



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

# RAPPORT

**24 MAI 2017**

Analyse détaillée des coûts  
des fournisseurs historiques  
à prendre en compte dans  
les tarifs réglementés de  
gaz naturel au 1<sup>er</sup> juillet 2017

# SOMMAIRE

<b>1. PRINCIPALES CONCLUSIONS.....</b>	<b>5</b>
<b>2. ANALYSE DES COUTS DU FOURNISSEUR ENGIE AU PERIMETRE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ .....</b>	<b>8</b>
2.1 ANALYSE DES COUTS REALISES EN 2016 : LES TARIFS REGLEMENTES ONT COUVERT LES COUTS D'ENGIE AU-DELA DE LA MARGE COMMERCIALE PREVUE DANS CES TARIFS .....	8
2.1.1 Présentation de la structure des coûts d'ENGIE.....	8
2.1.2 Analyse de la couverture des coûts d'ENGIE par les recettes des ventes aux tarifs réglementés en 2016 .....	9
2.2 COUTS D'APPROVISIONNEMENT : DES CHANGEMENTS DANS LES CONDITIONS D'APPROVISIONNEMENT D'ENGIE A PRENDRE EN COMPTE AU 1 <sup>ER</sup> JUILLET 2017 .....	12
2.2.1 Rappel de la formule en vigueur.....	12
2.2.2 L'évolution des conditions d'approvisionnement d'ENGIE.....	12
2.3 COUTS PREVISIONNELS « HORS APPROVISIONNEMENT » : LA BAISSSE ATTENDUE DES COUTS D'UTILISATION DES RESEAUX SE CONJUGUE A UNE RELATIVE STABILITE DES COUTS COMMERCIAUX PREVISIONNELS D'ENGIE.....	14
2.3.1 Les coûts d'utilisation des tarifs de réseau .....	14
2.3.1.1 Les coûts de distribution.....	14
2.3.1.2 Les coûts de transport .....	15
2.3.1.3 Les coûts de stockage .....	17
2.3.2 Les coûts commerciaux.....	19
2.3.2.1 Les coûts commerciaux, hors charges associées au dispositif de CEE et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle d'ENGIE .....	19
2.3.2.2 Les coûts associés au dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE .....	20
<b>3. ANALYSE DES COUTS DES AUTRES FOURNISSEURS HISTORIQUES AU PERIMETRE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ.....</b>	<b>22</b>
3.1 ANALYSE DES COUTS REALISES EN 2016 .....	22
3.2 LES CONDITIONS D'APPROVISIONNEMENT DE 5 FOURNISSEURS (SUR 22) EVOLUENT AU 1 <sup>ER</sup> JUILLET 2017 .....	22
3.3 LES COUTS HORS APPROVISIONNEMENT .....	24
3.3.1 Les coûts de distribution .....	25
3.3.2 Les coûts commerciaux.....	25

## Contexte et objectifs de l'analyse menée par la CRE

### Cadre juridique

L'article R. 445-2 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 R. 445-3 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 R.445-4 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 29 juin 2016

L'arrêté du 29 juin 2016 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution d'ENGIE fixe :

- une formule tarifaire permettant de traduire l'évolution des coûts d'approvisionnement d'ENGIE ;
- la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement ;
- les barèmes tarifaires applicables au lendemain de la parution de l'arrêté ;
- la fréquence d'évolution infra-annuelle des barèmes, afin de répercuter mensuellement les variations des coûts d'approvisionnement.

Dans sa délibération du 21 juin 2016 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 27 mai 2016 ;

- a émis un avis favorable sur les barèmes applicables à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016, en précisant que les tarifs envisagés permettent de couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement d'ENGIE tels qu'ils peuvent être estimés au 1<sup>er</sup> juillet 2016.

Des arrêtés du 29 juin 2016 relatifs aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fournis à partir des réseaux publics de distribution fixent également, pour les autres fournisseurs historiques, les barèmes tarifaires applicables au lendemain de la parution de l'arrêté.

### **Analyses des coûts des fournisseurs 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 des fournisseurs historiques, la CRE a engagé des travaux les 9 et 17 mars 2017 avec respectivement ENGIE et les autres fournisseurs. Ces travaux ont pour objectif d'analyser :

- S'agissant des coûts dits « d'approvisionnement » :
  - les coûts d'approvisionnement issus des contrats d'approvisionnement à long terme ;
  - les autres sources d'approvisionnement (gaz de court terme importé, gaz non importé) ;
  - les gains d'optimisation et d'arbitrage réalisés, le cas échéant.
- S'agissant des coûts dits « hors approvisionnement » :
  - les coûts d'infrastructure, leurs évolutions prévisionnelles ;
  - les coûts commerciaux, leurs évolutions prévisionnelles et leur répartition par type de clientèle ;

Par ailleurs la CRE a, pour les fournisseurs concernés, porté une attention particulière à l'application des principes d'affectation des coûts de l'activité de fourniture de gaz 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 analyse.

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

## **1. 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 2016**

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 2016.

Au total, les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été supérieures de 6,5 % aux coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2016, qui comprennent eux-mêmes une marge commerciale.

Cet écart s'explique principalement :

- pour partie par un écart entre les coûts d'approvisionnements supportés par ENGIE en 2016 et ceux pris en compte dans les tarifs sur le périmètre d'approvisionnement ;
- pour partie par un écart sur les coûts hors approvisionnement, principalement au titre des coûts commerciaux ;
- par d'autres effets divers dont un effet « climat ».

Il est à noter par ailleurs que la délibération du 17 mai 2016 de la CRE a défini de nouvelles modalités d'affectation des coûts pour ses activités de fourniture entre clients finals aux tarifs réglementés et clients finals en offre de marché. Ces nouvelles modalités ont été prises en compte dans les tarifs réglementés à compter du 1er juillet 2016. La non prise en compte de ces nouvelles modalités dans les tarifs au titre du 1er semestre 2016 explique à hauteur de 50 M€ l'écart constaté.

Retraité de cet effet, l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2016 est de 5 %.

La CRE constate que les écarts entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés par l'opérateur sont significatifs et largement supérieurs aux écarts à la hausse et à la baisse constatés les années précédentes. La CRE considère donc que les tarifs devraient être ajustés à la baisse par une modulation dite de « rattrapage » bénéficiant aux consommateurs finals.

Pour procéder à cette correction, la CRE recommande qu'une partie de ces écarts soit prise en compte en révisant à la baisse les coûts à retenir pour établir les prochains tarifs réglementés au 1er juillet 2017. La CRE considère que cette correction est nécessaire mais doit être limitée. En effet, la réduction de marge qui en découle pour la prochaine période tarifaire doit néanmoins permettre le maintien des tarifs réglementés à un niveau contestable par les fournisseurs alternatifs et ne pas perturber le bon fonctionnement du marché.

<b>% d'impact sur les tarifs réglementés d'ENGIE au 1<sup>er</sup> juillet 2017</b>	
<b>Correction au titre des écarts 2016</b>	<b>-1,4 %</b>

### **La CRE recommande une évolution de la formule en vigueur permettant de répercuter mensuellement les variations des coûts d'approvisionnement d'ENGIE**

Dans ses précédents rapports, la CRE avait relevé que les conditions d'approvisionnement d'ENGIE avaient significativement évolué à l'issue des négociations 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 successivement modifiée depuis 2011, en portant l'indexation sur les prix de marché du gaz à 77,6 %, afin de refléter cette évolution.

ENGIE indique que ses actions de négociation 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.

24 mai 2017

Sur la base des éléments dont elle dispose à début mai 2017, la CRE recommande une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire afin d'améliorer la représentativité de la formule au regard de l'évolution récente et prévisionnelle des conditions d'approvisionnement d'ENGIE.

La CRE recommande que le niveau de cette indexation sur les prix de marché du gaz soit porté à un niveau supérieur à 80 % (contre 77,6 % actuellement).

La CRE recommande par ailleurs de réviser à la baisse le niveau de l'indexation associé du taux de change dollar US contre euro pris en compte dans la formule tarifaire.

