



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-013 DU 30 JUILLET 2020 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES

Les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (GNL). La CRE peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse des charges des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers d'Elengy et de Fosmax LNG, dit tarif ATTM5, est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017, en application de la délibération du 18 janvier 2017¹, pour une durée d'environ quatre ans. Le nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, dit tarif ATTM6, devrait entrer en vigueur le 1^{er} avril 2021.

La présente consultation présente les orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation du tarif ATTM6, le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant, ainsi que la structure tarifaire et l'offre des terminaux méthaniers. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces sujets avant de prendre sa décision finale en fin d'année 2020.

Principaux enjeux

En 2019 et 2020, dans un contexte de retour du GNL en Europe, Elengy a mené plusieurs appels au marché pour permettre aux acteurs de souscrire les capacités des terminaux sur des horizons longs. A l'issue de ces procédures, les capacités du terminal de Montoir (123 TWh) sont presque intégralement souscrites jusqu'en 2035 et celles du terminal de Fos Cavaou (100 TWh) sont souscrites à 87 % jusqu'en 2030. Enfin, l'activité de Fos Tonkin, dont les souscriptions de long terme arrivaient à échéance fin 2020, a pu être pérennisée grâce à des engagements de souscription jusqu'en 2028, pour un volume d'activité du site toutefois réduit par rapport aux années précédentes (18 TWh à partir de 2021, contre 35 TWh auparavant).

La tarification des terminaux méthaniers, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ces infrastructures, jouent un rôle important dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz. La France important la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles.

A la différence des réseaux de transport, les terminaux méthaniers européens ne constituent pas des monopoles naturels, et sont en concurrence directe entre eux. Au cours de la dernière décennie, la mise en service de plusieurs grands terminaux en Europe et l'essor des nouveaux usages (soutage, transbordement, chargement de camions) ont renforcé la compétition européenne à laquelle les terminaux méthaniers régulés étaient déjà exposés. Dans ce contexte, la maîtrise des charges, ainsi que la flexibilité des services proposés aux utilisateurs des terminaux sont des enjeux essentiels pour leur compétitivité.

Garantir la sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur, et Elengy doit maintenir un niveau de sécurité élevé sur ses infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des infrastructures physiques. Notamment, le vieillissement des actifs, en particulier concernant le terminal de Montoir qui atteint l'âge de 40 ans en 2020 et est fortement sollicité, génère des besoins de maintenance supplémentaires. Le tarif ATTM6 doit donner les moyens à Elengy de faire face à cet enjeu.

Enfin, la CRE considère que les infrastructures gazières sont maintenant suffisamment dimensionnées. La stagnation de la consommation de gaz depuis 10 ans et sa baisse prévisible à l'horizon 2030 et au-delà, notamment dans

¹ Délibération de la CRE du 18 janvier 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

le cadre des objectifs de transition énergétique, conduisent pour l'avenir la CRE à être particulièrement vigilante sur les dépenses d'investissements et les risques de coûts échoués.

La CRE considère que la tarification des terminaux méthaniers doit prendre en compte ces enjeux, en plus des objectifs de simplicité, prévisibilité et continuité.

Niveau tarifaire

L'opérateur des terminaux méthaniers régulés Elengy a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2021-2024, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation, à la structure tarifaire et à l'offre.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par Elengy, conduirait à des évolutions, au 1^{er} avril 2021 du tarif unitaire moyen de -11,5² % pour Montoir, de -23,1 % pour Fos Tonkin et de +5,9 % pour Fos Cavaou.

Ces évolutions résultent notamment d'une part de la baisse des charges en lien avec la baisse du coût moyen pondéré du capital de 100 points de base en application de l'évolution du taux applicable au tarif ATRT, et d'autre part, de l'augmentation des souscriptions de capacités à Montoir. S'agissant de Fos Tonkin, la baisse est également liée à la réduction de son activité à partir de 2021 et à la l'amortissement complet de l'infrastructure à l'issue du tarif ATTM5.

En revanche, les trajectoires de charges d'exploitation demandées par Elengy semblent élevées au vu du réalisé des dernières années et de l'évolution prévisionnelle de l'activité : la demande d'Elengy prévoit une hausse des dépenses moyennes entre le réalisé 2019 et la période 2021-2024 de +20,5 % pour Montoir et de +12,0 % pour Fos Cavaou. A Fos Tonkin, l'évolution des dépenses moyennes entre le réalisé 2019 et la période ATTM6 demandée par Elengy est de -35,8 % du fait de la baisse d'activité du terminal.

En plus de ses analyses propres, la CRE s'est appuyée sur l'étude d'un consultant externe sur la demande d'Elengy en termes de charges d'exploitation.

A ce stade, la CRE juge la demande d'Elengy surévaluée en ce qui concerne les charges d'exploitation. Elle prévoit de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation d'Elengy, l'audit du consultant externe représentant une borne basse et la demande d'Elengy une borne haute.

Par ailleurs, la CRE envisage de retenir un coût moyen pondéré du capital correspondant au taux applicable au tarif ATRT7, soit 4,25 % réel avant impôts, majoré d'une prime spécifique à l'activité GNL. Elle prévoit de maintenir le niveau de cette prime à 200 points de base, sauf pour certains actifs du terminal de Montoir pour lesquels elle prévoit, comme demandé par Elengy, de réduire la période d'amortissements : la prime spécifique applicable à ces actifs serait fixée entre 100 et 125 points de base.

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges d'exploitation présentées par la CRE à ce stade, et le coût moyen du capital de 4,25 % majoré de la prime spécifique de 200 ou 125 points de base :

- l'évolution en euros courants entre le revenu autorisé moyen de la période ATTM5 et ATTM6 pourrait être de -4,8 % pour Montoir, -60,6 % pour Fos Tonkin (en raison de l'amortissement complet des investissements des périodes précédentes et de la restructuration du terminal dont la capacité évolue de 35 à 18 TWh) et +3,1 % pour Fos Cavaou ;
- l'évolution du tarif unitaire ATTM6 au 1^{er} avril 2021 pourrait alors s'établir autour de -16,9 % pour Montoir, -24,3 % pour Fos Tonkin et +3,8 % pour Fos Cavaou.

Cadre applicable à l'activité de soutage

Dans un contexte d'essor des nouvelles activités et de concurrence entre les terminaux européens, l'agilité commerciale des opérateurs est un enjeu majeur. Pour permettre à Elengy d'adapter au mieux son service aux besoins du marché, et de mener les investissements nécessaires au développement de cette activité, la CRE est à ce stade favorable à la demande d'Elengy de sortir du périmètre régulé l'activité de rechargement des micro-méthaniers à des fins de soutage.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE envisage plusieurs évolutions concernant le cadre de régulation applicable aux investissements d'Elengy. D'une part, elle considère que les infrastructures gazières sont suffisamment développées et qu'il n'est en conséquence plus nécessaire d'inciter les opérateurs à développer de nouvelles capacités de regazéification. Elle prévoit donc la suppression de la prime de 200 points de base qui s'appliquait à ce type de projet. De plus, la CRE considère

² Les trajectoires présentées dans la présente consultation publique sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires

important d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges, et prévoit d'introduire dans le tarif ATTM6 une régulation incitative pour les projets d'un budget supérieur à 10 M€.

D'autre part, la CRE est à ce stade favorable à la demande d'Elengy de réduire la durée d'amortissements des actifs entrés en service depuis 2011 dans les terminaux de Montoir et Fos Cavaou afin que celle-ci ne dépasse pas 20 ans.

Enfin, la CRE envisage d'introduire un dispositif d'incitation à la qualité de service concernant deux thématiques prioritaires : le respect des programmes de maintenance, et les indicateurs relatifs à l'environnement.

Structure tarifaire et offre

La CRE envisage de retenir une structure tarifaire en continuité avec celle du tarif précédent.

Les services prévus à ce stade pour la période ATTM6 sont également proches de l'offre actuelle, qui donne globalement satisfaction aux utilisateurs des terminaux méthaniers. La CRE est en outre favorable à ce stade aux évolutions à la marge proposées par Elengy avec deux objectifs :

- d'une part, renforcer l'attractivité des services de regazéification, notamment en permettant aux utilisateurs de mieux anticiper leurs réservations de capacités ou en bénéficiant de flexibilités additionnelles
- et d'autre part, prendre en compte l'essor des nouvelles activités, en permettant aux utilisateurs qui déchargent des cargaisons destinées à ne pas être émises sur le réseau (rechargements micro-GNL, chargement de camions) de ne pas réserver de capacités de regazéification, ou en prévoyant des flexibilités de stockage adaptées à leurs besoins spécifiques.

Paris, le 30 juillet 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 25 septembre 2020 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	8
1.1	COMPETENCES DE LA CRE	8
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION	8
2.	BILAN DE L'ACTIVITE DES TERMINAUX METHANIERES REGULEES EN FRANCE.....	8
2.1	ETAT DU MARCHE MONDIAL.....	8
2.2	PANORAMA DES TERMINAUX METHANIERES FRANÇAIS	8
2.3	RETOUR DU GNL EN EUROPE : L'ACTIVITE DES TERMINAUX METHANIERES FRANÇAIS EST EN FORTE HAUSSE	8
3.	PRINCIPE DE REPARTITION DES COÛTS ENTRE ACTIVITES REGULEES ET NON REGULEES	9
3.1	PRESENTATION DES DIFFERENTS SERVICES.....	9
3.2	NON-REGULATION DE L'ACTIVITE DE CHARGEMENTS DE MICRO-METHANIERES	10
3.3	PRINCIPE ET METHODE D'AFFECTATION DES CHARGES.....	11
4.	CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	11
4.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	11
4.1.1	Un tarif individuel par site	11
4.1.2	Une période tarifaire d'environ quatre ans avec une évolution bisannuelle	11
4.1.3	Détermination du revenu autorisé.....	12
4.1.3.1	Charges nettes d'exploitation	12
4.1.3.2	Charges de capital normatives	12
4.1.4	Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	12
4.1.4.1	Modalités de rémunération des actifs	12
4.1.4.2	Amortissement des actifs mis en service	13
4.1.5	Principe du CRCP	14
4.2	CALENDRIER TARIFAIRE.....	15
4.3	REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COÛTS	16
4.3.1	Régulation incitative des charges d'exploitation	16
4.3.1.1	Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation.....	16
4.3.1.2	Couverture de certains postes au CRCP	16
4.3.2	Régulation incitative des investissements	17
4.3.2.1	Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 10 M€.....	17
4.3.2.2	Suppression de l'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités de regazéification	18
4.3.2.3	Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »	18
4.4	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	19
4.4.1	Proposition de quatre indicateurs relatifs aux programmes de maintenance des terminaux méthanières régulés	19
4.4.2	Proposition de deux indicateurs relatifs à l'environnement.....	19
4.5	REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION.....	20
5.	NIVEAU TARIFAIRE	20
5.1	BILAN DE LA PERIODE ATTM5	20
5.1.1	Montoir-de-Bretagne	20
5.1.2	Fos Tonkin	21

5.1.3	Fos Cavaou.....	22
5.2	DEMANDE TARIFAIRE ET PRINCIPAUX ENJEUX.....	22
5.3	REPARTITION DES CHARGES INDIRECTES	23
5.3.1	Répartition des charges indirectes régulées entre terminaux méthaniers	23
5.3.2	Répartition des charges entre activités régulée et non régulée	23
5.4	CHARGES D'EXPLOITATION.....	23
5.4.1	Demande d'Elengy.....	23
5.4.2	Enjeux sur les charges d'exploitation identifiés par la CRE	25
5.4.3	Approche d'analyse retenue	26
5.4.4	Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes	26
5.4.4.1	Résultats de l'audit externe.....	26
5.4.4.2	Ajustements complémentaires de la CRE.....	27
5.4.4.3	Synthèse de l'analyse préliminaire.....	29
5.4.4.4	Montoir-de-Bretagne	29
5.4.4.5	Fos Tonkin.....	30
5.4.4.6	Fos Cavaou	31
5.5	COÛT MOYEN PONDERÉ DU CAPITAL.....	32
5.5.1	Demande d'Elengy.....	32
5.5.2	Taux de rémunération envisagé à ce stade	32
5.6	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	33
5.6.1	Montoir-de-Bretagne.....	33
5.6.1.1	Trajectoire des dépenses d'investissements.....	33
5.6.1.2	Trajectoire des charges de capital	33
5.6.1.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	34
5.6.2	Fos Tonkin	34
5.6.2.1	Trajectoire des dépenses d'investissements.....	34
5.6.2.2	Trajectoire des charges de capital	34
5.6.2.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	34
5.6.3	Fos Cavaou.....	34
5.6.3.1	Traitement du litige STS.....	34
5.6.3.2	Trajectoire des dépenses d'investissements.....	35
5.6.3.3	Trajectoire des charges de capital	36
5.6.3.4	Analyse préliminaire de la CRE.....	36
5.7	CRCP AU 31 DECEMBRE 2020	36
5.7.1	Montoir-de-Bretagne.....	36
5.7.2	Fos Tonkin	37
5.7.3	Fos Cavaou.....	37
5.8	REVENU AUTORISÉ.....	37
5.8.1	Demande d'Elengy.....	37
5.8.1.1	Montoir-de-Bretagne	37
5.8.1.2	Fos Tonkin.....	37
5.8.1.3	Fos Cavaou	38
5.8.2	Analyse de la CRE : revenu autorisé préliminaire	38

5.8.2.1	Montoir-de-Bretagne	38
5.8.2.2	Fos Tonkin	39
5.8.2.3	Fos Cavaou	39
5.9	SOUSCRIPTIONS PREVISIONNELLES DE CAPACITES	40
5.9.1	Bilan des souscriptions	40
5.9.2	Demande des opérateurs.....	40
5.9.3	Analyse de la CRE	40
5.10	EVOLUTION TARIFAIRE	41
5.10.1	Demande d'Elengy.....	41
5.10.2	Analyse de la CRE.....	41
6.	OFFRE ET STRUCTURE TARIFAIRE	43
6.1	STRUCTURE TARIFAIRE	43
6.1.1	Continuité de la structure tarifaire existante	43
6.1.2	Tarif unique pour les souscriptions <i>spot</i>	43
6.2	SERVICES PROPOSES	45
6.2.1	Services de déchargement intégré.....	45
6.2.1.1	Bilan du service de déchargement proposé dans le tarif ATTM5.....	45
6.2.1.2	Services et mécanismes annexes	46
6.2.1.3	Réservation trimestrielle pour l'année N+1.....	47
6.2.2	Commercialisation de stockage spécifique.....	47
6.2.3	Prolongation de l'inventaire en M+2	49
6.2.4	Déchargement sans regazéification	50
6.2.5	Rebours au PITTM.....	50
7.	SYNTHESE DES QUESTIONS	52

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les règles concernant les « conditions d'utilisation [...] des installations de gaz naturel liquéfié y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces [...] installations et les évolutions tarifaires [...] ».

Les articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. En particulier, l'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié. En complément, l'article L. 452-3 dispose que « [l]a Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] ».

1.2 Objet de la consultation

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATTM6, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATTM6 la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATTM5, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATTM6 ont pour objectifs de :

- fixer le cadre de régulation permettant d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges et à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs ;
- faire évoluer l'offre des opérateurs de terminaux méthaniers régulés.

2. BILAN DE L'ACTIVITE DES TERMINAUX METHANIERES REGULES EN FRANCE

2.1 Etat du marché mondial

La croissance de l'offre mondiale de gaz naturel liquéfié au cours des dernières années est soutenue, portée par le marché américain. Depuis 2017, les Etats-Unis produisent plus de gaz qu'ils n'en consomment, la production gazière a atteint un nouveau record en 2019. Le marché américain a couvert les deux tiers de la croissance mondiale de l'offre de gaz naturel en 2019. La demande de gaz naturel mondiale a continué de croître en 2019 au détriment du charbon, sous l'effet de prix bas du gaz, notamment en Europe.

L'année 2019 a été remarquable pour le GNL avec des exportations en forte hausse en provenance des Etats-Unis, de la Russie et de l'Australie et des records d'investissements dans les projets de liquéfaction.

Cette offre abondante de GNL a influencé les prix spot européens et asiatiques qui ont fortement baissé et conduit à un découplage avec les prix indexés sur le pétrole. Les coûts variables du GNL américain détermineraient aujourd'hui le prix plancher en dessous duquel les exportations américaines s'arrêtent.

2.2 Panorama des terminaux méthaniers français

Il y a quatre terminaux méthaniers en France : Montoir-de-Bretagne, Fos Tonkin, Fos Cavaou qui sont régulés et Dunkerque qui fait l'objet d'une exemption de régulation jusqu'en 2036.

Les terminaux de Montoir-de-Bretagne, Fos Tonkin et Fos Cavaou sont exploités par la société Elengy, filiale à 100 % de GRTgaz. Le terminal de Montoir-de-Bretagne a été mis en service en 1980, sa capacité de regazéification est de 10 milliards de m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 360 000 m³. Le terminal de Fos Tonkin a été mis en service en 1972, sa capacité de regazéification, aujourd'hui de 3 milliards de m³ sera réduite en 2021 à 1,5 milliard de m³/an, il bénéficie d'une capacité de stockage de 80 000 m³. Le terminal de Fos Cavaou a été mis en service en 2010 avec une capacité de regazéification de 8,3 milliards de m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 330 000 m³.

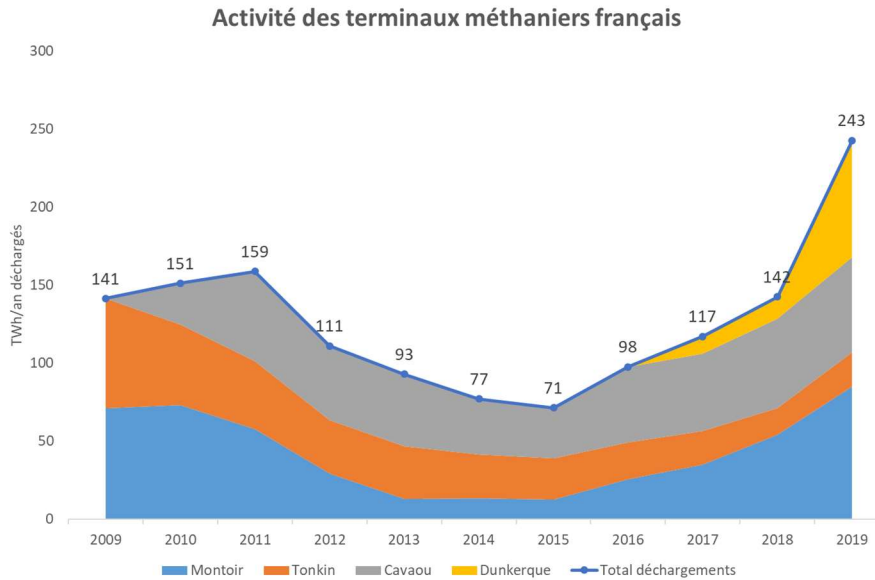
Le terminal de Dunkerque est exploité par la société Dunkerque LNG, filiale de Fluxys à 61 % et d'un consortium mené par AXA à 39%. Il a été mis en service en 2016 avec une capacité de regazéification de 13 milliards de m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 600 000 m³.

