



DELIBERATION N° 2018-108

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2018 relative à l'analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement d'ENGIE

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE ET COMPETENCE DE LA CRE

Le Conseil d'État, saisi d'une requête de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Le Conseil d'État a estimé que : « *L'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE* ».

Les dispositions du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 ayant été codifiées par le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie, la réglementation relative aux tarifs réglementés de gaz figurant aux articles R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie demeure en vigueur.

Les tarifs réglementés de vente en distribution publique sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

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 L. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « *tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1* ».

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, [...] et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur* ».

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. »

L'arrêté du 30 juin 2017 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par ENGIE a fixé les tarifs réglementés de vente d'ENGIE ainsi que la formule permettant d'estimer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement.

Dans ce contexte, afin d'apporter de la transparence et de la lisibilité aux acteurs de marché et ne pas perturber le bon fonctionnement du marché, et dans l'attente du projet de loi venant tirer les conséquences de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'ENGIE en 2018,

La CRE a engagé ses travaux le 9 mars 2018 avec l'objectif d'examiner :

- les coûts d'approvisionnement d'ENGIE, comprenant les coûts issus des contrats d'approvisionnement à long terme, les autres sources d'approvisionnement (gaz de court terme importé, gaz non importé) et les gains d'optimisation et d'arbitrage réalisés, le cas échéant, ainsi que l'évolution des conditions d'approvisionnement d'ENGIE ;
- les coûts hors approvisionnement, comprenant les coûts d'infrastructure et les coûts commerciaux, et leurs évolutions prévisionnelles.

Par la présente délibération, la CRE rend compte des résultats de ses travaux. Il appartiendra ensuite au gouvernement de proposer un projet d'arrêté sur lequel la CRE rendra son avis.

2. ANALYSE DES COÛTS D'ENGIE AU PERIMETRE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ

2.1 Les coûts supportés par ENGIE, issus des comptes dissociés établis selon les principes applicables en 2017, présentent des écarts significatifs par rapport à ceux pris en compte dans les tarifs en 2017

Afin d'apprécier la couverture des coûts au périmètre de l'activité de fourniture de gaz aux clients au tarif réglementé en 2017, la CRE s'est appuyée sur la comptabilité dissociée d'ENGIE. 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, le 6 avril 2018, ses comptes dissociés relatifs à l'exercice 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.

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'ENGIE, tant de ses coûts d'approvisionnement que de ses coûts 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 2017.

Au total, les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés ont été supérieures d'environ 5,2 % aux coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2017 (incluant la marge commerciale et diminués de la modulation de rattrapage au titre des écarts de l'année 2016).

Cet écart s'explique notamment :

- (i) par un écart entre les coûts d'approvisionnement supportés par ENGIE en 2017 et ceux pris en compte dans les tarifs, liés d'une part à des décalages temporels entre la formule tarifaire et l'approvisionnement réel d'ENGIE et d'autre part aux achats spots ;
- (ii) par un écart concernant les coûts hors approvisionnement, principalement au titre des coûts commerciaux.

Toutefois, il est à noter qu'une partie de ces écarts ne constitue pas un gain réel pour ENGIE mais résulte d'effets de présentation comptable. A titre d'illustration, dans les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2017, les coûts commerciaux tiennent compte de l'augmentation des coûts commerciaux à compter du premier semestre 2018, liée à la hausse des obligations de CEE et au projet de réorganisation de la gestion clientèle des clients aux tarifs réglementés d'ENGIE. Comptablement, sur le second semestre 2017, les tarifs en vigueur font donc apparaître un surcroît de marge, qui est compensé par une réduction de marge au premier semestre 2018.

Retraité de ces effets de présentation comptable, l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2017 (incluant la marge commerciale et diminués de la modulation de rattrapage au titre des écarts de l'année 2016) est de l'ordre de 2 %.

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 en 2017. La CRE considère en conséquence que la modulation de rattrapage intégrée dans les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2017 au titre des écarts de l'année 2016 doit être maintenue dans les tarifs au 1^{er} juillet 2018 au titre des écarts de l'année 2017, au bénéfice des consommateurs finals.

La réduction de marge qui en découle pour la prochaine période tarifaire permet le maintien des tarifs réglementés à un niveau contestable par les fournisseurs alternatifs.

