

Marchés

Rapport sur les tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE

Audit des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement

Mai 2016

Sommaire

Sommaire.....	1
Contexte et objectifs de l'analyse menée par la CRE.....	2
Principales conclusions.....	5
SECTION I – Bilan de l'année 2015	8
1. Les consommations fournies au tarif réglementé ne représentent plus que 17% du total des consommations fournies sur le marché de détail en France en 2015	9
2. En lien avec la diminution des prix de marché de gros du gaz, les tarifs réglementés de vente de gaz s'inscrivent dans une tendance baissière depuis le début de l'année 2015	10
3. En 2015, les coûts d'ENGIE ont été couverts par les recettes des ventes aux tarifs réglementés	12
SECTION II – Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement.....	17
1. La formule en vigueur intègre une indexation marché de 77,4%	18
2. La CRE n'identifie pas de facteurs susceptibles de justifier une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire	19
3. Le choix des indices retenus et leur pondération pourrait être réexaminé à l'occasion de la révision de la formule	20
SECTION III – Les perspectives d'évolution des coûts hors approvisionnement	23
1. Les évolutions récentes des coûts des infrastructures ont pour effet d'augmenter le niveau des charges à couvrir par les tarifs réglementés au 1er juillet 2016	24
2. Les coûts commerciaux prévisionnels transmis par ENGIE à la CRE sont en baisse, mais n'intègrent pas la totalité des effets de la révision des modalités d'affectation des coûts entre tarifs réglementés et offres de marchés pour la prochaine période tarifaire	30
3. La révision des modalités d'affectation des coûts commerciaux entre clients au TRV et offres de marché, justifiée par l'évolution du portefeuille de clients d'ENGIE, conduit à une baisse significative des coûts commerciaux à prendre en compte au 1er juillet 2016	32
Table des figures.....	35

Contexte et objectifs de l'analyse menée par la CRE

Cadre juridique

L'article R445-2 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement.* ».

L'article R445-3 du code de l'énergie dispose que « *Pour chaque fournisseur est définie une formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La formule tarifaire et les coûts hors approvisionnement permettent de déterminer le coût moyen de fourniture du gaz naturel, à partir duquel sont fixés les tarifs réglementés de vente de celui-ci, en fonction des modalités de desserte des clients concernés.* ».

Les coûts hors approvisionnement comprennent notamment :

1° Les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et, le cas échéant, des réseaux de distribution publique de gaz naturel, résultant de l'application des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz fixés par la Commission de régulation de l'énergie ;

2° Les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant ;

3° Les coûts de commercialisation des services fournis, y compris une marge commerciale raisonnable.

La méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement pour chaque fournisseur est précisée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie effectue, chaque année, une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement. Les coûts de commercialisation peuvent être, en cas d'indisponibilité des données, estimés à partir de moyennes. La Commission de régulation de l'énergie intègre notamment dans son analyse les possibilités d'optimisation du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur sur la période écoulée. Elle peut proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de revoir la formule tarifaire ou la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement, afin de prendre en compte l'évolution des coûts dans les tarifs. Elle remet au Gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics, dans le respect du secret des affaires, au plus tard le 15 mai.

La formule tarifaire est fixée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, le cas échéant sur proposition du fournisseur, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Chaque fournisseur rend accessibles et compréhensibles par le public, par tout moyen approprié, les déterminants de sa formule tarifaire et les modalités de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, dans les limites autorisées par le secret des affaires. »

L'article R445-4 du code de l'énergie prévoit que « *Pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci, prévue par le septième alinéa de l'article R. 445-3,*

et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur. [...] Pour rendre son avis, la Commission de régulation de l'énergie s'appuie notamment sur les éléments comptables produits par le fournisseur, conformément à l'article L. 111-88. »

Arrêté du 24 juin 2015

L'arrêté du 24 juin 2015 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF SUEZ fixe :

- une nouvelle formule tarifaire permettant de traduire l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez ;
- la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement ;
- la fréquence d'évolution infra-annuelle des barèmes, afin d'y répercuter mensuellement les variations des coûts d'approvisionnement.

Dans sa délibération du 18 juin 2015 portant avis sur ce projet d'arrêté, la CRE :

- a émis un avis favorable sur la formule prévue par le projet d'arrêté ;
- a émis un avis favorable sur la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement figurant dans le projet d'arrêté qui est identique à celle utilisée par la CRE dans son audit du 13 mai 2015 ;
- a émis un avis favorable sur les barèmes applicables à compter du 1^{er} juillet 2015, en précisant que les tarifs envisagés permettent de couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement de GDF Suez tels qu'ils peuvent être estimés au 1er juillet 2015.

Audits sur les coûts de GDF SUEZ à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente de gaz

L'article L. 135-1 du code de l'énergie dispose que la CRE a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'énergie ainsi qu'aux informations économiques, sociales et financières nécessaires à sa mission de contrôle.

Les travaux menés par la CRE ont pour objectif de vérifier l'adéquation entre les coûts pris en compte dans les tarifs réglementés et ceux réellement supportés par l'opérateur afin de s'assurer que les coûts de l'opérateur historique, incluant une marge commerciale raisonnable au titre de l'activité de fourniture de gaz naturel, sont couverts par les recettes issues des ventes aux tarifs réglementés.

Le respect du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique est nécessaire pour le bon fonctionnement du marché de la fourniture de gaz et l'exercice de la concurrence par les fournisseurs alternatifs. Par ailleurs, le caractère raisonnable de la marge commerciale dégagée par l'opérateur historique au titre de cette activité doit être contrôlé dans l'intérêt du consommateur final.

Dans ce cadre, et afin d'éclairer ses prochains avis sur l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE, la CRE a engagé des travaux le 23 février 2016 avec l'objectif d'analyser :

- S'agissant des coûts dits « d'approvisionnement » :
 - o les coûts d'approvisionnement issus des contrats d'approvisionnement à long terme d'ENGIE, comprenant en particulier une analyse des clauses d'indexation, des flexibilités et de l'état des renégociations de ces contrats ;
 - o les autres sources d'approvisionnement d'ENGIE (gaz de court terme importé, gaz non importé) ;

- les gains d'optimisation et d'arbitrage réalisés par ENGIE.
- S'agissant des coûts dits « hors approvisionnements » :
 - les coûts d'infrastructure, leurs évolutions prévisionnelles, et de leur répartition par tarif ;
 - les coûts commerciaux, leurs évolutions prévisionnelles, de leur répartition par type de clientèle et par tarif ;

Par ailleurs la CRE a porté une attention particulière sur la correcte application des principes d'affectation des coûts de l'activité de fourniture de gaz d'ENGIE entre clients aux tarifs réglementés et clients en offres de marché afin de s'assurer de la correcte affectation des coûts au périmètre des tarifs réglementés.

Le présent rapport rend compte des travaux menés par la CRE dans le cadre de son audit :

- La première partie présente, d'un point de vue rétrospectif, l'évolution des tarifs réglementés en 2015, et l'analyse de la couverture des coûts d'ENGIE par les recettes des ventes aux clients aux tarifs réglementés sur cette période ;
- La deuxième partie analyse l'évolution des conditions d'approvisionnement d'ENGIE et ses conséquences éventuelles sur la formule tarifaire ;
- La troisième partie analyse les principaux facteurs d'évolution des coûts hors approvisionnement d'ENGIE ;

NB : certains graphiques sont présentés sans échelle, afin de respecter le secret des affaires.

Le périmètre de l'analyse porte sur les données relatives à ENGIE S.A., entité juridique du groupe ENGIE qui propose des tarifs réglementés de vente de gaz naturel sur le marché français.

Principales conclusions

La CRE constate que les coûts d'ENGIE ont été couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés en 2015

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'ENGIE, et de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, la CRE constate que les coûts d'ENGIE ont été couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés en 2015.

Au total, les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été supérieures aux coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2015, qui incluent eux-mêmes une marge au titre des coûts commerciaux.

Cet écart s'explique principalement par un écart constaté sur les coûts d'approvisionnement :

- un écart inférieur à 1% entre les coûts d'approvisionnements supportés par ENGIE en 2015 et ceux pris en compte dans les tarifs est constaté sur le périmètre d'approvisionnement restreint aux contrats de long terme pris en compte dans la formule tarifaire ;
- un écart additionnel de 4,8% s'explique principalement par des gains d'optimisation réalisés par ENGIE dans la gestion de ses approvisionnements, par le recours aux capacités de stockage, ainsi que par la prise en compte des achats de court terme, qui ne sont pas pris en compte dans la formule tarifaire.

Rapporté à l'ensemble des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, cet écart représente environ 2,5%.

Les coûts hors approvisionnement couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été légèrement inférieurs à ceux supportés par l'opérateur en 2015, notamment du fait de la hausse des coûts de stockage au 1^{er} avril 2015 qui n'a été répercutée qu'à compter du 1^{er} juillet 2015 dans les tarifs réglementés.

Au regard de l'ensemble de ces éléments et compte-tenu des données des années précédentes, la CRE ne recommande pas d'ajustement au titre de l'exercice 2015.

Au titre des coûts d'approvisionnement, la CRE recommande d'accroître la part d'indexation PEG Nord et de réduire le nombre d'indices pétroliers au 1^{er} juillet 2016

Dans son précédent rapport, la CRE avait relevé que les conditions d'approvisionnement d'ENGIE avaient significativement évolué à l'issue de renégociations avec ses principaux fournisseurs de gaz menées ces dernières années. En particulier, une part croissante des prix de ces contrats d'approvisionnement de long terme (LT) est désormais indexée sur les prix de marché du gaz. La formule tarifaire a ainsi été modifiée au 1^{er} juillet 2015, en portant l'indexation marché de 59,8% à 77,4% afin de refléter cette évolution.

ENGIE indique que ses actions de renégociation ont notamment pour objectifs :

- de bénéficier des conditions de marché actuelles favorables, dans la mesure où les prix de marché du gaz, sur la base des niveaux les plus récents observés, sont inférieurs au coût moyen d'approvisionnement de certains de ses contrats LT ;

- de réduire son exposition au risque de déconnection entre les prix du gaz et du pétrole, dans la mesure où certains de ses contrats LT sont encore indexés, pour partie ou en totalité, sur des indices pétroliers.

Sur la base des éléments dont elle dispose au début du mois de mai 2016, la CRE n'identifie pas de facteurs susceptibles de justifier une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire

La CRE recommande néanmoins une augmentation du poids de l'indice PEG Nord dans la future formule tarifaire afin d'améliorer la représentativité de la formule au regard de l'évolution constatée des conditions d'approvisionnement d'ENGIE. La part de cet indice pourrait être portée à un niveau proche de 20% (contre 11,2% actuellement).

Par ailleurs, la CRE recommande de réduire le nombre d'indices pétroliers retenus dans la formule en vigueur et de ne conserver que l'indice BRENT.

La CRE recommande une baisse de 1,2% des tarifs au 1^{er} juillet 2016 au titre des coûts hors approvisionnement

Les coûts hors approvisionnement pris en compte dans les tarifs sont composés des coûts d'utilisation des infrastructures et des coûts commerciaux.

La CRE constate que les principaux postes de coûts d'utilisation des infrastructures d'ENGIE évoluent à la hausse entre les coûts pris en compte dans les tarifs en vigueur et les coûts prévisionnels 2016-2017.

La CRE recommande en conséquence de faire évoluer les tarifs réglementés au 1er juillet 2016 d'environ +1,8%, afin de refléter l'augmentation des coûts d'infrastructure supportés par ENGIE.

Figure 1. Tableau d'évolution des coûts d'infrastructure au 1^{er} juillet 2016

	% d'impact sur les tarifs réglementés d'ENGIE au 1^{er} juillet 2016
Coûts de distribution	+1,0%
Coûts de transport	+0,9%
Coûts des stockages	-0,1%
Total coûts d'infrastructure =	<u>+1,8%</u>

Cette augmentation devrait être compensée par une baisse significative des coûts commerciaux prévisionnels d'ENGIE.

L'impact de la baisse des coûts commerciaux d'ENGIE sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016 devrait être proche de -3%, dont -2,2% au titre de la révision des modalités d'affectation des coûts commerciaux entre les clients aux TRV et clients en offre de marché dans le cadre de la comptabilité dissociée.

Synthèse sur l'évolution des coûts au 1^{er} juillet 2016

Au total, et sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2016 :

- l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE devrait être d'environ -1,2% en moyenne au 1er juillet 2016 au titre de ses coûts hors approvisionnement ;
- la formule et les indices sous-jacents utilisés pour le calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement n'étant pas connus à la date du présent rapport, l'évolution de ces coûts au 1^{er} juillet 2016 ne peut pas être estimée à ce stade.

SECTION I - Bilan de l'année 2015

1. Les consommations fournies au tarif réglementé ne représentent plus que 17% du total des consommations fournies sur le marché de détail en France en 20159
2. En lien avec la diminution des prix de marché de gros du gaz, les tarifs réglementés de vente de gaz s'inscrivent dans une tendance baissière depuis le début de l'année 2015 10
3. En 2015, les coûts d'ENGIE ont été couverts par les recettes des ventes aux tarifs réglementés¹²

1. LES CONSOMMATIONS FOURNIES AU TARIF RÉGLEMENTÉ NE REPRESENTENT PLUS QUE 17% DU TOTAL DES CONSOMMATIONS FOURNIES SUR LE MARCHÉ DE DÉTAIL EN FRANCE EN 2015

En application de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation les offres au tarif réglementé de vente de gaz naturel en France métropolitaine ont progressivement disparu pour les consommateurs non résidentiels entre le 19 juin 2014 et le 1^{er} juin 2016 :

- 19 juin 2014 pour les très gros consommateurs raccordés au réseau de transport et les entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est supérieur à 100 000 MWh par an ;
- 1^{er} janvier 2015 pour les consommateurs non résidentiels et les immeubles d'habitation consommant plus de 200 MWh par an ;
- 1^{er} janvier 2016 pour les consommateurs non résidentiels consommant plus de 30 MWh, les immeubles d'habitation qui consomment plus de 150 MWh par an et les entreprises locales de distribution consommant moins de 100 000 MWh par an.

Les consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation est inférieur à 30 MWh par an et les consommateurs particuliers ne sont pas concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Figure 2. Evolution des volumes de vente au tarif règlementé entre 2014 et 2015

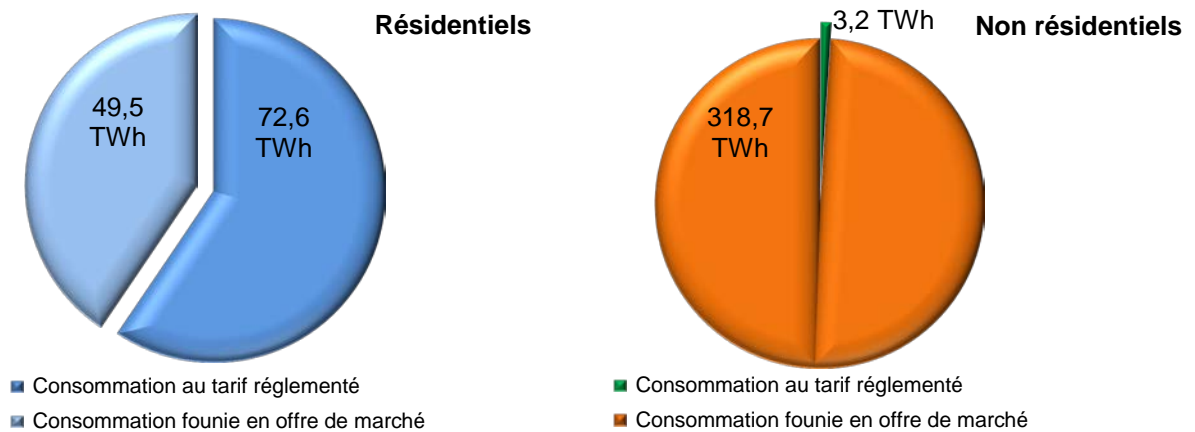
	Résidentiels			Non résidentiels		
	2015	2014	Variation	2015	2014	Variation
Sites au tarif réglementé	6 267 000	7 169 000	-12,6%	120 000	269 000	-55,4%
Consommation fournie au tarif réglementé	72,6 TWh	86,1 TWh	-15,7%	3,2 TWh	35,5 TWh	-91,0%

Source : observatoire CRE des marchés de détail de l'électricité et du gaz T4 2014 et T4 2015

Au total, les volumes des ventes aux clients au tarif réglementé sont passés de 121,6 TWh à 75,8 TWh entre 2014 et 2015, soit une baisse de -37,7%.

En 2015, la part des ventes au tarif réglementé ne représente plus que 17% des volumes de la consommation de gaz (contre 26% en 2014) :

Figure 3. Répartition des consommations fournies en 2015 entre offre au TRV et offre de marché



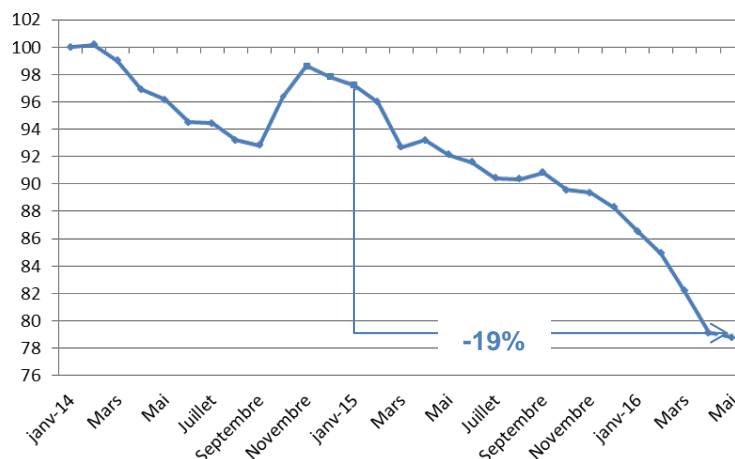
La consommation fournie au tarif réglementé représente 75,8 TWh sur un total de 444 TWh ¹ en 2015.

2. EN LIEN AVEC LA DIMINUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE GROS DU GAZ, LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ S'INSCRIVENT DANS UNE TENDANCE BAISSIERE DEPUIS LE DÉBUT DE L'ANNÉE 2015

Une baisse de 19% entre le 1er janvier 2015 et le 1er mai 2016

Dans sa délibération du 20 avril 2016, la CRE a indiqué que les évolutions du barème au 1^{er} mai 2015 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel hors taxes et CTA d'ENGIE représentent une baisse cumulée de 19% depuis le 1^{er} janvier 2015.

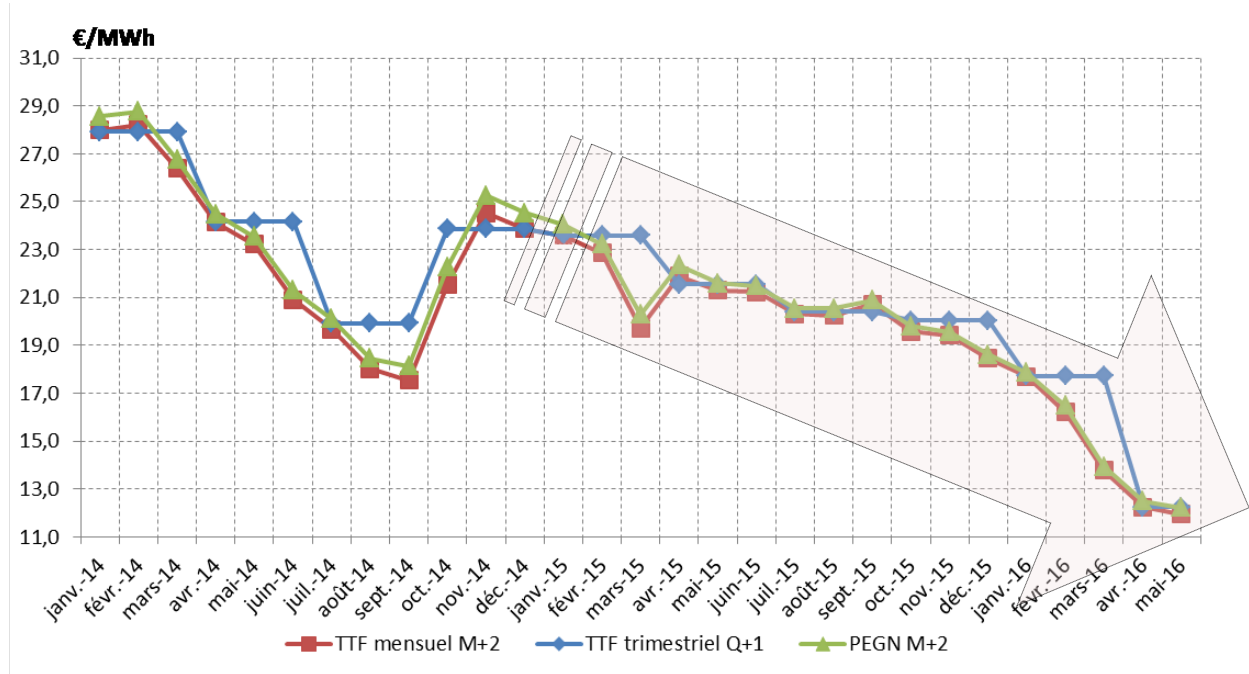
Figure 4. Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'ENGIE hors taxes et CTA depuis le 1er janvier 2014 (en €/MWh, base 100 en janvier 2015)



¹ Total de la consommation délivrée par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs sur le marché de détail en France

La baisse significative des tarifs réglementés depuis janvier 2015 s'explique pour l'essentiel par une tendance baissière des indices sous-jacents à la formule tarifaire, notamment du prix à terme du gaz sur le marché de gros des Pays-Bas et sur celui du marché français PEG Nord (Point d'Echange de Gaz Nord), qui sont les principaux indices de la formule tarifaire.

Figure 5. Evolution des indices gaziers sur le marché de gros retenus dans la formule tarifaires des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE depuis 2014



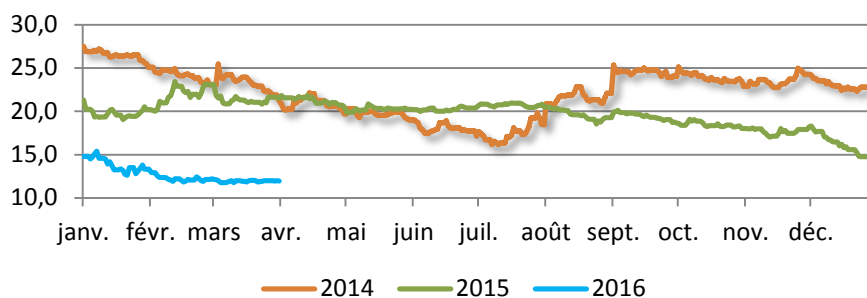
En 2015, dans un contexte de sensibilité des prix à la tension entre offre et demande en gaz, les indices de prix de marché pris en compte dans la formule tarifaire ont connu une forte baisse.

Cette tendance baissière s'est traduite directement dans le niveau des tarifs réglementés de vente de gaz.

Une volatilité des tarifs moins prononcée en 2015 qu'en 2014

Dans sa délibération du 18 juin 2015 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique d'ENGIE, la CRE avait rappelé que l'accroissement de la part d'indexation sur le marché du gaz devrait entraîner des fluctuations plus importantes à la hausse ou à la baisse des tarifs réglementés de vente, en raison principalement d'une période de référence des prix constatés dans la formule plus courte pour les indices de marché mensuels que pour les indices pétroliers (respectivement d'un mois et six mois).

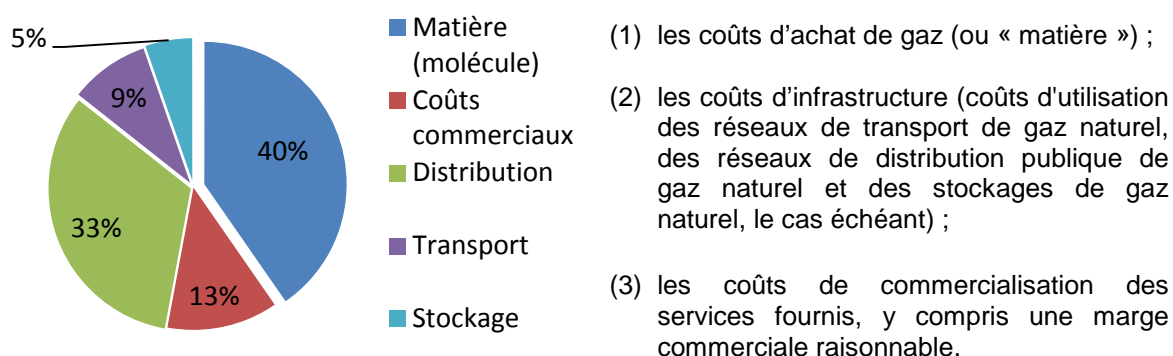
Figure 6. Evolution annuelle des prix de marché TTF (cotations journalières)



La tendance baissière des prix de marché de gros du gaz a été continue sur le second semestre 2015. La volatilité de ces prix a été moins prononcée en 2015 qu'en 2014, marqué notamment par les incertitudes liées à la crise russo-ukrainienne à partir de l'été 2014.

3. EN 2015, LES COÛTS D'ENGIE ONT ÉTÉ COUVERTS PAR LES RECETTES DES VENTES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS

Présentation de la structure des coûts de l'opérateur pris en compte dans les tarifs réglementés



(1) L'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel (composante « matière ») est calculée à partir d'une formule tarifaire fixée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, à partir, le cas échéant, des propositions faites par le fournisseur.

La formule en vigueur a été définie par l'arrêté du 24 juin 2015. Elle a été conçue pour s'appliquer à partir du 1^{er} juillet 2016. Elle est fondée sur un périmètre d'approvisionnement comprenant les contrats LT d'ENGIE susceptibles d'approvisionner le marché français. Les volumes d'approvisionnement concernés se composent principalement de gaz en provenance d'Algérie, de Norvège, des Pays-Bas et de Russie.

ENGIE dispose de leviers d'action sur les coûts de commercialisation (3) et pour partie sur les coûts d'approvisionnement (1) dans les cas de renégociation de ses contrats d'approvisionnement de long terme.

Les coûts d'infrastructure (2) sont fixés par la CRE pour les coûts d'accès au réseau de distribution de gaz (tarifs dits « ATRD ») et pour les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz (tarifs dits « ATRT »). Les coûts des stockages dépendent principalement des prix fixés par les opérateurs sur le marché français (Storengy et TIGF).

ENGIE ne dispose pas par conséquent de leviers d'action sur le niveau des coûts d'infrastructure qu'il supporte dans le cadre de son activité de fourniture de gaz.

La CRE s'est appuyée sur la comptabilité dissociée d'ENGIE pour apprécier la couverture des coûts au périmètre de l'activité de fourniture de gaz aux clients au tarif réglementé en 2015

En application des dispositions de l'article L. 111-89 du Code de l'énergie, ENGIE transmet annuellement à la CRE des comptes dissociés de son activité de fourniture de gaz entre clients aux tarifs réglementés et clients en offres de marché.

ENGIE a transmis à la CRE ses comptes dissociés relatif à l'exercice 2015 le 31 mars 2016.

Ces comptes dissociés sont établis sur la base de principes de dissociation approuvés par la CRE dans sa délibération du 11 février 2010 portant approbation des principes de tenue des comptes séparés d'ENGIE pour les activités de fourniture aux clients finals aux tarifs réglementés.

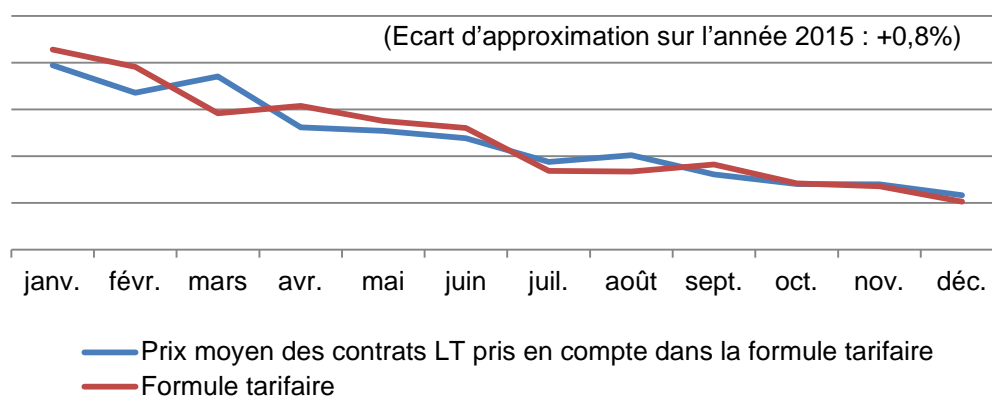
Le principe d'imputation directe aux différentes activités prévaut lorsque cela est possible. Lorsque, pour certains postes, le principe d'imputation directe n'est pas pertinent, des clés de répartition sont définies et prises en compte pour déterminer la part imputée aux activités concernées.

Les coûts d'approvisionnement déterminés par application de la formule tarifaire s'établissent à 0,8% au-dessus du prix moyen des contrats de long terme d'ENGIE

Les hypothèses de construction de la formule tarifaire conduisent mécaniquement à des écarts avec les coûts réellement supportés par ENGIE. Les écarts entre la formule et les coûts réels peuvent être de deux natures :

- des écarts liés au fait que l'approvisionnement réel d'ENGIE, incluant notamment 9% d'achats sur les marchés (achats de court terme), est différent de celui du périmètre de la formule qui comprend seulement les contrats de long terme importés en France².
- des écarts liés aux effets d'approximation de la formule à périmètre identique.

Figure 7. Ecarts d'approximation de la formule tarifaire



La CRE constate que la différence entre le prix du gaz pris en compte dans les tarifs réglementés, approximé par la formule tarifaire, et le prix réellement constaté des contrats de long terme d'ENGIE s'élève à environ 0,8%.

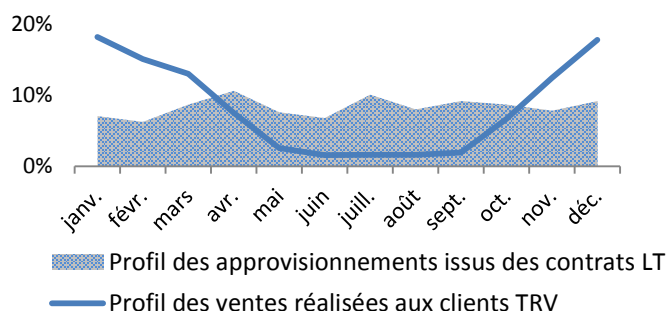
L'écart entre les coûts d'approvisionnement effectivement supportés par ENGIE au titre des contrats de long terme et les coûts pris en compte dans la part approvisionnement des tarifs réglementés est cependant plus significatif du fait des gains d'optimisation réalisés par ENGIE

Dans ses précédents rapports, la CRE avait illustré le potentiel d'optimisation dont dispose ENGIE à travers la flexibilité des contrats long terme et le recours aux capacités de stockage.

Le graphique suivant présente les profils d'achat et de vente de gaz pour l'année 2015.

² Engie indique que ses achats de court terme sont destinés à couvrir des ventes réalisées pour des volumes comparables et ne sont par conséquent pas destinés, selon lui, à la clientèle au tarif réglementé.

Figure 8. Répartition des achats dans le cadre de contrats LT et des ventes de gaz d'ENGIE de janvier à décembre 2015



⇒ Dans le cadre de ses contrats LT ENGIE achète davantage de gaz pendant les mois d'été, durant lesquels les coûts d'approvisionnement sont plus faibles, et inversement sur les mois d'hiver.

La gestion des approvisionnements d'ENGIE s'explique par l'utilisation des stockages pendant les mois d'été de l'année N, en vue d'une utilisation des volumes concernés lors de l'hiver N+1. Cette gestion, dans un contexte de tendance baissière ou haussière des prix du gaz, est susceptible d'induire un écart entre les coûts répercutés dans les tarifs et les coûts réellement supportés par ENGIE.

Sur l'année 2015, l'écart entre d'une part les coûts d'approvisionnement effectivement supportés par ENGIE au titre des contrats de long terme et d'autre part les coûts pris en compte dans la part approvisionnement des tarifs réglementés s'établit à environ 3,9% en approche comptable calendaire.

La CRE relève cependant que ce potentiel d'optimisation est variable, en fonction de l'écart entre prix de marché du gaz en été et en hiver.

Par ailleurs, le portefeuille d'approvisionnement d'ENGIE intègre des achats de court terme

Afin d'estimer les coûts d'approvisionnement réellement supportés par ENGIE, la CRE appuie son analyse sur les principes de dissociation comptable de l'activité de fourniture de l'opérateur qui prévoient que :

- les approvisionnements du gaz livré sont, pour partie, issus de l'importation et, pour partie, achetés en France. L'allocation du coût du gaz livré se fait au prorata des volumes consommés par type d'offre tels que définis dans la comptabilité analytique.
- pour le gaz importé, le coût du gaz livré est calculé sur la base du prix d'achat du gaz (PMI), corrigé des frais de transport en Europe et de transport GNL au prorata des volumes réellement importés.
- le coût du gaz acheté en France est calculé sur la base du prix d'achat du gaz.

Outre l'approvisionnement réalisé par ENGIE dans le cadre de ses contrats de long terme, l'analyse du portefeuille d'approvisionnements de l'opérateur en 2015 laisse apparaître un volume d'approvisionnements réalisés par des achats de court terme. En 2015, le coût moyen de ces achats de court terme est inférieur au coût moyen des achats de gaz opérés par des contrats de long terme.

Un écart additionnel de 0,9%, qui s'ajoute aux 0,8% constatés sur le périmètre des contrats long terme, est ainsi observé en intégrant les achats de court terme dans le calcul des coûts d'approvisionnement réellement supportés par ENGIE, qui indique que les achats sur les marchés (achats de court terme) sont destinés à couvrir les ventes réalisées sur ces mêmes marchés pour des volumes comparables.

Les coûts d'infrastructure supportés par ENGIE ont été légèrement supérieurs à ceux pris en compte dans les tarifs réglementés

Les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et des réseaux de distribution publique de gaz naturel dans les tarifs réglementés résultent de l'application des tarifs d'utilisation des

infrastructures de gaz fixés par la CRE. La visibilité donnée par le cadre de régulation de ces tarifs a permis d'anticiper leurs évolutions lors de la détermination des tarifs réglementés au 1^{er} juillet de chaque année.

S'agissant des coûts de stockage, le changement des tarifs de stockage au 1^{er} avril 2015 n'a pas pu être anticipé lors de la détermination des tarifs réglementés et n'a été répercuté qu'à compter du 1^{er} juillet 2015 dans ces tarifs. Par ailleurs, les écarts de prévision relatifs à la pondération des coûts unitaires par les volumes vendus, induisent également des coûts partiellement non couverts pour ENGIE sur l'année 2015.

Au titre de l'année 2015, l'écart constaté entre les coûts d'infrastructure constatés et ceux pris en compte dans les tarifs réglementés représente environ 1% du montant total des coûts d'infrastructure au périmètre des ventes aux clients aux TRV. Les coûts d'infrastructure supportés par ENGIE ont été plus élevés que ceux pris en compte dans les tarifs réglementés.

Retraités des éléments exceptionnels, les coûts commerciaux constatés, issus des comptes dissociés établis selon les principes applicables en 2015, ne présentent pas d'écarts significatifs par rapport à ceux pris en compte dans les tarifs

Les coûts de commercialisation se composent pour l'essentiel de coûts de gestion clientèle ainsi que d'une marge commerciale raisonnable.

La méthodologie de construction tarifaire qui révisé le niveau des coûts commerciaux à prendre en compte au 1^{er} juillet de chaque année permet d'intégrer les évolutions attendues de ces coûts sur la période tarifaire à venir et de limiter les écarts.

ENGIE a cependant constaté un produit exceptionnel en 2015 au titre de la régularisation d'un trop versé de taxes sur des exercices antérieurs.

Retraité de cet élément exceptionnel, la CRE relève que le niveau des coûts commerciaux supportés par ENGIE en 2015 ne présente pas d'écarts significatifs par rapport à ceux pris en compte dans les tarifs réglementés.

En outre, dans sa délibération du 17 mai 2016, la CRE a approuvé de nouveaux principes d'affectation des coûts commerciaux pour l'activité de fourniture d'ENGIE entre clients aux tarifs réglementés et clients en offre de marché. Si ces principes avaient été appliqués en 2015, ils auraient conduit à réaffecter environ 90 M€ de coûts commerciaux de l'activité de fourniture aux clients aux tarifs réglementés à l'activité de fourniture aux clients en offre de marché de gaz et d'électricité.

Ces principes sont pris en compte pour déterminer les coûts prévisionnels d'ENGIE au 1^{er} juillet 2016 (cf section III-3).

Au total, les coûts d'ENGIE couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été supérieurs à ceux réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2015.

Cet écart s'explique principalement par un écart constaté sur les coûts d'approvisionnement :

- un écart inférieur à 1% entre les coûts d'approvisionnements supportés par ENGIE en 2015 et ceux pris en compte dans les tarifs est constaté sur le périmètre d'approvisionnement restreint aux contrats de long terme pris en compte dans la formule tarifaire ;
- un écart additionnel de 4,8% s'explique par des gains d'optimisation réalisés par ENGIE dans la gestion de ses approvisionnements, par le recours aux capacités de stockage, ainsi que par la prise en compte des achats de court terme, qui ne sont pas pris en compte dans la formule tarifaire.

Les coûts hors approvisionnement couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été légèrement inférieurs à ceux constatés en 2015.

Au regard de l'ensemble de ces éléments et compte-tenu des données des années précédentes, la CRE ne recommande pas d'ajustement au titre de l'exercice 2015.

SECTION II - Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement

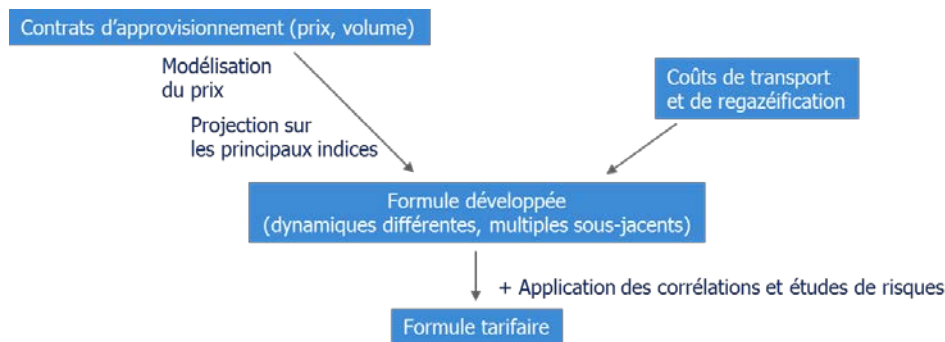
1. La formule en vigueur intègre une indexation marché de 77,4% 18
2. La CRE n'identifie pas de facteurs susceptibles de justifier une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire..... 19
3. Le choix des indices retenus et leur pondération pourrait être réexaminé à l'occasion de la révision de la formule 20

1. LA FORMULE EN VIGUEUR INTEGRE UNE INDEXATION MARCHE DE 77,4%

L'arrêté du 24 juin 2015 a fixé la formule permettant d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement d'ENGIE.

La formule en vigueur est établie pour refléter les différentes formules prix des contrats LT d'ENGIE importés ou susceptibles de l'être :

Figure 9. Modalités d'établissement de la formule tarifaire



L'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel est fonction :

- du taux de change dollar US contre euro, constaté sur la période de six mois se terminant un mois avant le trimestre calendaire du mouvement tarifaire ;
- des prix d'un panier de produits pétroliers (FOD, FOL et Brent), convertis en euros et constatés sur la période de six mois se terminant un mois avant le trimestre calendaire du mouvement tarifaire ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« TTF MA+2 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur trimestriel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le trimestre du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant le trimestre calendaire du mouvement (« TTF QA+1 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur annuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour l'année gazière du mouvement tarifaire considéré, sur la période de onze mois se terminant un mois avant l'année gazière du mouvement, l'année gazière étant définie comme la période s'étendant d'octobre à septembre (« TTF YA ») ;
- du prix coté au PEG Nord en France du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement.

Elle s'établit selon la formule suivante (Δ = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta FOD \text{€}/t * 0,00078 + \Delta FOL \text{€}/t * 0,00096 + \Delta BRENT \text{€}/bl * 0,05415 + \Delta TTFQ \text{€}/MWh * 0,05308 + \Delta TTFM \text{€}/MWh * 0,58132 + \Delta TTF A \text{€}/MWh * 0,0295 + \Delta PEGNM \text{€}/MWh * 0,11022 + \Delta USDEUR * 0,97187$$

La formule actuelle porte le niveau d'indexation sur le marché à 77,4% (contre 59,8% précédemment).

Le niveau d'indexation sur le marché de 77,4% dans les contrats de long terme importés a été jusqu'à présent représentatif des conditions d'approvisionnement d'ENGIE.

La CRE relevait dans son précédent rapport que ce niveau d'indexation correspondait à une moyenne pondérée, pour les approvisionnements dans le cadre des contrats de long terme :

- des volumes indexés pour partie ou en totalité sur les prix de marché ;
- des volumes indexés à 100% sur des indices pétroliers, qui n'intègrent aucune référence à des prix de marché.

2. LA CRE N'IDENTIFIE PAS DE FACTEURS SUSCEPTIBLES DE JUSTIFIER UNE EVOLUTION DU NIVEAU DE L'INDEXATION SUR LES PRIX DE MARCHE DU GAZ DANS LA FORMULE TARIFAIRE

Dans ses rapports précédents, la CRE a relevé la tendance à une indexation croissante des contrats d'approvisionnement de long terme d'ENGIE sur les prix de marché du gaz et recommandé la prise en compte de cette tendance dans la formule tarifaire.

Ces évolutions sont le reflet de la stratégie d'ENGIE qui indique notamment que son objectif vise à réduire son exposition au risque de déconnection entre les prix du gaz et du pétrole, dans la mesure où certains de ses contrats sont encore indexés, pour partie ou en totalité, sur des indices pétroliers.

Les conditions de prix des contrats LT d'ENGIE peuvent évoluer en fonction :

- des dispositifs d'évolution « automatique » des formules de prix dans certains contrats LT. Certains de ses contrats prévoient des dispositifs d'évolution automatique de la formule de prix dans le temps, avec notamment une augmentation de la part des volumes indexés marché ;
- des effets d'éventuelles renégociations le cas échéant.

A titre d'illustration, ENGIE a annoncé le 12 avril 2016 ³un accord avec Gazprom Export sur la révision des prix de leurs contrats d'approvisionnement de gaz à long terme. Dans le communiqué de presse annonçant cet accord, ENGIE précise être « *en discussion continue avec l'ensemble de ses fournisseurs et a régulièrement recours à ce type de négociations, prévu dans le cadre de ses contrats.* »

ENGIE indique disposer d'une vision relativement précise des effets attendus de ces renégociations sur ses coûts d'approvisionnement sur la prochaine période tarifaire (1^{er} juillet 2016 - 1^{er} juillet 2017). Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2016, la CRE n'identifie pas d'éléments susceptibles de faire évoluer de manière significative la part indexée marché de la formule actuelle.

La volatilité des prix de marché de gros du gaz devrait par conséquent toujours se matérialiser dans les tarifs réglementés à hauteur de l'indexation de l'année précédente

³ <https://www.ENGIE.com/wp-content/uploads/2016/04/cp-ENGIE-gazprom.pdf>

La CRE relevait dans ses précédents rapports que la part d'indexation sur le marché du gaz dans la formule tarifaire est susceptible d'entraîner des fluctuations plus importantes, à la hausse ou à la baisse, des tarifs réglementés de vente du fait principalement de la prise en compte d'une période de référence des prix constatés dans la formule plus courte pour les indices de marché que pour les indices pétroliers (respectivement d'un et huit mois).

L'analyse de l'évolution des prix de marché de gros du gaz depuis 2013 fait apparaître que la volatilité de ces prix n'est pas plus élevée que celle constatée pour les produits pétroliers.

Figure 10. Volatilité des indices TTF et Brent depuis 2013

Volatilité journalière annualisée pour l'année N	TTF MA+2	Brent (\$/bl)
2013	10%	18%
2014	30%	21%
2015	23%	42%
T1 2016	19%	33%

Le principal risque de volatilité associé à l'accroissement de la part d'indexation sur les prix de marché de gros du gaz dans la formule tient à l'absence d'effet de « lissage » de l'indexation marché prise en compte dans la formule.

Lors des évolutions tarifaires mensuelles, qui prennent en compte les variations de la part matière des tarifs réglementés de vente d'ENGIE, la donnée de référence des indices pétroliers est calculée comme la moyenne constatée sur une période de huit mois se terminant un mois avant la date du mouvement tarifaire. Celle du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur mensuel de gaz naturel (indice TTF MA+2), correspond à la moyenne constatée sur une période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement tarifaire.

Par conséquent, toute variation significative de l'indice TTF MA+2 sur une période de plusieurs jours est susceptible de se traduire par une variation de la moyenne mensuelle de cet indice. A l'inverse, de telles variations sont « lissées » sur une période de 6 mois pour les indices pétroliers dans le calcul de la formule.

La CRE constate néanmoins que ces indexations, ainsi que les périodes de référence associées, sont le reflet des clauses d'indexation des contrats d'approvisionnement à long terme d'ENGIE.

La CRE note enfin que la saisonnalité des prix de marché peut se traduire par des prix plus élevés en hiver qu'en été.

3. LE CHOIX DES INDICES RETENUS ET LEUR PONDERATION POURRAIT ETRE REEXAMINE A L'OCCASION DE LA REVISION DE LA FORMULE

L'indexation sur l'indice PEG Nord dans les contrats de long terme d'ENGIE

L'indexation sur l'indice français du PEG Nord a été introduite dans la formule tarifaire au 1^{er} juillet 2015, conformément aux recommandations successives de la CRE formulées dans ses précédents

rapports. La CRE constate que le niveau de cette d'indexation pris en compte dans la formule est inférieur au poids réel de cet indice dans les conditions d'approvisionnement d'ENGIE.

La CRE considère qu'une augmentation du PEG Nord dans la future formule tarifaire serait de nature à améliorer la représentativité de la formule au regard de l'évolution constatée des conditions d'approvisionnement d'ENGIE.

L'indice pris en compte dans la formule intègre un mois de décalage nécessaire au dépôt des barèmes. La volatilité de cet indice est présentée ci-après :

Figure 11. Volatilité des indices TTF et PEG Nord depuis 2013

Volatilité journalière annualisée pour l'année N	TTF MA+2	PEG Nord MA+2
2013	10%	11%
2014	30%	33%
2015	23%	23%
T1 2016	19%	19%

Sur les derniers exercices, on observe que la volatilité des indices de marché PEG Nord est comparable à celle de l'indice de marché TTF, principal indice de la formule tarifaire en vigueur. Par conséquent, une augmentation du poids de cet indice ne serait pas de nature à accroître le risque de volatilité de la formule.

La CRE recommande d'accroître le niveau d'indexation sur un indice PEG Nord mensuel dans la future formule tarifaire. Ce niveau pourrait être porté à un niveau proche de 20% (contre 11,2% actuellement).

Le nombre d'indices pétroliers pourraient être réduit dans la formule

Les indices pétroliers pris en compte dans la formule tarifaire en vigueur sont au nombre 3 :

- L'indice BRENT€/bl représente l'évolution de la cotation du baril de pétrole en euros par baril ;
- L'indice FOD€/t représente l'évolution de la cotation du fioul domestique à 0,1 % en euros par tonne ;
- L'indice FOL€/t représente l'évolution de la cotation du fioul lourd basse teneur en soufre en euros par tonne ;

La CRE relève qu'une réduction du nombre d'indices dans la formule est de nature, pour les fournisseurs alternatifs qui proposent des offres de marché indexée sur l'évolution des tarifs réglementés, à faciliter la réplique de la formule tarifaire.

La CRE observe par ailleurs que la corrélation entre ces différents indices pétroliers est forte, et que les indices FOD et FOL ne représentent qu'un poids limité dans la formule. L'indice BRENT est le principal indice pétrolier pris en compte dans la formule. (cf section II-1).

La CRE recommande en conséquence, de réduire le nombre d'indices pétroliers et de ne conserver qu'un seul indice, le BRENT.

Sur la base des éléments dont elle dispose à début mai 2016, la CRE n'identifie pas de facteurs susceptibles de justifier une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire (**recommandation 1**).

La CRE recommande néanmoins une augmentation du poids de l'indice PEG Nord dans la future formule tarifaire afin d'améliorer la représentativité de la formule au regard de l'évolution prévisionnelle des conditions d'approvisionnement d'ENGIE. Ce niveau pourrait être porté à un niveau proche de 20% (contre 11,2% actuellement) (**recommandation 2**).

Enfin, la CRE recommande de réduire le nombre d'indices pétroliers retenus dans la formule en vigueur et de ne conserver que l'indice BRENT (**recommandation 3**).

SECTION III -

Les perspectives d'évolution des coûts hors approvisionnement

1. Les évolutions récentes des coûts des infrastructures ont pour effet d'augmenter le niveau des charges à couvrir par les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 201624
2. Les coûts commerciaux prévisionnels transmis par ENGIE à la CRE sont en baisse, mais n'intègrent pas la totalité des effets de la révision des modalités d'affectation des coûts entre tarifs réglementés et offres de marchés pour la prochaine période tarifaire30
3. La révision des modalités d'affectation des coûts commerciaux entre clients au TRV et offres de marché, justifiée par l'évolution du portefeuille de clients d'ENGIE, conduit à une baisse significative des coûts commerciaux à prendre en compte au 1^{er} juillet 2016.....32

1. LES EVOLUTIONS RECENTES DES COUTS DES INFRASTRUCTURES ONT POUR EFFET D'AUGMENTER LE NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR PAR LES TARIFS REGLEMENTES AU 1^{ER} JUILLET 2016

Synthèse des propositions d'ENGIE

ENGIE a transmis à la CRE les prévisions suivantes d'évolution de ses coûts d'infrastructure par rapport aux coûts pris en compte dans les tarifs réglementés en vigueur :

- Distribution : +2,6%, en application de l'évolution du tarif ATRD au 1^{er} juillet 2016.
- Transport : +9,3% en moyenne (soit un effet à la hausse de 0,9% sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016) :
 - Prise en compte de l'évolution des tarifs ATRT5 de GRTgaz (+4,6%) et de TIGF (+5,0%) au 1^{er} avril 2016, dont les hausses portent principalement sur les termes aval.
 - Anticipation d'une hypothèse d'évolution (+2,7%) des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril 2017 pour l'évaluation des coûts sur le deuxième trimestre 2017.
 - Prise en compte du mécanisme d'enchères et de redistribution des excédents d'enchères à la liaison Nord-Sud.
- Stockage / Modulation : - 2,8% (soit un effet à la baisse de 0,2% sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016) :
 - Reconstitution de la méthode d'évaluation des coûts de stockage et de modulation proposée en 2015-2016, consistant en la prise en compte des coûts prévisionnels de réservation de capacités dans les stockages français, à hauteur de 80% des droits de stockage pour ses clients, et en la valorisation des 20% de modulation manquants sur la base de l'évaluation du coût de l'achat de cette modulation sur les marchés de gros
 - Relative stabilité du coût unitaire de stockage, hors BFR et rattrapage, pour 2016-2017 par rapport à 2015-2016, pour l'ensemble des tarifs DP
 - Baisse de 34,4 % du coût du besoin en fonds de roulement (BFR) 2016-2017 associés au stockage par rapport au BFR 2015-2016 pour l'ensemble des tarifs DP, ce qui vient diminuer les coûts de stockage.

Les coûts de distribution

Dans sa délibération du 10 mars 2016 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2016, la CRE a décidé d'augmenter le tarif de GRDF de 2,76%. Cette augmentation génère une hausse moyenne de 0,48€/MWh des tarifs réglementés d'ENGIE sur son portefeuille prévisionnel 2016-2017, soit +1%.

Cette hausse est pour partie compensée par la baisse des charges d'impayés pris en compte dans les coûts commerciaux (cf III.2) dans la mesure où la charge des impayés relative aux tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution est supportée par GRDF à compter du 1^{er} juillet 2016⁴;

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

Les coûts de transport

Méthode de calcul des coûts de transport

Les coûts de transport se basent sur le tarif ATRT5 fixé par la CRE et sur les réservations des capacités d'accès aux réseaux de transport faites par ENGIE.

Différents termes tarifaires doivent être inclus pour évaluer les coûts de transport à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente de gaz :

- les termes de capacité d'entrée sur le réseau principal, au titre du gaz importé sur le territoire français ;
- les termes de capacité à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, au titre du volume de gaz transporté entre ces zones d'équilibrage ;
- les termes de capacité d'entrée et de sortie sur le réseau principal à partir des stockages, au titre des volumes de gaz injectés ou soutirés dans les infrastructures de stockage ;
- les termes de capacité de sortie du réseau principal, au titre des volumes de gaz livrés aux réseaux régionaux ;
- les termes de capacité de transport sur le réseau régional, au titre du gaz acheminé sur le réseau régional ;
- les termes de capacité de livraison ;
- les coûts et la redistribution des surplus d'enchères de capacités à la liaison Nord-Sud aux expéditeurs livrant des clients dans les zones GRTgaz Sud et TIGF.

Principes d'allocation des coûts de transport

- Allocation des coûts directs

Les termes tarifaires concernés sont les termes de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, ainsi que les termes d'entrée et de sortie des stockages. Ces coûts directs peuvent être calculés pour chaque client desservi sur le réseau de distribution en fonction de son profil de consommation et de sa CAR.

- Allocation des coûts indirects

Les termes tarifaires concernés sont les termes d'entrée aux points d'interconnexion réseaux et aux terminaux méthaniers, ainsi que les termes tarifaires à la liaison Nord – Sud. En effet, le coût de ces termes tarifaires est global et ne peut pas être affecté par client ou par catégorie de clients.

Les coûts d'entrée supportés par ENGIE sont répartis entre livraison aux clients finals, transit international et solde des ventes et achats aux PEG pour déterminer la part des coûts à allouer aux ventes à des clients finals en France. Ces coûts sont ensuite alloués entre les clients au prorata de leur consommation, mesurée par la consommation annuelle de référence (CAR) au 1^{er} avril 2016.

L'allocation des coûts de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz ne se fait pas uniquement au prorata de la CAR mais à parts égales entre la CAR et les droits en volume utile de chaque tarif. Ceci permet de refléter la double utilisation de la liaison Nord – Sud : d'une part pour remplir les stockages du Sud nécessaires aux clients modulés, d'autre part pour l'alimentation des clients.

Evolution des coûts de transport

La mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2016⁵ prévoit une hausse moyenne des tarifs de 4,6% pour GRTgaz et 5,0% pour TIGF. Les termes d'interconnexion augmentant à l'inflation, la hausse tarifaire

5 Délibération de la CRE du 10 décembre 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1er avril 2016

est principalement répercutée sur les autres termes, à savoir le terme de sortie du réseau principal, le terme de transport régional, qui représente environ 50% des coûts d'acheminement d'un client chauffage (B1), et le terme de livraison.

D'autre part, la révision des profils de consommation induit une consommation de pointe plus importante pour les clients aux tarifs Base, B0 et B1, du fait de l'augmentation de la modulation climatique des clients particuliers.

ENGIE détient des capacités d'entrée souscrites sur le long terme pour garantir l'approvisionnement des clients aux TRV. Or le portefeuille des clients aux TRV est en diminution. En conséquence, les souscriptions d'ENGIE sont supérieures à ses besoins d'acheminement. Contrairement à l'an dernier, ENGIE anticipe d'importantes ventes au PEG Nord et à la TRS, ce qui permet de valoriser ces capacités autrement qu'en les reportant intégralement sur les clients aux TRV.

Ces trois effets conjugués induisent, pour un client B1 moyen, une augmentation de 7,2% des coûts de transport par rapport aux coûts portant sur l'année passée.

Prise en compte du mécanisme d'enchères de capacités Nord – Sud

Conformément au code de réseau CAM, les capacités à la liaison Nord-Sud sont commercialisées lors d'enchères ascendantes. Ainsi, au moment des enchères (annuelles, trimestrielles et mensuelles), les expéditeurs doivent s'acquitter du tarif régulé, majoré d'un surplus d'enchère. Ce surplus est redistribué pendant l'année concernée, au bénéfice des expéditeurs livrant du gaz aux clients situés en zones GRTgaz Sud et TIGF.

La prise en compte de ce mécanisme se traduit par :

- une composante « surcoût d'enchère » pour prendre en compte le surplus d'enchère. redistribution. Ces surcoûts d'enchères sont répartis entre les différents tarifs selon deux clés ayant chacune un poids de 50% :
 - la première clé est la CAR par type de tarif ;
 - la deuxième clé correspond aux droits de stockage en Volume Utile pour chaque tarif.
- une composante « rétrocession d'enchère » pour prendre en compte la redistribution des surplus d'enchères. Ces rétrocessions d'enchères sont réparties par tarif proportionnellement aux volumes de CAR agrégés pour chaque tarif sur la place de marché TRS.

L'impact global du mécanisme d'enchère représente une baisse de 0,8% des coûts de transport pour un client moyen au tarif B1.

Rattrapage et anticipation de l'augmentation des coûts de transport

Le décalage entre la hausse des tarifs transport au 1^{er} avril et la revalorisation des TRV au 1^{er} juillet constitue un coût pour ENGIE, qu'il convient de couvrir au titre des coûts hors approvisionnement.

Figure 12. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport



La hausse au 1^{er} avril 2016 avait été anticipée dans les coûts de transport prévisionnels devant être couverts par les TRV pour la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016. Le rattrapage des coûts assumés par ENGIE pendant le trimestre du 1^{er} avril 2016 au 1^{er} juillet 2016 est calculé comme l'écart entre cette anticipation et les coûts réalisés après application de la mise à jour de l'ATRT5 au 1^{er} avril 2016. Cet écart se chiffre à 0,04 €/MWh pour les clients B1.

Une hypothèse d'évolution du tarif ATRT 6 au 1^{er} avril 2017 de 2,7% est également anticipée pour la prochaine période tarifaire. Cette hypothèse correspond à la hausse du revenu autorisé demandée par GRTgaz dans son dossier tarifaire et rendue publique par l'opérateur⁶. L'anticipation des coûts assumés à ce titre par ENGIE pendant le trimestre du 1^{er} avril 2017 au 1^{er} juillet 2017 se chiffre à 0,04 €/MWh pour les clients B1.

Conformément à la méthode appliquée (cf figure 12.), l'écart entre l'hypothèse prévisionnelle retenue au 1^{er} juillet 2016 pour l'évolution de ces coûts, et l'évolution de l'ATR6 au 1^{er} avril 2017 qui sera ultérieurement décidée par la CRE, fera l'objet d'une régularisation a posteriori.

Les coûts liés au rattrapage et à l'anticipation induisent une hausse de 1,6% des coûts de transport pour un client B1 moyen.

Synthèse

La somme des évolutions des coûts de transport représente une hausse de 7,2% par rapport au tarif de transport 2015 pour un client B1, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage 2015, ainsi que des enchères à la liaison Nord-Sud. En intégrant l'anticipation et le rattrapage et le mécanisme d'enchères, la hausse réelle est de 10,0% pour un client B1 moyen.

La hausse moyenne des coûts de transport pour l'ensemble des tarifs des distributions publiques est de +9,3%. Cette augmentation aura un impact à la hausse de 0,9% sur les TRV au 1^{er} juillet 2016.

Les coûts de stockage

Les articles R. 121-1 à R. 121-20 du code de l'énergie, issus de la codification des dispositions du décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz, impose aux fournisseurs de clients domestiques, de clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, et de clients non domestiques n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, d'être en mesure d'assurer la continuité de fourniture de ces clients, y compris en situation de pointe de froid telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans (pointe P2). L'article R. 121-5 du code de l'énergie prévoit en particulier que « les fournisseurs doivent s'assurer de la disponibilité de sources alternatives, notamment par le recours : (...) à des achats complémentaires de gaz provenant d'autres sources d'approvisionnement, notamment sous forme de contrats à court terme de gaz ou de gaz naturel liquéfié ; aux stockages de gaz. »

Cette obligation de continuité de fourniture correspond à une réservation, dans les stockages français, de 100% des droits de stockage attachés au portefeuille de clients d'ENGIE. En effet, les droits de stockage, introduits par le décret n°2006-1034 du 21 août 2006 modifié relatif à l'accès des tiers aux stockages, aujourd'hui codifié aux articles R. 421-1 à R. 421-17 du code de l'énergie, sont dimensionnés de manière à refléter les besoins de modulation des fournisseurs pour assurer la continuité de fourniture de leurs clients finals en cas de pointe P2.

Néanmoins, l'article R. 421-15 du code de l'énergie n'impose la réservation par un fournisseur de gaz naturel que de 80% des droits de stockage associés à son portefeuille de clients.

Méthode de calcul des coûts de stockage

Pour 2016-2017, ENGIE propose de reconduire la méthode de détermination des coûts du stockage à couvrir par les tarifs réglementés de vente proposée pour 2015-2016, consistant en la prise en compte des coûts prévisionnels de réservation de capacités dans les stockages français, à hauteur de 80% des droits de stockage d'ENGIE pour ses clients, et en la valorisation des 20% de modulation

⁶ Déclaration du directeur général de GRTgaz au journal EUROP'ENERGIES du 08/04/2016.

manquants sur la base de l'évaluation du coût de l'achat de cette modulation sur les marchés de gros (volume et débit journalier).

A partir de la prévision, sur la base des informations disponibles en mai 2016, des coûts du stockage souscrit par ENGIE pour l'ensemble de son portefeuille clients (tarifs réglementés de vente et offres de marché) auprès de Storengy et TIGF pour l'hiver 2016-2017 et du coût de réservation des 20% de modulation supplémentaire, celui-ci détermine le coût total à couvrir, pour l'ensemble de son portefeuille clients (hors offres de marché transport et entreprises locales de distribution).

Sur la base des droits de stockage en volume utile (VU) et en débit de soutirage (DSOUT) associés à son portefeuille de clients raccordés au réseau de distribution et des tarifs ATS 2016-2017 appliqués par Storengy et TIGF, ENGIE réalise une régression linéaire par la méthode des moindres carrés pour calculer des coefficients a et b tels que : $\text{Coût stockage} = a \times \text{DSOUT} + b \times \text{VU}$

En partant du coût total à couvrir et en anticipant une diminution de 6% du volume utile entre janvier et novembre, en raison d'une perte de clients, ENGIE détermine a et b.

Sur la base de ces deux coefficients, ENGIE détermine un coût unitaire du stockage par profil de consommation, en fonction des droits de stockage correspondants, puis détermine un coût du stockage pour chaque type d'offre, en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) des clients concernés.

Evolution des coûts de stockage

Le coût unitaire de stockage pour 2016-2017, hors BFR et effet de rattrapage, est en légère baisse (-0,2%), par rapport à 2015-2016, pour l'ensemble des tarifs DP.

Le coût de la modulation complémentaire est en baisse de 20%, en raison de la baisse des prix du gaz observée sur les marchés. Cette baisse est en partie compensée par l'effet combiné d'une légère hausse des droits en débit de soutirage (+1% en Dsout en moyenne pour un profil P11 et +2% en DSOUT en moyenne pour un profil P12) et d'une légère hausse des tarifs ATS de l'offre de TIGF (+2% pour l'offre Dynamique ; +3% pour l'offre Equilibre et +4% pour l'offre Super Dynamique)

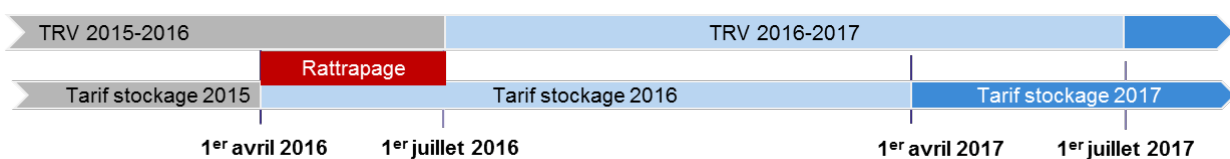
BFR

Le besoin en fonds de roulement (BFR) pour le stockage représente le coût de l'immobilisation du gaz stocké pendant plusieurs mois avant d'être vendu. Du fait de la baisse des prix du gaz observée sur les marchés, le BFR 2016-2017 est en baisse de 34,4% par rapport au BFR 2015-2016 pour un client B1 moyen, ce qui vient diminuer les coûts de stockage.

Rattrapage

Les tarifs ATS sont révisés par Storengy et TIGF au 1^{er} avril de chaque année, alors que l'évolution des tarifs réglementés de vente d'ENGIE n'intervient qu'au 1^{er} juillet. La hausse des coûts de stockage au 1^{er} avril 2016 n'avait donc pas été anticipée dans les tarifs réglementés 2015-2016. Le décalage entre cette hausse et la revalorisation des tarifs réglementés constitue un coût dont ENGIE demande la couverture.

Figure 13. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de stockage



ENGIE propose de chiffrer le rattrapage en appliquant un coefficient de 25% (correspondant aux 3 mois de décalage considérés) à l'écart entre les coûts de stockage 2015-2016 et les coûts de stockage 2016-2017.

La révision des tarifs ATS au 1^{er} avril 2016 conduit à une stabilité pour l'offre de Storengy et à une légère hausse pour l'offre de TIGF, ce qui permet d'éviter des coûts supplémentaires assumés par ENGIE pour le trimestre considéré pour un client B1 moyen. Le rattrapage du BFR pendant le trimestre considéré conduit à une baisse de 0,02 €/MWh pour un client B1 moyen.

Le rattrapage global est de -0.02 €/MWh pour un client B1 moyen.

Synthèse

La prise en compte du BFR et du rattrapage conduit au total à une baisse des coûts de stockage de 2,8% pour un client B1 moyen.

Le coût unitaire de stockage total est en baisse moyenne de 2,8% par rapport à 2015-2016, pour l'ensemble des tarifs DP.

€/MWh	Coût stockage + BFR + rattrapage
Base	1,61
B0	2,04
B1	2,98

Au total, les coûts unitaires des infrastructures (distribution, transport et stockage) supportés par ENGIE sont en hausse par rapport aux coûts unitaires pris en compte dans les tarifs réglementés en vigueur.

Cette évolution doit être répercutée dans les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016.

Une évolution des tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016 d'environ +1,8% apparaît nécessaire afin de traduire l'évolution prévisionnelle des coûts d'utilisation des infrastructures de gaz supportés par ENGIE ([recommandation 4](#)).

2. LES COÛTS COMMERCIAUX PRÉVISIONNELS TRANSMIS PAR ENGIE À LA CRE SONT EN BAISSÉ, MAIS N'INTEGRENT PAS LA TOTALITÉ DES EFFETS DE LA RÉVISION DES MODALITÉS D'AFFECTATION DES COÛTS ENTRE TARIFS RÉGLEMENTÉS ET OFFRES DE MARCHÉS POUR LA PROCHAINE PÉRIODE TARIFAIRE

Les coûts commerciaux représentent environ 13% des coûts pris en compte dans les tarifs réglementés de vente en distribution publique.

Ces coûts se composent pour l'essentiel de coûts de gestion clientèle mais aussi de taxes et de coûts de certificats d'économie d'énergie.

L'article 3 de l'arrêté du 24 juin 2015 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution d'ENGIE précise que les coûts commerciaux « *se composent des coûts de gestion de la clientèle, de gestion de l'approvisionnement et de gestion de l'accès aux infrastructures, des coûts des certificats d'économie d'énergie et des contributions concernant le tarif spécial de solidarité et le biométhane, ainsi que d'une marge commerciale raisonnable. Ils sont estimés à partir des coûts de l'année précédente, en tenant compte de l'évolution prévisionnelle des coûts et de l'évolution prévisible des volumes de vente pour l'année d'application du présent arrêté.* »

Dans le cadre de ces travaux, ENGIE a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les exercices 2016 et 2017. La CRE a procédé à une analyse de ces coûts prévisionnels en s'appuyant sur les données de coûts constatés issues de la comptabilité dissociée d'ENGIE.

L'approche retenue par la CRE pour apprécier l'assiette des coûts prévisionnels à prendre en compte dans les tarifs consiste à déterminer un niveau moyen de coûts prévisionnels correspondant à la moyenne des coûts prévisionnels des exercices 2016 et 2017. Dans le cadre de l'élaboration des barèmes des tarifs réglementés, ces coûts sont affectés aux différents tarifs par application de clés de répartition.

Les coûts commerciaux présentés par ENGIE ont été transmis fin avril 2016 à la CRE et n'intègrent pas la totalité des effets de la délibération de la CRE du 17 mai 2016

ENGIE a transmis à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux à la fin du mois d'avril 2016.

Par sa délibération du 17 mai 2016 la CRE a approuvé de nouveaux principes d'affectation des coûts commerciaux entre clients au tarif réglementé et clients en offre de marché.

Compte-tenu de ce calendrier, ENGIE n'a pas été en mesure d'intégrer les résultats de cette délibération dans les éléments transmis à la CRE fin avril 2016. ENGIE a cependant pris en compte les éléments de sa proposition de principes transmise à la CRE, en octobre 2015, dans le cadre de l'approbation de ces derniers. Cette proposition est présentée en annexe de la délibération de la CRE du 17 mai 2016.

La baisse conjuguée des coûts commerciaux et des volumes de vente prévisionnels présentés par ENGIE, au périmètre de l'activité de fourniture aux clients au tarif réglementé, devrait induire une baisse des coûts commerciaux unitaires à prendre en compte dans les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016

L'évolution de l'assiette des coûts commerciaux d'ENGIE est présentée ci-après :

Figure 14. Evolution les coûts commerciaux réalisés 2015 et prévisionnels 2016-2017 présentés par ENGIE

En M€	Montants 2015	Prévisionnel Moyenne 2016-2017	Variation
Total	631	602	-4,7%
dont périmètre "tarifs réglementés"	449	381	-15,0%
dont périmètre "offres de marché gaz"	182	220	20,9%

Pour établir le niveau de ses coûts commerciaux prévisionnels, ENGIE indique avoir pris en compte pour la prochaine période tarifaire :

- une baisse du niveau des provisions pour risques d'impayés calculées, en lien avec la diminution du chiffre d'affaires et l'application de la décision CoRDIS du 19 septembre 2014. Cette baisse compense pour partie l'augmentation du tarif ATRD (cf III.1) dans la mesure où la charge des impayés relative aux tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution est supportée par GRDF à compter du 1^{er} juillet 2016 ⁷;
- des efforts de productivité sur les frais généraux et les coûts de structure ;

Les coûts commerciaux d'ENGIE se composent par ailleurs du coût des certificats d'économie d'énergie (CEE) et des contributions dues à l'Etat :

- pour 2016-2017, ENGIE intègre dans sa demande les effets attendus de l'application du décret du 30 décembre 2015 relatif aux certificats d'économie d'énergie. Ce décret définit les modalités de répartition des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs d'énergie dont les ventes annuelles sont supérieures à un seuil pour la troisième période d'obligations (2015-2017) et précise les modalités de réalisation des obligations d'économies d'énergie spécifiques au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.
- Les coûts prévisionnels présentés par ENGIE prennent en compte la suppression de deux contributions sur la consommation finale de gaz naturel. La contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), instaurée en 2008, et la contribution biométhane, instaurée en 2011, qui sont acquittées par les consommateurs finals de gaz, proportionnellement à leur consommation et collectées par les fournisseurs. Ces deux contributions étaient prises en compte dans les coûts commerciaux d'ENGIE dans les tarifs en vigueur. A compter de 2016 cette suppression est compensée par une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) ;
- ENGIE indique enfin prendre en compte les effets de la suppression de la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) à compter de 2017.

La suppression progressive, d'ici 2017, de cette contribution est mentionnée dans l'Annexe A de la loi du 8 août 2014 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2014.

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

La CRE relève que cette contribution est toujours en vigueur en 2016. Il appartiendra au Gouvernement d'apprécier la pertinence d'intégrer ou non la disparition de cette contribution dans les coûts prévisionnels d'ENGIE à prendre en compte pour établir les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016. L'enjeu associé représente environ 5 M€ au périmètre des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} juillet 2016 au 1^{er} juillet 2017.

La baisse significative des coûts prévisionnels au périmètre des tarifs réglementés est à mettre également au regard d'une baisse prévisionnelle des volumes de ventes au tarif réglementé sur la prochaine période tarifaire, en lien avec la baisse tendancielle observée ces dernières années.

Au total, les effets conjugués de la baisse prévisionnelle des volumes des ventes et des coûts commerciaux conduisent à une diminution des coûts commerciaux unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire.

La CRE constate que les coûts commerciaux unitaires des clients aux tarifs réglementés proposés par ENGIE, et établis sur la base de sa proposition de principes d'affectation des coûts commerciaux, diminuent sur la prochaine période tarifaire par rapport aux coûts unitaires pris en compte dans les tarifs réglementés en vigueur.

L'effet de cette baisse sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016 est d'environ -2% sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2016. Cette baisse s'explique pour partie (à hauteur de 1,2pts) par le changement de méthode d'allocation des coûts proposée par ENGIE.

Ces évolutions n'intègrent toutefois pas la totalité des effets de la délibération de la CRE du 17 mai 2016 portant approbation des principes de dissociation des coûts entre clients au tarif réglementé et en offre de marché (cf partie suivante).

Enfin, il appartiendra au Gouvernement d'apprécier la pertinence de prendre en compte dans les tarifs réglementés les effets de la suppression de la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) à compter de 2017, mentionnée dans l'Annexe A de la loi du 8 août 2014 de financement rectificative de la sécurité sociale pour 2014, pour la prochaine période tarifaire allant du 1^{er} juillet 2016 au 1^{er} juillet 2017.

3. LA REVISION DES MODALITES D'AFFECTION DES COUTS COMMERCIAUX ENTRE CLIENTS AU TRV ET OFFRES DE MARCHE, JUSTIFIEE PAR L'EVOLUTION DU PORTEFEUILLE DE CLIENTS D'ENGIE, CONDUIT A UNE BAISSSE SIGNIFICATIVE DES COUTS COMMERCIAUX A PRENDRE EN COMPTE AU 1^{ER} JUILLET 2016

Rappel des règles d'affectation des coûts commerciaux en vigueur en 2015

Les coûts des forces commerciales (gestion clientèle et coûts de structure) de GDF SUEZ, dédiées aux clients aux tarifs réglementés et en offres de marché, sont communs et mutualisés.

Dans sa délibération du 11 février 2010 portant approbation des principes de tenue des comptes séparés d'Engie pour les activités de fourniture entre clients finals aux tarifs réglementés et clients finals en offres de marché, la CRE a approuvé les principes d'affectation en vigueur jusqu'en 2015.

Ces principes prévoyaient que les coûts commerciaux soient ventilés par nature de vente en fonction de deux clés : chiffres d'affaires et nombre de clients (points de livraison) aux différents tarifs d'Engie. Les coûts du marché de masse (clients « résidentiels ») sont alloués à 60% au nombre de clients et à 40% au chiffre d'affaires. Les coûts du marché Entreprises et Collectivités Locales (clients « non résidentiels ») sont affectés à 35% au nombre de clients et 65% au chiffre d'affaires afin de refléter les inducteurs pertinents en fonction de la typologie des clients.

Dans cette délibération la CRE précisait par ailleurs que « *dans le contexte d'ouverture des marchés, la Commission juge nécessaire de s'assurer régulièrement de la pertinence de ces règles dans le temps en menant des audits.* »

Dans son rapport de mai 2015 sur les tarifs réglementés de gaz, la CRE a demandé « *de faire évoluer les modalités d'affectation des coûts commerciaux d'ENGIE entre clients aux tarifs réglementés et clients en offres de marché compte-tenu de l'évolution significative de la structure de son portefeuille de clients.* »

Délibération de la CRE du 17 mai 2016 portant approbation des principes de tenue de comptes séparés entre activité de vente aux clients au tarif réglementé et offres de marché

Dans sa délibération du 17 mai 2016, la CRE a approuvé de nouveaux principes d'affectation des coûts commerciaux entre ces deux périmètres.

L'évolution de ces principes s'avère nécessaire compte-tenu de l'évolution significative de la structure du portefeuille de clients d'ENGIE et afin de mieux refléter les coûts des actions de développement commercial de ce portefeuille dans les offres concernées.

Par rapport à ceux précédemment en vigueur, ces principes :

- s'appuient sur des règles d'affectation des coûts entre les offres plus précises ;
- allouent les coûts de promotion (publicités, partenariats marketing etc.) aux offres de marché, dans la mesure où ces actions de développement commercial menées par ENGIE ne concernent plus les tarifs réglementés ;
- allouent les charges associées à la gestion de la relation clientèle entre les offres suivant les statistiques d'activité des centres de relations clientèles.

En lien avec le développement commercial du portefeuille d'ENGIE, ces principes révisés conduisent à imputer, par rapport aux principes en vigueur, plus de coûts sur l'activité de fourniture aux clients en offres de marché, et moins sur celle au tarif réglementé.

Sur la prochaine période tarifaire, l'impact associé à cette évolution des modalités d'affectation représente :

- par rapport aux précédentes modalités d'affectation, une moindre affectation des coûts commerciaux prévisionnels au périmètre des ventes au tarif réglementé d'environ 70 M€, soit un impact à la baisse sur le tarif d'environ 2,5% au 1^{er} juillet 2016 ;
- par rapport à la proposition d'ENGIE, une moindre affectation de ces coûts au périmètre des ventes au tarif réglementé d'environ 35 M€, soit un impact à la baisse sur le tarif d'environ 1% au 1^{er} juillet 2016 ;

Les coûts commerciaux unitaires des clients aux tarifs réglementés sur la période 2016-2017 sont en baisse significative.

L'impact de la baisse des coûts commerciaux présentés par ENGIE, qui n'intègrent pas la totalité des effets de la délibération de la CRE du 17 mai 2016, sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016 devrait être proche de -2%.

La prise en compte des effets de la révision des modalités d'allocation des coûts, décidée le 17 mai 2016 par la CRE, représente un impact à la baisse additionnel d'environ 1% sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016.

Au total, une évolution des tarifs réglementés au 1er juillet 2016 d'environ -3%, dont -2,2% au titre de la révision des modalités d'affectation des coûts commerciaux entre les clients aux TRV et clients en offre de marché dans le cadre de la comptabilité dissociée, apparaît par conséquent nécessaire afin de traduire l'évolution prévisionnelle des coûts commerciaux d'ENGIE ([recommandation 5](#)).

Cette évolution s'ajoute à celles au titre des coûts d'infrastructures (+1,8%) et des coûts d'approvisionnement (non connue à la date de ce rapport).

Table des figures

Figure 1. Tableau d'évolution des coûts d'infrastructure au 1 ^{er} juillet 2016.....	6
Figure 2. Evolution des volumes de vente au tarif règlementé entre 2014 et 2015.....	9
Figure 3. Répartition des consommations fournies en 2015 entre offre au TRV et offre de marché	10
Figure 4. Évolution du tarif règlementé de vente de gaz moyen d'ENGIE hors taxes et CTA depuis le 1er janvier 2014 (en €/MWh, base 100 en janvier 2015)	10
Figure 5. Evolution des indices gaziers sur le marché de gros retenus dans la formule tarifaires des tarifs règlementés de vente de gaz d'ENGIE depuis 2014	11
Figure 6. Evolution annuelle des prix de marché TTF (cotations journalières)	11
Figure 7. Ecart d'approximation de la formule tarifaire	13
Figure 8. Répartition des achats dans le cadre de contrats LT et des ventes de gaz d'ENGIE de janvier à décembre 2015	14
Figure 9. Modalités d'établissement de la formule tarifaire.....	18
Figure 10. Volatilité des indices TTF et Brent depuis 2013.....	20
Figure 11. Volatilité des indices TTF et PEG Nord depuis 2013.....	21
Figure 12. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport.....	26
Figure 13. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de stockage	28
Figure 14. Evolution les coûts commerciaux réalisés 2015 et prévisionnels 2016-2017 présentés par ENGIE ...	31