2.3 Retour du GNL en Europe : l'activité des terminaux méthaniers français est en forte hausse

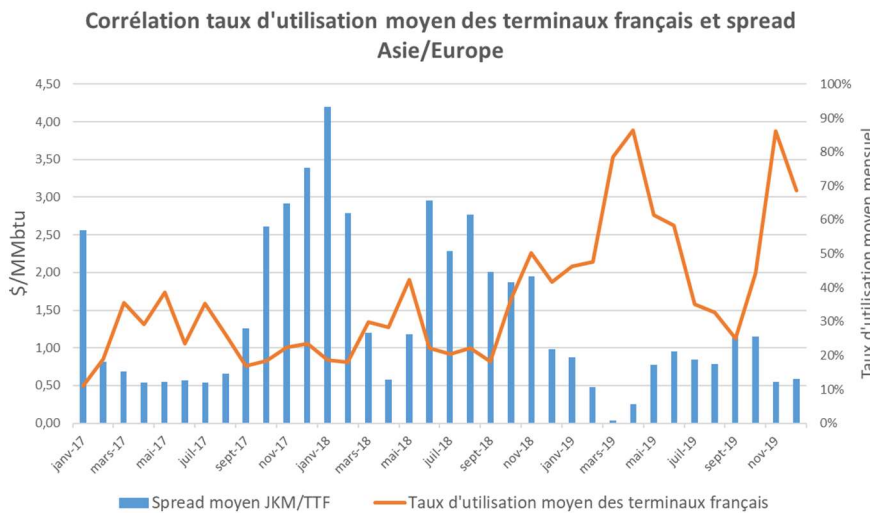
Depuis octobre 2018, la faiblesse des prix asiatiques (parfois inférieurs aux prix européens) en raison d'une demande asiatique en berne (guerre commerciale avec les Etats-Unis, stock gazier confortable, disponibilité nucléaire élevée en Corée du Sud) conjuguée à une surabondance de l'offre (capacités de liquéfaction en Australie et aux Etats-Unis) conduit à un retour du GNL en Europe.

Les importations de GNL supplémentaires ont été permises par la flexibilité du système gazier européen, avec des zones de marché bien interconnectées, des capacités de stockage importantes, et des contrats d’approvisionnement désormais plus flexibles, qui permettent de moduler les arrivées par gazoducs terrestres. Par ailleurs, la baisse de sources de production domestiques (Groningue, UK) nécessite également des imports supplémentaires en Europe.

Les volumes déchargés dans les terminaux français ont ainsi fortement augmenté depuis 2018³ :



La corrélation du taux d’utilisation des terminaux français avec le spread Asie/Europe témoigne de la logique de compétitivité qui préside à l’orientation des cargaisons de GNL :



3. PRINCIPE DE REPARTITION DES COÛTS ENTRE ACTIVITES REGULEES ET NON REGULEES

3.1 Présentation des différents services

Les terminaux méthaniers français permettent d’importer et de regazéifier le gaz naturel. Ils ne permettent pas de liquéfier ou d’exporter du gaz issu du réseau et sont donc approvisionnés uniquement par des déchargements de cargaisons GNL.

³ Le graphe comporte également les émissions des terminaux à destination de la Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG. En 2019, 2019 TWh ont été émis en France.



Au cours des dernières années, les terminaux méthaniers français se sont adaptés pour répondre à un besoin croissant de flexibilité exprimé par les expéditeurs. Ainsi, le GNL n'est plus seulement destiné à être regazéifié mais peut aussi être stocké temporairement dans les cuves du terminal pour être rechargé sur un autre méthanier, transbordé directement d'un navire à l'autre, chargé dans des camions-citernes pour approvisionner le marché de détail (GNL porté).

Par ailleurs, le GNL peut être chargé sur des micro-méthaniers, dont la fonction principale est l'activité de « sou-tage », c'est à dire l'approvisionnement en carburant les navires fonctionnant au GNL (porte-conteneurs, ferries, paquebots de croisière).

Parmi l'ensemble de ces activités, certaines sont régulées et d'autres concurrentielles.

Dans le tarif ATTM5, les services régulés sont :

- le déchargement de méthaniers ;
- le stockage en cuve ;
- la regazéification et l'émission sur le réseau de transport ;
- le rechargement de méthaniers ;
- le chargement de micro-méthaniers.

Les services non régulés comprennent :

- le transbordement ;
- le chargement de camions-citernes.

3.2 Non-régulation de l'activité de chargements de micro-méthaniers

Dans son dossier tarifaire, Elengy demande que le chargement de micro-méthaniers ne soit plus considéré comme une activité régulée à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATTM6.

Elengy considère que le volume unitaire faible de cette activité, qui ne contraint pas ou peu la gestion du terminal, est sans impact sur les émissions à destination du réseau de transport et n'affecte pas la programmation des grands méthaniers : l'activité bénéficie d'un programme dédié ou utilise d'un appontement dédié.

Par ailleurs, le marché du soutage est fortement concurrentiel, notamment en Méditerranée avec les ports voisins de Barcelone et de Gênes, qui ont développé cette activité dans leurs terminaux méthaniers. Compte tenu de cet environnement, Elengy souhaite disposer de davantage de marges de manœuvre dans l'établissement de son offre commerciale et dans le développement d'actifs dédiés, lui permettant de développer l'activité.

La CRE constate que le service de chargement de micro-méthaniers proposé par Elengy n'utilise pas les installations pour regazéifier le GNL afin de l'émettre sur le réseau de transport et d'avoir ainsi accès direct au marché intérieur européen du gaz naturel.

La CRE considère ainsi que le service de chargement de micro-méthaniers pourrait être commercialisé dans un cadre non régulé.

Comme c'est le cas pour les services de transbordement et de chargement de camions-citernes, le service de chargement de micro-méthaniers utilise toutefois des moyens communs du terminal dans leur configuration actuelle et en particulier l'appontement. Afin de prévenir tout risque de subvention croisée entre ces différentes activités, la CRE sera amenée à examiner les mesures, périmètres et principes retenus par l'opérateur déterminant l'affectation des coûts respectifs de chaque activité.

La CRE considère en conséquence que la fourniture d'un service de chargement de micro-méthaniers dans un cadre non régulé est conditionnée à la mise en place des mesures organisationnelles et comptables à même de garantir la transparence de l'affectation des coûts respectifs des différents services et en particulier de garantir l'affectation des coûts générés par le service de chargement de micro-méthaniers aux utilisateurs de ce dernier.

Question 1 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la non-régulation de l'activité de chargement de micro-méthaniers ?

3.3 Principe et méthode d'affectation des charges

Elengy a développé des activités de chargement de camions-citernes et de transbordement de GNL entre navires dans un cadre non régulé. La délibération ATTM5 du 18 janvier 2017 prévoit le traitement tarifaire suivant pour ces activités :

- affectation intégrale à ces activités des charges additionnelles induites par leur fourniture. Ces charges spécifiques sont supportées intégralement par la filiale Elengy Hub & Expertise (EHE) ;
- affectation à due proportion, des charges résultant de l'utilisation mutualisée d'actifs et des charges d'exploitation actuellement couvertes par les tarifs régulés par application de clés d'affectation objectives auditées par la CRE. L'utilisation est ainsi acquittée par le paiement d'une contribution unitaire reversée par EHE au tarif régulé.

En conséquence, la CRE envisage de reconduire ces principes dans le cadre de l'ATTM6.

Par ailleurs, dans un contexte d'essor des activités non régulées, la CRE considère que la méthode d'affectation des charges devrait permettre une juste répartition des risques commerciaux entre activités. A cet effet, la CRE prévoit de fixer le niveau de la contribution unitaire en tenant compte du nombre maximal d'opérations pouvant être réalisées pour chaque activité.

Enfin, la CRE envisage, pour plus de transparence, que les contributions acquittées par la filiale EHE à Elengy ne constituent plus, comme aujourd'hui, des produits d'exploitation qui viennent en déduction des charges brutes d'exploitations au sein du revenu autorisé mais qu'elles deviennent des termes tarifaires spécifiques, applicables à chaque opération non-réglée.

Ces deux évolutions ont pour conséquence que les contributions de chaque activité non régulée évolueront de manière cohérente avec les tarifs régulés en ce qui concerne l'utilisation des moyens mutualisés.

Question 2 Etes-vous favorable aux principes d'affectation des charges entre les services régulés et non régulés tels qu'envisagés par la CRE ?

4. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

4.1 Grands principes tarifaires

4.1.1 Un tarif individuel par site

Les tarifs ATTM3⁴ entrés en vigueur le 1^{er} avril 2010 ont introduit l'individualisation du tarif de chaque terminal, pour prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures. Cette individualisation a été maintenue dans les tarifs suivants.

La CRE envisage de reconduire ce principe pour le tarif ATTM6.

4.1.2 Une période tarifaire d'environ quatre ans avec une évolution bisannuelle

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

La CRE avait interrogé les acteurs de marché sur ce principe dans le cadre de sa consultation publique du 14 février 2019 : une large majorité de contributeurs s'étaient déclarés favorables à cette durée, partageant les motivations avancées par la CRE.

En cohérence avec la durée retenue pour les autres infrastructures régulées de gaz, la CRE envisage donc que le tarif ATTM6 s'applique pour une durée de quatre ans environ, à compter du 1^{er} avril 2021.

Par ailleurs, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans le tarif ATTM6 : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATTM6 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

⁴ Délibération de la CRE du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers

Depuis le tarif ATTM4, entré en vigueur en 2013, le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers évolue au 1^{er} avril de chaque mise à jour tarifaire intermédiaire qui a lieu tous les deux ans. La CRE envisage de maintenir l'évolution ATTM6 tous les deux ans, au 1^{er} avril.

4.1.3 Détermination du revenu autorisé

Dans sa délibération portant décision sur le tarif ATTM6, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de chaque terminal méthanier sur la période 2021-2024, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses. Le revenu autorisé a vocation à couvrir les coûts des opérateurs dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN) et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- *RA* : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- *CNE* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- *CCN* : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- *CRCP* : apurement du solde du CRCP.

4.1.3.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée, les produits extratarifaires et la contribution des activités concurrentielles à la couverture des charges communes notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des opérateurs dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur de terminaux méthaniers efficace.

4.1.3.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par Elengy – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le taux de rémunération déterminé sur la base de l'évaluation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

$$CCN = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

4.1.4 Rémunération des actifs et couverture des investissements

4.1.4.1 Modalités de rémunération des actifs

Le taux de rémunération des actifs est historiquement construit à partir d'un taux de rémunération de base et d'une prime liée à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers.

Dans le tarif ATTM5, la CRE a utilisé le CMPC de l'activité de transport de gaz comme taux de base afin d'estimer le coût du capital des terminaux méthaniers compte tenu de l'absence d'échantillon comparable pertinent pour déterminer les principaux paramètres pour l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers. Une prime de 200 points de base est ajoutée au CMPC du transport de gaz pour tenir compte des risques spécifiques de l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers par rapport à une activité de réseau.

Dans sa délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga⁵, la CRE a maintenu la rémunération des IEC au coût de la dette, qui constitue une

⁵ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des différents opérateurs. Pour la période tarifaire ATTM6, la CRE envisage de reconduire les modalités de rémunération des IEC au coût de la dette.

4.1.4.2 Amortissement des actifs mis en service

Dans le tarif en vigueur, les durées d'amortissement par type d'actifs sont les suivantes :

Catégories d'actifs	Durée de vie économique (ans)
Installations de regazéification	40
Génie civil et construction	40
Installations de stockage	40
Autres installations (torches, outillage,...)	40
Installations auxiliaires et dispositif de déchargement	20
Matériel (télé-exploitation, analyseur qualité gaz,...)	10
Immobilier	30
Matériel divers (véhicules, ...)	10
Petit matériel (micro-ordinateurs,...)	5

Dans sa demande tarifaire, Elengy souligne les incertitudes qu'il perçoit sur le rôle des terminaux méthaniers à long terme : l'opérateur considère que les perspectives européennes de neutralité carbone ou de très forte réduction de la part d'énergies fossiles à l'horizon 2050 réduisent sa capacité à projeter son activité commerciale au-delà de l'échéance des souscriptions de long terme (2035 à Montoir, 2030 à Cavaou, 2028 à Tonkin). Dans ce contexte, Elengy considère pertinent de retenir une approche prudente en ce qui concerne les modalités d'amortissement des actifs afin de limiter le risque de coûts échoués.

De plus, Elengy considère que des durées d'amortissements de 40 ans ne sont plus en phase les engagements de souscription ne dépassant pas 20 ans, voire parfois 10 ans.

En conséquence, Elengy demande dans son dossier tarifaire d'adapter les durées d'amortissement de certains investissements, pour que l'échéance d'amortissement soit moins éloignée de l'horizon d'échéance des souscriptions de long terme. Elengy propose ainsi que :

- la durée d'amortissement des investissements mis en service à partir de 2020 soit limitée à 20 ans pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou ;
- les amortissements des actifs mis en service dans les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou entre 2011 et 2020 soient accélérés pour atteindre une durée d'amortissement totale limitée à 20 ans, sans modifier les amortissements passés : par exemple, pour un investissement mis en service en 2011 avec une durée d'amortissement initialement fixée à 40 ans, la valeur nette de cet actif au 1^{er} janvier 2021 serait amortie plus rapidement, pour être nulle à l'horizon 2031 et non 2051.

Les actifs de Fos Tonkin ne sont pas concernés par cette demande, Elengy ayant proposé des modalités d'amortissement particulières dans le cadre de la procédure d'appel au marché lancée en 2019 pour pérenniser l'activité du terminal : les nouveaux investissements dans ce terminal seront amortis à l'horizon 2028, qui correspond à la fin des souscriptions pour ce terminal.

La CRE considère, au vu des incertitudes à moyen-long terme sur la place du gaz au sein du mix énergétique français, que l'approche proposée par Elengy correspond à celle d'un opérateur prudent et permet de réduire le risque de coûts échoués à long terme. La CRE est donc favorable au principe d'une limitation à 20 ans de la durée d'amortissement des actifs d'Elengy pour les actifs mis en service à partir de 2011.

Une telle évolution, qui conduit à augmenter le niveau des amortissements couverts à court terme par le tarif, génère, toutes choses égales par ailleurs, une hausse des tarifs (voir partie 5.6.1 de la présente consultation). La CRE considère que les évolutions tarifaires qui en découlent, en particulier pour les acteurs qui ont souscrit des capacités à long terme dans ces terminaux, restent raisonnables et acceptables.

Si la CRE partage le constat d'Elengy sur les incertitudes à moyen et long terme sur le gaz naturel, elle a pris en compte ce risque dans le cadre de la décision ATRT7 s'appliquant aux opérateurs de transport de gaz naturel : le CMPC de l'ATRT7, fixé à 4,25 % réel avant impôts, intègre en particulier une augmentation du Beta des actifs (qui

passé de 0,45 dans l'ATRT6 à 0,50 dans l'ATRT7). Le CMPC du tarif ATTM étant fixé en ajoutant une prime à celui de l'ATRT, cette hausse du Beta de l'ATRT est directement répercutée dans le tarif ATTM.

La CRE constate que la réduction de la durée d'amortissement de certains actifs des terminaux méthaniers conduit à une réduction du risque commercial supporté par Elengy. En effet, une part plus importante des amortissements est ramenée sur les années proches, et donc sur la période couverte par les souscriptions de long terme actuelles. En proportion, Elengy supporte donc un risque moins élevé de coûts échoués.

Or, la prime de rémunération additionnelle de 200 points de base vise notamment à rémunérer ce risque commercial spécifique aux terminaux méthaniers. En effet, les terminaux méthaniers sont des installations concentrées sur un site unique, ne sont pas en monopole et dépendent d'un nombre limité de clients. En outre, la pérennité de l'activité de chaque site sur le très long terme, à l'issue des contrats de souscription de capacités actuellement en portefeuille, n'est pas assurée.

La CRE considère donc que le niveau de la prime spécifique doit être adapté pour prendre en compte cette réduction du risque.

Comme indiqué précédemment, Fos Tonkin n'est pas concerné par cette évolution. La CRE n'envisage donc pas de faire évoluer la prime de 200 points de base pour les actifs de ce terminal.

S'agissant de Montoir et de Cavaou, la CRE a analysé l'évolution de la part des charges de capital restant à couvrir à l'issue des contrats de long terme tels que souscrits à date :

- à Fos Cavaou, 89 % des investissements ayant actuellement une durée d'amortissement de 40 ans sont ceux mis en service en 2010, au démarrage du terminal. Ces investissements ne sont pas concernés par la demande d'Elengy. En outre, le terminal étant récent, le dossier tarifaire d'Elengy ne prévoit pas d'investissements qui auraient eu une telle durée d'amortissement à l'avenir. Ainsi, la part des charges de capital restant à couvrir à l'issue des contrats de long terme est quasiment inchangée du fait de cette évolution et la CRE n'envisage pas de faire évoluer la prime de 200 points de base pour les actifs de ce terminal.
- à Montoir, certains investissements faits depuis 2011 ont une durée d'amortissement de 40 ans. En outre, Elengy indique dans son dossier tarifaire envisager des investissements pour les années à venir en lien avec la rénovation d'actifs majeurs (appointement, infrastructures de regazéification...) dont les durées d'amortissement auraient été de 40 ans et se trouveraient donc raccourcies. Ainsi, la CRE évalue à de l'ordre de la moitié, la part des charges de capital résiduelles à l'issue des contrats de long terme et qui se trouveraient désormais couvertes. La CRE considère qu'une telle évolution permet une réduction importante du risque commercial pour Elengy pour ces actifs et envisage en conséquence de réduire la prime appliquée à un niveau compris entre 100 et 125 points de base pour les actifs de Montoir dont la durée d'amortissement serait modifiée.

Question 3 Etes-vous favorable à la limitation à 20 ans de la durée d'amortissement des actifs de Montoir et Fos Cavaou mis en service à partir de 2011 ?

Question 4 Etes-vous favorable à l'adaptation de la prime spécifique telle qu'envisagée par la CRE ?

4.1.5 Principe du CRCP

Le tarif ATTM est défini par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. partie 4.3.1.2). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative ainsi que pour la prise en compte d'éventuelles plus-values de cession ou coûts échoués une fois validés par la CRE.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Dans le cadre du tarif ATTM5, l'apurement du solde de ce compte était réalisé sur quatre ans, en annuités constantes, prises en compte dans le cadre des évolutions tarifaires mises en œuvre au 1^{er} avril de chaque période intermédiaire (soit tous les 2 ans), au travers d'une diminution ou d'une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif.