En l'absence du maintien de cette modulation de rattrapage, les tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2018 augmenteraient de 1,3 %.

2.2 Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement d'ENGIE

2.2.1 Rappel de la formule en vigueur

L'arrêté du 30 juin 2017 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 long terme (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 ;
- du prix du Brent, converti en euros et constaté 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 (Δ = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta \text{BRENT} \text{€}/\text{bl} * 0,06024 + \Delta \text{TTFQ} \text{€}/\text{MWh} * 0,06071 + \Delta \text{TTFM} \text{€}/\text{MWh} * 0,47823 + \Delta \text{TTF A} \text{€}/\text{MWh} * 0,04336 + \Delta \text{PEGN} \text{€}/\text{MWh} * 0,23851 + \Delta \text{USDEUR} * 0,07429$$

Le niveau d'indexation sur le marché de 82,1 % 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.

Au mois de novembre 2017, ENGIE a annoncé avoir conclu avec Total un accord en vue de la cession de ses activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

Ce projet de cession s'inscrit selon ENGIE dans le plan de transformation du groupe ENGIE, qui vise notamment à réduire son exposition à l'évolution du prix des commodités.

Après la cession de l'activité GNL à Total, la meilleure anticipation d'ENGIE sur ses coûts d'approvisionnement est une indexation quasi-totale sur les prix de marché du gaz. La future formule tarifaire devrait en conséquence ne comporter aucune indexation pétrole ni de terme de change euro-dollar

D'autre part, la cession des activités GNL conduira à une légère baisse des coûts d'approvisionnement du fait de la cession des souscriptions dans les terminaux méthaniers.

ENGIE indique par ailleurs à la CRE qu'elle dispose d'une vision des effets attendus de ces autres renégociations en cours sur ces coûts d'approvisionnement suffisante pour les prendre en compte dans la prochaine période tarifaire (1er juillet 2018 - 1er juillet 2019).

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2018 relatives à la cession des activités amont de GNL à Total, la CRE recommande de faire évoluer la formule tarifaire en supprimant les indexations Brent et le taux de change dollar US contre euro de la formule.

Compte tenu de la disparition de ces indices et de l'évolution des contrats long terme d'ENGIE, la CRE recommande que le niveau de l'indexation de marché soit porté à un niveau proche de 100 % (contre 82,1 % actuellement).

Une partie des volumes étant acheté à prix fixe et les coûts d'approvisionnement d'ENGIE tenant compte du gaz carburant prélevé sur le réseau Belge pour ramener le gaz à la frontière française, la formule tarifaire ne sera toutefois pas indexée à 100 % sur le marché.

Le relèvement de 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 six mois). D'autre part, la saisonnalité des prix de marché peut se traduire par des prix plus élevés en hiver qu'en été.

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.

2.3 Les perspectives d'évolutions des coûts hors approvisionnement

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

- **Distribution** : hausse moyenne de 1,05 €/MWh (soit +5,7 %), soit un effet à la hausse de 2,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018 :
 - Evolution de la grille tarifaire de GRDF de +2,01 % au 1^{er} juillet 2018, soit un impact moyen de +0,36 €/MWh ;
 - Impact moyen du terme R_f à compter du 1^{er} juillet 2018 de +0,62 €/MWh (augmentation de la part fixe de l'ATRD d'un terme R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le comptes des GRD) ;
 - Rattrapage de la hausse du tarif ATRD au 1^{er} janvier 2018 liée au terme R_f , non facturée au clients finals au premier semestre 2018, soit +0,06 €/MWh en moyenne.
- **Transport** : hausse moyenne de 0,05 €/MWh (le coût du transport est passé de 5,12 à 5,17 €/MWh, soit + 1,07 %), soit un effet à la hausse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018 :
 - Prise en compte de l'évolution du tarif ATRT6 de GRTgaz (+3,0 %) et de Teréga (+4,6 %) au 1^{er} avril 2018, dont les hausses 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 (+3,0 %) des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril 2019 pour l'évaluation des coûts sur le deuxième trimestre 2019.
 - Prise en compte du mécanisme d'enchères et de redistribution des excédents d'enchères à la liaison Nord-Sud.
 - Suppression du terme tarifaire Nord-Sud à partir du 1^{er} novembre 2018.
- **Stockage / Modulation** : hausse moyenne de 0,71 €/MWh (le coût du stockage passe de 2,67 à 3,38 €/MWh, soit +26,6 %) y compris besoin en fonds de roulement (BFR) et rattrapage pour l'ensemble des clients distribution (soit un effet à la hausse de 1,3 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018) :
 - La hausse du coût du stockage est principalement liée à l'introduction, dans les coûts de transport, du terme tarifaire de stockage (TTS), permettant de couvrir les revenus régulés des opérateurs de stockage ;
 - Elle est accrue par la hausse de 0,04 €/MWh du coût du BFR 2018-2019 associé au stockage (le BFR passe de 0,13 à 0,18 €/MWh). Ceci est la conséquence de la hausse des prix du gaz.