### **La CRE recommande une baisse de 1,1 % des tarifs d'ENGIE au 1er juillet 2017 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 supportés par ENGIE évoluent à la baisse entre les coûts pris en compte dans les tarifs en vigueur et les coûts prévisionnels du fournisseur pour la prochaine période tarifaire 2017-2018 ;
- les coûts commerciaux sont en augmentation et incluent les surcoûts attendus en lien avec l'évolution des dispositifs des certificats d'économie d'énergie (CEE) et le projet de réorganisation de la gestion de clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE.

La prise en compte de l'ensemble des effets attendus sur les coûts commerciaux d'ENGIE, y compris ceux relatifs aux dispositifs des certificats d'économie d'énergie (CEE) et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE, a un impact de 0,5 % sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017. La CRE demande à ENGIE de procéder à un suivi analytique des coûts qui seront réellement supportés au titre du projet de réorganisation afin d'être en mesure d'examiner en 2018 l'adéquation de ces coûts avec ceux qui seront pris en compte dans les tarifs réglementés.

Figure 1. Tableau d'évolution des coûts hors approvisionnement au 1<sup>er</sup> juillet 2017

<b>% d'impact sur les tarifs réglementés d'ENGIE au 1<sup>er</sup> juillet 2017</b>	
Coûts de distribution	-0,7 %
Coûts de transport	-0,4 %
Coûts des stockages	-0,5 %
Coûts commerciaux, y compris marge commerciale	+0,5 %
<b>Total coûts hors approvisionnement</b>	<b>-1,1 %</b>

La CRE recommande en conséquence de faire évoluer les tarifs réglementés au 1er juillet 2017 de -1,1 %, afin de refléter l'évolution des coûts hors approvisionnement prévisionnels d'ENGIE.

### **Synthèse sur l'analyse des coûts du fournisseur ENGIE au périmètre des ventes aux tarifs réglementés au 1er juillet 2017**

Au total, et sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2017 :

- l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE devrait être de -2,5 % en moyenne au 1er juillet 2017 afin de prendre en compte l'ampleur des écarts constatés en 2016 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts supportés par ENGIE, et de refléter l'évolution de ses coûts hors approvisionnement ;

24 mai 2017

- 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<sup>er</sup> juillet 2017 ne peut pas être estimée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 15 mai 2017, l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait induire une baisse additionnelle des tarifs réglementés supérieure à 1 %.

### Synthèse sur l'analyse des coûts des autres fournisseurs historiques au périmètre des ventes aux tarifs réglementés au 1er juillet 2017

Dans la perspective d'un mouvement au 1er juillet 2017, la CRE a examiné l'évolution prévisible des conditions d'approvisionnement des fournisseurs de gaz concernés afin :

- de s'assurer de l'adéquation de la formule estimant les coûts d'approvisionnement aux conditions d'approvisionnement de ces fournisseurs ;
- d'envisager, le cas échéant, une révision de la formule au 1er juillet 2017.

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2017, il ressort que, pour 5 fournisseurs, une évolution des conditions d'approvisionnement est à prendre en compte au 1er juillet 2017.

Les contrats d'approvisionnements des fournisseurs historiques comprennent une composante relative au transport et au stockage. Les coûts hors approvisionnement de ces fournisseurs concernent principalement les coûts relatifs à l'utilisation du réseau de distribution et les coûts commerciaux.

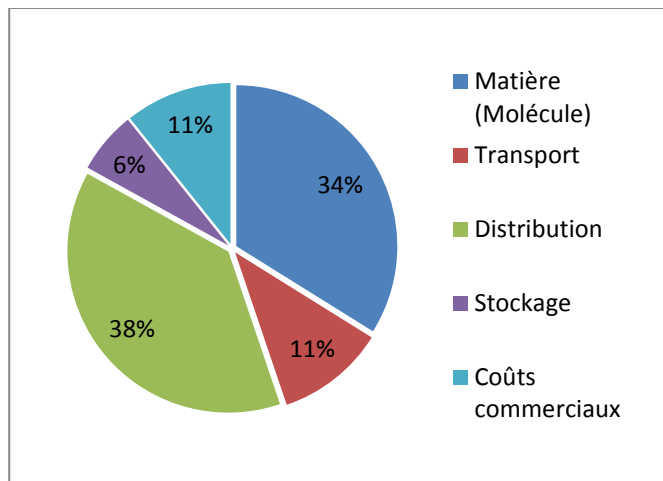
L'évolution des coûts relatifs à l'utilisation du réseau de distribution et les coûts commerciaux pour les autres fournisseurs historiques sont présentés dans la section 3.3 du présent rapport (figure 12. et 13.).

## **2. ANALYSE DES COÛTS DU FOURNISSEUR ENGIE AU PERIMETRE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ**

### **2.1 Analyse des coûts réalisés en 2016 : les tarifs réglementés ont couvert les coûts d'ENGIE au-delà de la marge commerciale prévue dans ces tarifs**

#### **2.1.1 Présentation de la structure des coûts d'ENGIE**

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



- 1) les coûts d'achat de gaz (ou « matière ») ;
- 2) les coûts d'infrastructure (coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, des réseaux de distribution publique de gaz naturel et des stockages de gaz naturel, le cas échéant) ;
- 3) les coûts de commercialisation des services fournis, y compris une marge commerciale raisonnable.

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 29 juin 2016. Elle a été conçue pour s'appliquer à partir du 1er juillet 2016. Elle est fondée sur un périmètre d'approvisionnement comprenant les contrats de long terme d'ENGIE susceptibles d'approvisionner le marché français. Les volumes d'approvisionnement concernés se composent principalement de gaz en provenance de Russie, d'Algérie, de Norvège et des Pays-Bas.

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).

La structure de coûts d'ENGIE évolue par ailleurs dans un contexte de fin des tarifs réglementés pour les clients non résidentiels. En application de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation, les offres aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en France métropolitaine ont progressivement disparu pour les consommateurs non résidentiels depuis le :

- 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 ;
- 1er janvier 2015 pour les consommateurs non résidentiels et les immeubles d'habitation consommant plus de 200 MWh par an ;
- 1er 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 aux tarifs règlementés (ENGIE et autres fournisseurs) entre 2015 et 2016

	Résidentiels			Non résidentiels		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Sites au tarif règlementé	5 599 000	6 267 000	-10,7 %	79 000	120 000	-34,2 %
Consommation fournie au tarif règlementé	63,9 TWh	72,6 TWh	-12,0 %	1,1 TWh	3,2 TWh	-65,6 %

Source : observatoire de la CRE des marchés de détail de l'électricité et du gaz T4 2015 et T4 2016

Au total, les volumes des ventes aux clients au tarif règlementé sont passés de 75,8 TWh à 65,0 TWh entre 2015 et 2016, soit une baisse de -14,2 %.

La consommation fournie au tarif règlementé représente 65 TWh sur un total de 457 TWh<sup>1</sup> en 2016.

En 2016, la part des ventes aux tarifs règlementés ne représente plus que :

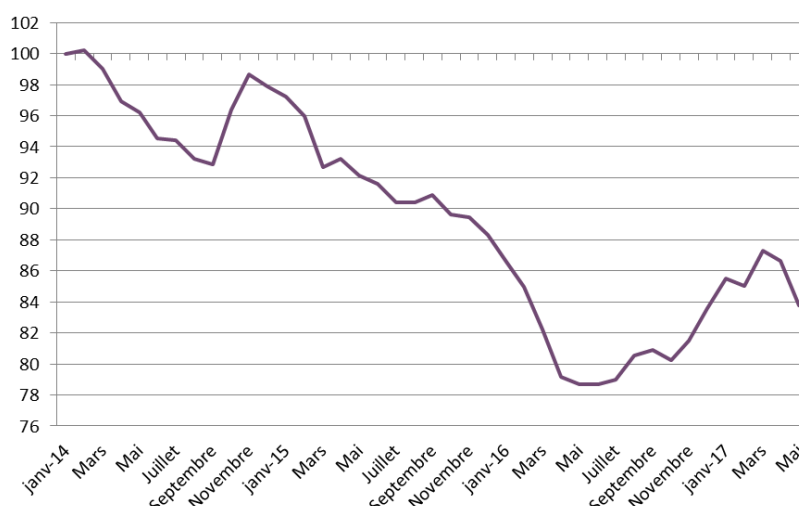
- 52,5 % des volumes de la consommation de gaz (contre 59,5 % en 2015) au périmètre des clients résidentiels ;
- 0,3 % des volumes de la consommation de gaz (contre 1 % en 2015) au périmètre des clients non résidentiels ;

Le reste de la consommation sur le marché de détail en France est fourni en offres de marché.

### 2.1.2 Analyse de la couverture des coûts d'ENGIE par les recettes des ventes aux tarifs règlementés en 2016

Dans sa délibération du 18 mai 2017, la CRE a indiqué que les évolutions du barème des tarifs règlementés de vente de gaz naturel hors taxes et CTA (contribution tarifaire d'acheminement) d'ENGIE représentent une baisse cumulée du tarif moyen de 16,2 % depuis le 1er janvier 2014.

Figure 3. 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 2014)



La baisse significative des tarifs règlementés depuis janvier 2014 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.

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

24 mai 2017

Conjugué à la baisse des volumes de vente aux clients aux tarifs réglementés (cf figure 2.), le chiffre d'affaires de cette activité pour ENGIE s'établit à environ 3,5 milliards d'euros en 2016, en baisse de 19,6 % par rapport à celui réalisé sur l'exercice 2015.

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 2016. 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 relatifs à l'exercice 2016 le 5 avril 2017. Ces comptes dissociés sont établis sur la base de principes de dissociation approuvés par la CRE dans sa délibération du 17 mai 2016 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.

### Un effet « climat » limité sur le résultat de l'activité de vente aux clients aux tarifs réglementés d'ENGIE en 2016

L'effet climatique correspond aux recettes générées par les variations climatiques en regard de certains coûts (transport et stockage notamment) qui sont fixés pour l'année quelles que soient les quantités finalement vendues.

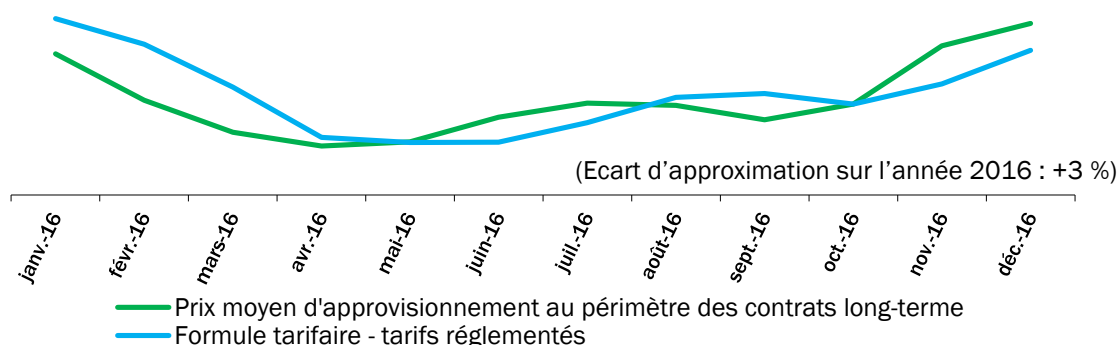
L'évolution du résultat d'ENGIE en 2016 s'explique à hauteur d'environ 15 M€ par un effet climat favorable, l'année 2016 ayant été plus froide que la moyenne des années précédentes. Cet effet est cependant limité et représente moins de 0,5 % du chiffre d'affaires de l'exercice concerné.

La CRE observe que, sur les cinq derniers exercices, cet effet a été variable. Il a eu un impact favorable sur les recettes d'ENGIE lors des exercices 2016 et 2013, et défavorable sur ces recettes lors des exercices 2015, 2014 et 2012.

### Les coûts d'approvisionnement déterminés par application de la formule tarifaire s'établissent à 4.5 % au-dessus du prix moyen d'approvisionnement 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 notamment s'expliquer par le fait que les indices pris en compte dans la formule intègrent un mois de décalage nécessaire au dépôt des barèmes. A titre d'exemple, les barèmes du mois de mai sont définis lors du mois d'avril. Les cotations de mars des prix à terme pour le mois de mai sont notamment prises en compte. Ces anticipations peuvent être la source d'écarts avec les prix effectivement supportés par ENGIE.

Figure 4. Ecarts d'approximation de la formule tarifaire aux coûts issus des contrats d'approvisionnement de long terme d'ENGIE



La CRE constate que la différence entre le prix du gaz pris en compte dans les tarifs réglementés, estimé par la formule tarifaire, et le prix réellement constaté des contrats de long terme d'ENGIE s'élève à environ 3 %.

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 2016 laisse apparaître un volume d'approvisionnements réalisés par des achats spot (13%). En 2016, 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.

24 mai 2017

Un écart additionnel de 1,5 % d'estimation des coûts d'approvisionnement est ainsi observé en intégrant les achats de court terme dans le calcul des coûts d'approvisionnement réellement supportés par ENGIE. ENGIE 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.

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.

Les coûts hors approvisionnement supportés par ENGIE, issus des comptes dissociés établis selon les principes applicables en 2016, présentent des écarts significatifs par rapport à ceux pris en compte dans les tarifs en 2016

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 permet d'anticiper leurs évolutions lors de la détermination des tarifs réglementés au 1er juillet de chaque année. La CRE observe par conséquent peu d'écarts sur cette nature de coûts.

S'agissant des coûts de commercialisation, la méthodologie de construction tarifaire qui révisé le niveau des coûts commerciaux à prendre en compte au 1er juillet de chaque année permet également d'intégrer les évolutions attendues de ces coûts sur la période tarifaire à venir et de limiter les écarts. Toutefois la CRE constate, qu'en 2016, ENGIE a réalisé des gains de productivité supérieurs à ceux qui avaient été estimés lors de l'élaboration des 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. Ces principes ont été pris en compte pour élaborer les tarifs au 1er juillet 2016. Si ces principes avaient été pris en compte pour l'élaboration des tarifs réglementés sur le 1er semestre 2016, ils auraient conduit à une moindre affectation de coûts commerciaux de 50 M€ dans les tarifs réglementés sur cette période.

Ces effets conjugués expliquent les écarts observés sur les coûts hors approvisionnement entre les coûts d'ENGIE couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et ceux réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2016. Ces derniers sont inférieurs de 6% aux coûts couverts par les tarifs en 2016.

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 2016.

Cet écart représente 6,5% des recettes des ventes aux tarifs réglementés et s'explique :

- pour partie par un écart entre les coûts d'approvisionnements supportés par ENGIE en 2016 et ceux pris en compte dans les tarifs constaté sur le périmètre d'approvisionnement ;
- pour partie par un écart concernant les coûts hors approvisionnement, principalement au titre des coûts commerciaux ;
- par d'autres effets divers dont un effet « climat ».

La CRE constate que les écarts entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés par l'opérateur sont significatifs et largement supérieurs aux écarts à la hausse et à la baisse constatés les années précédentes. La CRE considère donc que les tarifs devraient être ajustés à la baisse par une modulation dite de « rattrapage » bénéficiant aux consommateurs finals.

Pour procéder à cette correction, la CRE recommande qu'une partie de ces écarts soit prise en compte en révisant à la baisse les coûts à retenir pour établir les prochains tarifs réglementés au 1er juillet 2017. La CRE considère que cette correction est nécessaire mais doit être limitée. En effet, la réduction de marge qui en découle pour la prochaine période tarifaire doit néanmoins permettre le maintien des tarifs réglementés à un niveau contestable par les fournisseurs alternatifs et ne pas perturber le bon fonctionnement du marché.

Au total, la CRE considère qu'une évolution des tarifs réglementés au 1er juillet 2017 de -1,4 % est nécessaire

afin de prendre en compte l'ampleur des écarts constatés en 2016 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts supportés par ENGIE

## **2.2 Coûts d'approvisionnement : des changements dans les conditions d'approvisionnement d'ENGIE à prendre en compte au 1<sup>er</sup> juillet 2017**

### **2.2.1 Rappel de la formule en vigueur**

L'arrêté du 29 juin 2016 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 de prix des contrats LT d'ENGIE importés ou susceptibles de l'être.

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 du 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 (« PEGN »).

Elle s'établit selon la formule suivante ( $\Delta$  = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta \text{BRENT} \text{€}/\text{bl} * 0,07714 + \Delta \text{TTFQ} \text{€}/\text{MWh} * 0,055 + \Delta \text{TTFM} \text{€}/\text{MWh} * 0,46196 + \Delta \text{TTF A} \text{€}/\text{MWh} * 0,03929 + \Delta \text{PEGN} \text{€}/\text{MWh} * 0,21999 + \Delta \text{USDEUR} * 0,50279$$

Le niveau d'indexation sur le marché de 77,6 % dans les contrats de long terme importés a été jusqu'à présent représentatif des conditions d'approvisionnement d'ENGIE. Ce niveau d'indexation correspond 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.

### **2.2.2 L'évolution des conditions d'approvisionnement d'ENGIE**

Les conditions de prix des contrats d'approvisionnement d'ENGIE peuvent évoluer en fonction notamment des effets d'éventuelles renégociations.

Les effets de certaines renégociations récentes ont été déjà pris en compte dans la formule en vigueur

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.

24 mai 2017

A titre illustratif, le 30 novembre 2016, ENGIE et Statoil ont signé un accord de renégociation de leurs contrats long terme d'approvisionnement en gaz. ENGIE indique (communiqué de presse du 2 décembre 2016) que « cet accord vise à moderniser des contrats historiques afin de les adapter à une profonde évolution des marchés européens du gaz naturel : désormais les prix des contrats reflètent parfaitement les prix de marché et sont indexés sur le hub français PEG. » ENGIE précise par ailleurs que « Grâce à cet accord, ENGIE a réduit les risques de ses contrats long terme d'approvisionnement en ajustant leurs prix aux conditions du marché. »

Conformément aux recommandations formulées par la CRE dans ses précédents rapports, la formule permettant d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement d'ENGIE, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016, a déjà en grande partie intégré les effets attendus de ces renégociations. Celles-ci ne justifient pas par conséquent une révision de la formule au 1<sup>er</sup> juillet 2017.

#### Les effets attendus d'autres renégociations justifient une évolution de la formule en vigueur

Les effets d'autres renégociations n'ont pas pu être pris en compte dans la formule en vigueur. A l'issue de ces travaux, ENGIE indique à la CRE disposer d'une vision des effets attendus de ces renégociations sur ses coûts d'approvisionnement pour la prochaine période tarifaire (1er juillet 2017 - 1er juillet 2018). Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2017, la CRE identifie des éléments susceptibles de faire évoluer certains paramètres de la formule actuelle :

- la part d'indexation sur les prix de marché de gros du gaz devrait être portée à un niveau supérieur à 80 % (contre 77,6 % actuellement) ;
- le poids de la conversion taux de change dollar US contre euro issu des formules de prix des contrats d'approvisionnement actuels devrait être révisé à la baisse.

#### La saisonnalité des prix de marché peut se traduire par des coûts d'approvisionnement plus élevés en hiver qu'en été

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 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.

La CRE relevait ainsi 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) ;
- la saisonnalité des prix de marché peut se traduire par des prix plus élevés en hiver qu'en été.

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 qui sera retenue. 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.

Sur la base des éléments dont elle dispose à début mai 2017, la CRE recommande une évolution du niveau de l'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire afin d'améliorer la représentativité de la formule au regard de l'évolution récente et prévisionnelle des conditions d'approvisionnement d'ENGIE.

La CRE recommande que le niveau de l'indexation de marché soit porté à un niveau supérieur à 80 % (contre 77,6 % actuellement).

Enfin, la CRE recommande de réviser à la baisse le niveau de l'indexation associé du taux de change dollar US contre euro pris en compte dans la formule tarifaire.

## **2.3 Coûts prévisionnels « hors approvisionnement » : la baisse attendue des coûts d'utilisation des réseaux se conjugue à une relative stabilité des coûts commerciaux prévisionnels d'ENGIE**

### **2.3.1 Les coûts d'utilisation des tarifs de réseau**

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 : -2,05 %, en application de l'évolution du tarif ATRD au 1er juillet, soit un effet à la baisse de 0,7% en moyenne sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017.
- Transport : baisse moyenne de 0,2 €/MWh (le coût du transport est passé de 5,33 à 5,13 €/MWh, soit -3,72 %), soit un effet à la baisse de 0,4 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017 :
  - Prise en compte de l'évolution des tarifs ATRT6 de GRTgaz (-3,1 %) et de TIGF (-2,2 %) au 1er avril 2017, dont les baisses portent principalement sur les termes d'entrée PIR/PITTM, d'entrées/Sorties PITS ainsi que les termes de sorties vers le réseau régional.
  - Anticipation d'une hypothèse d'évolution (-0,4 %) des tarifs ATRT7 au 1er avril 2018 pour l'évaluation des coûts sur le deuxième trimestre 2018.
  - Prise en compte du mécanisme d'enchères et de redistribution des excédents d'enchères à la liaison Nord-Sud.
  - Prise en compte du plafonnement du NTR à 10.
- Stockage / Modulation : baisse moyenne de 0,25 €/MWh (le coût du stockage passe de 2,96 à 2,70 €/MWh, soit -8,6 %) y compris BFR et rattrapage pour l'ensemble des clients distribution (soit un effet à la baisse de 0,5 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017) :
  - Pour évaluer les coûts du stockage, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, à hauteur de 80% des droits de stockage de ses clients. Les 20 % de modulation complémentaire nécessaires pour assurer la couverture de 100 % des droits de stockage de ses clients sont valorisés sur la base du coût reconstitué de l'achat de la modulation manquante sur les marchés au cours des trois dernières années.
  - La baisse du coût du stockage est principalement liée à l'évolution de l'offre de stockage de Storengy.
  - Elle est très légèrement compensée par la hausse de 0,01 €/MWh du coût du besoin en fonds de roulement (BFR) 2017-2018 associé au stockage (le BFR passe de 0,12 à 0,13 €/MWh, soit +8,3 %). Ceci est la conséquence de la hausse des prix du gaz.

#### **2.3.1.1 Les coûts de distribution**

Dans sa délibération du 13 avril 2017 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2017, la CRE a décidé de baisser le tarif de GRDF de 2,05 %.

L'évolution des coûts de distribution supportés par ENGIE a un impact à la baisse de 0,7 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017.

Il est à noter que ces prévisions ne prennent aucune anticipation sur le sujet, présenté par la CRE dans sa consultation publique du 4 mai 2017<sup>2</sup>, relatif à la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité auprès des clients en contrat unique.

Dans cette consultation publique, la CRE indique que « Les rémunérations versées aux fournisseurs par les GRD constituent une charge qui correspond aux coûts d'un gestionnaire de réseau efficace. A compter du 1er janvier 2018, la CRE envisage donc de prévoir la couverture par les tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel de ces rémunérations. En électricité comme en gaz, la CRE envisage d'augmenter la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux (composante de gestion en électricité et abonnement en gaz) pour les utilisateurs en contrat unique,

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/remuneration-des-prestations-de-gestion-de-clientele-effectuees-par-les-fournisseurs-pour-le-compte-des-gestionnaires-de-reseaux-de-distribution-de-gaz-naturel-et-d-electricite-aupres-des-clients-en-contrat-unique>

*du montant moyen des rémunérations versées aux fournisseurs. Ces dispositions sont déjà prévues par la délibération TURPE 5 HTA-BT ; la CRE envisage de modifier la délibération ATRD5 pour prévoir un traitement similaire. En pratique, dans le cadre du contrat unique, les GRD facturent les tarifs d'utilisation des réseaux directement aux fournisseurs auxquels ils verseront par ailleurs une rémunération. En moyenne, l'augmentation des tarifs de réseau est donc directement compensée par la rémunération des fournisseurs. Cette augmentation est donc, en moyenne, sans conséquences pour les utilisateurs. »*

### **2.3.1.2 Les coûts de transport**

#### Méthode de calcul des coûts de transport

Les coûts de transport se basent sur le tarif ATRT6 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, les coûts de ces termes tarifaires sont globaux et ne peuvent pas être affectés 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 1er avril 2017.

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 de stockage 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 finals.

#### Evolution des coûts de transport

La mise à jour tarifaire au 1er avril 2017 prévoit une baisse moyenne des tarifs de 3,1 % pour GRTgaz et 2,2 % pour TIGF. La baisse tarifaire est principalement répercutée sur les termes d'entrée et de sortie du réseau principal. Les termes tarifaires sur les réseaux régionaux augmenteront pendant la période du tarif ATRT6, ils représentent 64 % des coûts d'acheminement transport d'un client chauffage (B1). L'augmentation du terme de capacité de transport sur le réseau régional est compensée par le plafonnement des niveaux de tarif régional (NTR).

24 mai 2017

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. Par conséquent, 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 effets conjugués induisent, pour un client B1 moyen, une baisse de 0,04€/MWh soit -0,7 % 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 éventuel 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. 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 0,05€/MWh soit -0,98 % des coûts de transport pour un client moyen au tarif B1.

### Rattrapage et anticipation de l'augmentation des coûts de transport

Le décalage entre l'évolution des tarifs de transport au 1er avril et la revalorisation des TRV au 1er juillet constitue pour ENGIE un coût (lorsque les tarifs de transport augmentent) ou une sur-couverture (lorsque les tarifs de transport baissent), qu'il convient de prendre en compte au titre des coûts hors approvisionnement.

Figure 5. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport



La baisse au 1er avril 2017 n'avait pas été anticipée dans les coûts de transport prévisionnels devant être couverts par les TRV pour la période du 1er juillet 2016 au 30 juin 2017. Le rattrapage de cette baisse est calculé comme l'écart entre cette anticipation et les coûts réalisés après application de la mise à jour de l'ATRTR6 au 1er avril 2017. Cet écart se chiffre à -0,05 €/MWh pour les clients B1.

Une hypothèse d'évolution du tarif ATRTR 6 au 1er avril 2018 de -0,4 % est également anticipée pour la prochaine période tarifaire. L'anticipation de cette évolution se chiffre à -0,01 €/MWh pour les clients B1.

Les évolutions liés au rattrapage et à l'anticipation induisent une baisse de 0,13€/MWh soit -2,4 % des coûts de transport pour un client B1 moyen.

### Synthèse

La somme des évolutions des coûts de transport représente une baisse de 0,04€/MWh soit -0,7 % par rapport au tarif de transport 2016 pour un client B1, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage 2016, ainsi que des enchères à la liaison Nord-Sud. En intégrant le mécanisme d'enchères et le rattrapage et l'anticipation, la baisse réelle est de 0,22€/MWh soit -4,08 % pour un client B1 moyen.

La baisse moyenne des coûts de transport pour l'ensemble des tarifs des distributions publiques est de 0,03€/MWh soit -0,52 %, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage 2016, ainsi que des enchères à la liaison Nord-Sud. En intégrant le mécanisme d'enchères et le rattrapage et l'anticipation, la baisse réelle est de 0,20€/MWh soit -3,72 % pour l'ensemble des distributions publiques.



L'évolution des coûts de transport supportés par ENGIE a un impact à la baisse de 0,4% en moyenne sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017.

### **2.3.1.3 Les coûts de stockage**

L'article R. 121-4 du Code de l'énergie 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 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 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, le 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.

Pour évaluer les coûts du stockage, ENGIE prend donc en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, à hauteur de 80% des droits de stockage de ses clients, et les complète, à hauteur de 20% des droits de stockage, par des coûts de modulation complémentaire. Pour assurer cette modulation complémentaire, il dispose dans les faits de moyens variés (recours au marché, utilisation de la flexibilité des contrats long terme, etc.). Le coût exact des 20% de modulation manquants étant impossible à reconstituer, ENGIE utilise un calcul normatif.

#### Méthode retenue pour le calcul des coûts de stockage / modulation

A partir de la prévision, sur la base des informations disponibles en avril 2017, des coûts du stockage souscrit par ENGIE pour l'ensemble de son portefeuille clients (tarifs réglementés de vente et offres de marché) 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).

##### a) Calcul des coûts de stockage

Pour 2017-2018, ENGIE retient la même méthode de détermination des coûts du stockage à couvrir par les tarifs réglementés de vente qu'en 2016-2017. Celle-ci consiste en la prise en compte des coûts de réservation de capacités dans les stockages français, à hauteur de 80% des droits de stockage d'ENGIE pour ses clients.

ENGIE tient compte :

- des souscriptions déjà réalisées dans les stockages de Storengy et TIGF, valorisées au prix réel ;
- de souscriptions prévisionnelles dans les stockages français, valorisées sur la base des tarifs ATS 2017-2018.

La méthode retenue par ENGIE, identique à celle utilisée précédemment, est conforme aux obligations réglementaires du fournisseur, qui lui imposent de réserver 80% des droits de stockage associés à son portefeuille de clients.

La diminution des prix catalogue de certains produits commercialisés par Storengy (-15% pour Sédiane Nord, -17% pour Serene Nord, Serene Littoral et Serene Sud) induit une baisse des coûts de stockage.

##### b) Calcul de la modulation complémentaire

Engie propose une nouvelle méthode de valorisation des 20% de modulation complémentaire nécessaires pour couvrir 100% des droits de stockage de ses clients. Alors que la méthode appliquée l'année précédente reproduisait l'achat d'un panier d'options sur le marché à terme, cette nouvelle méthode repose sur le calcul des coûts supplémentaires, moyennés sur les trois dernières années, qu'aurait supportés ENGIE pour l'achat de la modulation manquante sur les marchés de gros.

La nouvelle méthode proposée par ENGIE induit une baisse des coûts de stockage plus importante (-0,26 €/MWh, soit -8,6% pour un client B1 moyen, dont le coût du stockage passe de 3,00 €/MWh à 2,74 €/MWh) qu'en utilisant la méthode appliquée précédemment, qui conduirait à une baisse des coûts de stockage de 0,23 €/MWh (-7,7 %) pour un client B1 moyen.

24 mai 2017

ENGIE indique que la nouvelle méthode qu'il propose correspond à la méthode utilisée pour la valorisation du coût de la modulation à répercuter à ses clients en offre de marché. La CRE considère que cette méthode est cohérente et est favorable à son application.

c) Détermination de coefficients a et b

Sur la base de 100% 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 (hors offres de marché transport et entreprises locales de distribution) et des tarifs ATS 2017-2018 appliqués par Storengy et TIGF, ENGIE détermine un coût du stockage puis réalise une régression linéaire par la méthode des moindres carrés pour calculer des coefficients a et b tels que :  $\text{Coût stockage} = a \times \text{DSOUT} + b \times \text{VU}$ .

d) Détermination de coefficients a' et b' et calcul d'un coût unitaire

L'application des méthodes de calcul décrites précédemment permet à ENGIE de déterminer un coût total de stockage / modulation à couvrir plus fin que celui correspondant à l'application des tarifs ATS à 100% des droits en volume et en débit associés à son portefeuille de clients.

En partant de ce coût total à couvrir et des coefficients a et b calculés précédemment, ENGIE détermine des coefficients a et b ajustés pour assurer la couverture du coût total, que nous désignerons par a' et b'. Dans ce calcul, il prend en compte une diminution de 5%, entre janvier 2017 et novembre 2017, du volume utile correspondant à la couverture de 100% des droits de stockage de ses clients et une diminution parallèle du débit correspondant, qui représentent la perte de clients anticipée.

Sur la base des coefficients a' et b', ENGIE détermine un coût unitaire du stockage par profil de consommation, en fonction des droits de stockage correspondants à chaque profil, puis détermine un coût du stockage pour chaque type d'offre, en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) des clients concernés. Par la suite, on ne considère que les coûts du stockage calculés ainsi pour les clients TRV.

Evolution des coûts par rapport à 2016-2017

Le coût unitaire de stockage pour 2017-2018, hors BFR et effet de rattrapage, est en baisse de 0,22 €/MWh (soit -7,5 %, le coût unitaire passant de 2,87 à 2,66 €/MWh), par rapport à 2016-2017, pour un client B1 moyen.

Cette baisse s'explique par une diminution des prix catalogue de certains produits commercialisés par Storengy et par une diminution globale de la CAR (consommation annuelle de référence) des clients du portefeuille d'ENGIE (-10% entre janvier 2016 et janvier 2017, auxquels s'ajoute l'hypothèse d'une perte de clients en cours d'année 2017), combinée à une stabilité des droits de stockage.

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. Hors effet de rattrapage, le BFR 2017-2018 est en hausse de 0,01 €/MWh (il passe de 0,12 à 0,13 €/MWh, soit +8,3 %) par rapport au BFR 2016-2017 pour un client B1 moyen, du fait de la hausse des prix du gaz observés sur les marchés, ce qui vient compenser en partie la baisse des coûts de stockage.

Rattrapage

Les tarifs ATS sont révisés par Storengy et TIGF au 1er avril de chaque année, alors que l'évolution des tarifs réglementés de vente d'ENGIE n'intervient qu'au 1er juillet. L'évolution des coûts de stockage au 1er avril 2017 n'avait donc pas été anticipée dans les tarifs réglementés 2016-2017. ENGIE demande la couverture du décalage entre cette évolution et la revalorisation des tarifs réglementés.

Figure 6. 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 2016-2017 et les coûts de stockage 2017-2018.

La révision des tarifs ATS au 1er avril 2017 conduit à une baisse pour l'offre de Storengy et à une légère hausse pour l'offre de TIGF. Le rattrapage du trimestre considéré conduit à une baisse de 0,05 €/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 0,26 €/MWh pour un client B1 moyen (le coût unitaire passe de 3,00 à 2,74 €/MWh, soit -8,6 % par rapport à 2016-2017).

Pour l'ensemble des tarifs DP, le coût unitaire total de stockage est en baisse moyenne 0,25 €/MWh (le coût du stockage passe de 2,96 à 2,70 €/MWh, soit -8,6 % par rapport à 2016-2017).

L'évolution des coûts de stockage supportés par ENGIE a un impact à la baisse de 0,5 % sur les tarifs réglementés au 1er juillet 2017.

### 2.3.2 Les coûts commerciaux

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 29 juin 2016 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 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. »

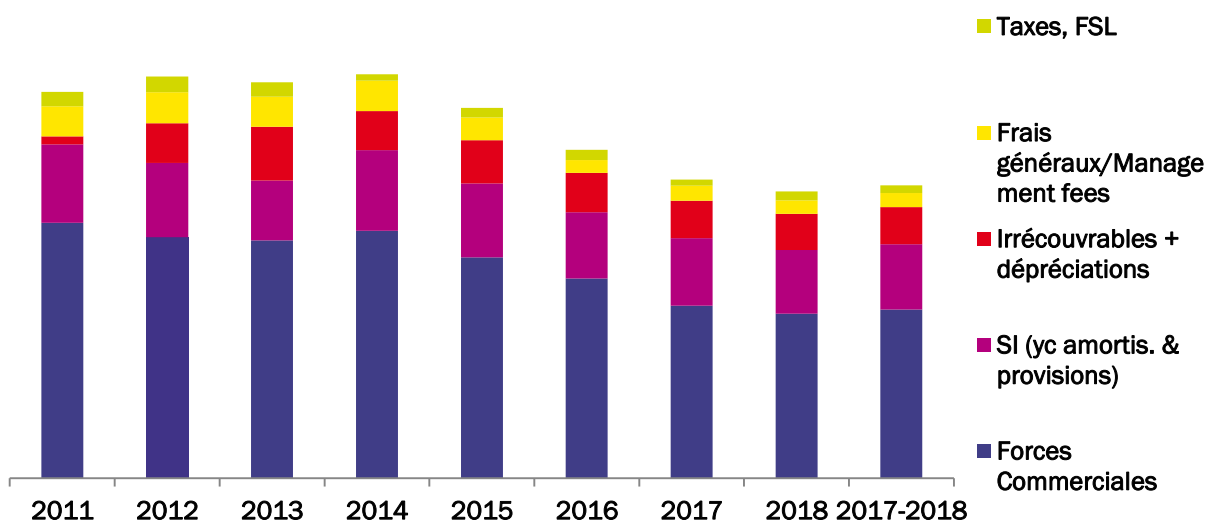
Dans le cadre de ces travaux, ENGIE a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les exercices 2017 et 2018. Ces prévisions ont été établies conformément aux principes d'affectation des coûts commerciaux entre clients au tarif réglementé et clients en offre de marché en vigueur. 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 2017 et 2018. Dans le cadre de l'élaboration des barèmes des tarifs réglementés, ces coûts sont affectés aux différents tarifs par application de clés de répartition.

#### 2.3.2.1 Les coûts commerciaux, hors charges associées au dispositif de CEE et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle d'ENGIE

L'évolution de l'assiette des coûts commerciaux d'ENGIE, hors charges associées au dispositif de CEE et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle d'ENGIE présentées dans la section suivante, est présentée ci-après :

Figure 7. Evolution les coûts commerciaux réalisés, hors dispositif des CEE, depuis 2011 et prévisionnels 2017-2018 d'ENGIE (périmètre activité de ventes de gaz, soit tarifs réglementés + offres de marché)



La baisse significative des coûts commerciaux au périmètre « gaz » observée depuis 2015 s'explique par les effets conjugués de l'évolution à la baisse du portefeuille des ventes de gaz, des efforts de productivité et d'une révision des modalités d'affectation des coûts.

Pour établir le niveau de ses coûts commerciaux prévisionnels 2017-2018, ENGIE indique notamment avoir pris en compte la poursuite du développement de son portefeuille de contrats en électricité, ce qui induit une réallocation de ses coûts du périmètre « gaz » vers le périmètre « électricité », et des efforts de productivité sur les frais généraux et les coûts de structure<sup>3</sup> ;

Le détail du périmètre « gaz » de l'assiette des coûts commerciaux d'ENGIE pour 2016 est présentée ci-après :

Figure 8. Coûts commerciaux prévisionnels 2017-2018 du marché des particuliers et des professionnels, hors CEE et coûts de structure, présentés par ENGIE

En M€	Prévisionnel Moyenne 2017-2018
<b>Total</b>	<b>447</b>
<b>dont périmètre "tarifs réglementés"</b>	221
<b>dont périmètre "offres de marché gaz"</b>	226

Les volumes de ventes aux tarifs réglementés sur la prochaine période tarifaire sont également en forte baisse, en lien avec la baisse tendancielle observée ces dernières années (cf figure 2.).

Figure 9. Evolution des volumes de vente au tarif règlementé entre 2016 et 2017-18

	Résidentiels			Non résidentiels		
	2017-18	2016	Variation	2017-18	2016	Variation
<b>Nombre de clients (en milliers)</b>	4 486	5 570	-19 %	62	88	-29 %
<b>Consommation fournie au tarif règlementé (en TWh)</b>	49,6 TWh	67,0 TWh	-25 %	0,7 TWh	0,8 TWh	-17 %

Source : données corrigées de l'effet climatique, prévisions ENGIE

La baisse prévisionnelle des volumes des ventes aux clients aux tarifs réglementés par rapport à 2016 est plus marquée que celle du nombre de clients. Les nouveaux clients ont une consommation plus faible que ceux qui quittent les tarifs réglementés. Cette tendance conduit à une légère diminution des consommations unitaires pour la prochaine période tarifaire.

Les effets conjugués de la légère diminution des consommations unitaires par clients et de la baisse significative des coûts commerciaux supportés par ENGIE conduisent, hors charges associées au dispositif de CEE et au projet de réorganisation de la gestion de calendrier décrits ci-après, à une diminution des coûts commerciaux unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire.

### 2.3.2.2 Les coûts associés au dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE

Le dispositif des CEE, créé en 2006 repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie. Ceux-ci doivent ainsi promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. Le dispositif est entré dans sa 3ème période d'obligation le 1er janvier 2015 pour une durée de 3 ans.

Pour les exercices 2017-2018, ENGIE intègre dans sa demande les effets attendus de l'application du décret du 2 mai 2017<sup>4</sup> relatif aux certificats d'économie d'énergie qui prévoit un doublement des objectifs d'économies d'énergie pour la prochaine période des certificats d'économies d'énergie (2018-2020). Le décret fixe l'objectif d'économies d'énergie pour les années 2018 à 2020 à hauteur de 1 600 TWh cumac, dont 400 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (soit près du double de la période en cours : 850

<sup>3</sup> <http://www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/transformation-organisation-siege/>

<sup>4</sup> Décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux certificats d'économies d'énergie

TWh cumac, dont 150 TWh cumac précarité pour 2015-2017). Il définit également 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.

Dans ce cadre, les coûts présentés par ENGIE pour la prochaine période tarifaire sont en augmentation de 65 % par rapport aux coûts réalisés en 2016, soit une hausse de 0,30€/MWh par rapport aux tarifs en vigueur. La CRE considère qu'il conviendra de répercuter l'évolution de ces coûts dans les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2017.

ENGIE a par ailleurs communiqué à la CRE des éléments relatifs à un projet de réorganisation de la gestion de clientèle de ses clients aux tarifs réglementés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. ENGIE a été auditionné le 11 mai 2017 par la CRE pour présenter les surcoûts associés à ce projet. Les surcoûts résultent pour l'essentiel de la mise en place de systèmes d'informations et de personnels dédiés à ce type de clientèle. Les surcoûts induits représentent une hausse des tarifs réglementés de 3,7€/client en moyenne, soit +0,6 % au 1<sup>er</sup> juillet 2017. La CRE relève que les prévisions communiquées par ENGIE sont encore incertaines à ce stade, compte-tenu du caractère récent du projet et de son degré d'avancement. ENGIE a cependant présenté les conséquences de ce projet sur lesquelles la société estime avoir une bonne visibilité à ce stade

### Synthèse

La prise en compte de l'ensemble des effets attendus sur les coûts commerciaux d'ENGIE, y compris ceux relatifs aux dispositifs des certificats d'économie d'énergie (CEE) et au projet de réorganisation de la gestion de clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE, a un impact de 0,5 % sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2017. La CRE demande à ENGIE de procéder à un suivi analytique des coûts qui seront réellement supportés au titre du projet de réorganisation afin d'être en mesure d'examiner en 2018 l'adéquation de ces coûts avec ceux qui seront pris en compte dans les tarifs réglementés.

Figure 10. Tableau d'évolution des coûts d'infrastructure au 1er juillet 2016

<b>% d'impact sur les tarifs réglementés d'ENGIE au 1<sup>er</sup> juillet 2017</b>	
Coûts de distribution	-0,7 %
Coûts de transport	-0,4 %
Coûts des stockages	-0,5 %
Coûts commerciaux, y compris marge commerciale	+0,5 %
<b>Total coûts hors approvisionnement</b>	<b>-1,1 %</b>

Au total, la CRE considère qu'une évolution des tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2017 de -1,1 % est nécessaire afin de traduire l'évolution prévisionnelle des coûts hors approvisionnement supportés par ENGIE dont -1,6 % au titre de l'évolution des coûts d'infrastructure et +0,5 % au titre des coûts commerciaux.

### **3. ANALYSE DES COÛTS DES AUTRES FOURNISSEURS HISTORIQUES AU PERIMETRE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ**

#### **3.1 Analyse des coûts réalisés en 2016**

Afin d'apprécier si les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement des fournisseurs ont été correctement estimés par les tarifs réglementés en 2016, la CRE retient une approche s'appuyant sur l'analyse des données comptables des fournisseurs.

Les fournisseurs de gaz sont en général multi-fluides (eau, gaz, électricité, assainissement) ou exercent une activité de gestionnaire de réseaux de distribution de gaz, en sus de l'activité de fourniture aux clients finals.

La délibération de la CRE du 7 février 2007 relative aux principes de dissociation comptable applicables aux ELD prévoit que seules les ELD dont le réseau achemine une quantité d'énergie supérieure à 700 GWh doivent tenir des comptes dissociés.

Gaz de Bordeaux, ÉS Energies Strasbourg, GEG, Gaz de Barr, Vialis, Caléo, Gédia, Régiongaz, et Sorégies établissent des comptes dissociés sur la base de principes approuvés par la CRE. Compte-tenu de leurs contraintes internes respectives et des délais nécessaires à l'établissement des comptes dissociés, cinq fournisseurs n'ont pas été en mesure de transmettre leurs comptes dissociés 2016 à la CRE avant le début du mois de mai 2017. Gaz de Bordeaux, Gaz de Barr, Caléo et Gédia ont transmis ces éléments à la CRE.

Les autres fournisseurs ont mis en place des outils de suivi analytique des coûts affectés à l'activité de fourniture de gaz aux clients aux tarifs réglementés, et ont transmis ces données à la CRE. Néanmoins, dans les délais contraints de ces travaux, la CRE n'est pas en mesure de porter une appréciation sur la pertinence du suivi analytique mis en place par chacun des fournisseurs concernés.

La CRE n'est en mesure de se prononcer sur la couverture des coûts au titre de l'exercice 2016 que pour un nombre restreint de fournisseurs (4). Pour ces quatre fournisseurs (Gaz de Bordeaux, Gédia, Caléo et Gaz de Barr) la CRE n'a pas identifié d'écart significatif entre les coûts estimés dans les tarifs et ceux réellement supportés en 2016.

#### **3.2 Les conditions d'approvisionnement de 5 fournisseurs (sur 22) évoluent au 1<sup>er</sup> juillet 2017**

Dans la perspective d'un mouvement au 1er juillet 2017, la CRE a examiné l'évolution prévisible des conditions d'approvisionnement des fournisseurs de gaz concernés afin :

- de s'assurer de l'adéquation de la formule estimant les coûts d'approvisionnement aux conditions d'approvisionnement de ces fournisseurs ;
- d'envisager, le cas échéant, une révision de la formule au 1er juillet 2017.

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2017, il ressort que pour 6 fournisseurs, une évolution des conditions d'approvisionnement est à prendre en compte au 1er juillet 2017.

Le tableau ci-après présente les fournisseurs concernés :

Figure 11. Tableau récapitulatif des conditions d’approvisionnement des fournisseurs historiques

	Changement des conditions d’approvisionnement au 1er juillet 2017
Régaz-Bordeaux	Non
Réseau GDS	Non
GEG	Non
Vialis	Non
Gedia	Non
Caléo	<b>Oui</b>
Gaz de Barr	Non
Veolia Eau	Non
Sorégies	Non
BAZAS	Non
Gascogne Energies services	<b>Oui</b>
Energies Services Lannemezan	Non
Energies Services Occitans	Non
Régies Municipales de La Réole	Non
Energies Services Lavaur	Non
Energies et Services Seyssel	Non
Régie municipale d’énergies de Villard-Bonnot	Non
Régies d’Energies et de Services du Pays-Chartrain (Synelva)	Non
Gazélec de Péronne	<b>Oui</b>
Energis (Régie de Saint Avold)	Non
Régie municipale Gaz Electricité de Sallanches	<b>Oui</b>
Régie municipale Gaz Electricité de Bonneville	<b>Oui</b>

Pour 5 fournisseurs, une évolution de leurs conditions d’approvisionnement est constatée au 1<sup>er</sup> juillet 2017.

Il est à noter que pour certains fournisseurs (Synelva, Gédia, GEG) une évolution de leurs conditions d’approvisionnement est attendue postérieurement au 1<sup>er</sup> juillet 2017. Une révision de leurs formules tarifaires sera par conséquent à envisager à cette échéance.

#### Caleo

Un fournisseur s’est engagé par contrat à fournir aux PITD du gaz naturel. Un contrat a été signé en 2016 pour une période de livraison du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 1<sup>er</sup> octobre 2018, avec un prix des quantités livrés en €/MWh du gaz en fonction :

- D’un terme fixe mensuel selon une capacité journalière ;
- Des termes de quantités avec une formule avec des indices gaziers ;
- Des termes de quantités avec une formule avec des indices pétroliers ;
- Des termes de quantités avec une formule avec des indices PEGN ;
- De prix fixe.

24 mai 2017

La CRE observe que la formule de l'arrêté en vigueur ne reflète qu'une partie de la formule du contrat d'approvisionnement (non prise en compte du PEGN), une révision de la formule paraît nécessaire.

#### Gascogne Energies Services

Un fournisseur s'est engagé par contrat à approvisionner Gascogne Energies services pour la période du 01 avril 2016 au 30 septembre 2018.

Le contrat du 12 Janvier 2016 prévoit pour 2016, 2017 et 6 mois de 2018 :

- 50% des volumes à prix fixe
- 50% selon la formule constante + PEG

L'avenant du 11 mai 2017 prévoit un prix fixe pour seulement 20% des volumes.

La CRE observe que ces conditions d'approvisionnement de ce fournisseur ne correspondent pas à la formule tarifaire en vigueur.

#### Gazélec de Péronne

A partir du 1er octobre 2016, un fournisseur s'est engagé à approvisionner Gazélec de Péronne selon la formule suivante, applicable aux volumes enlevés des quantités de l'année contractuelle (QAC) :

$$\Delta m = \Delta PF + \Delta (c + PEGN_{q+1})$$

Où :

- $\Delta PF$  représente l'évolution du prix fixe défini dans les clauses contractuelles de Gazélec de Péronne, en € par MWh ;
- $\Delta c$  représente l'évolution de la constante définie dans les clauses contractuelles d'approvisionnement de Gazélec de Péronne ;
- $\Delta PEGN_{q+1}$  représente l'évolution de la cotation des contrats futurs trimestriels du gaz naturel coté au PEG Nord en France, en € par MWh.

La CRE observe que ces conditions d'approvisionnement de ce fournisseur ne correspondent pas à la formule tarifaire en vigueur définie par l'arrêté du 29 juin 2016 ( $\Delta m = 0,7 \Delta PF + 0,3 \Delta (c + PEGN_{q+1})$ ) et une modification des coefficients apparaît nécessaire.

#### Régies municipales Gaz Electricité de Sallanches et de Bonneville

A partir du 1er juillet 2017, un fournisseur s'est engagé à approvisionner les Régies Municipales de Sallanches et de Bonneville selon la formule suivante, applicable aux volumes enlevés des quantités de l'année contractuelle (QAC) :

$$\Delta m = c + \Delta PEGN QA$$

Où :

- $c$  représente une constante ;
- $\Delta PEGN€/MWh$  représente la moyenne arithmétique des prix de règlement, pour livraison pendant le trimestre civil auquel appartient le mois de livraison, publiés par Powernext en EUR par MWh au cours du mois qui précède d'un mois le début du trimestre civil de livraison

La CRE relève qu'une révision de la formule tarifaire au 1er juillet 2017 apparaît nécessaire sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2017.

Pour ces 6 fournisseurs, une évolution de leurs conditions d'approvisionnement nécessite un changement de formule tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2017.

### **3.3 Les coûts hors approvisionnement**

Les contrats d'approvements des fournisseurs historiques comprennent une composante relative au transport et au stockage. Les coûts hors approvisionnement de ces fournisseurs concernent principalement les coûts relatifs à l'utilisation du réseau de distribution et les coûts commerciaux.



### 3.3.1 Les coûts de distribution

Le tableau ci-après indique les effets attendus de l'application des évolutions des tarifs de distribution sur les zones concernées pour chaque fournisseur :

Figure 12. Tableau d'évolution des coûts de distribution supportés par les fournisseurs historiques au 1er juillet 2017

	Evolution de l'ATRD	
	Evolution des coûts prévisionnels au 1er juillet 2017	Impact estimé sur le TRV au 1er juillet 2017*
Régaz-Bordeaux	-0,41 %	-0,14 %
Réseau GDS	3,18 %	1,33 %
GEG	1,17 %	0,44 %
Vialis	1,42 %	0,46 %
Gedia	-1,60 %	-0,64 %
Caléo	1,83 %	0,52 %
Gaz de Barr	-0,87 %	-0,33 %
Veolia Eau	-0,71 %	-0,25 %
Sorégies	5,19 %	2,28 %
Bazas	-0,22 %	n.c
Gascoigne Energies services	-0,22 %	n.c
Energies Services Lannemezan	-0,22 %	n.c
Energies Services Occitans	-0,22 %	n.c
Régies Municipales de La Réole	-0,22 %	n.c
Energies Services Lavaur	-0,22 %	n.c
Energies et Services Seyssel	-0,22 %	n.c
Régie municipale d'énergies de Villard-Bonnot	-0,22 %	n.c
Synelva (Régies d'Energies et de Services du Pays-Chartrain)	-0,22 %	n.c
Gazélec de Péronne	-0,22 %	n.c
Energis (Régie de Saint Avold)	-0,22 %	n.c
Régie municipale Gaz Electricité de Sallanches	-0,22 %	n.c
Régie municipale Gaz Electricité de Bonneville	-0,22 %	n.c

n.c. = donnée non communiquée

\* pour un client type B1

### 3.3.2 Les coûts commerciaux

Les coûts commerciaux se composent pour l'essentiel des coûts de gestion de la clientèle, de gestion de l'approvisionnement, des contributions, ainsi que d'une marge commerciale raisonnable. Ces coûts représentent environ 10 % des coûts pris en compte dans les tarifs réglementés de vente des fournisseurs historiques.

Dans le cadre de ces travaux, la CRE a demandé aux fournisseurs historiques de lui transmettre leurs meilleures prévisions d'évolution de ces coûts pour les exercices 2015 et 2016.

La CRE s'appuie pour son analyse sur les 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 en cours.

Les difficultés exposées dans la section 3.1 ne permettent pas à la CRE de s'appuyer sur des données de coûts commerciaux validés pour l'exercice 2016, à l'exception de Gaz de Bordeaux, Gédia, Caléo et Gaz de Barr. Concernant ces quatre fournisseurs la CRE n'a pas identifié d'écart significatif entre les coûts estimés dans les tarifs et ceux réellement supportés en 2016.

Par ailleurs, au début du mois de mai 2017, une grande partie des fournisseurs concernés n'avait pas arrêté leurs prévisions définitives d'évolution de leurs portefeuilles de clients prévisionnels et des volumes de vente associés.

Les hypothèses relatives aux coûts commerciaux unitaires pour un client type B1 présentés par les fournisseurs sont les suivantes :

Figure 13. Tableau récapitulatif de l'évolution des coûts commerciaux des fournisseurs historiques au 1er juillet 2017

	<b>Evolution des coûts commerciaux unitaires, hors marge, au 1er juillet 2017*</b>
Gaz de Bordeaux	-3,8%
ES Strasbourg	-17,0%
GEG	6,3 %
Vialis	-19,1%
Gedia	-1,0%
Caléo	-9,5%
Gaz de Barr	-1,8%
Régiongaz (Veolia Eau)	-10,8%
Sorégies	11,7%
Bazas	3,8%
Gascogne Energies services	7,5%
Energies Services Lannemezan	16,5%
Energies Services Occitans	-4,1%
Régies Municipales de La Réole	2,8%
Energies Services Lavaur	-41,4%
Energies et Services Seyssel	8,9%
Régie municipale d'énergies de Villard-Bonnot	11,3%
Synelva (Régies d'Energies et de Services du Pays-Chartrain)	3,0%
Gazélec de Péronne	-4,7%
Energis (Régie de Saint Avold)	-12,8%
Régie municipale Gaz Electricité de Sallanches	-16,8%
Régie municipale Gaz Electricité de Bonneville	-5,3%

\* pour un client type B1

La CRE relève que les variations des coûts commerciaux unitaires des fournisseurs historiques de plus petite taille qu'ENGIE peuvent être très significatives du fait notamment d'une exposition à un faible nombre de clients aux tarifs réglementés et une assiette de coûts commerciaux restreinte.

## **ANALYSE DETAILLEE DES COÛTS DES FOURNISSEURS HISTORIQUES A PRENDRE EN COMPTE DANS LES TARIFS REGLEMENTES AU 1ER JUILLET 2017**

---

24 mai 2017

Les évolutions des coûts commerciaux unitaires les plus significatives s'expliquent ainsi en grande partie par l'évolution des volumes de ventes prévisionnels d'une part (notamment Régie municipale Gaz Electricité de Salanches, Vialis, Energies et Services Seyssel, Energies Services Lannemezan, Energis et Sorégies), et par la mise en place d'un meilleur suivi analytique des coûts au périmètre des ventes aux clients aux tarifs réglementés gaz d'autre part (notamment Energies Services Lavour, Régie municipale d'énergies de Villard-Bonnot et ES Strasbourg).

A l'issue de ces travaux, la CRE ne dispose pas d'élément susceptible de remettre en cause la pertinence des prévisions des fournisseurs.



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)