Dans sa délibération du 23 janvier 2020, la CRE a harmonisé le mode d'apurement du CRCP du tarif ATRT avec celui des autres tarifs de réseaux (TURPE en électricité, ATRD en distribution de gaz). Pour le tarif ATRT7, le solde du CRCP sera calculé au 31 décembre chaque année. Pour chaque GRT, le solde du CRCP sera apuré sur une durée d'un an, dans la limite d'une évolution tarifaire associée à cet apurement de +/- 2 %. Dans le cas où cette limite

serait atteinte et ne permettrait pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année suivante, le solde non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

Pour la période tarifaire ATTM6, la CRE envisage de mettre en œuvre cette méthode d'apurement en prenant en compte les spécificités du tarif ATTM6. Le CRCP serait apuré sur une durée de deux ans, afin de prendre en compte le rythme spécifique de mise à jour du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers.

En outre, pour également tenir compte de cette mise à jour bisannuelle, Elengy a demandé que le solde du CRCP soit apuré dans la limite de +/-3 %. La CRE considère que la demande d'Elengy est justifiée, et envisage de retenir le plafond proposé par l'opérateur.

Enfin, la totalité du solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire sera prise en compte pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. C'est le cas pour le solde du CRCP en fin de période ATTM5 qui sera apuré sur quatre annuités constantes.

Question 5 Etes-vous favorable aux évolutions du fonctionnement du CRCP que la CRE envisage pour le tarif ATTM6 ?

4.2 Calendrier tarifaire

Depuis le tarif ATTM4, entré en vigueur en 2013, le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers évolue au 1^{er} avril de chaque mise à jour tarifaire intermédiaire qui a lieu tous les deux ans. La CRE envisage de maintenir l'évolution ATTM6 tous les deux ans, au 1^{er} avril.

La CRE envisage de faire évoluer le tarif ATTM6 selon les principes suivants :

- 1) les termes tarifaires variables de chaque terminal s'ajusteraient automatiquement au 1^{er} avril 2022, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 mars de l'année du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + k$$

Avec :

- IPC est le taux d'inflation correspondant, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, à la variation annuelle moyenne sur l'année calendaire N-1 et N-2 de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie, contributions des activités non régulées aux charges régulées, etc.) ; k est compris entre +3 % et -3 %.
- 2) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour les deux années suivantes serait remise à jour pour les postes suivants :
 - charges d'énergie et quotas de CO₂ ;
 - recettes de souscriptions ;
 - charges de R&D à mi-période tarifaire.
 - 3) en outre, la CRE pourra prendre en compte, lors de l'évolution intermédiaire du tarif ATTM6, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :
 - à des modifications de l'offre des opérateurs ;
 - aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

Question 6 Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATTM6 ?

4.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

4.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

4.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

Le tarif ATTM5 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. Ce mécanisme encourage les opérateurs à optimiser les gains de productivité et à promouvoir les meilleures solutions pour le système.

Au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février et du 23 juillet 2019, la CRE envisage de reconduire ce principe pour le tarif ATTM6, à l'exception de certaines évolutions sur les natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au paragraphe 4.3.1.2 de la présente consultation publique.

La CRE tiendra compte des gains de productivité réalisés par les opérateurs pour définir les trajectoires tarifaires pour le tarif ATTM6.

4.3.1.2 Couverture de certains postes au CRCP

Les tarifs d'infrastructures régulées sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au paragraphe 4.1.5 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs de terminaux méthaniers.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes partiellement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

La CRE envisage de reconduire les modalités de couverture prévues dans le tarif ATTM5 pour les postes de charges et de produits inclus au périmètre CRCP suivants :

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification et des services complémentaires proposés par les opérateurs (pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou), couverts à 75 % ;
- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux seront couverts à 75 % par le CRCP ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, couvertes à 100 %, à l'exception de celles qui feront l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors infrastructures » (cf. partie 4.3.2.3) et pour lesquelles seul l'écart d'inflation sera pris en compte ;
- les revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL, couverts à 50 %.

Par ailleurs, la CRE envisage d'introduire :

- pour les charges d'exploitation un poste couvrant l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE lors des mises à jour des charges d'exploitation des opérateurs et l'inflation réellement constatée, couvert à 100 % au CRCP ;
- un poste concernant la trajectoire de R&D : le traitement particulier est détaillé au paragraphe 4.5 de la présente consultation.

Enfin, la CRE envisage de modifier :

- le taux de couverture des charges d'électricité et de CO₂, dont les écarts sont couverts aujourd'hui à 90 %. Pour inciter les opérateurs à la maîtrise de ces charges, la CRE envisage un traitement similaire au tarif ATRT et ATS, avec une couverture à 80 % par le CRCP des écarts constatés entre le prévisionnel et le réalisé ;
- le poste des coûts et recettes associés aux services non régulés, couvert à 100 %. Actuellement, ce poste permet de récupérer les écarts entre les prévisions de charges et recettes d'une part, et les charges et recettes réelles liées à la fourniture des services non régulés, d'autre part. Compte tenu du fait que la CRE prévoit de créer des termes tarifaires concernant les contributions unitaires (cf. partie 3), ceux-ci refléteront les coûts associés. En conséquence, la CRE envisage que seuls les écarts entre les recettes prévisionnelles et réalisées soient couverts au CRCP, avec une couverture à 100 %.

Question 7 Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 ?

4.3.2 Régulation incitative des investissements

Au cours des 15 dernières années, les opérateurs d'infrastructures régulées ont significativement développé leurs infrastructures par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et créer la zone de marché unique. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

La CRE considère que le système d'infrastructures régulées français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis dix ans et son évolution prévisible à l'horizon 2050 conduisent la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement.

A cet égard, la CRE rappelle que tout projet d'extension des capacités de regazéification devra faire l'objet de tests économiques afin d'éviter de créer des coûts échoués.

4.3.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 10 M€

Le tarif ATTM5 prévoit un mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser les coûts de leurs projets d'investissement, pour les investissements dont le montant est supérieur à 20 M€ ou pour les projets bénéficiant du mécanisme de régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification selon les principes suivants :

- pour les projets bénéficiant du mécanisme de régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification, l'application de la prime pendant dix ans est limitée au budget prévisionnel d'investissement ;
- la rémunération des dépenses d'investissement en écart par rapport au budget prévisionnel varie en fonction du niveau de ces écarts ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC) est suspendue au-delà de la date de mise en service prévisionnelle des investissements ;
- pour les projets faisant l'objet d'un appel au marché, une clause de sortie pourra être introduite pour les souscripteurs, exerçable en cas de dépassement significatif du coût prévisionnel du projet à l'issue des études détaillées, sous réserve de la prise en charge des coûts échoués éventuels générés par cette clause.

Ce mécanisme n'a jamais été mis en œuvre dans le cadre de l'ATTM5.

Dans les tarifs de réseaux électriques et gaziers en vigueur, la CRE a introduit un mécanisme qui prévoit que les projets fassent l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et qu'un bonus ou malus soit attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 5 % autour du budget-cible.

Au vu du bilan positif du dispositif, la CRE envisage d'harmoniser le mécanisme de régulation incitative des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ avec celui de la délibération du 23 janvier 2020 concernant le tarif ATRT7, en adaptant toutefois le seuil aux principaux projets d'un opérateur méthanier.

En conséquence, pour l'ATM6, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement des dépenses serait prise à compter de l'entrée en vigueur de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 10 M€ :

- la CRE fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur, l'actif entrerait dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne serait attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, l'opérateur bénéficierait d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, l'opérateur supporterait une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

Pour le terminal de Montoir-de-Bretagne, les projets qui pourraient être concernés sont :

- la rénovation de l'appontement ;
- la mise en conformité réglementaire des regazéificateurs ;
- le programme d'électricité et d'instrumentation.

Pour le terminal de Fos Cavaou, le seul projet concerné est l'installation d'un compresseur haute pression.

Cette liste n'est pas exhaustive, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATM6.

4.3.2.2 Suppression de l'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités de regazéification

Le tarif ATM5 prévoit un mécanisme d'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités de regazéification. Ce mécanisme n'a pas été appliqué au cours de la période 2017-2020.

La CRE considère que la France dispose de capacités de regazéification suffisantes pour permettre la diversification des approvisionnements en gaz et l'intégration au marché européen. De plus, malgré l'importante sollicitation observée 2019, les capacités des terminaux méthaniers ne sont pas encore utilisées dans leur intégralité. En conséquence, la CRE considère qu'il n'est plus nécessaire d'inciter au développement de nouvelles capacités de regazéification et envisage en conséquence de supprimer ce dispositif dans le tarif ATM6.

4.3.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »

La CRE a reconduit dans le tarif ATRT7 un mécanisme incitant les opérateurs de transport à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI).

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble des charges. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissements, qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs pendant la période tarifaire pour les charges d'exploitation comme pour les investissements. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

La CRE envisage d'introduire dans le tarif ATM6 un mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements hors infrastructures similaire à celui du tarif de transport. Durant la période ATM6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles qui seront définies dans la délibération tarifaire. Compte tenu de la spécificité de l'immobilier sur les sites de terminaux méthaniers et de l'impossibilité d'effectuer des arbitrages entre location et construction sur un site industriel, la CRE envisage de restreindre le périmètre incité aux véhicules et SI.

Ce dispositif prévoit qu'en fin de période tarifaire, la CRE mène une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements soumis à cette régulation incitative est de 3 M€ par an en moyenne pour Elengy.

Question 8 Etes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements envisagés par la CRE pour le tarif ATTM6 ?

4.4 Régulation incitative de la qualité de service

Dans le tarif en vigueur, aucun dispositif de régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de terminaux méthaniers n'est prévu.

La régulation incitative de la qualité de service des opérateurs a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des infrastructures dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

La CRE envisage ainsi d'étendre le dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux opérateurs de terminaux méthaniers, suivant des modalités similaires à celles appliquées aux autres opérateurs d'infrastructures. La CRE définit notamment les modalités de calcul et de fréquence de publication des indicateurs ainsi que les objectifs associés.

La CRE peut également associer une incitation financière à certains indicateurs, sur des thématiques jugées essentielles au bon fonctionnement du marché du gaz.

Par ailleurs, les résultats de ces indicateurs seront publiés à destination des utilisateurs des terminaux sur les sites internet des opérateurs chaque mois. Ils élaboreront un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles à publier sur leur site internet.

4.4.1 Proposition de quatre indicateurs relatifs aux programmes de maintenance des terminaux méthaniers régulés

Afin, d'une part, de donner davantage de visibilité aux utilisateurs des terminaux méthaniers et, d'autre part, de réduire les indisponibilités des terminaux, en particulier celles qui auraient pu être évitées grâce à une meilleure coordination des maintenances avec celles du réseau de transport, la CRE envisage d'introduire quatre indicateurs relatifs aux programmes de maintenance :

- le taux de réduction des capacités de déchargement souscrites calculé comme le ratio entre la capacité de déchargement ferme mise à disposition lors des travaux et la capacité de déchargement souscrite. Le suivi de cet indicateur serait calculé annuellement et pour chaque terminal ;
- le taux de réduction des capacités de stockage souscrites calculé comme le ratio entre la capacité d'émission ferme mise à disposition lors des travaux et la capacité de stockage souscrite. Le suivi de cet indicateur serait calculé annuellement et pour chaque terminal ;
- un indicateur de respect des programmes de maintenance des opérateurs de terminaux méthaniers, calculé selon la variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié et le programme de maintenance réalisé. Le suivi de cet indicateur serait calculé annuellement et pour chaque terminal ;
- un indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques pouvant conduire à une restriction des capacités des utilisateurs des terminaux méthaniers.

A ce stade, la CRE envisage de ne pas inciter financièrement ces indicateurs au démarrage du tarif ATTM6.

4.4.2 Proposition de deux indicateurs relatifs à l'environnement

Lors des différentes consultations publiques menées dans le cadre des tarifs de réseaux, les acteurs de marché ont partagé la position de la CRE d'améliorer les indicateurs environnementaux.

En conséquence, la CRE envisage de retenir dans le tarif ATTM6 les indicateurs suivants :

- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz émis sur le réseau ;
- les fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l'évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz déchargé.

A ce stade, la CRE envisage de ne pas inciter financièrement ces indicateurs au démarrage du tarif ATTM6.

Question 9 Etes-vous favorable au dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 concernant l'introduction d'indicateurs relatifs aux deux enjeux prioritaires que sont l'impact des programmes de maintenance sur la disponibilité des sites et au suivi des émissions de gaz à effet de serre et des fuites de méthane ?

4.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des infrastructures à la transition énergétique. Les gestionnaires d'infrastructures doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Les opérateurs d'infrastructures se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

La CRE envisage donc d'introduire le dispositif existant dans les autres tarifs d'infrastructures au tarif ATTM6 sur le principe suivant :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D des opérateurs est introduit, avec la possibilité de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATTM6, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux utilisateurs des terminaux (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE et les opérateurs :
 - la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés ;
 - la publication bisannuelle par les opérateurs d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

Question 10 Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 ?

5. NIVEAU TARIFAIRE

5.1 Bilan de la période ATTM5

5.1.1 Montoir-de-Bretagne

Sur la période ATTM5, les charges nettes d'exploitation supportées sur le site de Montoir ont été inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants ⁶	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATTM5	53,6	52,3	53,4
Charges nettes d'exploitation réalisées	44,0	45,6	45,8
Ecarts	-9,5	-6,8	-7,5

⁶ Les trajectoires présentées dans la présente consultation publique sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires (cf. partie 3)

Au cours de la période 2017-2019, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATTM5, et la trajectoire réalisée s'élève à -24,0 M€, soit -15 % par rapport aux charges prévisionnelles. Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des dépenses de loyers et redevances inférieures aux prévisions tarifaires, du fait notamment de la renégociation fin 2016 du contrat d'autorisation d'occupation du port de Nantes Saint-Nazaire ;
- des charges d'énergie inférieures aux prévisions tarifaires, notamment en raison d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans la décision tarifaire ATTM5 ;
- des dépenses liées au siège et affectées au prorata des capacités de chaque terminal (cf. paragraphe 5.3) :
 - o dépenses de loyers du siège inférieures aux prévisions tarifaires du fait d'une renégociation du contrat de location du siège en 2017 ;
 - o dépenses de prestations informatiques inférieures aux prévisions tarifaires du fait d'un regroupement des deux prestataires d'Elengy ayant permis des synergies ;
 - o dépenses de prestations tertiaires « CSP » (gestion de la paie, comptabilité, achats, etc.) fournies par Engie, inférieures aux prévisions tarifaires, en raison de la réorganisation du siège du groupe Engie ;
 - o dépenses dites « autres consommations externes » (communication, formation, intérim, crèche, médecine du travail, logistique, etc.) inférieures aux prévisions tarifaires grâce à des efforts réalisés sur les dépenses de fonctionnement ;
 - o des charges de personnel inférieures aux prévisions tarifaires en raison d'une réorganisation et des gains de productivité réalisés sur les fonctions du siège.

Sur la période ATTM5, les charges de capital du site de Montoir ont été inférieures aux charges de capital prévues dans la trajectoire fixée par le tarif, lié à des investissements légèrement décalés dans le temps.

En M€ courants	2017	2018	2019
Charges de capital prévues par le tarif ATTM5	48,0	47,0	46,1
Charges de capital réalisées	46,5	45,8	45,3
Ecarts	-1,5	-1,3	-0,9

Les charges de capital sont couvertes à 100 % au CRCP.

5.1.2 Fos Tonkin

Sur la période ATTM5, les charges nettes d'exploitation supportées sur le site de Fos Tonkin ont été inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATTM5	26,5	26,0	26,1
Charges nettes d'exploitation réalisées	23,1	22,9	23,7
Ecarts	-3,5	-3,1	-2,4

Au cours de la période 2017-2019, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATTM5, et la trajectoire réalisée s'élève à -8,9 M€, soit -11,3 % par rapport aux charges prévisionnelles. Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des dépenses associées à la taxe foncière inférieures aux prévisions tarifaires du fait d'une réduction de la base foncière du site en 2018 ;
- des charges de personnel inférieures aux prévisions tarifaires en raison d'une réforme du 1 % de la Caisse Centrale d'Activité Centrale (CCAS) ;
- des charges d'énergie inférieures aux prévisions tarifaires, notamment en raison d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans la décision tarifaire ATTM5 ;
- des dépenses liées au siège et affectées au prorata des capacités de chaque terminal inférieures aux prévisions (cf. paragraphe 5.3).

Sur la période ATTM5, les charges de capital du site de Fos Tonkin ont été globalement inférieures aux charges de capital prévues dans la trajectoire fixée par le tarif, lié à des investissements plus faibles que prévu.

En M€ courants	2017	2018	2019
Charges de capital prévues par le tarif ATTM5	27,5	25,3	21,9
Charges de capital réalisées	25,7	24,4	22,9
<i>Ecarts</i>	-1,8	-0,9	+1,0

Les charges de capital sont couvertes à 100 % au CRCP.

5.1.3 Fos Cavaou

Sur la période ATTM5, les charges nettes d'exploitation supportées sur le site de Fos Cavaou ont été inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants ⁷	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATTM5	44,5	48,2	48,8
Charges nettes d'exploitation réalisées	42,9	46,2	46,8
<i>Ecarts</i>	-1,6	-2,0	-2,0

Au cours de la période 2017-2019, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATTM5, et la trajectoire réalisée s'élève à -5,7 M€, soit -4,1 % par rapport aux charges prévisionnelles. Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'énergie inférieures aux prévisions tarifaires, notamment en raison d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans la décision tarifaire ATTM5 ;
- des dépenses liées au siège et affectées au prorata des capacités de chaque terminal inférieures aux prévisions (cf. paragraphe 5.3).

Sur la période ATTM5, les charges de capital du site de Fos Cavaou ont été globalement similaires aux charges de capital prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants	2017	2018	2019
Charges de capital prévues par le tarif ATTM5	89,0	87,8	86,9
Charges de capital réalisées	88,4	88,1	86,9
<i>Ecarts</i>	-0,6	+0,3	-0,1

Les charges de capital sont couvertes à 100 % au CRCP.

5.2 Demande tarifaire et principaux enjeux

Elengy considère que son dossier tarifaire vise à répondre à plusieurs enjeux, en particulier :

- maintenir un modèle d'affaires solide à même de réagir d'une part, dans un marché mouvant comme celui du GNL et, d'autre part, dans un cadre concurrentiel entre terminaux méthaniers ;
- adapter le fonctionnement des terminaux au cadre de la *Trading Region France* (TRF) ;
- gérer l'incertitude sur les souscriptions à très long terme et les éventuels coûts échoués ;
- développer les activités de GNL de détail (soutage à Fos) dans un cadre non régulé ;
- affirmer la place des terminaux méthaniers dans la transition énergétique.

⁷ Pour le terminal de Fos Cavaou, les trajectoires prévisionnelles sur la période 2021-2024 ont été retraitées de la production immobilisée à des fins de comparaison avec l'historique : avant 2021, Fosmax LNG ne comptabilisait pas de production immobilisée mais une prestation de service de la part d'Elengy

5.3 Répartition des charges indirectes

L'activité d'Elengy se répartit entre trois terminaux méthaniers (Montoir, Fos Cavaou et Fos Tonkin), et au sein de chacun de ces terminaux entre différentes activités régulées (déchargement, rechargement) ou non régulées (cf. partie 2).