2.3.1 Les coûts de distribution

Dans sa délibération du 12 avril 2018 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2018, la CRE a décidé d'augmenter le tarif de GRDF de 2,01 %. Cette augmentation s'applique à l'ensemble des termes de la grille, hors terme R_f .

La délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 a modifié l'ensemble des tarifs ATRD à compter du 1^{er} janvier 2018, afin d'augmenter la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD. Le montant R_f de l'augmentation de la part fixe appliquée est identique pour l'ensemble des GRD et s'est établi, pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, à 6,96 € par an (soit 0,62 €/MWh). Cette hausse est compensée en partie par le versement de la composante de gestion par le GRD à hauteur de 0,49 €/MWh (cf. paragraphe 2.3.4). L'impact global est donc en moyenne de 0,13 €/MWh.

Enfin, l'impact global de la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 – augmentation de l'ATRD du terme R_f et compensation en partie par la composante de gestion versée par le GRD – n'a pas été répercuté sur les TRV au premier semestre 2018. Dans un souci de simplicité, le rattrapage net lié à cet effet, qui s'élève en moyenne à 0,06 €/MWh, a été intégré aux coûts de distribution.

L'évolution des coûts de distribution d'ENGIE a un impact à la hausse de 2,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018.

2.3.2 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, jusqu'au 1^{er} novembre 2018 ;
- 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 ainsi que les termes de livraison. 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 consommation annuelle de référence (CAR).

- Allocation des coûts indirects

Les termes tarifaires concernés sont les termes d'entrée aux points d'interconnexion réseaux et aux terminaux méthaniers, les termes d'entrée et de sortie des stockages, 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 CAR au 1^{er} avril 2018.

L'allocation des coûts de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz se fait à parts égales entre la CAR et les réservations 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 1^{er} avril 2018 prévoit une hausse moyenne des tarifs de 3,0 % pour GRTgaz et 4,6 % pour TIGF.

La baisse des réservations aux points d'entrée (terminaux de Fos et Montoir) due à la cession des réservations de capacités de regazéification à Total entraîne une baisse de la part coût de transport des tarifs réglementés d'environ - 5,8%.

Les évolutions des coûts de transport induisent, pour un client distribution moyen, une baisse de -0,09 €/MWh 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 Teréga.

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 hausse de +0,11 €/MWh pour un client moyen au tarif distribution.

Rattrapage et anticipation de l’augmentation des coûts de transport

Le décalage entre l’évolution des tarifs de transport au 1^{er} avril et la revalorisation des TRV au 1^{er} juillet constitue pour ENGIE un coût (lorsque les tarifs de transport augmentent) qu’il convient de prendre en compte.

Figure 1. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport



La hausse au 1^{er} avril 2018 n’avait pas été correctement anticipée dans les coûts de transport prévisionnels devant être couverts par les TRV pour la période du 1^{er} juillet 2017 au 30 juin 2018. Le rattrapage de cette hausse est calculé comme l’écart entre l’anticipation et les coûts réalisés après application de la mise à jour de l’ATRT6 au 1^{er} avril 2018. Cet écart se chiffre à -0,07 €/MWh pour les clients distribution.

Une hypothèse d’évolution du tarif ATRT6 au 1^{er} avril 2019 de +3,0 % est également anticipée pour la prochaine période tarifaire. L’anticipation de cette évolution se chiffre à +0,04 €/MWh pour les clients distribution.

Les évolutions liées au rattrapage et à l’anticipation induisent une hausse de +0,02 €/MWh pour les clients distribution.