Ainsi, certains coûts partagés, soit par les différents terminaux, soit par les différentes activités, font l'objet de clefs de répartition, afin de faire porter à chaque site et à chaque activité les coûts qui lui sont affectables.

5.3.1 Répartition des charges indirectes régulées entre terminaux méthaniers

Les charges affectables à l'activité régulée de chaque terminal se composent, d'une part, de charges directes, correspondant à des coûts supportés directement par le site en question, et d'autre part, à une part des charges d'exploitation indirectes : loyer du siège, prestations informatiques, frais généraux (études, prestations tertiaires, communication, intérim, crèche, etc.), charges du personnel du siège et dépenses de recherche et développement.

La méthode d'affectation des charges d'exploitation du siège est fondée sur une répartition au prorata de la capacité technique maximale de chaque terminal méthanier :

	ATTM5	ATTM6
Montoir-de-Bretagne	123 TWh 48 %	123 TWh 51 %
Fos Tonkin	35 TWh 14 %	18 TWh 7 %
Fos Cavaou	97 TWh 38 %	100 TWh 41 %

Avec la restructuration de Fos Tonkin en 2021, les charges communes du siège seront mécaniquement davantage allouées sur les sites de Montoir et de Fos Cavaou.

5.3.2 Répartition des charges entre activités régulée et non régulée

Certains actifs de chaque terminal méthanier, comme l'appontement, les bras de déchargement, sont utilisés à la fois par les activités régulées et les activités non régulées. Il en est de même pour certains postes de charges d'exploitation, comme les frais de personnel ou certains consommables.

La totalité des coûts bruts est portée par l'activité régulée de chaque terminal. Lorsque ces actifs et charges d'exploitation sont également utilisés pour les activités non régulées, les utilisateurs de ces dernières acquittent une contribution unitaire auprès de la filiale dédiée aux activités non régulées (EHE), qui la reverse ensuite à l'activité régulée.

Cette contribution unitaire est calculée, pour chaque terminal, à partir de trois composantes :

- une quote-part des charges de capital normatives utilisées par l'activité non régulée ;
- une quote-part des charges d'exploitation directes contribuant à l'activité non régulée ;
- une quote-part des charges d'exploitation indirectes (cf. paragraphe précédent) contribuant à l'activité non régulée.

Ces quotes-parts sont calculées à partir de clés de répartition appliquées aux actifs (part de l'appontement utilisée par exemple) et aux charges d'exploitation (nombre de jours/hommes par exemple) concernées par l'activité non régulée en question.

La CRE considère, à ce stade, que les clés d'affectation utilisées par Elengy sont adaptées et permettent une répartition à due proportion des charges résultant de l'utilisation mutualisée d'actifs et des charges d'exploitation actuellement couvertes par les tarifs régulés.

5.4 Charges d'exploitation

5.4.1 Demande d'Elengy

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par Elengy dans sa demande pour chaque terminal méthanier pour la période ATTM6 2021-2024, après affectation des charges communes du siège, sont les suivantes :

En M€ courants	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Montoir-de-Bretagne	45,8	53,8	56,3	58,1	59,5
<i>dont charges d'énergie</i>	3,8	4,3	5,9	6,6	6,7
<i>dont provisions pour démantèlement</i>	0,9	1,4	1,4	1,5	1,5
Fos Tonkin	23,7	14,6	15,5	15,5	15,8
<i>dont charges d'énergie</i>	1,4	1,3	1,6	1,7	1,7
<i>dont provisions pour démantèlement</i>	0,8	-	-	-	-
Fos Cavaou	46,8	52,8	53,9	54,8	55,9
<i>dont charges d'énergie</i>	3,4	4,3	5,3	5,5	5,5
<i>dont provisions pour démantèlement</i>	1,1	1,8	1,8	1,9	1,9

Pour Montoir, la demande d'Elengy conduirait en 2021 à une hausse de +8,0 M€, soit +17,4 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2021-2024, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,4 % en moyenne par an.

Pour Fos Tonkin, la demande d'Elengy conduirait en 2021 à une baisse de -9,1 M€, soit - 38,5 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2021-2024, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2,8 % en moyenne par an.

Pour Fos Cavaou, la demande d'Elengy conduirait en 2021 à une hausse de +6,0 M€, soit +12,9 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2021-2024, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +1,9 % en moyenne par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2019 et 2021 dans la demande d'Elengy sont les suivants :

- le loyer du siège et la redevance de Montoir versée au Grand Port Maritime de Nantes Saint-Nazaire ;
- la maintenance du terminal de Montoir pour tenir compte de la forte activité et du vieillissement du site ;
- les prestations informatiques réalisées au niveau du siège d'Elengy ;
- les autres consommations et services externes du siège, de Montoir et de Fos Cavaou lié notamment à une augmentation des frais d'assurance et de postes de dépenses supplémentaires (cantine, logistique, frais généraux, etc.) ;
- les frais de personnel de Montoir et de Fos Cavaou, en raison d'une revalorisation des indices d'indexation de la rémunération d'une part, et d'une évolution de la répartition des effectifs des terminaux de Fos à compter de la restructuration de Fos Tonkin en 2021 d'autre part ;
- les impôts et taxes, notamment sur le site de Montoir ;
- la R&D assumée au niveau du siège ;
- les recettes de services annexes extratarifaires en forte diminution.

- **Charges d'énergie**

Elengy prévoit une hausse des charges d'électricité et de CO₂, en raison :

- d'une part, de la hausse de la consommation d'électricité liée à une demande de GNL en hausse par rapport à 2019 (avec une baisse à partir de 2022), ;
- et d'autre part d'une hausse des différences composantes du prix de l'électricité, en particulier le prix de l'électricité et de la capacité, ainsi que la nécessité d'acheter des quotas de CO₂ (seul le terminal de Montoir est soumis aux obligations de quotas de CO₂ en raison des équipements installés).

En M€ courants	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Montoir-de-Bretagne	3,8	4,3	5,9	6,6	6,7
<i>charges d'électricité</i>	3,8	4,2	4,8	5,4	5,5
<i>charges de CO2</i>	-	0,1	1,1	1,2	1,3
Fos Tonkin (électricité)	1,4	1,3	1,6	1,7	1,7
Fos Cavaou (électricité)	3,4	4,3	5,3	5,5	5,5

- **Provisions pour démantèlement**

Dans son dossier tarifaire, Elengy met à jour les paramètres de calcul des dotations aux provisions pour démantèlement pour Montoir et Fos Cavaou, en prenant en compte les paramètres utilisés dans la délibération ATRT7, soit un taux d'inflation de 1,3% et un taux sans risque nominal de 1,7%.

Dans le cas de Fos Tonkin, les provisions pour démantèlement ont été intégralement constituées à fin 2020 : la demande d'Elengy ne prévoit pas de dotation pour la période ATTM6.

En M€ courants	2019	2021	2022	2023	2024
Montoir-de-Bretagne	0,9	1,4	1,4	1,5	1,5
Fos Cavaou	1,1	1,8	1,8	1,9	1,9
Fos Tonkin	0,8	0	0	0	0

5.4.2 Enjeux sur les charges d'exploitation identifiés par la CRE

- **Compétitivité des terminaux méthaniers**

A la différence des réseaux de transport, les terminaux méthaniers européens ne constituent pas des monopoles naturels mais sont en concurrence. Au cours de la dernière décennie, la mise en service de plusieurs grands terminaux en Europe a renforcé la compétition face aux autres terminaux européens et aux sources d'approvisionnement terrestres.

Les terminaux méthaniers régulés français doivent ainsi avoir un objectif constant de maîtrise et d'optimisation des coûts afin de rester compétitifs.

- **Maintenir un niveau de sécurité maximum des terminaux méthaniers**

Garantir la sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur.

Le tarif ATTM6 doit donner les moyens à Elengy de maintenir un niveau de sécurité élevé sur ses infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des infrastructures physiques. Il doit lui permettre également de mettre en œuvre leurs investissements qui concourent à cet objectif.

- **Augmentation de l'activité et vieillissement du terminal de Montoir-de-Bretagne**

L'activité du terminal de Montoir-de-Bretagne enregistre une forte hausse depuis octobre 2018 avec le retour du GNL. La réussite de l'appel au marché pour la vente des capacités disponibles sur la période 2021-2035 se matérialise par une hausse des souscriptions sur la période 2021-2024 avec une moyenne de 120 TWh/an à comparer avec 103 TWh en 2019.

Par ailleurs, le terminal de Montoir fête en 2020 son quarantième anniversaire, correspondant à la fin de la durée de vie économique des actifs mis en service en 1980.

Ce contexte va générer des besoins de maintenance supplémentaires. Les évolutions de charges du terminal doivent refléter cette situation, Elengy souligne dans sa demande tarifaire les besoins accrus en termes de maintenance et d'investissements sur ce terminal.

- **Restructuration de Fos Tonkin**

La capacité du terminal de Fos Tonkin sera divisée par deux à compter du 1^{er} janvier 2021, avec 18 TWh/an contre 35 TWh/an précédemment. Cette restructuration s'accompagne d'une diminution des charges nettes d'exploitation. Concernant le personnel du terminal, une partie des effectifs sera transférée au terminal voisin de Fos Cavaou.

Les évolutions de charge doivent refléter l'évolution de l'activité du terminal de Fos Tonkin sans peser sur les coûts du terminal voisin de Fos Cavaou.

- **L'innovation pour l'activité d'opérateur de terminal méthanier**

L'innovation et les possibilités nouvelles offertes par la révolution numérique sont un levier afin d'optimiser les coûts associés aux transformations imposées par la transition énergétique. Les opérateurs de terminaux méthaniers doivent favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements voire de coûts échoués.

La CRE souhaite s'assurer que les opérateurs de terminaux méthaniers disposent des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des

en pleine modernisation et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation. Les opérateurs se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Question 11 Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE concernant les charges d'exploitation des terminaux méthaniers ?

5.4.3 Approche d'analyse retenue

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATTM5 doit être pris en compte pour établir le tarif ATTM6, de façon à ce que les utilisateurs des terminaux méthaniers bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Elengy de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2019.

La CRE a mandaté le cabinet Orcom H3P pour effectuer un audit des charges d'exploitation des terminaux méthaniers de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2020. Les conclusions préliminaires du rapport d'audit ont en particulier donné lieu à un échange contradictoire avec Elengy dans le courant du mois de juillet 2020.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des terminaux méthaniers constatés lors de la période ATTM5 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par Elengy pour la période tarifaire à venir (période 2021-2024). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des terminaux méthaniers pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2019) et prévisionnelles (2021-2024) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATTM6.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie et les recettes extratarifaires.

5.4.4 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

5.4.4.1 Résultats de l'audit externe

A l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande les trajectoires suivantes pour les charges d'exploitation (hors énergie et hors provisions pour démantèlement) des terminaux méthaniers :

Montoir-de-Bretagne M€	2021	2022	2023	2024
Trajectoire demandée par Elengy	48,1	49,0	50,1	51,3
Trajectoire auditeur	44,7	45,0	46,0	46,8

Fos Tonkin M€	2021	2022	2023	2024
Trajectoire demandée par Elengy	13,3	13,9	13,9	14,2
Trajectoire auditeur	13,3	13,7	13,5	13,7

Fos Cavaou M€	2021	2022	2023	2024
Trajectoire demandée par Elengy	46,8	46,8	47,4	48,5
Trajectoire auditeur	44,4	44,3	44,7	45,6

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les consommations externes du siège et de Montoir-de-Bretagne, sur les charges de personnel et sur les impôts et taxes.

Consommations externes :

Les consommations externes regroupent les postes de consommables, les loyers et redevances, la maintenance, les prestations informatiques et les autres consommations et services externes (frais généraux, assurances, prestations tertiaires, etc.).

L'auditeur préconise notamment -3,9 M€ d'ajustements sur le siège, soit -7,3 % par rapport à la demande d'Elengy. En particulier, le consultant considère que les frais de loyer du siège estimés par Elengy, supérieurs à l'historique, ne correspondent pas aux modalités contractuelles prévues. Un certain nombre d'autres sous-postes (notamment les frais généraux, frais de crèches, études externes et frais de conseil, intérim...) sont en hausse dans la trajectoire d'Elengy, sans que ce dernier ait justifié ces évolutions : le consultant préconise en conséquence de fonder la trajectoire tarifaire sur le niveau réalisé 2019 auquel il applique l'inflation.

Par ailleurs, le consultant préconise un ajustement de -5,7 M€ sur les charges spécifiques du terminal de Montoir-de-Bretagne, soit -11,0 % par rapport à la demande d'Elengy. Les principaux ajustements correspondent :

- aux redevances portuaires, le consultant considérant qu'Elengy sous-estime l'activité portuaire par rapport aux observations historiques ;
- la maintenance : Elengy présente une demande en hausse significative, sans la justifier ce qui conduit le consultant à retenir le dernier niveau réalisé et à l'inflater ;
- les autres consommations et services externes (frais logistiques, prestations sociales) : Elengy n'a pas fourni les éléments justifiant les hausses par rapport au réalisé.

Il préconise également un ajustement de -1,6 M€ sur Fos Cavaou, soit -3,8 % par rapport à la demande d'Elengy, principalement sur les autres consommations et services externes, correspondant notamment à l'ajustement des frais de formation, le consultant ne retenant pas les hypothèses d'Elengy, et à l'ajustement des frais de consommables, en hausse non justifiée dans la demande d'Elengy.

Charges de personnel :

Afin de tenir compte de la restructuration de Fos Tonkin en 2021, Elengy prévoit de transférer du personnel dédié de Fos Tonkin à Fos Cavaou et d'augmenter la part des effectifs communs alloués à Fos Cavaou. L'auditeur constate que les effectifs du terminal de Fos Cavaou sur la période 2021-2024 seront largement supérieurs à ceux existants en 2019 alors que l'activité du terminal reste constante.

L'auditeur préconise de retrouver le niveau d'effectif dédié de 2019 de Fos Cavaou en profitant des départs naturels au cours de la période tarifaire.

Par ailleurs, l'auditeur considère que les hypothèses d'indexation utilisées par Elengy pour le calcul des charges de personnel ne sont pas cohérentes avec les données sectorielles.

En conséquence, l'auditeur préconise notamment -0,9 M€ d'ajustements sur le siège, -2,7 M€ sur Montoir, -1,9 M€ sur Fos Tonkin et -4,5 M€ sur Fos Cavaou, soit -5,8 % par rapport à la demande globale d'Elengy sur l'ensemble de ses charges de personnel.

Impôts et taxes :

L'auditeur considère que certaines clés de répartition et méthodes de calcul utilisées par Elengy pour affecter les taxes par terminal méthanier ne sont pas pertinentes. Par ailleurs, il considère que certaines hausses de taxes n'ont pas été justifiées ou comptabilisées en double : il préconise en conséquence de fonder la trajectoire tarifaire sur le niveau réalisé 2019 auquel il applique l'inflation et de retraiter les taxes comptabilisées en double.

Il préconise ainsi un ajustement de -5,3 M€ sur Montoir, +2,2 M€ sur Fos Tonkin et -2,5 M€ sur Fos Cavaou, soit -5,8 % par rapport à la demande globale d'Elengy sur l'ensemble de ses impôts et taxes.

5.4.4.2 Ajustements complémentaires de la CRE

- **Recherche et développement (R&D)**

Elengy demande, pour la période ATTM6, un budget de charges nettes d'exploitation de 5,4 M€, avec une forte hausse en 2023 et 2024 (+123 % par rapport à la moyenne demandée en 2021-2022), réparti en deux finalités :

- améliorer le fonctionnement des terminaux via un socle d'actions techniques portant notamment sur la maîtrise des risques de sécurité industrielle, la performance des procédés, ainsi que la qualité, l'odorisation et le comptage du gaz ;

- ancrer le fonctionnement des terminaux méthaniers dans la transition énergétique.

La CRE considère que le niveau actuel de dépenses de R&D d'Elengy est justifié et cohérent avec ses activités, tant en termes de coûts que de périmètre. En revanche, les dépenses additionnelles proposées par Elengy à partir de 2023 ne sont pas associées à un programme assez précis pour être retenues dès à présent.

En conséquence, la CRE envisage de ne pas retenir ces dépenses supplémentaires, et de conserver une trajectoire basée sur le réalisé 2019 inflaté, soit un montant de 3,4 M€ sur la période. Pour les années 2023 et 2024, la trajectoire pourra être révisée lors de la mise à jour tarifaire intermédiaire.

- **Recettes extratarifaires**

Les recettes extra-tarifaires concernent les prestations annexes réalisées par Elengy comme les mises en froid, les homologations de navires ou l'inertage des cuves.

La CRE considère que l'hypothèse d'Elengy de ne prévoir aucune recette sur la période ATTM6 n'est pas cohérente avec l'observation du passé : au cours des années précédentes, Elengy a réalisé et facturé des opérations de cette nature. La CRE envisage ainsi des recettes de -2,1 M€ sur le siège et -3,3 M€ sur Montoir, correspondant aux recettes observées sur 2017-2019.

- **Charges d'énergie (électricité et CO2)**

La demande d'Elengy concernant ses charges d'électricité et de CO₂ repose d'une part sur l'hypothèse d'une consommation d'électricité en hausse en raison d'une hausse de l'activité des terminaux méthaniers, et d'autre part sur la hausse des différentes composantes du prix.

Montoir-de-Bretagne	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€)	3,8	4,2	4,8	5,4	5,5
Volume d'électricité (GWh)	73,1	74,0	68,3	74,2	74,2
CO ₂ (M€)	-	0,1	1,1	1,2	1,3
Total charges d'énergie (M€)	3,8	4,3	5,9	6,6	6,7

Fos Tonkin	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€)	1,4	1,3	1,6	1,7	1,7
Volume d'électricité (GWh)	25,6	21,2	21,2	21,2	21,2
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	1,4	1,3	1,6	1,7	1,7

Fos Cavaou	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€)	3,4	4,3	5,3	5,5	5,5
Volume d'électricité (GWh)	65,6	76,1	76,1	76,1	76,1
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	3,4	4,3	5,3	5,5	5,5

La CRE envisage de retenir plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- sur les volumes d'électricité :
 - les volumes de consommation d'électricité sont réduits afin de prendre en compte des hypothèses d'émissions de gaz par terminal plus cohérentes avec la demande de GNL prévisionnelle en France en se basant sur la sensibilité historique de chaque terminal à la demande de GNL en France ;

- par ailleurs, un ajustement à la baisse des volumes d'électricité consommés sur Fos Cavaou, afin de prendre en compte les économies d'énergie associées aux projets d'investissements de développement qui figurent dans la demande d'Elengy mais ne sont pas traduits dans les prévisions de consommation de ce dernier ;
- sur le prix de l'électricité :
 - le prix affiché par Elengy pour les années 2022 à 2024 n'a pas été justifié et semble particulièrement élevé au regard des prix observés sur les marchés de l'électricité pour les années futures. La CRE propose de retenir la moyenne des prix calendaires 2022 et 2023 ;
 - de la même manière, le prix du marché de capacité demandé par Elengy n'ayant pas été justifié, la CRE prévoit de retenir la moyenne des prix des enchères pour 2021 et 2022 (étendue à 2023 et 2024) ;
- sur les quotas de CO₂ :
 - les volumes de quotas de CO₂ sont réduits afin de prendre en compte l'utilisation d'installations moins polluantes et des émissions de gaz sur le réseau plus faibles que prévues par Elengy ;
 - la prise en compte des prix observés sur les marchés de CO₂ pour les années 2021 à 2024 (moyenne des prix calendaires observés sur la dernière année glissante).

Ces hypothèses conduisent aux ajustements suivants :

- Montoir-de-Bretagne : -3,5 M€ (dont -1,2 M€ pour les charges de CO₂) en cumulé sur la période ATTM6, soit une baisse de 14,8 % par rapport à la demande d'Elengy ;
- Fos Tonkin : -0,7 M€ en cumulé sur la période ATTM6, soit une baisse de 11,6 % par rapport à la demande d'Elengy ;
- Fos Cavaou : -4,3 M€ en cumulé sur la période ATTM6, soit une baisse de 20,8 % par rapport à la demande d'Elengy .

Ces ajustements pourront encore évoluer pour prendre en compte les derniers prix de l'énergie constatés. Les charges d'énergie seraient couvertes à 80 % au CRCP (cf. paragraphe 3.4.1) et la trajectoire est mise à jour à la révision tarifaire intermédiaire (tous les deux ans).

5.4.4.3 Synthèse de l'analyse préliminaire

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

La CRE considère à ce stade que la demande de charges d'exploitation d'Elengy est surévaluée. Le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande d'Elengy, et une « borne basse » établie sur la base :

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation d'Elengy ;
- d'un ajustement complémentaire de la CRE sur les postes « énergie », « R&D » et « recettes extratarifaires ».

5.4.4.4 Montoir-de-Bretagne

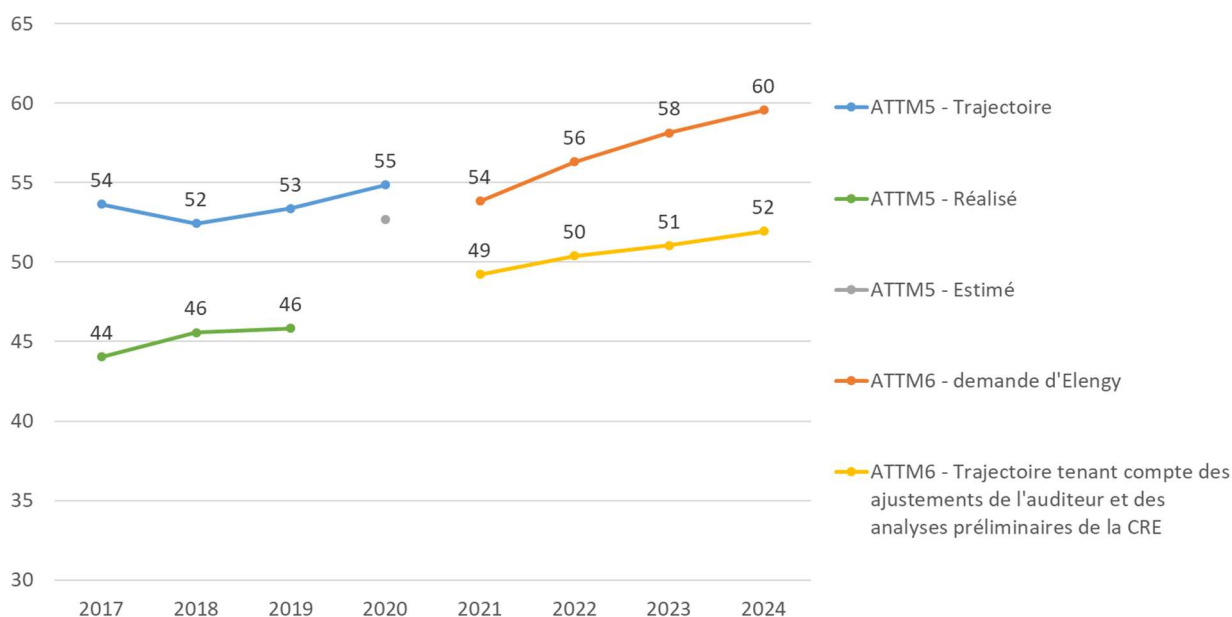
Pour Montoir-de-Bretagne, la borne basse varie entre 49,3 M€ en 2021 et 52,0 M€ en 2024, soit 50,7 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 53,8 M€ en 2021 et 59,5 M€ en 2024, soit 56,9 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2019 qui s'élevait à 45,8 M€ :

- borne haute : évolution 2019-2021 de +17,4 % et un TCAM 2021-2024 de +3,4 % ;
- borne basse : évolution 2019-2021 de 7,4 % et un TCAM 2021-2024 de +1,8 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :

Trajectoire de charges nettes d'exploitation de Montoir (en M€ courants)



Question 12 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Montoir-de-Bretagne ?

5.4.4.5 Fos Tonkin

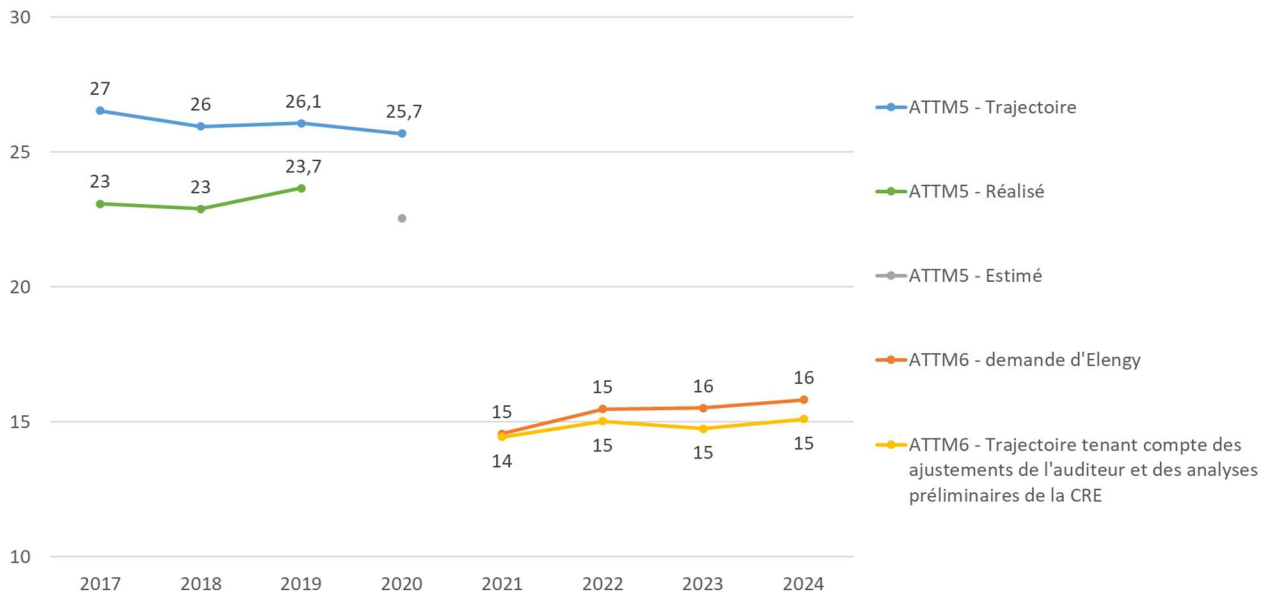
Pour Fos Tonkin, la borne basse varie entre 14,4 M€ en 2021 et 15,1 M€ en 2024, soit 14,8 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 14,6 M€ en 2021 et 15,8 M€ en 2024, soit 15,3 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent inférieurs à celui constaté en 2019 qui s'élevait à 23,7 M€ :

- borne haute : évolution 2019-2021 de -38,5 % et un TCAM 2021-2024 de +2,8 % ;
- borne basse : évolution 2019-2021 de -38,9 % et un TCAM 2021-2024 de +1,5 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :

Trajectoire de charges nettes d'exploitation de Fos Tonkin
(en M€ courants)



Question 13 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Fos Tonkin ?

5.4.4.6 Fos Cavaou

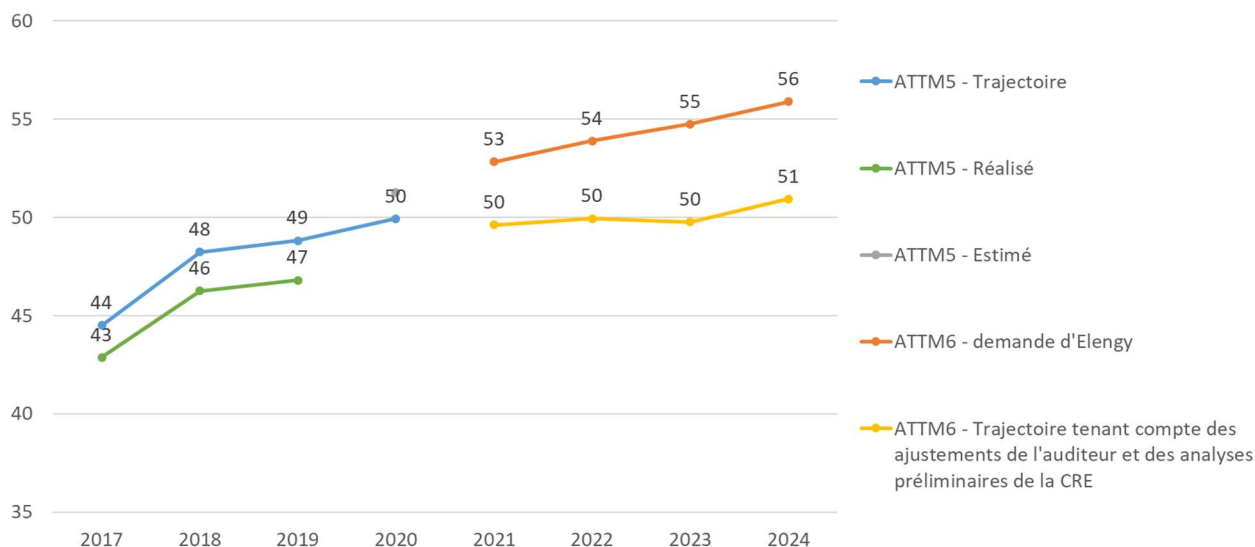
Pour Fos Cavaou (hors production immobilisée), la borne basse varie entre 49,6 M€ en 2021 et 50,9 M€ en 2024, soit 50,1 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 52,8 M€ en 2021 et 55,9 M€ en 2024, soit 54,3 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2019 qui s'élevait à 46,8 M€ :

- borne haute : évolution 2019-2021 de +12,9 % et un TCAM 2021-2024 de +1,9 % ;
- borne basse : évolution 2019-2021 de +6,0 % et un TCAM 2021-2024 de +0,9 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :

Trajectoire des charges nettes d'exploitation de Fos Cavaou, hors production immobilisée (en M€ courants)



Question 14 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Fos Cavaou ?

Dans sa délibération tarifaire, que la CRE prévoit de publier en fin d'année 2020, la CRE ajustera l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021, sur la base du projet de loi de Finances pour l'année 2021, de manière à refléter au mieux les conditions d'évolution des prix.

5.5 Coût moyen pondéré du capital

5.5.1 Demande d'Elengy

La demande d'Elengy a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) identique à celui du tarif ATRT7 actuel, soit 4,25 % (réel, avant impôts). Elengy demande le maintien de la majoration spécifique de ce taux à hauteur de 200 points de base.

Concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC), Elengy demande le maintien d'une rémunération à l'équivalent en base nominale du coût de la dette avant impôts (2,6 %) augmenté de la prime spécifique GNL, soit une rémunération de 4,6 %.

Par ailleurs, Elengy demande la reconduction des primes spécifiques décidées précédemment par la CRE, concernant les investissements mis en service entre 2004 et 2008 et tous les investissements décidés entre le 1^{er} janvier 2004 et avant le 31 décembre 2008 (prime de rémunération de 125 points de base).

5.5.2 Taux de rémunération envisagé à ce stade

La CRE attache la plus grande importance à la stabilité de ses principes de détermination du CMPC afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché. A ce stade, la CRE envisage donc de reconduire la méthode retenue lors des précédents tarifs, fondée sur le CMPC de l'ATRT majoré d'une prime spécifique.

Pour le tarif ATTM6, la CRE envisage de construire le CMPC sur la base du CMPC de l'ATRT7 de 4,25 %, majoré de la prime de 200 points de base.

Dans la suite de ce document de consultation, le scénario illustratif présenté est ainsi construit avec un CMPC de 4,25 % (réel, avant impôts) majoré de la prime de 200 points de base.

La CRE n'envisage pas de faire évoluer la méthodologie de rémunération des IEC, ni de remettre en cause les primes de rémunération mises en œuvre pour les investissements passés. Ainsi, elle est à ce stade favorable à la demande d'Elengy sur ces deux points.

Le scénario illustratif prend donc pour hypothèse utilisée pour déterminer la rémunération des IEC un coût de la dette (nominal, avant impôt) de 2,6 %, majoré de la prime de 200 points de base.

Enfin, conformément aux orientations proposées dans le paragraphe 4.1.4.2, la CRE envisage d'adapter le niveau de la prime spécifique de 200 points de base pour les investissements du terminal de Montoir dont la durée d'amortissement est raccourcie. Elle envisage également de mettre fin, pour les investissements à venir, à la prime spécifique de 200 points de base pour les projets de capacités de regazéification (cf. partie 4.3.2.2).

Question 15 Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant le taux de rémunération de l'ATTM6 ?

5.6 Investissements et charges de capital normatives

5.6.1 Montoir-de-Bretagne

5.6.1.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de Montoir sur la période ATTM6 est marquée par une hausse significative, avec des dépenses moyennes de 22,5 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 11,4 M€ par an au cours de la période ATTM5. Cette hausse est notamment due à des investissements de rénovation, le terminal atteignant l'âge de 40 ans 2020 et étant particulièrement sollicité dans le contexte de marché actuel.

Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5*
TOTAL	26,4	18,5	20,3	24,8	22,5	11,4

*moyenne des dépenses d'investissements réalisées 2017-2019 et estimé 2020

En particulier, Elengy prévoit :

- la rénovation de l'appontement ;
- l'ajout d'un compresseur ;
- la mise en place d'un nouveau contrôle commande ;
- la rénovation d'installations électriques (tiroirs, tableaux électriques, batteries, etc.) ;
- la mise en conformité des regazéificateurs ;
- la mise en conformité des bâtiments.

5.6.1.2 Trajectoire des charges de capital

Le tableau suivant illustre la trajectoire des charges de capital demandée par Elengy et l'effet potentiel de l'ajustement du taux de rémunération pour les investissements ayant une durée de vie raccourcie sur Montoir.

CCN prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5*
Demande Elengy (CMPC à 4,25% + 200 pdb)	42,4	39,8	40,7	41,1	41,0	45,7
Scénario CRE (CMPC à 4,25% + 200 pdb ou 125 pdb pour les actifs dont la durée est réduite à 20 ans)	41,5	38,8	39,7	39,9	40,0	45,7
Trajectoire de CCN sans amortissement accéléré (CMPC à 4,25 % + 200 pdb)	38,9	36,0	36,8	37,0	37,2	45,7

*moyenne des CCN réalisées 2017-2019 et estimé 2020

5.6.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements envisagé par la CRE (cf. paragraphe 4.3.2.1), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. Ce serait notamment le cas des projets de rénovation de l'apportement, du programme de rénovation de l'électricité et d'instrumentation et du remplacement des regazéificateurs, dont les budgets seraient supérieurs à 10 M€ et sont éligibles au dispositif de régulation incitative des grands projets.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par Elengy. Elle rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

5.6.2 Fos Tonkin

5.6.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de Fos Tonkin sur la période ATTM6 s'élève à 4,0 M€ par an en moyenne sur cette période. Une large majorité de ces investissements aura lieu sur la seule année 2021 et est associée à la restructuration du site de Fos Tonkin.

Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5*
TOTAL	10,6	1,4	2,5	1,5	4,0	2,3

**moyenne des dépenses d'investissements réalisées 2017-2019 et estimé 2020*

Elengy prévoit notamment la pérennisation des actifs de réception des navires (bras de déchargement, quai d'accostage, etc.), la rénovation du stockage et la rénovation des pompes basse pression.

5.6.2.2 Trajectoire des charges de capital

Le tableau suivant illustre la trajectoire des charges de capital demandée par Elengy suite à la prolongation de l'activité du terminal jusqu' à horizon 2028. Le CMPC (réel, avant impôts) considéré pour cette illustration est fixé à 4,25 %, taux de rémunération de l'activité de transport, majoré de la prime de risque spécifique de 200 points de base.

CCN prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5*
Demande Elengy (CMPC à 4,25% + 200 pdb)	1,9	3,2	3,7	4,2	3,3	21,3

(Y compris la part de CCN des actifs communs)

**moyenne des CCN réalisées 2017-2019 et estimé 2020*

5.6.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

Les dépenses d'investissements associées à Fos Tonkin correspondent aux montants prévus lors de l'appel au marché initié en février 2019 visant à prolonger l'activité au-delà de 2020.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par Elengy. Elle rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

5.6.3 Fos Cavaou

5.6.3.1 Traitement du litige STS

Le terminal de Fos Cavaou a été réalisé par le groupement d'entreprises STS en application d'un contrat « clé en main », conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fourniture. L'exécution du contrat a été marquée par une série de difficultés. STS ayant refusé d'achever une partie des travaux et ayant livré un terminal inachevé avec un retard de 18 mois, Fosmax LNG a procédé à la mise en régie en 2010 d'une partie des travaux.

A la suite d'une procédure d'arbitrage sous l'égide de la chambre de commerce internationale (CCI), en 2015, le Tribunal Arbitral a condamné Fosmax LNG à payer une partie des coûts nets de construction supplémentaires et a maintenu à la charge de Fosmax LNG le montant de travaux mis en régie. En novembre 2016, le Conseil d'Etat,

saisi par Fosmax LNG a confirmé que les surcoûts nets de construction restaient à la charge de Fosmax LNG mais a conclu à la nécessité d'un nouvel arbitrage sur les coûts associés à la mise en régie afin de déterminer les parts respectives de chaque partie.

Fosmax LNG avait demandé lors de la mise à jour tarifaire intermédiaire de l'ATTM5 la couverture par le tarif des surcoûts nets de construction. La CRE avait conclu qu'une décision prise par la CRE dès la mise à jour au 1^{er} avril 2019 pourrait avoir des conséquences sur la partie du litige encore en cours. En conséquence, la CRE avait décidé d'examiner les conséquences de ce litige lorsque celui-ci serait définitivement clos.

La partie du litige concernant la mise en régie des travaux a été jugée le 24 juin 2020. Dans le cadre de cette sentence arbitrale, STS a été condamné à rembourser à Fosmax LNG la majorité des travaux de mise en régie.

Dans son dossier tarifaire qu'il a actualisé à la suite de cette dernière sentence, Fosmax LNG demande l'intégration dans la BAR de Fos Cavaou au 1^{er} janvier 2021 de 38,7 M€.