L’évolution moyenne des coûts de transport pour l’ensemble des tarifs des distributions publiques est de - 0,09 €/MWh, avant intégration de l’anticipation et du rattrapage, ainsi que des enchères à la liaison Nord-Sud. En intégrant le mécanisme d’enchères et le rattrapage et l’anticipation, l’évolution réelle est de +0,05 €/MWh pour l’ensemble des distributions publiques.

L’évolution des coûts de transport d’ENGIE a un impact à la hausse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018.

2.3.3 Les coûts de stockage

Les modalités d’accès aux capacités de stockages ont été modifiées par rapport à l’année dernière, en application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu’à l’exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l’énergie et à l’environnement. Elle prévoit que le revenu des opérateurs de stockage est régulé. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, et la différence, positive ou négative, entre les recettes majoritairement issues des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée, au sein du tarif d’utilisation du réseau de transport de gaz naturel, dit tarif ATRT, par un terme tarifaire dédié.

Pour évaluer les coûts du stockage, ENGIE prend donc en compte les coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères ainsi que le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT qui s’applique à son portefeuille de clients.

2.3.3.1 Coûts de stockage hors besoin en fonds de roulement (BFR) et rattrapage

Calcul des coûts de stockage issus des enchères

Pour 2018-2019, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, issus des enchères qui ont eu lieu en mars 2018.

Le coût du stockage est calculé pour couvrir la modulation des clients d'ENGIE. La souscription de stockage réalisée par ENGIE étant suffisante pour assurer le besoin de modulation de ses clients français et constituant le moyen le moins coûteux, aucun moyen complémentaire n'est retenu pour l'établissement de coûts.

Les coûts sont ensuite imputés en fonction du débit nécessaire aux clients. Ce débit est calculé avec les droits unitaires de 2017, car il n'y a plus de droits de stockage en 2018. Les déterminants des droits de stockage unitaires de 2017 étant restés inchangés, ces droits 2017 sont donc un bon paramètre pour répartir les réservations de stockage entre les clients sur 2018-2019.

Les prix issus des enchères sont nettement plus bas que les prix catalogue des produits commercialisés les années précédentes par Storengy et Teréga. Néanmoins, le coût du stockage pour 2018-2019 est complété par un terme tarifaire stockage dans le tarif de transport.

Coût du stockage issu du terme tarifaire stockage introduit dans le tarif de transport

Dans sa délibération du 22 mars 2018¹, la CRE a introduit un terme tarifaire stockage visant à recouvrir une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel, applicable aux expéditeurs s'étant vus attribuer de la capacité ferme à un PTD et fonction de la modulation hivernale des clients raccordés à un réseau de distribution publique. Par délibération du 27 mars 2018², la CRE a fixé ce terme à 297,1 €/MWh/j/an, applicable du 1^{er} avril 2018 au 31 mars 2019.

Pour la période du 1^{er} avril 2019 au 1^{er} juillet 2019, l'hypothèse d'évolution du terme de stockage est d'environ - 6 %. Cette prévision de baisse se base sur des recettes d'enchères du même ordre de grandeur et sur la baisse mécanique du terme en 2019 (le terme de 2018 compensant les faibles recettes de Storengy sur le premier trimestre 2018 : effet qui disparaît en 2019).

Synthèse du coût du stockage hors BFR et rattrapage

Ainsi, le coût unitaire de stockage pour 2018-2019, hors BFR et effet de rattrapage, est en hausse de 0,54 €/MWh (passant de 2,54 à 3,08 €/MWh), par rapport à 2017-2018, pour un client distribution moyen.

2.3.3.2 Besoin en fonds de roulement (BFR) pour le gaz immobilisé dans les stockages

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 2018-2019 est en hausse de 0,04 €/MWh (il passe de 0,13 à 0,17 €/MWh) par rapport au BFR 2017-2018 pour un client distribution moyen, du fait de la hausse des prix du gaz observée sur les marchés.

2.3.3.3 Rattrapage des coûts de stockage

Le coût prévisionnel du stockage au 2^e trimestre 2018 prévu dans les TRV de l'année dernière ne prévoyait pas la réforme et était globalement inférieur au coût effectif du stockage à la suite de la réforme.