Fosmax LNG demande le traitement tarifaire suivant :

- intégration des coûts de construction supplémentaires de 38,7 M€ dans la BAR de Fos Cavaou à compter du 1^{er} janvier 2021 ;
- amortissement sur la durée d'amortissement moyenne résiduelle de la BAR initiale (23 ans qu'Elengy propose d'arrondir à 20 ans).
- application du taux de rémunération relatif à ces investissements qui inclut :
 - le taux de rémunération du CMCP de l'ATRT7, soit 4,25 % ;
 - la prime de 200 points de base applicable aux actifs GNL ;
 - la prime de 125 points applicable à tous les investissements décidés après le 1^{er} janvier 2004 et avant le 31 décembre 2008.

Pour la période tarifaire ATTM6, la demande de Fosmax LNG conduirait à la hausse des CCN suivante :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
Impact CCN	+4,8	+4,8	+4,7	+4,7	+4,7

Le litige entre Fos Cavaou et le groupement d'entreprises STS étant parvenu à son terme, la CRE envisage de traiter des conséquences des différentes décisions d'arbitrage dans le cadre du tarif ATTM6. Pour cela, la CRE analysera dans le détail les dépenses qui ont déjà pu être couvertes par le passé par le tarif ainsi que le caractère efficace des dépenses dont Elengy demande la couverture. La dernière décision d'arbitrage ayant été rendue de manière très récente, ces analyses sont encore en cours sur la base de la demande tarifaire actualisée transmise par Elengy mi-juillet 2020.

5.6.3.2 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de Fos Cavaou sur la période ATTM6 est marquée par une hausse significative, avec des dépenses moyennes de 9,2 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 5,0 M€ par an au cours de la période ATTM5. Cette hausse est notamment due à un investissement de compression.

Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5*
TOTAL	3,9	7,4	11,4	13,9	9,2	5,0

*moyenne des dépenses d'investissements réalisées 2017-2019 et estimé 2020

En particulier, Elengy prévoit :

- l'ajout d'un compresseur haute pression afin de permettre de monter directement à la pression du réseau de transport en l'absence d'émissions prévues par les regazéificateurs. Selon Elengy, cet investissement permettrait de réduire le débit minimal de programmation du terminal, d'augmenter le volume utile en cuve, de réduire les émissions de CO₂ en cas d'arrêt des émissions vers le réseau de transport (le gaz est torché) ;

- le développement de variateurs de vitesse sur les moteurs électriques afin d'obtenir des gains sur la consommation électrique ;
- une opération de reprise de soudure sur la ligne permettant les opérations de rechargement.

5.6.3.3 Trajectoire des charges de capital

Le tableau suivant illustre la trajectoire des charges de capital demandée par Elengy (y compris l'impact de la prise en compte du litige STS telle que demandée par Elengy). Le CMPC (réel, avant impôts) considéré pour cette illustration est fixé à 4,25 %, taux de rémunération de l'activité de transport, majoré de la prime de risque spécifique de 200 points de base.

CCN prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6	Moyenne annuelle ATTM5
Demande Elengy (Prime spécifique de 200 pdb)	84,2	83,7	83,5	84,0	83,9	87,4

5.6.3.4 Analyse préliminaire de la CRE

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 4.3.2.1), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment du projet de compresseur HP, dont le budget est supérieur à 10 M€ et est donc éligible à ce dispositif.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par Elengy. Elle rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

Question 16 Avez-vous des remarques concernant les dépenses d'investissements envisagées par Elengy sur la période 2021-2024 ?

L'hypothèse d'inflation utilisée pour l'estimation de la trajectoire prévisionnelle des CCN correspond à celle retenue par l'opérateur. La CRE prévoit, dans sa délibération tarifaire prévue en fin d'année 2020, d'ajuster l'hypothèse d'inflation pour mieux refléter les conditions d'évolution des prix.

5.7 CRCP au 31 décembre 2020

5.7.1 Montoir-de-Bretagne

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP de la période 2018_{réalisé}-2020_{estimé} à -16,6 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6. Ce CRCP est composé principalement :

- de recettes de souscriptions nettement supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes liées aux souscriptions supplémentaires de déchargement ;
- de charges de capital légèrement inférieures aux prévisions tarifaires, liées à des investissements plus faibles que prévu ;
- des charges d'énergie légèrement supérieures aux prévisions tarifaires, en lien avec la hausse d'activité constatée en 2019 et 2020 sur le terminal.

Le solde du CRCP de la période 2018_{réalisé}-2020_{estimé} calculé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne s'élève à -16,9 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir sur la période tarifaire. L'écart par rapport à la demande d'Elengy (-0,3 M€) provient d'un ajustement d'une hypothèse sur les charges d'électricité en 2020. Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

5.7.2 Fos Tonkin

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP de la période 2018^{réalisé}-2020^{estimé} à -0,1 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6. Ce CRCP est composé principalement :

- de recettes de souscriptions supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes liées à l'activité non régulée ;
- de charges de capital supérieures aux prévisions tarifaires, liées à des investissements plus importants que prévu (associés à la restructuration du terminal) ;
- de charges d'énergie légèrement plus faibles que prévu.

Le solde du CRCP de la période 2018^{réalisé}-2020^{estimé} calculé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Fos Tonkin est identique à celui calculé par Elengy. Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

5.7.3 Fos Cavaou

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP de la période 2018^{réalisé}-2020^{estimé} à -6,9 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6. Ce CRCP est composé principalement :

- de recettes de souscriptions supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes liées aux souscriptions supplémentaires de déchargement et rechargement ;
- de charges de capital similaires aux prévisions tarifaires ;
- de charges d'énergie similaires aux prévisions tarifaires.

Le solde du CRCP de la période 2018^{réalisé}-2020^{estimé} calculé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Fos Cavaou s'élève à -6,9 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir sur la période tarifaire. L'écart par rapport à la demande d'Elengy (-0,1 M€) provient de l'ajustement d'une hypothèse sur les charges d'électricité en 2020. Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

5.8 Revenu autorisé

5.8.1 Demande d'Elengy

5.8.1.1 Montoir-de-Bretagne

La demande d'Elengy aboutit à une évolution du revenu autorisé annuel moyen de Montoir de -0,2 % entre la trajectoire ATTM5 (y compris la révision à mi-période) et la trajectoire ATTM6 :

En M€ courants ⁸	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	48,1	49,0	50,1	51,3	49,6
Charges d'énergie	4,3	5,9	6,6	6,7	5,9
Provisions pour démantèlement	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4
CCN	42,4	39,8	40,7	41,1	41,0
Apurement CRCP	-8,1	-8,1	-4,5	-4,5	-6,3
TOTAL	88,1	88,0	94,3	96,1	91,6

5.8.1.2 Fos Tonkin

La demande d'Elengy aboutit à une évolution du revenu autorisé annuel moyen de Fos Tonkin de -60,0 % entre la trajectoire ATTM5 (y.c la révision à mi période) et la trajectoire ATTM6 :

⁸ Les trajectoires présentées dans la présente consultation publique sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires (cf. partie 2)

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	13,3	13,9	13,9	14,2	13,8
Charges d'énergie	1,3	1,6	1,7	1,7	1,5
Provisions pour démantèlement	-	-	-	-	-
CCN	1,9	3,2	3,7	4,2	3,3
Apurement CRCP	-1,5	-1,5	-0,1	-0,1	-0,8
TOTAL	15,0	17,2	19,1	19,9	17,8

5.8.1.3 Fos Cavaou

La demande d'Elengy aboutit à une évolution du revenu autorisé annuel moyen de Fos Cavaou de +4,8 % entre la trajectoire ATTM5 (y compris la révision à mi-période) et la trajectoire ATTM6 :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie) (y.c production immobilisée)	44,1	44,6	45,4	46,7	45,2
Charges d'énergie	4,3	5,3	5,5	5,5	5,1
Provisions pour démantèlement	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8
CCN <i>dont litige STS</i>	84,2 4,8	83,7 4,8	83,5 4,7	84,0 4,7	83,9 4,7
Apurement CRCP	-5,5	-5,5	-1,8	-1,8	-3,7
TOTAL	128,8	129,9	134,4	136,2	132,4

5.8.2 Analyse de la CRE : revenu autorisé préliminaire

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif pour chacun des terminaux méthaniers, en retenant les valeurs centrales des fourchettes qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation, c'est-à-dire :

- pour les charges d'exploitation et charges d'énergie : une trajectoire illustrative tenant compte de 50% des ajustements envisagés à ce stade ;
- pour les charges de capital, à titre d'illustration :
 - les trajectoires d'investissements demandées par Elengy et un CMPC de 4,25 % majoré de la prime GNL de 200 points de base ;
 - pour Montoir, l'application de la prime de 125 points de base sur les actifs concernés par l'amortissement accéléré.
- pour les provisions pour démantèlement, la demande d'Elengy ;
- l'apurement du CRCP en fin de période ATTM5 tel qu'estimé par la CRE et un rythme d'apurement tel qu'envisagé par la CRE (cf. partie 4.1.5).

5.8.2.1 Montoir-de-Bretagne

Pour Montoir-de-Bretagne, la trajectoire de CCN prend pour hypothèse l'application de la prime de 125 points de base sur les actifs concernés par l'amortissement accéléré.

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	45,9	46,5	47,2	48,2	46,9
Charges d'énergie	4,3	5,5	6,0	6,1	5,4
Provisions pour démantèlement	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4
CCN	41,5	38,8	39,7	39,9	40,0
Apurement CRCP	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4
TOTAL	86,7	85,8	87,9	89,3	87,4

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé moyen de -4,8 % entre la période ATTM5 et ATTM6. Cette baisse est essentiellement liée à une baisse des CCN du fait de la baisse du CMPC compensée par une hausse des charges nettes d'exploitation.

5.8.2.2 Fos Tonkin

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE	13,2	13,8	13,6	13,9	13,6
Charges d'énergie	1,3	1,5	1,5	1,6	1,5
Provisions pour démantèlement	-	-	-	-	-
CCN	1,9	3,2	3,7	4,2	3,3
Apurement CRCP	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
TOTAL	15,7	17,7	18,0	18,8	17,5

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé moyen de -60,6 % entre la période ATTM5 et ATTM6. Cette baisse est essentiellement liée à la baisse d'activité de Fos Tonkin à compter du 1er janvier 2021.

5.8.2.3 Fos Cavaou

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE	42,7	43,1	43,7	44,9	43,6
Charges d'énergie	4,1	4,7	4,7	4,9	4,6
Provisions pour démantèlement	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8
CCN	84,2	83,7	83,5	84,0	83,9
<i>dont litige STS</i>	<i>4,8</i>	<i>4,8</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>
Apurement CRCP	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7
TOTAL	129,0	129,7	130,1	131,9	130,2

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé moyen de +2,9 % entre la période ATTM5 et ATTM6. Cette hausse est liée à une hausse des charges nettes d'exploitation compensée par une baisse des CCN du fait de la baisse du CMPC.

Question 17 Avez-vous d'autres remarques concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATTM6 pour Elengy ?

5.9 Souscriptions prévisionnelles de capacités

5.9.1 Bilan des souscriptions

Sur la période ATTM5, les souscriptions de capacité engrangées sur les terminaux méthaniers ont été globalement supérieures aux souscriptions prévues dans la trajectoire tarifaire, en raison du retour du GNL observé depuis septembre 2018.

En TWh	Souscriptions	2017	2018	2019
Montoir	Tarif	108,8	106,9	106,9
	Réalisé	108,8	107,0	111,1
Fos Tonkin	Tarif	35,0	35,0	35,0
	Réalisé	35,0	35,0	36,0
Fos Cavaou	Tarif	87,2	89,6	87,2
	Réalisé	87,2	92,3	93,1

5.9.2 Demande des opérateurs

En 2019 et 2020, dans un contexte de retour du GNL en Europe, Elengy a mené plusieurs appels au marché pour permettre aux acteurs de souscrire les capacités des terminaux sur des horizons longs. A l'issue de ces procédures, les capacités du terminal de Montoir (123 TWh) sont intégralement souscrites jusqu'en 2035 et celles du terminal de Fos Cavaou (100 TWh) sont souscrites à 87 % jusqu'en 2030. Enfin, l'activité de Fos Tonkin, dont les souscriptions de long terme arrivaient à échéance fin 2020, a pu être pérennisée grâce à des engagements de souscription jusqu'en 2028, pour un volume d'activité du site toutefois réduit par rapport aux années précédentes (18 TWh à partir de 2021, contre 35 TWh auparavant).

Elengy propose de fixer la trajectoire prévisionnelle de souscriptions uniquement à partir des souscriptions en portefeuille pour chaque terminal :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024
Montoir	122,5 TWh 134 déchargements	109,4 TWh 111 déchargements	123,0 TWh 123 déchargements	123,0 TWh 120 déchargements
Fos Tonkin	18,0 TWh 36 déchargements	18,0 TWh 36 déchargements	18,0 TWh 36 déchargements	18,0 TWh 36 déchargements
Fos Cavaou	87,2 TWh 85 déchargements	87,2 TWh 85 déchargements	87,2 TWh 85 déchargements	87,2 TWh 85 déchargements

En addition à ce portefeuille, Elengy propose de considérer 2 TWh/an supplémentaires (2 déchargements par an) pour le terminal de Fos Cavaou de 2021 à 2024.

Au vu des conditions de marché, Elengy ne considère aucun rechargement de grand méthanier sur la période ATTM6.

5.9.3 Analyse de la CRE

Compte tenu d'appels aux marchés menés en 2019 avec succès, le terminal de Fos Tonkin est souscrit à 100 % jusqu'en 2028 et celui de Montoir est quasiment souscrit en intégralité jusqu'à 2035 (en dehors de 2022).

S'agissant de Fos Cavaou, l'appel au marché mené par Elengy en 2020 n'a pas permis de nouvelles souscriptions de long terme. Toutefois, le taux de souscription du terminal était déjà élevé sur la période 2021-2024 (87 % du terminal est souscrit jusqu'en 2030).

Dans ce contexte, la CRE considère que les hypothèses proposées par Elengy sont cohérentes et envisage ainsi de retenir les trajectoires de souscriptions prévues par Elengy pour le calcul du tarif ATTM6.

Les recettes de souscriptions sont en *ship or pay* à 100 % (cf. partie 6.1.1). Les recettes supplémentaires sont couvertes à 75 % par le CRCP.

Question 18 Avez-vous des remarques concernant les hypothèses de souscriptions prévisionnelles d'Elengy sur la période 2021-2024 ?

5.10 Evolution tarifaire

5.10.1 Demande d'Elengy

Les évolutions des revenus autorisés des trois terminaux méthaniers demandée par Elengy, combinées aux trajectoires de souscriptions prévues par ce dernier, conduiraient aux évolutions tarifaires suivantes sur la période ATTM6 :

	Evolution tarifaire moyenne entre la période ATTM5 et ATTM6
Montoir	-11,5 %
Fos Tonkin	-23,1 %
Fos Cavaou	+5,9 %

5.10.2 Analyse de la CRE

Dans le tableau suivant, la CRE présente l'évolution tarifaire possible pour chacun des terminaux, sur la base d'un scénario illustratif, en retenant :

- pour les charges d'exploitation et charges d'énergie : une trajectoire illustrative tenant compte de 50% des ajustements envisagés à ce stade ;
- pour les charges de capital, à titre d'illustration :
 - les trajectoires d'investissements demandées par Elengy et un CMPC de 4,25 % majoré de la prime GNL de 200 points de base ;
 - pour Montoir, l'application de la prime de 125 points de base sur les actifs concernés par l'amortissement accéléré ;
 - pour Fos Cavaou, la trajectoire prend à ce stade en compte la demande d'Elengy concernant le litige STS, sans préjuger du traitement tarifaire qui lui sera appliqué *in fine*.
- pour les provisions pour démantèlement, la demande d'Elengy ;
- un apurement du CRCP estimé en fin de période ATTM5.

	Evolution tarifaire moyenne entre la période ATM5 et ATM6
Montoir	-16,9 %
Fos Tonkin	-24,3 %
Fos Cavaou	+3,8 %

La grille tarifaire actuelle est la suivante :

Terme	Unité	Montoir	Fos Cavaou	Fos Tonkin
Terme de nombre d'accostage TNA	€/accostage	90 000 €	100 000 €	75 000 €
Terme de quantité déchargée TQD base	€/MWh	0,696 €/MWh	1,289 €/MWh	1,072 €/MWh
Terme de quantité déchargée TQD spot (75 % du TQD base)	€/MWh	0,521 €/MWh	0,966 €/MWh	0,804 €/MWh
Terme de gaz en nature TN	% de la quantité déchargée	0,3 %	0,2 %	0,5 %
terme fixe de rechargement TFR	€/chargement	60 000 €	120 000 €	40 000 €
terme de quantité rechargée TQR	€/MWh	0,32 €/MWh		
terme bandeau TB	€/MWh	0,07 €/MWh		
TQS	€/MWh/mois	1 €/MWh/mois		

La grille tarifaire illustrative serait la suivante :

Terme	Unité	Montoir	Fos Cavaou	Fos Tonkin
Terme de nombre d'accostage TNA	€/accostage	90 000 €	100 000 €	75 000 €
Terme de quantité déchargée TQD base	€/MWh	0,577 €/MWh	1,348 €/MWh	0,763 €/MWh
Terme de quantité déchargée TQD spot (75 % du TQD base)	€/MWh	0,432 €/MWh	1,011 €/MWh	0,572 €/MWh
Terme de gaz en nature TN	% de la quantité déchargée	0,3 %	0,2 %	0,5 %
terme fixe de rechargement TFR	€/chargement	60 000 €	120 000 €	40 000 €
terme de quantité rechargée TQR	€/MWh	0,32 €/MWh		
terme bandeau TB	€/MWh	0,07 €/MWh		
TQS	€/MWh/mois	1 €/MWh/mois		

6. OFFRE ET STRUCTURE TARIFAIRE

6.1 Structure tarifaire

6.1.1 Continuité de la structure tarifaire existante

Les souscriptions des expéditeurs auprès des terminaux méthaniers portent sur un nombre de déchargements de navires et sur un volume de GNL déchargé associé à ces opérations. Le tarif ATTM est fondé sur une tarification à 100% en fonction de la capacité souscrite, ou « *ship or pay* » : les expéditeurs ont une obligation de paiement des tarifs appliqués à 100 % des quantités et du nombre de déchargements souscrits, même s'ils ne réalisent pas l'opération.

Même si l'essentiel des recettes provient à ce jour des contrats de long terme, l'offre tarifaire des terminaux méthaniers comporte par ailleurs une offre de souscription à court terme (voir au 6.2.1), composée de :

- la possibilité de souscrire en 1^{er} arrivé, 1^{er} servi, avant le 20 du mois M-1 pour le mois M
- un service *spot* permettant de souscrire après le 20 du mois M-1 pour le mois M, s'il reste de la capacité résiduelle à l'issue de l'établissement du programme mensuel.

Ainsi, pour chaque déchargement souscrit, qu'il s'agisse de plusieurs déchargements souscrits sur l'année dans le cadre de souscriptions de long-terme, ou bien d'un déchargement souscrit à court terme en 1^{er} arrivé 1^{er} servi, les expéditeurs s'acquittent du terme de nombre d'accostage (TNA).

Le terme de quantité déchargée (TQD) s'applique ensuite aux quantités souscrites destinées à être déchargées dans le terminal. Le TQD qui s'applique aux quantités déchargées dans le cadre du service *spot* est égal à 75 % du TQD du service de base.

Une fois un navire accosté et son GNL déchargé, les opérateurs des terminaux méthaniers proposent plusieurs services permettant de tirer profit des flexibilités offertes pour le stockage en cuve du GNL sur site, et l'émission sur le réseau de transport du GNL après regazéification.

Une quantité de stockage optionnel peut être souscrite, en plus du stockage alloué selon la capacité de déchargement souscrite (voir au 6.2.2). Ce stockage dédié donne lieu au paiement du terme de quantité stockée (TQS).

Concernant l'émission vers le réseau de transport, les opérateurs proposent une option d'émission en bandeau (voir au 6.2.1.2) qui donne lieu au paiement du terme bandeau TB.

Par ailleurs, les terminaux méthaniers offrent également un service de rechargement. Un rechargement souscrit donne lieu au paiement du terme d'accostage (TNA) identique à celui d'un déchargement, mais également à un terme fixe de rechargement (TFR) et un terme de quantité rechargée (TQR).

Enfin, afin de couvrir les consommations de gaz nécessaires au bon fonctionnement de chaque terminal, un pourcentage du volume de GNL déchargé est prélevé en nature, correspondant au terme de gaz en nature (TN).

La grille tarifaire complète est présentée au 5.10.2.

Le tarif ATTM5 présente une structure tarifaire simplifiée par rapport au tarif précédent, avec notamment la suppression du terme d'incitation à la régularité des déchargements et du terme d'utilisation des capacités de regazéification.

Elengy souhaite globalement maintenir cette structure tarifaire, à l'exception d'une proposition concernant le terme de quantité déchargée pour le service *spot*, présentée au 6.1.2 de la présente consultation.

La CRE est favorable au maintien de la structure tarifaire actuelle pour la période tarifaire ATTM6. En effet, la stabilité de la structure tarifaire permet de conserver de la visibilité et de la simplicité dans l'offre pour les clients du terminal.

Question 19 Etes-vous favorable au maintien de la structure tarifaire actuellement en vigueur ?

6.1.2 Tarif unique pour les souscriptions *spot*

Le service de déchargement est composé d'un service de base et d'un service *spot*.

Le service de base est accessible à tous les expéditeurs. Il ne concerne donc pas seulement les expéditeurs qui ont des souscriptions pour plusieurs années (« long terme ») et dont les déchargements sont inscrits dans le programme annuel établi au dernier trimestre de l'année N-1 pour l'année N, mais également les expéditeurs qui souscrivent un déchargement en premier arrivé premier servi pour le mois M avant l'établissement du programme mensuel, le 20 du mois M-1.

Le service *spot* permet de souscrire un déchargement en court terme après l'établissement du programme mensuel, soit après le 20 du mois M-1 pour décharger une cargaison le mois M. Il est donc réservé aux souscriptions de court terme lorsque de la capacité résiduelle est disponible. Il représente ainsi moins de 2 % des déchargements souscrits.

Un expéditeur souscrivant un déchargement *spot* doit acquitter le terme d'accostage (TNA), ainsi qu'un terme de quantité déchargée (TQD) égal à 75 % du terme du service de base. L'objectif de ce rabais de 25 % est d'inciter les expéditeurs à souscrire les capacités encore disponibles du terminal jusqu'au dernier moment, et de maximiser ainsi l'utilisation des capacités du terminal.

Elengy propose de supprimer ce rabais tarifaire, et de créer un TQD *spot* unique à l'ensemble des terminaux, qui correspondrait donc à la moyenne des TQD de base des différents terminaux, soit environ 1 €/MWh à niveau tarifaire inchangé.

TQD unique à l'ensemble des terminaux régulés

Elengy estime que l'instauration de la zone de marché unique en France depuis le 1^{er} novembre 2018 justifie un TQD *spot* unique, les terminaux de Montoir et de Fos étant désormais connectés à la même zone de marché. Dans cette configuration, Elengy craint que les expéditeurs ne privilégient systématiquement le terminal de Montoir, dont le tarif *spot* est nettement inférieur à celui de Fos Cavaou. Elengy souligne en outre que le terminal de Fos Cavaou, étant le point principal d'entrée de gaz au sud du réseau, joue un rôle important pour l'équilibrage du réseau français.

Le principe de tarifs différenciés par terminaux, introduit dans l'ATTM3, visait à un meilleur reflet des coûts. La CRE reste favorable à ce principe.

Par ailleurs, si la CRE partage le rôle important du terminal de Fos dans l'équilibrage du réseau français, elle ne partage pas les craintes d'Elengy : les souscriptions *spot* observés en 2019, alors que la zone de marché unique était déjà en place, ne montrent pas de basculement de Fos vers Montoir. Ainsi, il y a eu :

- 123 GWh déchargé à Montoir, soit 1 cargaison partielle (vs 69 GWh en 2018) ;
- 490 GWh à Fos Tonkin, équivalent à 1 cargaison « Med max » (vs 0 GWh en 2018) ;
- 1 400 GWh à Fos Cavaou, soit 2 cargaisons (vs 460 GWh en 2018).

Suppression du rabais pour le spot par rapport au tarif de base

Concernant le rabais, Elengy indique qu'il n'a pas lieu d'être car, d'une part, il favorise un souscripteur de court terme par rapport aux autres souscripteurs, et d'autre part, il va à l'encontre de la tarification des autres infrastructures, en France ou à l'étranger, dont les souscriptions à préavis plus court sont plus chères que le tarif de base.

Pour autant, le rabais existe depuis l'introduction du terme tarifaire en 2006. Il trouve sa justification dans le modèle des terminaux méthaniers, où les coûts d'utilisation du terminal sont principalement couverts par les recettes associées au service de base résultant des souscriptions de long-terme dans les terminaux méthaniers. La majorité des capacités des terminaux régulés sont ainsi souscrites pour plusieurs années : sur la période couverte par le tarif ATTM6, 100% des capacités de Montoir sont ainsi souscrites, à l'exception de 2022, 100 % des capacités de Fos Tonkin et près de 90 % des capacités de Fos Cavaou.

Des souscriptions supplémentaires ont ensuite lieu, *via* le service de base. Les réservations *via* le service *spot* sont permises uniquement s'il reste des créneaux non souscrits parmi les créneaux initialement commercialisés. Un tarif *spot* attractif permet donc des souscriptions supplémentaires uniquement sur des créneaux qui n'ont pas trouvé preneur et ne pourront plus être vendus ultérieurement, et ainsi de maximiser l'utilisation des capacités du terminal.

Le fonctionnement des terminaux, et notamment les conditions de réservation des déchargements, n'ayant pas fondamentalement changé depuis, la CRE ne voit pas de raison de supprimer ce rabais.

Par ailleurs, compte-tenu du fonctionnement du marché du GNL, le tarif *spot* ne paraît pas de nature à remettre en cause la souscription de capacités à long-terme, qui dépend plus largement des conditions de marché. Ainsi, les appels au marché réalisés en 2019 pour des capacités de long-terme à Montoir et Fos-Tonkin ont été couronnés de succès, dans un contexte favorable, avec notamment un fort développement des capacités de liquéfaction dans le monde.

L'écart dans le tarif ATTM entre le service de base et *spot* ne semble pas avoir un effet significatif sur ces décisions d'engagement en long-terme. En revanche, dans un contexte de plus grande incertitude économique pour les années à venir, les expéditeurs pourraient être amenés à réaliser plus d'arbitrages à court terme. Il apparaît donc important de maintenir un tarif de court terme compétitif pour maximiser l'utilisation des terminaux.

En conséquence, la CRE est à ce stade réservée sur la proposition d'Elengy.

Question 20 Etes-vous favorable à la proposition d'Elengy de supprimer le rabais pour le tarif *spot*, conjointement à la création d'un tarif *spot* unique entre les différents terminaux régulés ?

6.2 Services proposés

Cette partie présente, d'une part, l'offre de services en vigueur dans le tarif ATTM5, que les opérateurs proposent de maintenir inchangée, et d'autre part les évolutions proposées par les opérateurs concernant la programmation des déchargements et rechargements, les contraintes de gestion du GNL en stock dans les cuves du terminal, et les émissions vers le réseau de transport.

6.2.1 Services de déchargement intégré

Dans le cadre des tarifs ATTM5, les terminaux méthaniers régulés proposent un service de déchargement composé d'un service de base et d'un service *spot*. L'offre est intégrée : à chaque déchargement souscrit correspondent les capacités de stockage et de regazéification correspondantes.

Service de base

Ce service est accessible à tout expéditeur dès la première souscription.

La répartition de l'émission physique du terminal entre les expéditeurs est faite en fonction des volumes de GNL déchargés et rechargés au cours du mois sur le terminal méthanier, ainsi que du niveau de stock de début de mois et du stock fin de mois prévisionnel.

Les règles de calcul du stock de fin de mois d'un expéditeur sont les suivantes :

- si un déchargement est prévu pour le mois M+1, le niveau de stock de fin de mois M d'un expéditeur est déterminé en supposant une émission uniforme de la dernière cargaison déchargée au cours du mois M jusqu'au jour de déchargement de la première cargaison du mois M+1 ;
- si aucun déchargement n'est prévu pour le mois M+1, le niveau de stock de fin de mois M d'un expéditeur est déterminé en supposant une émission uniforme de la dernière cargaison déchargée au cours du mois M jusqu'au dernier jour du mois M+1.

Afin de minimiser les impacts d'une cargaison isolée sur les autres clients du terminal, les opérateurs peuvent anticiper, à leur initiative, le début de l'émission de cette cargaison dans la limite de deux jours. Dans ce cas, l'expéditeur concerné n'a pas l'obligation de disposer d'une garantie correspondant aux volumes d'émissions anticipées.

Service *spot*

Ce service est réservé aux déchargements souscrits, pour un mois M donné, après le 20^{ième} jour du mois M-1.

La souscription s'effectue sur la base des capacités disponibles dans le programme mensuel à la date de la souscription.

Le profil d'émission d'une cargaison *spot* est déterminé par l'opérateur lors de la demande de l'expéditeur, et calculé de manière à correspondre à la demande de l'expéditeur, sous réserve que son impact sur les émissions journalières des autres expéditeurs, afin de faire la place nécessaire dans les cuves avant la date d'arrivée de la cargaison, ne dépasse pas 35 GWh/j.

Dans le cadre d'une opération de déchargement *spot*, l'opérateur peut décider, à son initiative, d'anticiper l'émission associée, dans la limite de deux jours, afin d'en limiter l'impact sur les autres clients. Dans ce cas, l'expéditeur concerné n'a pas l'obligation de disposer d'une garantie correspondant aux volumes d'émissions anticipées.

6.2.1.1 Bilan du service de déchargement proposé dans le tarif ATTM5

Les services de déchargement actuellement proposés ont été créés lors de l'entrée en vigueur du tarif ATTM5, en remplacement de l'offre précédente qui était plus complexe et plus contraignante. Cette évolution, et notamment la mise en place du service de base, avait pour but d'apporter plus de visibilité et de flexibilité pour les expéditeurs.

Dans les conditions de marché de la période couverte par le tarif ATTM5 (2017-2020), et particulièrement avec l'afflux de GNL en Europe depuis mi-2018, les terminaux méthaniers ont été plus utilisés que lors de la période précédente. Les expéditeurs ont eu recours principalement au service de base, notamment dans le cadre des souscriptions de long-terme. Le service *spot* a également donné lieu à des souscriptions, à la marge, alors que le service « S-spot » du tarif ATTM4 n'avait jamais été souscrit :

Nombre de cargaisons souscrites en service <i>spot</i>	2017	2018	2019	2020 1 ^{er} semestre
Fos Tonkin	0	0	1	0
Montoir de Bretagne	0	1	1	0
Fos Cavaou	0	1	2	0

Les opérateurs proposent de reconduire le service de déchargement existant dans le tarif ATTM6. Les expéditeurs participant à la Concertation GNL ont également manifesté le souhait que l'offre des terminaux méthaniers reste stable, et indiquent que le service donne globalement satisfaction.

Poursuivant les objectifs de la visibilité et de simplicité d'utilisation des terminaux, et compte tenu de l'évolution relativement récente de l'offre, la CRE est favorable à la proposition des opérateurs de maintien de l'offre existante.

Question 21 Etes-vous favorable à la reconduction des modalités des services de déchargement intégré proposés par les terminaux régulés ?

6.2.1.2 Services et mécanismes annexes

En plus du service de déchargement, Elengy et Fosmax LNG proposent actuellement les services suivants :

- **l'option bandeau** pouvant être souscrite en plus de service de déchargement, qui permet aux expéditeurs de lisser leur profil d'émission sur le réseau de transport, sur une durée de 20 à 40 jours à partir de la date de déchargement de la cargaison ;
- **le *pooling***, qui permet à tout expéditeur disposant de souscriptions dans au moins un des trois terminaux régulés et n'ayant pas prévu de les utiliser en totalité le mois M, d'utiliser une partie de ces capacités dans un des autres terminaux régulés sur la base d'un tarif spécifique ;
- **le compte de souscription** sur lequel les opérations non programmées ou annulées avec un préavis suffisant sont créditées. Ce compte peut ensuite être débité pour programmer des opérations à court terme ;
- **le mécanisme de « Use It Or Lose It » (UIOLI)** pour les capacités de regazéification non utilisées ;
- **le mécanisme de relâchement de capacité** offrant la possibilité aux détenteurs de capacités de regazéification de renoncer explicitement à l'utilisation de leurs capacités pour les mois M+1 et M+2. Ces capacités restent dues par leur détenteur initial au titre de la clause de « *ship or pay* » jusqu'à leur réservation éventuelle par un autre expéditeur ;
- **le marché secondaire** des capacités de regazéification ;
- **le point d'échange de GNL** permettant aux utilisateurs d'échanger des quantités de GNL en cuve entre eux. Le tarif d'accès aux points d'échange de GNL comprend :
 - un terme fixe, égal au maximum à 500 € par mois et par point d'échange ;
 - un terme proportionnel aux quantités échangées, égal au maximum à 0,01 €/MWh.

La CRE est à ce stade favorable au maintien de ces services dans le tarif ATTM6.

Question 22 Etes-vous favorable au maintien de la liste des services selon les modalités existantes ?

6.2.1.3 Réservation trimestrielle pour l'année N+1

Chaque année, au cours du quatrième trimestre, les opérateurs établissent pour l'année suivante un programme annuel de déchargement sur la base des demandes des utilisateurs ayant souscrit des capacités annuelles dans le terminal : chaque expéditeur répartit ses réservations mois par mois.

Ce programme annuel comprend également les opérations de rechargement de navire et de transbordement. La programmation de ces opérations est néanmoins soumise à une priorité stricte pour le déchargement et la regazéification.

En intra-annuel, les opérations sont réservées selon la règle du premier arrivé premier servi, soit via le service de base, avant l'établissement du programme mensuel, soit via le service spot, après établissement du programme mensuel (20 du mois M-1 pour le mois M), sur les créneaux restant disponibles.

Actuellement les expéditeurs qui ne détiennent pas de capacités annuelles ne peuvent donc pas réserver une date de déchargement avant l'établissement du programme annuel et doivent attendre la fin de l'année N-1 pour réserver un déchargement sur l'année N. Le fonctionnement actuel laisse donc peu de visibilité pour les souscriptions intra-annuelles, notamment pour le premier trimestre.

Proposition d'Elengy

Elengy et Fosmax LNG proposent d'ouvrir la possibilité de réserver un créneau de déchargement au sein d'un trimestre de l'année N, dès le début de l'année N-1. Les déchargements ainsi réservés seraient pris en compte lors de l'établissement du programme annuel.

La capacité trimestrielle mise à disposition correspondrait à la capacité disponible, c'est-à-dire 3/12^e de la capacité annuelle non souscrite du terminal, diminuée des indisponibilités prévisionnelles pour maintenance. Un coefficient de sécurité d'environ 50 % serait ensuite appliqué à la capacité trimestrielle disponible pour déterminer la capacité trimestrielle qui pourrait être réservée en N-1.

Les opérateurs proposent qu'un terme tarifaire spécifique de l'ordre de 0,1 €/MWh s'applique à la capacité trimestrielle, en plus des termes tarifaires à acquitter pour décharger du gaz au terminal (TNA, TQD). Ce *premium* est justifié par l'option offerte au souscripteur de ces capacités de réserver un créneau sur un trimestre qui sera pris en compte pour l'établissement du programme annuel.

Cette offre ne concernerait que les années pour lesquelles il reste de la capacité disponible dans le terminal.

Analyse de la CRE

La CRE constate que la possibilité de réservation de capacités en-dehors des capacités souscrites à long-terme est très contrainte dans le dispositif actuel. Ainsi, l'impossibilité de réserver avant novembre ou décembre de l'année N-1 pour un déchargement à partir de janvier N réduit fortement la visibilité pour les expéditeurs. La réservation trimestrielle permet de répondre à ce besoin.

La CRE souhaite également ne pas détériorer le service offert aux souscripteurs de long-terme. Elle considère que l'application du facteur de 50% sur les capacités disponibles proposées à la réservation trimestrielle, et d'un premium par rapport au tarif dont s'acquittent les expéditeurs ayant des souscriptions à long-terme, permettent d'éviter que la souscription de capacité trimestrielle ne dégrade significativement les droits des souscripteurs de long-terme. De plus, la CRE envisage que la prise en compte des souscriptions trimestrielles dans le programme annuel s'accompagne d'une priorité de choix de la date de déchargement par le souscripteur de long-terme par rapport au souscripteur trimestriel, afin de lui maintenir la priorité, tout en garantissant un créneau au souscripteur trimestriel.

La CRE est à ce stade favorable à la proposition des opérateurs.

Question 23 Etes-vous favorable à la réservation trimestrielle de capacités, selon les modalités envisagées par les opérateurs ?

6.2.2 Commercialisation de stockage spécifique

Le tarif en vigueur prévoit un dispositif de « stockage dédié » pour les terminaux de Montoir et Fos Cavaou. Dans ces terminaux, une partie du volume en cuve (625 GWh à Montoir, 100 GWh à Cavaou) est allouée aux expéditeurs, au prorata de leurs souscriptions.

Ce dispositif gratuit fait partie du « service de base » pour les souscripteurs pluriannuels, annuels, et intra-annuels (souscriptions passées entre la publication du programme annuel en décembre N-1 et le 20 du mois M pour un déchargement en M+1). Il permet aux expéditeurs de disposer d'une flexibilité par rapport au profil d'émission de

référence notifié par l'opérateur à l'issue d'un déchargement, sous réserve de faisabilité. Les déchargements de navire en *spot* n'ont pas accès à ce service.

Les capacités de stockage dédié sont offertes sous forme annuelle. Lorsque les capacités du terminal ne sont pas entièrement souscrites, une partie du volume en cuve consacré au service de stockage dédié reste libre. Ce volume est alors proposé à la vente au pas de temps mensuel, sous la dénomination « espace de stockage mensuel ». Le tarif appliqué correspond au « terme de quantité stockée » (TQS, d'une valeur de 1 €/MWh/mois pour chaque terminal dans le tarif ATTM5 actuellement en vigueur). Si le volume ne trouve pas preneur il est réintégré au stock mutualisé pour le mois considéré.

Proposition d'Elengy

Elengy souhaite maintenir le principe d'un service de stockage dédié dans le tarif ATTM6, mais propose d'en faire évoluer certaines modalités. L'opérateur considère que la mise à disposition de ce service aux souscripteurs de capacités intra-annuelles présente des risques de sursouscription, car l'espace de stockage dédié est attribué pour une année entière, indépendamment du nombre de déchargements : ainsi, un expéditeur qui n'effectuerait qu'un déchargement dans l'année se voit octroyer un stockage dédié annuel. Par ailleurs, Elengy estime que les modalités actuelles de souscription de l'espace de stockage mensuel sont trop rigides (réservations dans le cadre du programme mensuel pour un mois uniquement).

Les évolutions proposées par Elengy sont les suivantes :

- dans le cadre du « service de base » les volumes de stockage dédié continueraient d'être alloués de manière gratuite aux souscripteurs annuels et pluriannuels, au *pro rata* de leurs souscriptions. Les souscripteurs intra-annuels n'y auraient en revanche plus accès par ce biais ;
- lorsqu'une partie du volume de stockage dédié reste libre à l'issue de l'établissement du programme annuel, une fenêtre de commercialisation de ce volume résiduel serait ouverte au cours du mois de décembre N-1 pour l'année N. Elengy propose de nommer ce service « stockage spécifique ». Ce service serait ouvert à tous les expéditeurs et proposé à la vente sous forme annuelle. Son tarif correspondrait au terme de quantité stockée (TQS, 1€/MWh/mois dans le tarif ATTM5 actuellement en vigueur) ;
- si des capacités de stockage restaient disponibles à l'issue de ce guichet annuel de décembre N-1, celles-ci seraient remises en vente, sous forme mensuelle ou pour le restant de l'année, à l'occasion de chaque programme mensuel. A cette occasion le stockage spécifique peut être réservé pour le reste de l'année (du mois M+1 jusqu'au mois de décembre de l'année N) ou uniquement pour le mois M+1.

Analyse de la CRE

La CRE considère que le stockage dédié constitue une réelle plus-value pour les expéditeurs dans la mesure où ce service offre une flexibilité à l'aval du terminal, en permettant aux acteurs de moduler (sous réserve de faisabilité) le profil d'émission notifié par l'opérateur à l'issue d'un déchargement. Elle est donc favorable à son maintien.

La CRE constate que les adaptations proposées par Elengy ne modifient pas le « service de base » pour les souscripteurs annuels et pluriannuels, qui sont les principaux contributeurs au financement des infrastructures des terminaux méthaniers. Ces acteurs pourront par ailleurs acquérir des volumes de stockage supplémentaires *via* le dispositif du stockage spécifique s'ils le souhaitent. S'agissant des souscripteurs intra-annuels, la CRE considère inopportun que la souscription d'un seul déchargement intra-annuel ouvre le droit à l'attribution d'un volume de stockage dédié pour l'ensemble de l'année en cours, dans la mesure où l'espace disponible en cuve constitue l'un des éléments les plus contraignants de la gestion opérationnelle des terminaux méthaniers. Les nouvelles modalités proposées par Elengy permettent de corriger ce biais. La CRE note que les souscripteurs intra-annuels pourraient toujours obtenir de l'espace de stockage spécifique sous forme annuelle ou mensuelle, moyennant le paiement du TQS, en participant aux fenêtres de commercialisation dédiées.

La CRE considère que l'instauration d'un guichet annuel, complété par la commercialisation des volumes résiduels sous forme mensuelle ou pour le restant de l'année, en assouplissant les modalités de commercialisation, serait de nature à améliorer l'attractivité de l'offre de stockage.

La CRE est donc favorable aux dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique proposés par Elengy.

Question 24 Etes-vous favorable aux dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique selon les modalités proposées par Elengy ?

6.2.3 Prolongation de l'inventaire en M+2

Elengy propose de mettre en œuvre pour les acteurs du GNL de détail (chargement de camions-citernes ou de micro-méthaniers) un service de conservation du GNL en cuve jusqu'au mois M+2 suivant un déchargement lors du mois M.

Actuellement, pour un déchargement au cours du mois M, les règles d'inventaire sont les suivantes :

- si un déchargement est prévu par l'expéditeur concerné pour le mois M+1, le GNL en cuve est émis de façon uniforme jusqu'au jour de déchargement de M+1 ;
- si aucun déchargement n'est prévu par l'expéditeur concerné pour le mois M+1, le GNL en cuve est émis de façon uniforme jusqu'au dernier jour du mois M+1.

Elengy considère que les activités de GNL de détail, activités en émergence dans les terminaux français et dont les acteurs ne déchargent que ponctuellement des navires, pourraient bénéficier d'une telle extension d'inventaire, qui leur permettrait de pouvoir utiliser une cargaison de GNL sur une période plus longue. Les modalités proposées par l'opérateur sont les suivantes :

- le volume en cuve dédié à ce service de prolongation de l'inventaire représenterait de l'ordre de 30 à 50 GWh dans chaque terminal ;
- le service serait réservé aux acteurs du GNL de détail, c'est-à-dire justifiant d'une souscription de capacité pour le chargement de camions-citernes ou de micro-méthaniers le mois concerné par la prolongation d'inventaire ;
- l'activation de ce service serait notifiée par l'expéditeur au plus tard lors de la nomination du programme mensuel du mois M+1 (soit le 20 du mois M) pour prolongation d'inventaire sur le mois M+2.;
- le niveau d'inventaire dont l'expéditeur pourrait demander la préservation pour le 1^{er} du mois M+2 ne pourrait être supérieur à la plus contraignante des conditions suivantes :
 - à la différence de l'inventaire au 1^{er} du mois M+1 et du solde des déchargements et rechargements programmés du client pour le mois M+1 ;
 - aux capacités de chargement de GNL de détail souscrites pour le mois M+2, nettes des déchargements souscrits au programme annuel pour ce même mois M+2 ;
 - au volume mis à disposition par terminal, de l'ordre de 30 à 50 GWh.
- une fois le volume alloué, l'objectif d'inventaire en fin de mois M+1 serait utilisé pour calculer le ratio d'émission de l'expéditeur sur le mois M+1. Les reprogrammations éventuelles de l'expéditeur impacteraient cet inventaire de fin de mois à la hausse ou à la baisse ;
- le service serait gratuit.

Analyse de la CRE

La CRE considère qu'un tel service constituerait une plus-value pour les acteurs du GNL de détail dans la mesure où ceux-ci ont un profil de déchargement de navires discontinu et sont donc contraints dans leur développement par la règle actuelle de fin d'inventaire à l'issue du mois M+1. Donner à ces acteurs la possibilité de conserver du GNL en cuve un mois supplémentaire, via ce nouveau service, pourrait contribuer au développement des nouvelles activités de chargement de micro-méthaniers et de camions-citernes.

Par ailleurs, la CRE est favorable au principe de réservation de ce service aux acteurs du GNL de détail. D'une part le volume dédié prévisionnel de 30 à 50 GWh par terminal est faible comparativement aux volumes de GNL déchargés par les acteurs « classiques » (entre 500 GWh et 1 TWh par navire). D'autre part, une extension du service aux utilisateurs classiques du terminal pourrait inciter ces derniers à effectuer des arbitrages financiers entre les conditions d'émission sur le marché français au cours du mois M+1 et celles prévues pour le mois M+2. La CRE considère au contraire que la valeur de ce service doit avant tout être d'ordre logistique, et que celui-ci doit donc être dédié aux activités de soutage et de GNL porté.

La CRE est en revanche défavorable à la gratuité proposée par Elengy pour ce service. La CRE estime que la réservation de ces volumes est de nature et de visée similaire à celle réalisée dans le cadre du dispositif de stockage spécifique proposé par Elengy (cf 5.2.5) : de ce fait, elle devrait faire l'objet d'une tarification similaire, avec une application du terme de quantité stockée, TQS.

Question 25 Etes-vous favorable au service de prolongation d'inventaire en M+2, avec une tarification similaire à celle du dispositif de stockage spécifique?

6.2.4 Déchargement sans regazéification

A l'occasion de la prochaine période tarifaire ATTM6, Elengy propose de permettre que certains services ne donnent plus lieu automatiquement à l'allocation d'une capacité de regazéification.

A l'heure actuelle, les expéditeurs souscrivent auprès de l'opérateur uniquement des capacités de déchargement au terminal. Ces capacités de déchargement donnent droit à l'allocation par Elengy d'un niveau de capacités de regazéification correspondant, sur la base duquel sont automatiquement allouées par GRTgaz des capacités de transport au PITTM.

Elengy souhaiterait définir de façon plus explicite les modalités de calcul de la capacité de regazéification allouée aux expéditeurs. En effet, selon l'opérateur, les modalités actuelles font porter des coûts logistiques indus aux acteurs du terminal n'utilisant pas le GNL à des fins d'émission sur le réseau de transport (chargement de camions-citernes ou de micro-méthaniers).

Les modalités proposées par l'opérateur sont les suivantes :

- la capacité de regazéification au terminal serait définie comme : *Capacité de regazéification = capacité de déchargement – capacité de rechargement*
où la capacité de rechargement est définie comme la somme des capacités souscrites de rechargement de navires ou de micro-méthaniers et des capacités souscrites de chargement de camions-citernes ;
- cette définition s'appliquerait pour toute souscription simultanée de déchargements et de rechargements. L'opérateur du terminal déclarerait alors une « valeur nette » de regazéification auprès de GRTgaz. Par conséquent, cette définition ne s'appliquerait pas aux souscriptions de capacités de déchargement existantes ;
- une capacité de regazéification nulle (alignement contractuel total des capacités de déchargement par des capacités de rechargement) n'exonérerait pas le client d'être en possession d'un contrat auprès de GRTgaz ou de définir un mandataire pour l'émission sur le réseau de GRTgaz. En effet en certaines circonstances, l'opérateur du terminal peut être dans l'obligation d'émettre tout ou partie de l'inventaire concerné sur le réseau GRTgaz, et il est nécessaire de pouvoir procéder contractuellement à cette émission.

Analyse de la CRE

La CRE est favorable au principe d'une définition plus explicite des capacités de regazéification allouées par l'opérateur du terminal aux expéditeurs. Il semble en effet opportun d'allouer à chaque usage un juste niveau de capacités au PITTM en fonction de l'utilisation ou non des installations de regazéification.

Cependant, selon les règles en usage dans les terminaux méthaniers et notamment les principes de calcul du stock de fin de mois, un expéditeur décidant de ne pas faire usage de ses capacités de rechargement verrait *in fine* son GNL en cuve être regazéifié et émis sur le réseau de transport. Dans un tel cas, sur la période concernée, la CRE considère indispensable que l'expéditeur se voie allouer par GRTgaz les capacités quotidiennes au PITTM nécessaires à l'émission de ce gaz sur le réseau de transport, et acquitte les coûts liés à la sollicitation des infrastructures de regazéification. De même, un expéditeur qui modifierait son usage pour finalement émettre son GNL sur le réseau de transport devrait être alloué, a posteriori, d'une capacité de regazéification.

A ce stade la CRE est favorable à cette proposition de redéfinition de la capacité de regazéification, sous réserve qu'une émission du GNL sur le réseau de transport donne bien systématiquement lieu à l'allocation d'une capacité de regazéification.

Question 26 Etes-vous favorable à une redéfinition de la capacité de regazéification au terminal selon les modalités envisagées par Elengy ?

6.2.5 Rebours au PITTM

A l'occasion de la nouvelle période tarifaire ATTM6, Elengy propose de mettre à disposition de tous les acteurs un service commercial de rebours virtuel interruptible au PITTM (Point d'Interface Transport Terminaux Méthaniers).

Actuellement, dans chaque terminal, l'opérateur met à disposition des expéditeurs disposant de GNL en cuve et émettant du gaz sur le réseau de transport (selon un profil notifié par l'opérateur) un service de flexibilité intrajournalière, permettant à ces acteurs de moduler leurs émissions du jour à la hausse ou à la baisse s'ils le souhaitent et si les conditions du terminal le permettent. Les débits en jeu sont restreints (de l'ordre d'une dizaine de

GWh/j) et la disponibilité aléatoire car dépendante des contraintes physiques de stockage et du programme de déchargement du terminal. Par ailleurs, au terminal de Fos Cavaou, un service de flexibilité intra-journalière interruptible est offert par Fosmax LNG à GRTgaz, permettant à GRTgaz de solliciter de la flexibilité intra-journalière, à la hausse comme à la baisse, si le réseau de transport de gaz le nécessite. Le recours à ce service impacte alors les nominations des expéditeurs présents en cuve.

Elengy propose de ne plus restreindre la mise à disposition de ces flexibilités aux seuls acteurs disposant de GNL en cuve et émettant sur le réseau de transport, mais de l'offrir à tout acteur intéressé *via* un service commercial de « rebours au PITTM ». Les modalités proposées pour ce service sont les suivantes :

- les quantités rebours seraient allouées dans le cadre du guichet d'allocation de la flexibilité intra-journalière, après allocation éventuelle des clients émettant sur le réseau de transport. Priorité serait laissée aux acteurs disposant de GNL en cuve et émettant sur le réseau de transport ;
- le GNL mis en cuve *via* le rebours virtuel au PITTM ouvrirait les mêmes droits et obligations que pour tout client présent dans le stockage mutualisé : il pourrait être émis progressivement sur le réseau de transport (les volumes alloués *via* le rebours font partie du calcul du ratio d'émission), intégrer un stockage dédié ou bien être utilisé pour des activités dites de « petit GNL » (chargement de citernes ou de microméthaniers) ;
- les utilisateurs du rebours paieraient la capacité de sortie du réseau à GRTgaz (tarif PITTM rebours). Par ailleurs, le service deviendrait également payant auprès d'Elengy lorsque sur un mois donné les quantités allouées en rebours et les quantités déchargées sont supérieures à la quantité déchargée contractuelle (QDC) de l'expéditeur concerné. Le prix correspondrait alors au terme de quantité déchargée (TQD, entre 0,735 €/MWh à Montoir et 1,343 €/MWh à Fos Cavaou dans le tarif actuel). Ainsi une fois déchargé de manière « classique » ou virtuellement récupéré *via* le rebours au PITTM, la mise en cuve du GNL aurait un coût similaire (le TQD).

Analyse de la CRE

La CRE considère comme essentiel pour un terminal d'offrir toute la flexibilité journalière disponible aux expéditeurs possédant du GNL en cuve et émettant sur le réseau de transport, dans la mesure où les utilisateurs ne sont pas maîtres du profil d'émission qui leur a été notifié.

La CRE considère en revanche plus contestable d'ouvrir l'accès à cette flexibilité à l'ensemble des expéditeurs actifs sur le réseau de transport.

En effet, la CRE constate que ces flexibilités seraient disponibles lorsque le GNL a le plus de valeur pour le marché français aval : faible programmation de déchargements de navires et expéditeurs émettant du GNL regazéifié sur le réseau de transport ne souhaitant pas moduler leurs émissions à la baisse. La CRE rappelle que les terminaux méthaniers jouent un rôle primordial en matière de sécurité d'approvisionnement et de prévention des congestions dans les réseaux de transport de gaz. Bien que les volumes en jeu soient faibles à ce stade, le dispositif proposé reviendrait à prioriser les activités « petit GNL » du terminal par rapport à la contribution des terminaux méthaniers à la sécurité d'approvisionnement. La CRE a au contraire toujours veillé à ce que le développement de nouveaux services dans les terminaux ne se fasse pas au détriment des acteurs qui déchargent et émettent sur le réseau.

La CRE est donc défavorable au service de rebours virtuel au PITTM proposé par Elengy.

Question 27 Etes-vous favorable à l'instauration d'un service de rebours virtuel au PITTM selon les modalités envisagées par Elengy ?

7. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1** Etes-vous favorable, comme la CRE, à la non-régulation de l'activité de chargement de micro-méthaniers ?
- Question 2** Etes-vous favorable aux principes d'affectation des charges entre les services régulés et non régulés tels qu'envisagés par la CRE ?
- Question 3** Etes-vous favorable à la limitation à 20 ans de la durée d'amortissement des actifs de Montoir et Fos Cavaou mis en service à partir de 2011 ?
- Question 4** Etes-vous favorable à l'adaptation de la prime spécifique telle qu'envisagée par la CRE ?
- Question 5** Etes-vous favorable aux évolutions du fonctionnement du CRCP que la CRE envisage pour le tarif ATTM6 ?
- Question 6** Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATTM6 ?
- Question 7** Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 ?
- Question 8** Etes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements envisagés par la CRE pour le tarif ATTM6 ?
- Question 9** Etes-vous favorable au dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 concernant l'introduction d'indicateurs relatifs aux deux enjeux prioritaires que sont l'impact des programmes de maintenance sur la disponibilité des sites et au suivi des émissions de gaz à effet de serre et de fuites de méthane ?
- Question 10** Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATTM6 ?
- Question 11** Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE concernant les charges d'exploitation des terminaux méthaniers ?
- Question 12** Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Montoir-de-Bretagne ?
- Question 13** Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Fos Tonkin ?
- Question 14** Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges prévisionnelles du terminal de Fos Cavaou ?
- Question 15** Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant le taux de rémunération de l'ATTM6 ?
- Question 16** Avez-vous des remarques concernant les dépenses d'investissements envisagées par Elengy sur la période 2021-2024 ?
- Question 17** Avez-vous d'autres remarques concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATTM6 pour Elengy ?
- Question 18** Avez-vous des remarques concernant les hypothèses de souscriptions prévisionnelles d'Elengy sur la période 2021-2024 ?
- Question 19** Etes-vous favorable au maintien de la structure tarifaire actuellement en vigueur ?
- Question 20** Etes-vous favorable à la proposition d'Elengy de supprimer le rabais pour le tarif *spot*, conjointement à la création d'un tarif *spot* unique entre les différents terminaux régulés ?
- Question 21** Etes-vous favorable à la reconduction des modalités des services de déchargement intégré proposés par les terminaux régulés ?
- Question 22** Etes-vous favorable au maintien de la liste des services selon les modalités existantes ?
- Question 23** Etes-vous favorable à la réservation trimestrielle de capacités, selon les modalités envisagées par les opérateurs ?
- Question 24** Etes-vous favorable aux dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique selon les modalités proposées par Elengy ?
- Question 25** Etes-vous favorable au service de prolongation d'inventaire en M+2, avec une tarification similaire à celle du dispositif de stockage spécifique ?
- Question 26** Etes-vous favorable à une redéfinition de la capacité de regazéification au terminal selon les modalités envisagées par Elengy ?
- Question 27** Etes-vous favorable à l'instauration d'un service de rebours virtuel au PITTM selon les modalités envisagées par Elengy ?