Le rattrapage du trimestre considéré conduit à une hausse de 0,14 €/MWh pour un client distribution moyen.

La prise en compte du BFR et du rattrapage conduit au total à une hausse des coûts de stockage de 0,71 €/MWh pour un client distribution moyen (le coût unitaire passe de 2,67 à 3,38 €/MWh).

L'évolution des coûts de stockage d'ENGIE a un impact à la hausse de 1,3 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018.

2.3.4 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 (CEE).

L'article 3 de l'arrêté du 30 juin 2017 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par 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. »

¹ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

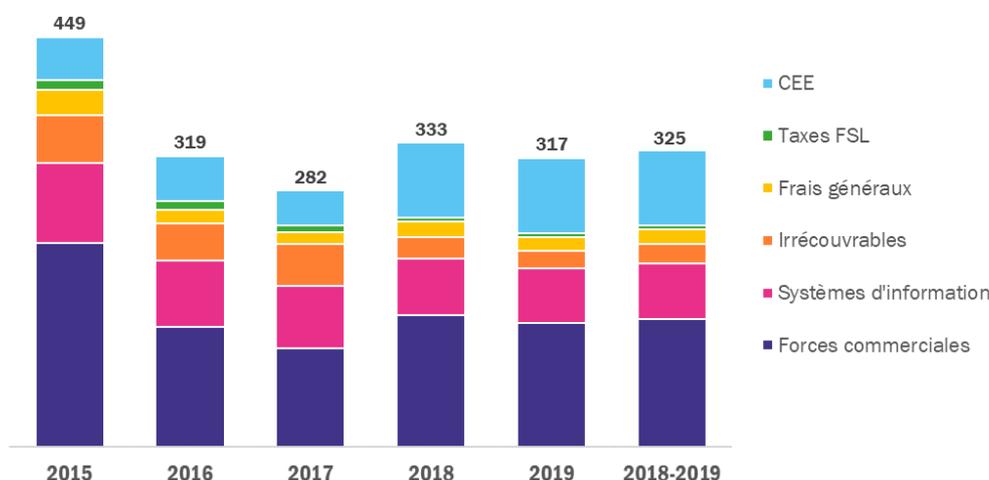
² Délibération de la CRE du 27 mars 2018 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF à partir du 1^{er} avril 2018

Dans le cadre de ces travaux, ENGIE a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les exercices 2018 et 2019. A compter du 1^{er} janvier 2018, ENGIE a séparé son activité de gestion de clientèle entre ses clients aux TRV et en offre de marché en créant une direction autonome, la Direction Tarif Réglementé (DTR). La création de cette direction dédiée à la gestion des clients aux tarifs réglementés permet une affectation directe d'un certain nombre de coûts. Pour les coûts ne pouvant être affectés directement (système d'information, FSL...) les 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 2018 et 2019. Dans le cadre de l'élaboration des barèmes des tarifs réglementés, ces coûts sont affectés aux différents tarifs par application de clés de répartition.

L'évolution de l'assiette des coûts commerciaux d'ENGIE, au périmètre des tarifs réglementés de vente de gaz est présentée ci-après :

Figure 2. Evolution des coûts commerciaux réalisés depuis 2015 et prévisionnels 2018-2019 d'ENGIE (Périmètre activité de vente de gaz aux tarifs réglementés sur le marché de masse)



Evolution des coûts commerciaux

La baisse significative des coûts commerciaux observée entre 2015 et 2017 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.

Les coûts prévisionnels 2018-2019 sont en hausse par rapport aux coûts réalisés 2017. Cette hausse s'explique notamment par (i) une augmentation du coût des certificats d'économie d'énergie et (ii) une augmentation du poste « forces commerciales ».

La hausse du poste « force commerciales » s'explique notamment par une augmentation des coûts de relation clientèle liée à la création de la DTR. Cette évolution avait déjà été anticipée dans les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2017.

La hausse du poste « force commerciales » s'explique également, en 2018, par une hausse du nombre d'appels consécutive à la mise en place du chèque énergie et, dans une moindre mesure, à la création de la nouvelle direction et par une anticipation d'une augmentation des appels en 2019 à la suite d'une éventuelle communication autour de la suppression des tarifs réglementés de vente.

Cette hausse est en partie compensée par une baisse des coûts des prestations (éditiques, encaissement, recouvrement), compris dans les forces commerciales, liée à la diminution du nombre de clients aux TRV, ainsi que par une nette diminution des irrécouvrables.

Evolution des coûts des CEE

Les coûts présentés par ENGIE pour la prochaine période tarifaire sont en augmentation de 111 % par rapport aux coûts réalisés en 2017, soit une hausse de 0,53 €/MWh par rapport aux tarifs en vigueur (qui tenaient compte de la hausse des obligations de CEE sur le premier semestre 2018).

Cette hausse s'explique par un doublement des objectifs d'économies d'énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, avec l'entrée dans la 4^{ème} période du dispositif et un coût de collecte des CEE en hausse. Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 a fixé 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 précédente : 850 TWh cumac, dont 150 TWh cumac précarité pour 2015-2017).

Evolution des volumes de vente aux TRV

D'autre part, les volumes de ventes aux tarifs réglementés sur la prochaine période tarifaire sont en forte baisse, en lien avec la baisse tendancielle observée ces dernières années. A titre d'illustration, les volumes des ventes aux clients au tarif réglementé sont passés de 67 TWh à 57 TWh entre 2016 et 2017 (soit une baisse de -14,6 %)

Figure 3. Evolution des volumes de vente au tarif réglementé entre 2017 et 2018-19

	2017	2018-19	Variation
Nombre de clients (en milliers)	4 958	3 905	-21 %
Consommation fournie au tarif réglementé (en TWh)	57,0	43,5	-24 %

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

Les effets conjugués de la baisse des volumes de vente aux tarifs réglementés de vente et de la hausse des coûts commerciaux et CEE supportés par ENGIE conduisent à une hausse des coûts unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire. L'effet sur les tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2018 est évalué à 2,6 %.

La CRE considère que des efforts supplémentaires doivent être réalisés afin de limiter la hausse des coûts commerciaux unitaires consécutive à l'érosion du portefeuille de clients. A ce titre, les coûts commerciaux pris en compte dans les tarifs réglementés au 1^{er} juillet pourraient être révisés à la baisse.

La prise en compte dans les coûts commerciaux du versement de la composante de gestion par le GRD, à hauteur de 0,49 €/MWh, vient réduire en partie la hausse des coûts commerciaux anticipée sur la période 2018-2019 (cf. paragraphe 2.3.1).

En intégrant le versement par GRDF de la contrepartie financière, l'impact de l'évolution des coûts commerciaux et CEE d'ENGIE sur les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2018 s'élèverait au maximum à 1,6 %, si les coûts ne sont pas réduits.

SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'ENGIE, et de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, la CRE formule les recommandations suivantes :

- Sur l'analyse des coûts 2017

La CRE constate que les écarts en 2017 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés et les coûts réellement supportés par l'opérateur (incluant la marge commerciale et diminués de la modulation de rattrapage au titre des écarts de l'année 2016) sont significatifs. La CRE considère en conséquence que la modulation de rattrapage intégrée dans les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2017 au titre des écarts de l'année 2016 doit être maintenue dans les tarifs au 1^{er} juillet 2018 au titre des écarts de l'année 2017, au bénéfice des consommateurs finals.

La réduction de marge qui en découle pour la prochaine période tarifaire permet le maintien des tarifs réglementés à un niveau contestable par les fournisseurs alternatifs.

En l'absence du maintien de cette modulation de rattrapage, les tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2018 augmenteraient de 1,3 %.

- Sur l'évolution des coûts hors approvisionnement

La CRE constate que :

- les principaux postes de coûts d'utilisation des infrastructures supportés par ENGIE évoluent à la hausse entre les coûts pris en compte dans les tarifs en vigueur et les coûts prévisionnels du fournisseur pour la prochaine période tarifaire 2018-2019 du fait de l'application des nouveaux tarifs en vigueur et de la réforme de stockage ;
- les coûts commerciaux sont en augmentation, du fait principalement de la hausse des coûts des certificats d'économie d'énergie et de la baisse des volumes vendus aux TRV.

La CRE considère qu'un effort supplémentaire sur les coûts commerciaux doit être effectué et qu'en conséquence les coûts commerciaux pris en compte dans les tarifs réglementés au 1^{er} juillet pourraient être révisés à la baisse.

Figure 4. Tableau d'évolution des coûts hors approvisionnement au 1^{er} juillet 2018

% d'impact sur les tarifs réglementés d'ENGIE au 1^{er} juillet 2018	
Coûts de distribution	+2,0 %
Coûts de transport	+0,1 %
Coûts des stockages	+1,3 %
Coûts commerciaux (hors réduction éventuelle)	+1,6 %
Total coûts hors approvisionnement	+5,1 %

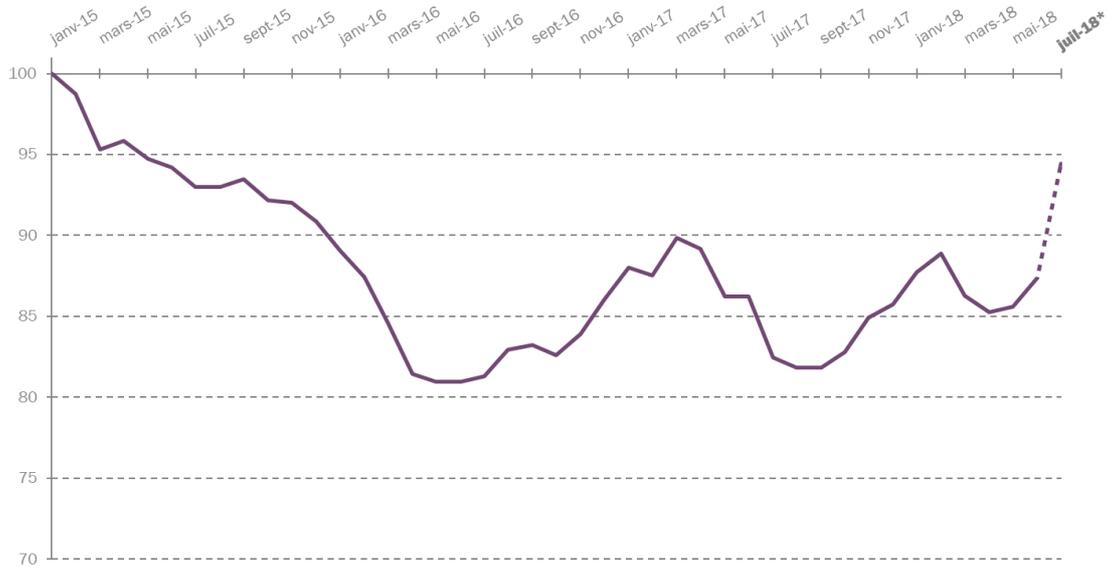
Les tarifs réglementés de vente de gaz devraient évoluer au 1^{er} juillet 2018 de +5,1 %, afin de refléter l'évolution des coûts d'infrastructure et hors approvisionnement prévisionnels d'ENGIE. Toutefois, la CRE considère que cette évolution pourrait être modérée par un effort supplémentaire sur les coûts commerciaux.

- Sur l'évolution de la formule tarifaire

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2018 s'agissant de la cession effective des activités amont de GNL à Total, la CRE recommande de faire évoluer la formule tarifaire en supprimant les indexations Brent et le taux de change dollar US contre euro de la formule tarifaire.

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 2018 ne peut pas être estimée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 11 mai 2018, et compte-tenu de la hausse des prix constatée sur les marchés du gaz, l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait induire une hausse additionnelle des tarifs réglementés de l'ordre de 3 %.

Figure 5. Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'ENGIE, hors taxes et CTA, depuis le 1er janvier 2015 et prévisionnel au 1er juillet 2018 (en €/MWh, base 100 en janvier 2015)



* coûts d'approvisionnement sur la base des données disponibles au 11 mai 2018.
Coûts hors approvisionnement incluant le maintien de la modulation de rattrapage et hors réduction éventuelle des coûts commerciaux.

A titre d'illustration, pour un client type B1 (usage chauffage), consommant 17 MWh par an, cette évolution correspond à une hausse sur sa facture TTC de l'ordre de 6,5 %, soit environ 80 € TTC sur une année (les taxes représentant 28 % de la facture TTC de ce client).

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire et au ministre de l'Economie et des Finances.

Délibéré à Paris, le 24 mai 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO