



DELIBERATION N° 2020-292

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 décembre 2020 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

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, entrera en vigueur le 1^{er} avril 2021.

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. 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). Par ailleurs, les capacités du terminal de Fos Cavaou (100 TWh) sont souscrites à 87 % jusqu'en 2030.

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 importe la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont donc 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. C'est en particulier le cas du terminal de Montoir qui atteint l'âge de 40 ans en 2020 et qui est fortement sollicité. Le tarif ATTM6 prend en compte l'augmentation des besoins de maintenance à Montoir.

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 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.

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

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 -11,5 % pour Montoir, de -23,1 % pour Fos Tonkin et de +5,9 % pour Fos Cavaou.

Ces évolutions résultent notamment de 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 de l'augmentation des souscriptions de capacités à Montoir. S'agissant de Fos Tonkin, la baisse est également liée à l'amortissement complet de l'infrastructure à fin 2020 et à la réduction de son activité à partir de 2021.

S'agissant des charges d'exploitation, la CRE juge les trajectoires de charges d'exploitation demandées par Elengy trop élevées au regard 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.

Dans la trajectoire de charges d'exploitation qu'elle retient pour la période ATTM6, la CRE a retenu les demandes d'Elengy relatives aux effectifs et à la maintenance sur les actifs vieillissants. Elle rappelle l'intérêt croissant de la maintenance préventive permettant d'éviter des réinvestissements coûteux dans les actifs et limitant à terme le risque de coûts échoués. La CRE limite néanmoins la hausse des charges nettes d'exploitation d'Elengy sur d'autres postes, comme les frais généraux, les loyers et redevances ou les charges d'énergie. Enfin, le PLF 2021 prévoit, de manière pérenne, une baisse importante des impôts et taxes de production qui viendront réduire les charges d'Elengy, la CRE prend en compte ces effets.

Par ailleurs, la CRE juge que certaines charges sont incorrectement réparties entre les différents terminaux et elle corrige cette répartition dans sa décision.

La CRE rappelle que l'ensemble des investissements, notamment de maintenance et de remplacement, sont pris en compte via le CRCP.

La CRE retient 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 maintient le niveau de cette prime à 200 points de base, sauf pour l'ensemble des nouveaux actifs du terminal de Montoir. Dans ce terminal, la durée d'amortissement des nouveaux actifs ne pourra désormais pas excéder 20 ans. Compte tenu de la réduction des risques de coûts échoués qui en découle, la prime spécifique applicable à l'ensemble de ces nouveaux actifs est fixée à 150 points de base.

Enfin, le tarif ATTM6 prend en compte, dans les coûts de construction du terminal de Fos Cavaou, les conséquences de la conclusion de la procédure juridique qui opposait Fosmax LNG au constructeur STS.

L'évolution en euros courants entre le revenu autorisé moyen de la période ATTM5 et ATTM6 sera de -16,5 % pour Montoir, -62,0 % 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 -1,5 % pour Fos Cavaou.

Compte tenu des prévisions de souscriptions de capacités, le tarif unitaire ATTM6 évoluera au 1^{er} avril 2021 de -24,7 % pour Montoir, -24,2 % pour Fos Tonkin et +0,1 % pour Fos Cavaou.

Cadre applicable à l'activité de soutage de microméthanier

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 retient la demande d'Elengy de sortir du périmètre régulé l'activité de rechargement des microméthaniers (navires d'une capacité inférieure à 40 000 m³).

Cadre de régulation tarifaire

La CRE décide de 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 incitative qui s'appliquait à ce type de projet. De plus, la CRE considère important d'inciter les opérateurs à la maîtrise des coûts de réalisation de leurs grands projets, et introduit dans le tarif ATTM6 une régulation incitative sur les coûts pour les projets d'un budget supérieur à 10 M€.

Enfin, la CRE introduit dans le tarif ATTM6 un dispositif d'incitation à la qualité de service concernant deux thématiques prioritaires : le respect des programmes de maintenance, et l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et de méthane).

Structure tarifaire et offre

La CRE retient une structure tarifaire en continuité avec celle du tarif précédent.

Le tarif ATTM6 reprend les services existants actuellement et qui donnent globalement satisfaction aux utilisateurs des terminaux méthaniers. La CRE introduit en outre dans ce tarif plusieurs évolutions 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 : introduction d'une réservation de capacités au sein d'un trimestre donné, commercialisation de stockage dédié et spécifique ;
- et d'autre part, prendre en compte l'essor des nouvelles activités (rechargement de microméthaniers, chargement de camions) : introduction de flexibilités de stockage adaptées à leurs besoins spécifiques.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

SOMMAIRE

1. COMPETENCES ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	8
1.1 COMPETENCES DE LA CRE	8
1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	8
2. REPARTITION DES COUTS ENTRE ACTIVITES REGULEES ET NON REGULEES.....	8
2.1 PRESENTATION DES DIFFERENTS SERVICES.....	8
2.2 NON-REGULATION DU SERVICE DE CHARGEMENT DE MICROMETHANIERS	9
2.3 PRINCIPE ET METHODE D'AFFECTATION DES CHARGES.....	9
3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	10
3.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	10
3.1.1 Un tarif individuel par site	10
3.1.2 Détermination du revenu autorisé.....	10
3.1.2.1 Charges nettes d'exploitation.....	10
3.1.2.2 Charges de capital normatives.....	11
3.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	11
3.1.3.1 Modalités de calcul du taux de rémunération	11
3.1.3.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)	11
3.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours	12
3.1.3.4 Amortissement des actifs mis en service	12
3.1.3.5 Traitement des coûts échoués	14
3.1.4 Principe du CRCP	14
3.2 CALENDRIER TARIFAIRE.....	14
3.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans.....	14
3.2.2 Principes de l'évolution bisannuelle du tarif	15
3.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N.....	15
3.2.4 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du CRCP	16
3.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS.....	16
3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	16
3.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation.....	16
3.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes.....	16
3.3.2 Régulation incitative des investissements.....	17
3.3.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 10 M€.....	17
3.3.2.2 Suppression de l'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités de gazéification.....	18
3.3.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »	18
3.4 REGULATION INCITATIVE A LA QUALITE DE SERVICE	19
3.4.1 Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance des terminaux méthaniers régulés	19
3.4.2 Indicateurs relatifs à l'environnement.....	20
3.5 REGULATION INCITATIVE APPLICABLE A LA RECHERCHE, AU DEVELOPPEMENT ET A L'INNOVATION (R&D&I)	20
3.6 CADRE DE REGULATION RELATIF A LA MAINTENANCE DU TERMINAL DE MONTOIR.....	20
3.7 CADRE DE REGULATION RELATIF AU PROGRAMME BIOPOLYMERES DE FOS CAVAOU.....	21
4. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES	21

4.1 DEMANDE TARIFAIRE ET PRINCIPAUX ENJEUX	21
4.2 REPARTITION DES CHARGES INDIRECTES	21
4.2.1 Répartition des charges indirectes régulées entre terminaux méthaniers.....	21
4.2.2 Répartition des charges entre activités régulée et non régulée	22
4.3 TRAITEMENT DU LITIGE STS	22
4.4 CHARGES D'EXPLOITATION.....	23
4.4.1 Demande d'Elengy.....	23
4.4.2 Enjeux identifiés par la CRE	24
4.4.3 Approche d'analyse retenue	25
4.4.4 Analyse de la CRE	25
4.4.4.1 Résultats de l'audit externe et des ajustements complémentaires de la CRE	26
4.4.4.2 Synthèse de l'analyse de la CRE	31
4.5 COUT MOYEN PONDERE DU CAPITAL.....	34
4.5.1 Demande d'Elengy.....	34
4.5.2 Taux de rémunération retenu	34
4.6 INVESTISSEMENTS, BAR ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	34
4.6.1 Trajectoire de charges de capital « hors infrastructures » d'Elengy.....	35
4.6.2 Montoir-de-Bretagne.....	35
4.6.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissement	35
4.6.2.2 Trajectoire des charges de capital	35
4.6.3 Fos Tonkin	36
4.6.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissement	36
4.6.3.2 Trajectoire des charges de capital	36
4.6.4 Fos Cavaou.....	37
4.6.4.1 Trajectoire des dépenses d'investissement	37
4.6.4.2 Trajectoire des charges de capital	37
4.7 CRCP AU 31 DECEMBRE 2020	38
4.7.1 Montoir-de-Bretagne.....	38
4.7.2 Fos Tonkin	39
4.7.3 Fos Cavaou.....	39
4.8 REVENU AUTORISE SUR LA PERIODE 2021-2024.....	40
4.8.1 Montoir-de-Bretagne.....	40
4.8.2 Fos Tonkin	41
4.8.3 Fos Cavaou.....	41
4.9 SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES PREVISIONNELLES	41
4.9.1 Demande d'Elengy.....	41
4.9.2 Analyse de la CRE	41
4.10TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES.....	42
5. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES ET SERVICES OFFERTS	43
5.1 CONTINUITE DE LA STRUCTURE EXISTANTE.....	43
5.2 SERVICES PROPOSES AUX TERMINAUX.....	43
5.2.1 Service de déchargement intégré.....	43
5.2.1.1 Offre de déchargement intégrée	43

5.2.1.2 Service spot	44
5.2.2 Service de rechargement de navires	44
5.2.3 Services et mécanismes annexes	44
5.2.3.1 Compte de souscription	45
5.2.3.2 Pooling	45
5.2.4 Evolutions des services proposés.....	45
5.2.4.1 Réservation trimestrielle pour l'année N+1	45
5.2.4.2 Commercialisation de stockage spécifique	46
5.2.4.3 Prolongation de l'inventaire en M+2 pour les activités <i>small-scale</i>	47
5.2.5 Déchargement sans regazéification	48
5.2.6 Rebours au PITTM.....	48
6. TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES REGULES	49
6.1 OBLIGATION DE PAIEMENT DES CAPACITES SOUSCRITES (<i>SHIP-OR PAY</i>)	49
6.2 SERVICES PROPOSES AUX TERMINAUX.....	49
6.2.1 Service de déchargement intégré.....	49
6.2.1.1 Service de base	49
6.2.1.2 Réservation d'un trimestre pour l'année N+1.....	50
6.2.1.3 Service spot	50
6.2.1.4 Option bandeau	50
6.2.1.5 Services de stockage dédié et spécifique.....	50
6.2.1.6 Prolongation d'inventaire en M+2 pour les activités de GNL de détail (<i>small-scale</i>)	51
6.2.2 Mécanismes relatifs à la programmation.....	52
6.2.2.1 Obligation de respect de la programmation	52
6.2.2.2 Programmation mensuelle	52
6.2.2.3 Relâchement de capacité	52
6.2.2.4 « Use it or lose it »	52
6.2.2.5 Compte de souscription	52
6.2.2.6 Pooling	53
6.2.3 Autres services régulés	53
6.2.3.1 Service de rechargement de cargaisons.....	53
6.2.3.2 Point d'échange de GNL en cuve	53
6.2.3.3 Marché secondaire des capacités de regazéification	53
6.2.3.4 Prestations spécifiques.....	53
6.2.4 Services non régulés	54
6.2.4.1 Transbordement.....	54
6.2.4.2 Chargement de camions-citernes	54
6.2.4.3 Chargement de microméthaniers.....	54
6.3 AUTRES DISPOSITIONS COMMUNES AUX TERMINAUX.....	54
6.3.1 Prélèvement de gaz en nature	54
6.3.2 Gestion des périodes d'arrêt des émissions.....	54
6.3.3 Modalités de partage de cargaison	54
6.4 GRILLES TARIFAIRES DES TERMINAUX.....	55
6.4.1 Définition des termes tarifaires	55
6.4.2 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.....	55

6.4.3 Grille tarifaire de Montoir au 1 ^{er} avril 2021	55
6.4.4 Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1 ^{er} avril 2021	56
6.4.5 Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1 ^{er} avril 2021.....	56
DECISION.....	58
ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE	59
1. GRILLE TARIFAIRE DE MONTOIR AU 1 ^{ER} AVRIL 2021.....	59
2. GRILLE TARIFAIRE DE FOS TONKIN AU 1 ^{ER} AVRIL 2021	59
3. GRILLE TARIFAIRE DE FOS CAVAOU AU 1 ^{ER} AVRIL 2021	60
ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE	61
ANNEXE 3 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR BISANUELLE DU TARIF.....	64

1. COMPETENCES ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

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. 452-1-2, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1-2 prévoit notamment « les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, y compris des installations fournissant des services auxiliaires et de flexibilité, les conditions commerciales d'utilisation de ces installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les exploitants desdites installations, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces exploitants, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un exploitant d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service ».

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. [...] ». La délibération de la CRE peut prévoir « un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ».

Ce même article dispose que « la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ». En l'espèce, la CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique spécifiques aux terminaux méthaniers.

Enfin, l'article L. 452-3 dispose également que la CRE « procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie ».

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, et fixe le tarif dit « ATTM6 ».

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé deux consultations publiques, publiées en français et en anglais, avant de prendre le présent projet de décision :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la seconde consultation, en date du 30 juillet 2020, interrogeait les parties intéressées sur les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant, la structure et l'offre des terminaux méthaniers. 16 réponses ont été reçues, dont 4 expéditeurs, 6 opérateurs d'infrastructures et 6 associations professionnelles et syndicats.

Les réponses non confidentielles à ces deux consultations publiques sont publiées sur le site de la CRE.

La CRE a en outre, dans le cadre des travaux préparatoires à la présente délibération, auditionné Elengy, ainsi que de ses actionnaires.

2. REPARTITION DES COÛTS ENTRE ACTIVITES REGULEES ET NON REGULEES

2.1 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.

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, ou chargé dans des camions-citernes pour approvisionner le marché de détail (GNL porté).

Par ailleurs, le GNL peut être chargé sur des microméthaniers (navires d'une capacité inférieure à 40 000 m³), dont la fonction principale est l'activité de « soutage », c'est-à-dire l'approvisionnement en carburant des 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 ATTM6, 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 ;
- un ensemble d'autres prestations spécifiques faisant partie de l'activité courante du terminal (homologation des navires, mise en froid...).

Les services non régulés comprennent :

- le transbordement ;
- le chargement de camions-citernes ;
- le chargement de microméthaniers ≤ 40 000 m³ (cf. partie 2.2).

2.2 Non-régulation du service de chargement de microméthaniers

Depuis fin 2018, un service de chargement de microméthaniers (capacité inférieure à 40 000 m³, soit environ 280 GWh) est proposé par Elengy à Fos Cavaou. Elengy a développé l'activité malgré un appel au marché non fructueux en 2018, en anticipant son essor futur du fait notamment de l'évolution des réglementations environnementales. Dans ce cadre, de plus en plus de navires de différents types (porte-conteneurs, croisières, ferries...) utiliseront le GNL comme carburant à l'avenir.

Dans son dossier tarifaire, Elengy a demandé que le chargement de microméthaniers ne soit plus considéré comme une activité régulée à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATTM6, en indiquant 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.

Par ailleurs, le marché de l'avitaillement en GNL est fortement concurrentiel, notamment en Méditerranée. Compte tenu de cet environnement, Elengy souhaite disposer de marges de manœuvre dans l'établissement de son offre commerciale et dans le développement d'actifs dédiés.

Dans sa consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE s'est montrée favorable à cette demande, considérant notamment que le service de chargement de microméthaniers n'utilise pas les installations pour regazéifier le GNL et l'émettre sur le réseau de transport.

Les répondants à la consultation publique sont unanimement favorables à la non-régulation du service de chargement de microméthaniers, considérant que cette évolution apportera à Elengy de la souplesse pour adapter son offre aux besoins du marché. Plusieurs contributeurs ont indiqué qu'il sera nécessaire de veiller à l'absence de subventions croisées entre les activités régulées et non régulées en cas de non-régulation de ce service.

En conséquence, à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATTM6, ce service ne fait plus partie du périmètre régulé.

Comme c'est le cas pour les services non régulés de transbordement et de chargement de camions-citernes, le service de chargement de microméthaniers utilise des moyens communs du terminal dans leur configuration actuelle, en particulier l'apportement. La fourniture d'un service de chargement de microméthaniers dans un cadre non régulé est donc 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 microméthaniers aux utilisateurs de ce dernier.

2.3 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. Le tarif ATTM5 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 et auditées par la CRE. Cette utilisation est ainsi acquittée par le paiement d'une contribution unitaire reversée par EHE au tarif régulé.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 30 juillet 2020 envisager de reconduire ces principes dans le cadre de l'ATTM6.

Les contributeurs à la consultation publique se sont majoritairement déclarés favorables aux propositions de la CRE. La CRE retient ces principes, dans la continuité du tarif ATTM5.

L'activité de soutage est encore inexistante à Fos Cavaou et son impact restera marginal sur les coûts communs du terminal pendant la période ATTM6. En conséquence la CRE retient des modalités transitoires de contribution de ce service pour le tarif ATTM6. Cette contribution évoluera progressivement en fonction du chiffre d'affaires effectivement réalisé par Elengy sur cette activité.

3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

3.1 Grands principes tarifaires

L'élaboration du tarif ATTM6 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des terminaux méthaniers et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs infrastructures respectives.

Le tarif ATTM6 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier des opérateurs et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager les opérateurs à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

3.1.1 Un tarif individuel par site

Le tarif ATTM3² entré en vigueur le 1^{er} avril 2010 a introduit le principe d'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 reconduit ce principe pour le tarif ATTM6.

3.1.2 Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de chaque terminal méthanier sur la période 2021-2024. Le revenu autorisé couvre les coûts des opérateurs sur une base calendaire 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) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles 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.

3.1.2.1 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 et les produits extratarifaires 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.

² Délibération de la CRE du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers

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. 452-1-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur de terminaux méthaniers efficace.

3.1.2.2 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.

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

3.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements

3.1.3.1 Modalités de calcul du taux de rémunération

En l'absence d'opérateurs de terminaux méthaniers régulés cotés, la CRE utilise une approche indirecte pour définir le taux de rémunération de l'activité.

Pour cela, la CRE estime tout d'abord le taux de rémunération de l'activité de gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel. Cette activité a une nature économique proche de celle de l'activité d'opérateur de terminaux méthaniers et est exercée par des entreprises cotées.

La méthode retenue pour évaluer ce taux de rémunération est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il aurait pu obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « Modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE procède ensuite à un ajustement du taux de rémunération de l'activité des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel sur la base de considérations économiques et financières : elle majore ce taux d'une prime spécifique liée à l'activité d'opérateur de terminal méthanier régulé, en particulier le risque commercial accru auquel ces opérateurs font face et donc le risque, accru pour ces opérateurs, de sous-recouvrement des capitaux investis à long terme.

La prime appliquée au CMPC du transport de gaz s'applique uniquement aux actifs exploités sur les sites des terminaux méthaniers.

3.1.3.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)

Pour les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir, la CRE a procédé à une réévaluation au 31 décembre 2002 de la valeur historique des actifs de l'opérateur, sur la base d'une méthode de type « coûts courants économiques » comparable à celle utilisée pour les actifs de transport par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Ainsi, les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand » ;
- ces valeurs brutes réévaluées sont ensuite amorties linéairement sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs. Les actifs sont réputés mis en service au 1^{er} juillet de l'année.

Pour le terminal de Fos Cavaou, la BAR initiale a été établie en tenant compte des investissements majorés des charges d'exploitation et des coûts financiers antérieurs à la mise en service du terminal. La date retenue de mise en service du terminal pour le tarif est la date réelle de mise en service, soit le 1^{er} avril 2010.

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2020 pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir et entre 1^{er} avril 2010 et le 31 décembre 2020 pour le terminal de Fos Cavaou sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2021 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par Elengy et Fosmax LNG.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin. Seuls les actifs en service sont intégrés dans la BAR.

Une fois intégrés dans la BAR, la valeur des actifs est actualisée selon la méthode suivante :

- les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. Jusqu'en 2015, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 641194 des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France. A partir de 2016, et à la suite de l'arrêt de la publication par l'INSEE de cet indice, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France ;
- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date.

3.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Le tarif ATTM6 reconduit le principe de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) à l'équivalent en base nominale du coût de la dette avant impôt (augmenté de la prime spécifique GNL), en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

Le montant de ces IEC est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1^{er} janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses d'investissements et des mises en service d'actifs effectuées au cours de l'année.

3.1.3.4 Amortissement des actifs mis en service

Dans le tarif ATTM5, 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 a considéré 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). De plus, Elengy a considéré que des durées d'amortissements les plus longues ne sont plus en phase avec les engagements de souscription, ces derniers ne dépassant pas 20 ans, voire parfois 10 ans.

Dans ce contexte, Elengy a considéré pertinent de retenir une approche prudente en ce qui concerne les modalités d'amortissement des actifs afin de limiter le risque de coûts échoués et a demandé 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 a proposé ainsi que :

- la durée d'amortissement des investissements mis en service à partir de 2021 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.

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.

Dans sa consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE s'était prononcée favorablement sur la demande d'Elengy, l'approche proposée correspondant à celle d'un opérateur prudent et permettant de réduire le risque de coûts échoués à long terme. Cependant, la CRE avait constaté 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. Elengy supporte donc un risque moins élevé de coûts échoués.

La CRE avait donc considéré que le niveau de prime spécifique devait être adapté pour prendre en compte cette réduction du risque. Elle avait envisagé que les investissements concernés par le raccourcissement de la durée d'amortissement se voient appliquer une prime à un niveau compris entre 100 et 125 points de base.

Les réponses à la consultation publique ont été partagées concernant la proposition de raccourcir la durée d'amortissement. Si la majorité des acteurs partage la volonté de réduire le risque de coûts échoués, certains s'interrogent sur la pertinence de cette évolution pour les actifs déjà mis en service. En effet, ces investissements ont été engagés avant l'annonce des orientations de transition énergétique sur le mix énergétique français et consentis dans l'optique de construction d'infrastructures nécessaires à la satisfaction des besoins et de la sécurité d'approvisionnement.

De son côté, Elengy a retiré sa demande concernant les investissements décidés entre 2011 et 2020 et souhaite que seuls les nouveaux investissements à Montoir et Fos Cavaou soient concernés par la réduction de la durée d'amortissement.

La CRE maintient son analyse favorable à la réduction de la durée d'amortissement de certains actifs, celle-ci correspondant à un comportement d'opérateur prudent et permettant de réduire les risques de coûts échoués à moyen terme, en particulier dans le contexte des investissements majeurs de rénovation prévus pour la période ATTM6 sur le terminal de Montoir. Toutefois, la CRE est également vigilante à préserver dans le temps la stabilité du cadre de rémunération mis en place et considère pertinent de maintenir dans la durée celui qui prévalait lors de la prise de décision sur ces investissements. En conséquence, sur le terminal de Montoir, seules les durées d'amortissement des nouveaux actifs qui entreront en service à compter de 2021 seront raccourcies à 20 ans maximum.

Le terminal de Fos Cavaou est dans une situation différente : le terminal est en activité depuis seulement une dizaine d'années, et les investissements prévus sur la période ATTM6 auront des durées d'amortissement inférieures ou égales à 20 ans. En conséquence, la CRE considère que la question de la réduction de la durée d'amortissement pourra être examinée ultérieurement, en fonction, le cas échéant à l'avenir, de l'émergence de besoins d'investissements majeurs sur le terminal de Fos Cavaou.

En conséquence, les actifs mis en service à compter de 2021 à Montoir auront une durée d'amortissement limitée à 20 ans (cf. tableau ci-dessous).

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

En outre, Elengy a réitéré sa demande de maintien de la prime de 200 points de base pour tous ses actifs, considérant que la réduction de la prime associée à l'accélération des amortissements n'est pas justifiée et qu'il supporte des risques au-delà de ceux couverts par la prime de 200 points de base.

La CRE maintient son analyse s'agissant de la réduction de la prime de rémunération associée à cette évolution de la durée d'amortissement pour le terminal de Montoir, compte tenu de la baisse du risque de coûts échoués qu'elle permet. Elle retient en conséquence un niveau de prime spécifique réduit à 150 points de base pour l'ensemble des investissements du terminal de Montoir qui entreront en service à compter du 1^{er} janvier 2021.

3.1.3.5 Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

La couverture des coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

3.1.4 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 3.3.1.2). 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'éventuels 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 révision intermédiaire (tous les deux ans), au travers d'une diminution ou d'une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif.

Les autres tarifs d'infrastructures (TURPE en électricité, ATRD, ATRT en gaz) comportent également un CRCP, dont le mode d'apurement est différent : il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement limitée à +/- 2 % ; en cas d'atteinte du plafond, le solde non apuré est reporté à l'année suivante. En fin de période tarifaire, le solde total du CRCP est pris en compte dans le revenu autorisé de la période tarifaire suivante.

Dans sa consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE a proposé 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, le solde du CRCP serait apuré dans la limite de +/- 3 %.

Les contributeurs se sont montrés favorables à l'harmonisation de la méthode d'apurement du CRCP et ont considéré, comme la CRE, que cette méthode d'apurement devait prendre en compte les spécificités des terminaux méthaniers.

Pour le tarif ATTM6, le solde du CRCP sera calculé au 31 décembre chaque année. Pour chaque terminal, le solde du CRCP sera apuré sur une durée de deux ans, dans la limite d'une évolution tarifaire associée à cet apurement de +/- 3 %.

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'appliquera au solde du CRCP (1,7%).

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.

3.2 Calendrier tarifaire

3.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans

Le tarif ATTM6 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} avril 2021. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2021 à 2024. Il évoluera à mi-période, au 1^{er} avril 2023.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle

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.

Par ailleurs, le tarif ATTM6 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par Elengy au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2023 et 2024) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATTM6 se trouve modifié d'au moins 1 %.

3.2.2 Principes de l'évolution bisannuelle du tarif

La CRE reconduit le principe d'évolution tarifaire à mi-période, introduit depuis le tarif ATTM4 entré en vigueur en 2013. Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers évoluera au 1^{er} avril 2023, selon les principes suivants :

- 1) les termes tarifaires variables de chaque terminal s'ajusteront automatiquement au 1^{er} avril 2023, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires variables 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, au taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement 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 sera remise à jour pour les postes suivants :
 - o charges d'énergie et quotas de CO₂ ;
 - o recettes de souscriptions ;
 - o charges de R&D.
 - 3) en outre, la CRE pourra prendre en compte, lors de l'évolution intermédiaire du tarif ATTM6, des évolutions liées notamment :
 - o à des modifications de l'offre des opérateurs ;
 - o aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

3.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N

Le solde global du CRCP est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est donc égal au montant à verser ou à déduire du CRCP (i) au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), et (ii) au titre des deux années précédentes, par comparaison entre les charges et recettes réalisées et l'estimation qui en avait été faite deux ans plus tôt (dit CRCP définitif), auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2020 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATTM6 apuré sur les 4 ans du tarif et est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2021.

Les écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2020 seront pris en compte lors de la mise à jour intermédiaire du 1^{er} avril 2023. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération de mise à jour du tarif ATTM5 du 15 novembre 2018³.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis au 3.1.1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATTM6 sont fixées au 3.3.1.2 de la présente délibération.

³ Délibération de la CRE du 15 novembre 2018 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié au 1^{er} avril 2019

3.2.4 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du CRCP

L'évolution du niveau tarifaire à mi-période prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année N+1, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Le coefficient k est plafonné à +/- 3 %.

Le coefficient k est déterminé de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite du plafonnement des coefficients k, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour pour les années N et N+1 (cf. annexe 3 de la délibération) ;
- l'apurement prévisionnel du solde CRCP, sur les années N et N+1.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les souscriptions prévisionnelles considérées dans la présente délibération.

3.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

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

Le tarif ATTM5 prévoit 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 2019 et du 30 juillet 2020, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATTM6.

Ainsi, à l'exception de certaines évolutions sur les natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au paragraphe 3.3.1.2 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période ATTM6 restera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

3.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

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 3.1.4 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le 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.

Sur ce fondement, la CRE a consulté sur le périmètre du CRCP à retenir pour le tarif ATTM6, dans la consultation publique du 30 juillet 2020. Les participants à la consultation sont globalement favorables au périmètre qui a été proposé.

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

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, *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 méthaniers 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 3.3.2.3) 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 % ;
- le poste des coûts et recettes associés aux services non régulés, couvert à 100 %.

Par ailleurs, la présente délibération introduit :

- 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 3.5 de la présente délibération ;
- un poste concernant la trajectoire de maintenance de Montoir : le traitement particulier est détaillé au paragraphe 3.6 de la présente délibération ;
- un poste concernant la trajectoire de biopolymères de Fos Cavaou : le traitement particulier est détaillé au paragraphe 3.7 de la présente délibération.

Enfin, la présente délibération modifie :

- le taux de couverture des charges d'électricité et de CO₂, dont les écarts sont couverts aujourd'hui à 90 %. Pour inciter plus les opérateurs à la maîtrise de ces charges, le taux de couverture est réduit à 80 % sur les écarts constatés entre le prévisionnel et le réalisé. Ce traitement est similaire aux tarifs ATRT7 et ATS2.

3.3.2 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 de prévenir le risque de coûts échoués.

3.3.2.1 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 pas trouvé à s'appliquer dans le cadre de l'ATTM5.

Les tarifs de transport d'électricité et de gaz en vigueur prévoient que les projets concernés font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et qu'un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité autour du budget-cible.

La CRE a présenté sa proposition d'étendre ce dispositif aux terminaux méthaniers régulés dans sa consultation publique du 30 juillet 2020. La majorité des contributeurs se sont exprimés en faveur de cette extension.

Au vu du bilan positif du dispositif, la CRE harmonise 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 sera prise à compter de l'entrée en vigueur de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 10 M€ :

- préalablement à l'engagement, par l'opérateur, des dépenses de réalisation, la CRE fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur, l'actif entrera 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 sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, l'opérateur bénéficiera 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 supportera 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 concernés seraient :

- la rénovation de l'appontement ;
- la mise en conformité réglementaire des regazéificateurs ;
- le programme rénovation électrique et contrôle commandes.

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.

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

Depuis, le tarif ATM3, le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers prévoyait un mécanisme d'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités de regazéification. Ce mécanisme n'a pas été appliqué au cours du tarif ATM5.

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 a proposé dans la consultation de supprimer ce dispositif dans le tarif ATM6. La majorité des contributeurs partagent l'analyse de la CRE.

La CRE décide donc la suppression de l'incitation au développement de nouvelles capacités de regazéification dans le tarif ATM6.

3.3.2.3 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).

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 a présenté sa proposition d'étendre ce dispositif aux terminaux méthaniers régulés dans sa consultation publique du 30 juillet 2020. La majorité des contributeurs se sont exprimés en faveur de cette extension.

La CRE introduit dans le tarif ATTM6 un mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements hors infrastructures similaire à celui du tarif de transport. 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, le périmètre incité sera limité 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.

3.4 Régulation incitative à la qualité de service

Dans le tarif ATTM5, 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 a ainsi proposé d'introduire des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance d'une part, et à l'environnement d'autre part.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché se sont montrés globalement favorables à l'introduction d'indicateurs de régulation incitative. Un expéditeur s'est en particulier déclaré très intéressé par les indicateurs relatifs à la maintenance, les opérations de maintenance devant pénaliser le moins possible les utilisateurs des terminaux.

Un autre expéditeur s'interroge sur l'efficacité du dispositif dès lors que les indicateurs ne sont pas incités financièrement.

La CRE décide 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, notamment les modalités de calcul et de fréquence de publication des indicateurs ainsi que les objectifs associés.

Les nouveaux indicateurs introduits dans le tarif ATTM6 ne sont pas incités financièrement à compter du début de la période tarifaire mais pourront l'être dans le cadre de la mise à jour tarifaire bisannuelle.

Par ailleurs, les résultats de ces indicateurs seront rendus disponibles sur les sites internet des opérateurs pour les utilisateurs des terminaux, accompagnés d'un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles.

3.4.1 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, le tarif ATTM6 fixe cinq indicateurs relatifs aux programmes de maintenance :

- le taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites calculé comme le ratio entre la capacité de déchargement ferme mise à disposition et la capacité de déchargement souscrite. Cet indicateur sera calculé annuellement, pour chaque terminal ;
- le taux de réduction annuel des capacités de stockage calculé comme le ratio entre la capacité de stockage ferme mise à disposition et la capacité de stockage technique. Cet indicateur sera calculé annuellement, pour chaque terminal ;
- le taux de réduction journalier des capacités de regazéification calculé comme le ratio entre la capacité de regazéification quotidienne disponible et la capacité technique de regazéification. Cet indicateur sera calculé quotidiennement, pour chaque terminal ;
- un indicateur de respect des programmes annuels 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 sera calculé annuellement, 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, et notamment le délai d'information en nombre d'heures. Cet indicateur sera renseigné annuellement, pour chaque terminal.

3.4.2 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 de renforcer les indicateurs environnementaux.

En conséquence, la CRE introduit dans le tarif ATTM6 les indicateurs suivants :

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

3.5 Régulation incitative applicable à la recherche, au développement et à l'innovation (R&D&I)

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 réseaux à la transition énergétique. Les exploitants des terminaux méthaniers 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 leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les exploitants des terminaux méthaniers se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 30 juillet 2020, la CRE proposait de maintenir l'incitation à engager effectivement les dépenses de R&D&I et à renforcer la transparence sur les projets et dépenses associées, assortie d'une possibilité de réviser à mi-période la trajectoire. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques se sont exprimés en faveur des propositions de la CRE.

Pour la période tarifaire ATTM6, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs est maintenu, avec la possibilité de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin d'offrir plus de souplesse dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATTM6, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (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&I 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, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
 - 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.

3.6 Cadre de régulation relatif à la maintenance du terminal de Montoir

Le terminal de Montoir-de-Bretagne atteint l'âge de 40 ans en 2020. La question de la gestion du vieillissement des actifs du terminal et de leur renouvellement devient donc un enjeu de plus en plus important, particulièrement dans un contexte d'activité en hausse.

Si la CRE partage le fait que le terminal est vieillissant et que des besoins de maintenance supplémentaires sont à prévoir, elle constate que dans la mesure où les CNE font l'objet d'une trajectoire incitée, la non-réalisation des volumes initialement prévus pourrait donner lieu à des bénéfices non légitimes pour Elengy. La CRE considère donc que la hausse des CNE accordée doit nécessairement s'accompagner d'un cadre de régulation protégeant les utilisateurs en cas de non-réalisation des travaux et activités envisagés par Elengy.

Par conséquent, la présente délibération introduit un cadre de régulation spécifique des dépenses de maintenance du terminal de Montoir : Elengy présentera, en fin de période tarifaire, un bilan des programmes de maintenance effectivement réalisés ainsi que les dépenses associées, en les comparant avec le programme tel que présenté par Elengy dans son dossier tarifaire. Le cas échéant, les montants financiers associés à des maintenances qui n'auront pas été mises en œuvre viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif, au travers d'un montant inscrit au solde du CRCP de la période, à restituer aux utilisateurs.

3.7 Cadre de régulation relatif au programme biopolymères de Fos Cavaou

Elengy souhaite remplacer son programme antifouling fonctionnant actuellement au chlore par un programme biopolymères (polymères issus de la biomasse), afin d'être plus respectueux de l'environnement. Ce programme est plus couteux que le programme au chlore.

Les dépenses associées au projet étant à ce stade non engagées et assimilables à des charges de R&D, la CRE demande à Elengy de lui présenter un bilan de ce programme. Le cas échéant, les montants financiers associés à une non-réalisation du programme viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif, au travers d'un montant inscrit au solde du CRCP de la période, à restituer aux utilisateurs.

4. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES REGULEES

4.1 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 dans un marché mouvant comme celui du GNL et 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.

4.2 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.

4.2.1 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.

Avec la restructuration de Fos Tonkin en 2021, les charges communes du siège sont mécaniquement davantage allouées sur les sites de Montoir et de Fos Cavaou. S'agissant des charges d'exploitation indirectes, la méthode d'affectation 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 %

S'agissant des charges de capital indirectes, elles se composent uniquement des charges associées aux systèmes d'information. Ces actifs sont ventilés sur toute la période ATTM6 au sein de la BAR de chacun des trois terminaux au prorata de la valeur de leurs BAR respectives au 31 décembre 2020.

4.2.2 Répartition des charges entre activités régulée et non régulée

Certains actifs de chaque terminal méthanier, comme l'apportement, 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 de ces moyens communs est portée par l'activité régulée de chaque terminal. Lorsque ces actifs et charges d'exploitation sont également utilisés pour les activités non régulées, la filiale dédiée aux activités non régulées (EHE) reverse à l'activité régulée une contribution unitaire.

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'apportement utilisée par exemple) et aux charges d'exploitation (nombre de jours-hommes par exemple) concernés par l'activité non régulée en question.

La CRE considère 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.

4.3 Traitement du litige STS

Demande d'Elengy

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 des 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 qu'il appartenait à la société Fosmax LNG de saisir de nouveau un tribunal arbitral au titre des coûts associés à la mise en régie.

Fosmax LNG avait demandé dès le tarif ATTM5 la couverture par le tarif des surcoûts nets de construction puis lors de la mise à jour tarifaire intermédiaire de l'ATTM5. 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 d'arbitrage. La CRE avait ainsi 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, Elengy (désormais actionnaire unique de Fosmax LNG) demande l'intégration dans la BAR de Fos Cavaou au 1^{er} janvier 2021 d'un montant additionnel de 40,1 M€. Ce montant correspond aux coûts nets de construction, aux charges financières mises à la charge de Fosmax LNG en 2015 par le Tribunal Arbitral, aux frais de portage financier correspondant au décalage de l'intégration de ces charges dans les tarifs régulés ainsi qu'aux frais de procédures supportés par Elengy.

Elengy demande le traitement tarifaire suivant :

- intégration de 40,1 M€ dans la BAR de Fos Cavaou à compter du 1^{er} janvier 2021 ;
- amortissement de ce montant 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 ;

- o la prime de 125 points applicable à tous les investissements décidés après le 1^{er} janvier 2004 et avant le 31 décembre 2008.

Analyse de la CRE

La CRE considère que la clôture des différentes parties du litige entre Fosmax LNG et le constructeur STS permet d'établir le traitement tarifaire des dépenses associées aux différentes décisions d'arbitrage dans le tarif ATTM6.

Après avoir analysé les coûts de construction mis à la charge de Fosmax LNG dans le cadre des décisions arbitrales, la CRE constate que ces derniers correspondant à des coûts effectifs de construction du terminal de Fos Cavaou qui, bien que constatés tardivement, correspondent aux dépenses d'un opérateur efficace.

En conséquence, la CRE retient la demande d'Elengy concernant l'intégration dans la BAR au 1^{er} janvier 2021 des surcoûts nets de construction, pour un montant de 26,8 M€. Ces surcoûts seront amortis sur 20 ans et rémunérés selon les mêmes principes que les coûts de construction initiaux du terminal, c'est-à-dire le taux de rémunération du tarif ATRT (4,25 % réel avant impôt dans le tarif ATRT7) majoré de la prime spécifique GNL de 200 points de base et de la prime de 125 points de base qui était prévue par le tarif ATTM pour tous les investissements décidés entre 2004 et 2008.

Par ailleurs, la CRE considère légitime la couverture des intérêts financiers mis à la charge de Fosmax LNG par le Tribunal Arbitral, et qui correspondent au remboursement des coûts financiers supportés par STS entre le paiement des charges et leur remboursement par Fosmax LNG. En revanche, la CRE considère que ces coûts n'ont pas vocation à être intégrés dans la BAR du terminal, ce qui conduirait à les amortir et à les rémunérer. La CRE intègre donc le montant de ces intérêts financiers, soit 6,1 M€, dans le revenu autorisé de Fosmax LNG et décide de lisser sur 4 ans leur couverture effective. Afin d'assurer la neutralité financière de ce lissage pour Elengy, entre le 1^{er} janvier 2021 et la date de leur remboursement effectif, les montants non encore remboursés seront rémunérés selon les mêmes modalités que les sommes inscrites au CRCP.

La CRE écarte par ailleurs la couverture des charges financières additionnelles de 5,6 M€ demandée par Elengy au titre de la période écoulée entre les décisions de justice de 2015 et 2020 et la prise en compte dans le tarif des coûts. La CRE rappelle qu'elle a différé toute décision concernant le traitement tarifaire de ces coûts mis à la charge de Fosmax LNG en raison de l'absence de jugement complet du litige.

Enfin, la CRE considère que les frais de procédure dont Elengy demande la couverture correspondent à des charges d'exploitation sur les années passées : les tarifs ATTM antérieurs ont prévu des trajectoires de charges d'exploitation qui ont déjà permis de couvrir ces dépenses. Elle ne retient donc pas ces frais dans les charges à couvrir par le tarif ATTM6.

4.4 Charges d'exploitation

4.4.1 Demande d'Elengy

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

En M€ courants	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Montoir-de-Bretagne	41,0	48,1	50,5	52,2	53,5
<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	22,8	13,8	14,7	14,8	15,1
<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	46,7	49,3	50,8	51,9	53,2
<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, y compris les charges d'énergie et les provisions pour démantèlement, conduirait en 2021 à une hausse de +7,1 M€, soit +17,2 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2021-2024, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,6 % en moyenne par an.

Pour Fos Tonkin, la demande d'Elengy, y compris les charges d'énergie, conduirait en 2021 à une baisse de -9,0 M€, soit - 39,5 % 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, y compris les charges d'énergie et les provisions pour démantèlement, conduirait en 2021 à une hausse de +2,6 M€, soit +5,7 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2021-2024, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2,6 % 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 liés 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 ;
- les dépenses d'électricité et de CO₂ : Elengy anticipe une hausse des charges en raison d'une part de la hausse de la consommation d'électricité liée à la demande de GNL (en hausse par rapport à 2019 et baisse à compter de 2022) et, d'autre part, de l'augmentation des différentes composantes du prix de l'électricité, ainsi que la nécessité d'acheter des quotas de CO₂ sur le terminal de Montoir.

4.4.2 Enjeux 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 en Europe. 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.

- **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 charges doivent refléter l'évolution de l'activité du terminal de Fos Tonkin sans peser de façon injustifiée 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 induites 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.

4.4.3 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.

Cet audit a permis 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 efficient 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.

Les conclusions préliminaires du rapport d'audit avaient donné lieu à un échange contradictoire avec Elengy en amont de sa publication dans le cadre de la consultation publique lancée par la CRE en juillet 2020. L'opérateur a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

Dans sa consultation publique, la CRE avait considéré comme « fourchette haute » de la trajectoire d'OPEX la demande d'Elengy, et comme « fourchette basse » la trajectoire recommandée par le consultant à laquelle elle avait ajouté ses propres analyses préliminaires s'agissant de la R&D, des charges d'énergie et des recettes extratarifaires.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Elengy et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec Elengy et de ses propres analyses.

4.4.4 Analyse de la CRE

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier tarifaire initial transmis par Elengy.

Toutefois, conformément à ce qu'elle avait indiqué dans sa consultation publique, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021 sur la base du projet de loi de Finances (PLF) pour l'année 2021, et sur la base des prévisions du FMI pour les années 2022 et 2024. L'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation.

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle retenue dans la CP	0,4 %	1,40 %	1,60 %	1,70 %	1,70 %
Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	0,2 %	0,6 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %

4.4.4.1 Résultats de l'audit externe et des ajustements complémentaires de la CRE

A l'issue de ses travaux préliminaires et de ceux de l'auditeur, la CRE a présenté dans la consultation publique les fourchettes de trajectoires suivantes pour les charges d'exploitation (y compris charges d'énergie et provisions pour démantèlement) des terminaux méthaniers sur la période ATTM6 (fourchettes réajustées de la nouvelle trajectoire d'inflation) :

Montoir-de-Bretagne, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette haute de la CP (Trajectoire demandée par Elengy)	47,5	49,8	51,3	52,5
<i>Ajustements de la demande d'Elengy</i>	-4,3	-5,6	-6,7	-7,1
Fourchette basse	43,2	44,2	44,6	45,3

Fos Tonkin, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette haute de la CP (Trajectoire demandée par Elengy)	13,7	14,5	14,5	14,7
<i>Ajustements de la demande d'Elengy</i>	-0,1	-0,4	-0,7	-0,7
Fourchette basse	13,6	14,1	13,8	14,1

Fos Cavaou, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette haute de la CP (Trajectoire demandée par Elengy)	49,0	50,4	51,3	52,5
<i>Ajustements de la demande d'Elengy</i>	-3,1	-3,8	-4,8	-4,7
Fourchette basse de la CP	45,9	46,6	46,5	47,7

Les principaux écarts entre la fourchette basse et la demande d'Elengy portaient sur les consommations externes du siège et de Montoir-de-Bretagne, sur les charges de personnel et sur les impôts et taxes. La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 30 juillet 2020, a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les contributeurs à la consultation publique ont partagé en majorité les enjeux présentés dans le paragraphe 4.4.2. Certains d'entre eux ont pointé le besoin de vigilance concernant la restructuration de Fos Tonkin et les éventuels transferts de charge entre terminaux méthaniers. Les principaux ajustements que la CRE retient par rapport à la demande d'Elengy sont présentés ci-après.

- **Baisse des impôts de production**

Depuis la consultation publique, le PLF 2021 a été publié. Il prévoit une baisse des impôts de production, notamment sur la contribution économique territoriale (CET) et les taxes foncières de façon pérenne. La CRE a pris en compte les baisses de charges associées pour Elengy.

Montoir-de-Bretagne, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette basse	43,2	44,2	44,6	45,3
<i>Ajustements complémentaires suite au PLF 2021</i>	<i>-1,9</i>	<i>-2,0</i>	<i>-1,8</i>	<i>-1,8</i>
Fourchette basse réajustée	41,4	42,2	42,8	43,5

Fos Tonkin, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette basse	13,6	14,1	13,8	14,1
<i>Ajustements complémentaires suite au PLF 2021</i>	<i>-1,1</i>	<i>-1,0</i>	<i>-0,9</i>	<i>-1,0</i>
Fourchette basse réajustée	12,5	13,0	12,8	13,1

Fos Cavaou, en M€	2021	2022	2023	2024
Fourchette basse de la CP	45,9	46,6	46,5	47,7
<i>Ajustements complémentaires suite au PLF 2021</i>	<i>-5,0</i>	<i>-5,1</i>	<i>-5,1</i>	<i>-5,2</i>
Fourchette basse réajustée	40,9	41,5	41,4	42,6

• **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 -0,9 M€/an 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 -1,3 M€/an sur les charges spécifiques du terminal de Montoir-de-Bretagne, correspondant :

- aux redevances portuaires, le consultant considérant qu'Elengy sous-estime l'activité portuaire par rapport aux observations historiques (ajustement de -0,5 M€/an) ;
- les autres consommations et services externes (frais logistiques, prestations sociales) : Elengy n'a pas fourni les éléments justifiant les hausses par rapport au réalisé (soit un ajustement de -0,2 M€/an) ;
- aux dépenses de 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 (soit un ajustement de -0,6 M€/an).

Il préconise également un ajustement de -0,4 M€/an sur Fos Cavaou, principalement sur les autres consommations et services externes (retraitement de la hausse des frais de formation et des consommables).

Analyse de la CRE

La CRE retient partiellement l'ajustement proposé par l'auditeur.

Elengy a justifié une partie du sous-poste associé aux frais généraux du siège (frais de crèches, études externes et frais de conseil, intérim, etc.). La CRE retient en conséquence un ajustement de -0,4 M€/an, correspondant à la partie non justifiée par l'opérateur des hausses de coûts.

Concernant les charges spécifiques du terminal de Montoir-de-Bretagne (redevances portuaires, autres consommations et services externes), la CRE partage l'analyse du consultant s'agissant des redevances portuaires et consommations externes, et retient les ajustements proposés par le consultant.

S'agissant de la maintenance du terminal de Montoir, Elengy a fourni le détail des opérations de maintenance préventive des anciens actifs ainsi que des nouveaux. Les coûts associés à ces hausses des volumes des maintenances préventives sont en conséquence retenus par la CRE (correspondant à 0,2 M€/an). En revanche, Elengy n'a pas justifié l'accroissement des maintenances curatives. En conséquence, la CRE retient une partie de l'ajustement du consultant relatif à la maintenance (soit -0,4 M€/an).

La trajectoire de maintenance retenue par la CRE correspond à une hausse significative par rapport aux niveaux réalisés pendant l'ATTM5 (+ 23 %). La CRE considère que cette hausse est justifiée par le vieillissement du terminal de Montoir. Toutefois, afin de garantir que les programmes de maintenance associés à cette trajectoire tarifaire seront bien mis en œuvre, Elengy présentera, en fin de période tarifaire, un bilan des programmes de maintenance réellement réalisés ainsi que les dépenses associées, en les comparant avec le programme tel que présenté par Elengy dans son dossier tarifaire. Le cas échéant, les montants financiers associés à des maintenances qui n'auront pas été mises en œuvre viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif.

Enfin, s'agissant de Cavaou, Elengy a justifié une partie des dépenses liées à la hausse de ses besoins de consommables, liés notamment au programme biopolymères qui vise à remplacer le nettoyage au chlore par des polymères issus de la biomasse, et dont le coût est plus élevé que le chlore. La CRE retient les dépenses associées, mais celles-ci étant à ce stade non engagées, et assimilables à des charges de R&D, la CRE demande à Elengy de lui présenter un bilan de ce programme. Le cas échéant, les montants financiers associés à une non-réalisation du programme viendront en diminution des charges nettes d'exploitation pour le prochain tarif. Les autres dépenses de Cavaou concernées par l'ajustement du consultant n'ayant pas été justifiées par Elengy, la CRE retient un ajustement de -0,2 M€/an.

- **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 significativement supérieurs à ceux existants en 2019 alors que l'activité du terminal reste constante.

L'auditeur préconise de retrouver en fin de tarif ATTM6 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 -0,2 M€/an d'ajustements sur le siège, -0,7 M€/an sur Montoir, -0,5 M€/an sur Fos Tonkin et -1,1 M€/an sur Fos Cavaou, soit -5,8 % par rapport à la demande globale d'Elengy sur l'ensemble de ses charges de personnel.

Analyse de la CRE

Concernant la répartition du personnel de Fos, la CRE considère que l'approche de l'auditeur ne prend pas en compte le fait que la réduction d'activité peut nécessiter un délai d'adaptation, en particulier dans le contexte d'émergence des nouvelles activités dans les terminaux. A ce titre, elle retient la trajectoire globale d'effectifs demandée par Elengy sur les deux terminaux de Fos. En revanche, la CRE considère que la demande d'Elengy revient à faire porter à Fos Cavaou la totalité des surcoûts liés à la baisse d'activité à Fos Tonkin. Elle retient en conséquence une répartition des effectifs entre Tonkin et Cavaou plus équilibrée.

Par ailleurs, la CRE considère que les hypothèses d'indexation de la masse salariale (SNB et GVT) demandées par Elengy sont justifiées, et cohérentes à la fois avec l'historique et avec les autres opérateurs régulés.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire globale demandée par Elengy s'agissant des charges de personnel. Elle retient toutefois un ajustement de +0,8 M€/an sur Fos Tonkin et de -0,8 M€/an sur Fos Cavaou.

- **Impôts et taxes**

L'auditeur considère que certaines clés de répartition et méthodes de calcul utilisées par Elengy pour affecter la CET par terminal méthanier ne sont pas pertinentes. Par ailleurs, il considère que certaines hausses de taxes n'ont pas été justifiées ou ont été comptées 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 -1,3 M€/an sur Montoir, +0,6 M€/an sur Fos Tonkin et -0,6 M€/an sur Fos Cavaou.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur concernant la répartition de la contribution économique territoriale entre terminaux. Elle a toutefois adapté à la marge la répartition retenue par le consultant afin de corriger un biais de calcul.

Par ailleurs, depuis la consultation publique de juillet 2020, le PLF pour l'année 2021 publié le 28 septembre 2020⁴, a introduit une réduction des impôts de production :

- un abaissement du plafond de la CET de 3 % à 2 % de la valeur ajoutée ;
- une réduction de moitié de la taxe foncière sur les sites industriels.

La CRE a intégré les conséquences de ces dispositions législatives dans la trajectoire de charges d'Elengy.

Au global, s'agissant des impôts et taxes, la CRE retient un ajustement de -0,4 M€/an pour Fos Tonkin, -3,0 M€/an pour Montoir-de-Bretagne et -5,7 M€/an pour Fos Cavaou.

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

Elengy demande, pour la période ATTM6, un budget de charges nettes d'exploitation de 1,3 M€/an, 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.

En conséquence, la CRE ne retient pas ces dépenses supplémentaires dans la trajectoire, et conserve une trajectoire fondée sur le réalisé 2019 inflaté, soit un montant de 3,3 M€ sur la période. Pour les années 2023 et 2024, la trajectoire pourra être révisée lors de la mise à jour tarifaire à mi-période.

- **Recettes extratarifaires**

Les recettes extratarifaires concernent les prestations annexes réalisées par Elengy comme les mises en froid, les homologations de navires ou l'inertage des cuves. Elles viennent en déduction des charges d'exploitation.

La CRE considère que l'hypothèse d'Elengy de ne prévoir aucune recette sur la période ATTM6 sur le siège et sur le terminal de Montoir n'est pas cohérente avec l'observation du passé : au cours des années précédentes, Elengy a réalisé et facturé des opérations, en adaptant ses services aux besoins du marché. Elengy a en revanche justifié la disparition des recettes extratarifaires sur le site de Fos Cavaou, la seule prestation historique étant liée à l'ancien co-actionnaire du terminal.

En conséquence, la CRE retient un niveau de recettes extratarifaires fondé sur la moyenne historique des recettes du siège et de Montoir, soit des ajustements respectifs de -0,5 M€/an et de -0,8 M€/an.

- **Production immobilisée de Fos Cavaou**

Depuis la fin de l'audit, Elengy a indiqué que sa demande initiale de production immobilisée (qui vient en déduction des charges) pour le terminal de Fos Cavaou était surévaluée et a demandé à ce titre une trajectoire moins ambitieuse.

Analyse de la CRE

La trajectoire révisée par Elengy est davantage cohérente avec la chronique d'investissements d'Elengy que la demande initiale. La CRE retient un ajustement de +1,6 M€/an sur le terminal de Fos Cavaou par rapport à la demande initiale d'Elengy

- **Charges d'électricité et de 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.

⁴ PLF 2021

Montoir-de-Bretagne	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€) Volume d'électricité (GWh)	3,8 [confidentiel]	4,2 [confidentiel]	4,8 [confidentiel]	5,4 [confidentiel]	5,5 [confidentiel]
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€) Volume d'électricité (GWh)	1,4 [confidentiel]	1,3 [confidentiel]	1,4 [confidentiel]	1,7 [confidentiel]	1,7 [confidentiel]
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	1,4	1,3	1,4	1,7	1,7

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

Analyse de la CRE

La CRE retient 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 ;
 - 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'est pas justifié et est 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 ;
 - s'agissant de la capacité, la CRE retient 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).

En conséquence, la CRE retient les ajustements suivants : -0,7 M€/an à Montoir, -0,1 M€/an à Fos Tonkin et - 0,4 M€/an à Fos Cavaou. Les trajectoires de charges d'énergie retenues sont présentées dans les tableaux suivants :

Montoir-de-Bretagne	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€) Volume d'électricité (GWh) Composante prix (€/MWh)	3,8 [confidentiel]	4,3 [confidentiel]	4,6 [confidentiel]	4,7 [confidentiel]	4,5 [confidentiel]
CO ₂ (M€)	-	0,1	0,9	0,8	0,8
Total charges d'énergie (M€)	3,8	4,4	5,5	5,5	5,4

Fos Tonkin	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€) Volume d'électricité (GWh) Composante prix (€/MWh)	1,4 [confidentiel]	1,3 [confidentiel]	1,5 [confidentiel]	1,6 [confidentiel]	1,6 [confidentiel]
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	1,4	1,3	1,5	1,6	1,6

Fos Cavaou	2019 réalisé	2021	2022	2023	2024
Electricité (M€) Volume d'électricité (GWh) Composante prix (€/MWh)	3,4 [confidentiel]	3,8 [confidentiel]	4,6 [confidentiel]	5,4 [confidentiel]	5,0 [confidentiel]
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	3,4	3,8	4,6	5,4	5,0

4.4.4.2 Synthèse de l'analyse de la CRE

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent les trajectoires des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATTM6 :

Montoir-de-Bretagne, en M€	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Demande d'Elengy		47,5	49,8	51,3	52,5
Ajustement retenu par la CRE		-3,9	-5,0	-6,1	-6,6
Trajectoire retenue par la CRE	40,2⁵	43,6	44,8	45,2	45,9

Fos Tonkin, en M€	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Demande d'Elengy		13,7	14,5	14,5	14,7
Ajustement retenu par la CRE		+0,3	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE	20,0	13,9	14,5	14,5	14,7

⁵ Afin de permettre des comparaisons cohérentes, les montants des réalisés des tableaux et des graphes suivants intègrent les différents effets mentionnés précédemment : ventilation des charges de personnel, des impôts et taxes, prise en compte des effets du PLF 2021, etc.

Fos Cavaou, en M€	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024
Demande d'Elengy		49,0	50,4	51,3	52,5
Ajustement retenu par la CRE		-4,7	-5,8	-6,3	-7,2
Trajectoire retenue par la CRE	41,5	44,3	44,6	45,0	45,3

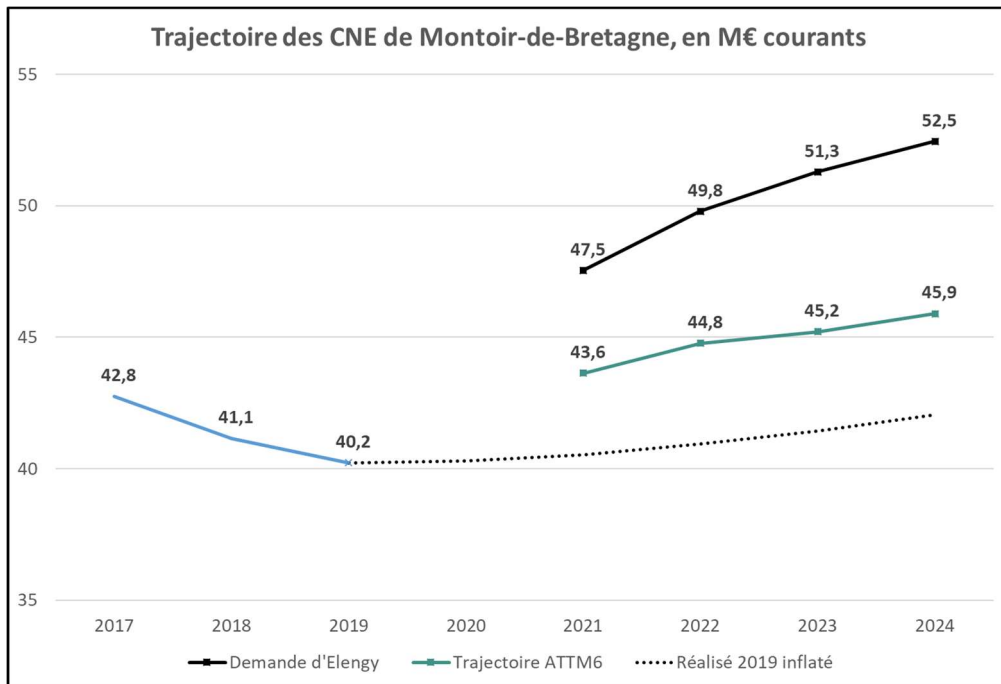
La trajectoire retenue par la CRE donne les moyens à Elengy :

- de mettre en œuvre le programme de maintenance préventive de sa demande tarifaire, en hausse par rapport à la période passée dans un contexte de vieillissement du terminal de Montoir ;
- de mettre en œuvre son programme de modernisation du SI afin de faire face à ses obligations commerciales et de répondre aux exigences en matière de cybersécurité ;
- de maintenir les effectifs globaux sur les deux terminaux de Fos à la suite du redimensionnement de l'activité de Fos Tonkin ;
- de mener une politique d'évolution salariale en ligne avec l'historique ;
- de former les personnels recrutés pour remplacer certains des départs en retraite ;
- de mener des travaux de R&D dans le contexte de la transition énergétique ;
- de prendre en compte la baisse décidée des impôts de production.

Ainsi, les trajectoires fixées par la CRE prévoient :

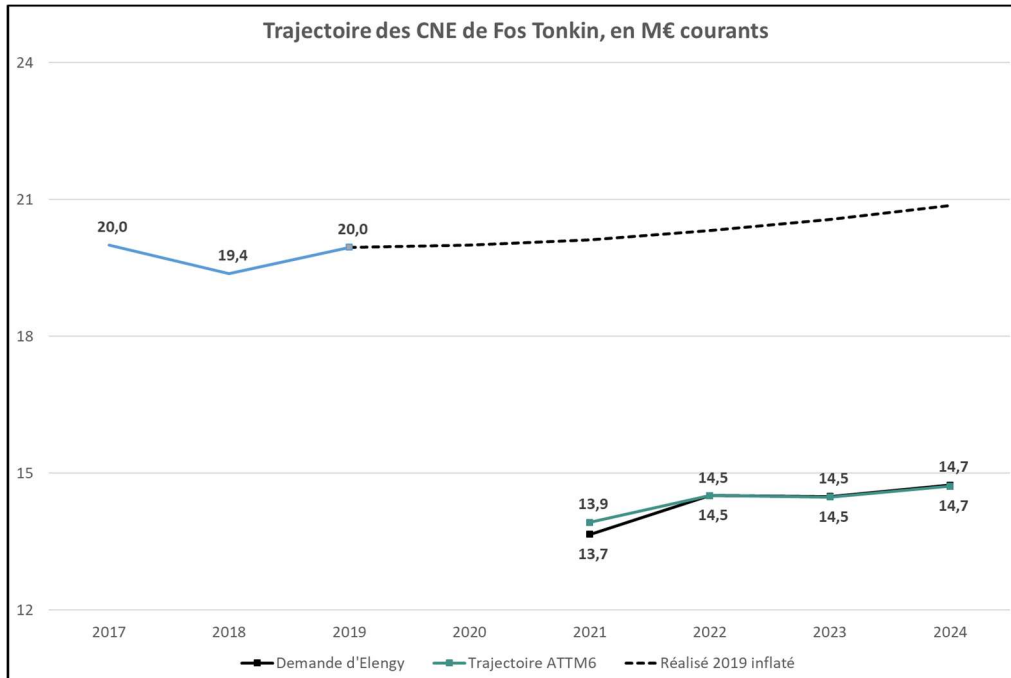
- pour Montoir-de-Bretagne : une hausse de +8,5 % des charges nettes d'exploitation entre la moyenne annuelle du réalisé 2017-2019 et la moyenne annuelle de la période ATTM6. Les charges nettes d'exploitation évoluent de +1,7 % par an en moyenne sur la période ATTM6 ;
- pour Fos Tonkin : une baisse de -30,4 % des charges nettes d'exploitation entre la moyenne annuelle du réalisé 2017-2019 et la moyenne annuelle de la période ATTM6. Les charges nettes d'exploitation évoluent de +1,9 % par an en moyenne sur la période ATTM6 ;
- Pour Fos Cavaou : une hausse de +6,8 % des charges nettes d'exploitation entre la moyenne annuelle du réalisé 2017-2019 et la moyenne annuelle de la période ATTM6. Les charges nettes d'exploitation évoluent de +0,7 % par an en moyenne sur la période ATTM6.

Trajectoire des CNE de Montoir-de-Bretagne, en M€ courants



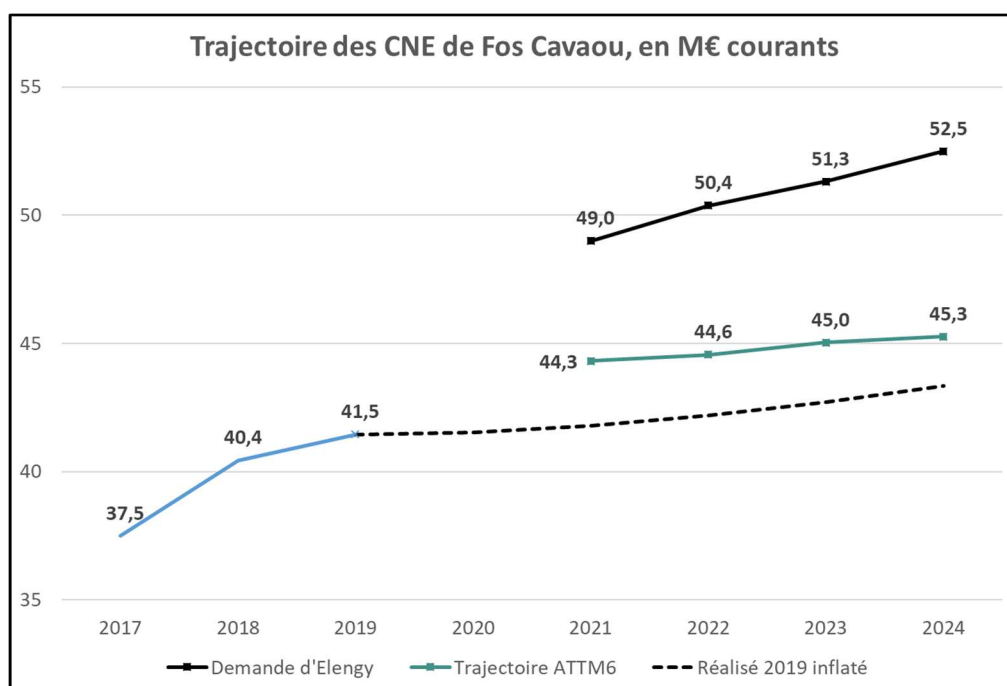
Inflation prévisionnelle : +0,2 % en 2020 ; +0,6 % en 2021 ; +1,0 % en 2022 ; +1,2 % en 2023 ; +1,5 % en 2024

Trajectoire des CNE de Fos Tonkin, en M€ courants



Inflation prévisionnelle : +0,2 % en 2020 ; +0,6 % en 2021 ; +1,0 % en 2022 ; +1,2 % en 2023 ; +1,5 % en 2024

Trajectoire des CNE de Fos Cavaou, en M€ courants



Inflation prévisionnelle : +0,2 % en 2020 ; +0,6 % en 2021 ; +1,0 % en 2022 ; +1,2 % en 2023 ; +1,5 % en 2024

4.5 Coût moyen pondéré du capital

4.5.1 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 en outre le maintien de la majoration spécifique de ce taux à hauteur de 200 points de base.

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).

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 %.

4.5.2 Taux de rémunération retenu

Pour le tarif ATTM6, la CRE définit le taux de rémunération de la BAR comme le coût moyen pondéré du capital (CMPC) défini pour l'activité de transport de gaz dans le tarif ATRT7, soit 4,25% réel avant IS, majoré de la prime de rémunération spécifique (cf. paragraphe 3.1.3.1 de la présente délibération).

S'agissant du niveau de la prime de rémunération spécifique, conformément à ce qui est exposé au paragraphe 3.1.3.4 de la présente délibération, la CRE maintient le niveau de la prime à 200 points de base, à l'exception de l'ensemble des actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2021 au terminal de Montoir. Dans ce terminal, la durée d'amortissement des nouveaux actifs ne pourra désormais pas excéder 20 ans. Compte tenu de la réduction des risques de coûts échoués qui en découle, la prime spécifique applicable à l'ensemble des nouveaux actifs mis en service est fixée à 150 points de base.

Concernant les immobilisations en cours (IEC), elles sont rémunérées au coût de la dette nominale avant impôt (2,6 %), augmentée de la prime spécifique à l'activité GNL, soit 4,6 % dans le cadre du tarif ATTM6.

4.6 Investissements, BAR et charges de capital normatives

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour établir la trajectoire prévisionnelle du tarif ATTM6 prend en compte les prévisions d'investissements fournies par Elengy.

4.6.1 Trajectoire de charges de capital « hors infrastructures » d'Elengy

Les dépenses d'investissements qui font l'objet d'une régulation incitative, c'est-à-dire les dépenses associées au système d'information sont intégralement assumées au niveau du siège. Par ailleurs, ce sont les seules dépenses d'investissement du siège.

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructure » d'Elengy de 2020 à 2024, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au paragraphe 3.3.2.3 :

Siège en M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	6,0	6,2	9,0	8,2	7,4
Mises en service*	2,0	5,0	2,0	2,0	2,8
Amortissement	-1,8	-2,3	-3,0	-3,0	-2,5
BAR au 31/12/N	6,2	8,9	8,1	7,2	7,6
Réévaluation	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Immobilisations en cours (IEC)	3,5	3,5	2,0	2,0	2,8

* Investissements entrant dans la BAR

Par ailleurs, ces charges de capital étant des charges indirectes relevant du siège, elles sont affectées aux trois terminaux au prorata de la BAR de chaque terminal au 31 décembre 2020 (cf. partie 4.2.1).

4.6.2 Montoir-de-Bretagne

4.6.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissement 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 en 2020 et étant particulièrement sollicité dans le contexte de marché actuel.

En particulier, Elengy prévoit :

- la rénovation de l'apportement ;
- 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 regazéifieurs ;
- la mise en conformité des bâtiments.

Conformément au dispositif de régulation incitative applicable aux investissements d'un budget supérieur à 10 M€ introduit par la CRE dans la présente délibération au paragraphe 3.3.2.1, certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. Ce sera le cas notamment des projets de rénovation de l'apportement, du programme de rénovation de l'électricité et d'instrumentation et du remplacement des regazéifieurs, dont Elengy anticipe que les budgets seront supérieurs à 10 M€. Cette liste n'est pas exhaustive, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATTM6.

La CRE construit la trajectoire prévisionnelle de charges de capital du tarif ATTM6 pour Montoir, sur la base de la trajectoire de dépenses d'investissement demandée par Elengy pour cette 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'investissement réalisées 2017-2019 et estimé 2020

4.6.2.2 Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Montoir de 2021 à 2024 retenue par la CRE :

Montoir, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	225,8	229,0	246,2	248,5	237,3
Mises en service*	21,2	31,1	15,6	19,2	21,8
Amortissement	-20,3	-16,8	-16,9	-16,9	-17,7
BAR au 31/12/N	226,7	243,2	244,8	250,8	241,4
Réévaluation	2,3	2,9	3,7	3,8	3,2
Immobilisations en cours (IEC)	22,2	10,8	15,7	21,8	17,6

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Montoir de 2021 à 2024 retenue par la CRE :

Montoir, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	225,8	229,0	246,2	248,5	237,3
Rémunération de la BAR	16,1	16,5	16,9	17,0	16,6
Amortissement de la BAR	20,3	16,8	16,9	16,9	17,7
Rémunération des IEC	0,9	0,7	0,6	0,8	0,8
Charges de capital normatives	37,2	34,1	34,4	34,8	35,1

* Part de la Fonction Commune (Siège) ATTM6 affectée - 26,1%

La CRE rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

4.6.3 Fos Tonkin

4.6.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissement 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 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.

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.

La CRE construit la trajectoire prévisionnelle de charges de capital du tarif ATTM6 pour Fos Tonkin, sur la base de la trajectoire de dépenses d'investissement demandée par Elengy pour cette 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'investissement réalisées 2017-2019 et estimé 2020

4.6.3.2 Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Fos Tonkin de 2021 à 2024 retenue par la CRE :

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	3,5	13,6	13,0	13,1	10,8
Mises en service*	11,2	1,5	2,5	1,5	4,2
Amortissement	-1,3	-2,2	-2,6	-3,1	-2,3
BAR au 31/12/N	13,5	12,8	12,9	11,5	12,7
Réévaluation	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Immobilisations en cours (IEC)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Fos Tonkin de 2021 à 2024 retenue par la CRE :

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	3,5	13,6	13,0	13,1	10,8
Rémunération de la BAR	0,6	0,9	0,9	0,9	0,8
Amortissement de la BAR	1,3	2,2	2,6	3,1	2,3
Rémunération des IEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de capital normatives	1,9	3,1	3,5	4,0	3,1

* Part de la Fonction Commune (Siège) affectée : ATTM6 - 1,4%

La CRE rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

4.6.4 Fos Cavaou

4.6.4.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissement 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. Les montants restent toutefois faibles en regard de la BAR.

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 regazéifieurs. 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.

Conformément au dispositif de régulation incitative applicable aux investissements d'un budget supérieur à 10 M€ (cf. paragraphe 3.3.2.1), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment du projet de compresseur haute pression, dont le budget est supérieur à 10 M€. Cette liste n'est pas exhaustive, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATTM6.

La CRE construit la trajectoire prévisionnelle de charges de capital du tarif ATTM6 pour Fos Cavaou, sur la base de la trajectoire de dépenses d'investissement demandée par Elengy pour cette 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'investissement réalisées 2017-2019 et estimé 2020

4.6.4.2 Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Fos Cavaou de 2021 à 2024 :

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	643,1	649,1	631,8	612,9	634,2
Mises en service*	32,2	8,8	6,7	24,4	18,0
Amortissement	-32,7	-33,6	-34,7	-35,9	-34,2
BAR au 31/12/N	642,6	624,3	603,8	601,3	618,0
Réévaluation	6,4	7,5	9,1	9,0	8,0
Immobilisations en cours (IEC)	4,7	7,0	12,0	3,0	6,7

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Fos Cavaou de 2021 à 2024 retenue par la CRE :

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Moyenne 21 - 24
BAR au 01/01/N	643,1	649,1	631,8	612,9	634,2
Rémunération de la BAR	50,0	48,4	47,0	46,1	47,9
Amortissement de la BAR	32,7	33,6	34,7	35,9	34,2
Rémunération des IEC	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3
Charges de capital normatives	82,8	82,2	82,1	82,3	82,3
- dont impact STS (BAR: 26,8 M€)	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

* Part de la Fonction Commune (Siège) affectée : ATTM6 - 72,5%

La CRE rappelle que les écarts entre les charges de capital prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % au CRCP.

4.7 CRCP au 31 décembre 2020

4.7.1 Montoir-de-Bretagne

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP au 31 décembre 2020 à -23,8 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6, dont -7,1 M€ de reliquat du CRCP de la période 2016_{réalisé}-2018_{estimé} et -16,6 M€ du CRCP de la période 2018_{réalisé}-2020_{estimé}. Ce dernier 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.

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne s'élève à -22,3 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande initiale d'Elengy provient :

- d'une correction d'une erreur de calcul dans les recettes de souscriptions de la période 2018-2020 ;
- de la mise à jour du solde du CRCP de l'année 2020, d'une part sur le poste associé aux CCN, Elengy ayant révisé son niveau de dépense estimé pour 2020 à la baisse, et d'autre part, sur les recettes de souscriptions 2020, Elengy ayant révisé son niveau de souscriptions pour 2020 à la baisse.

Poste en M€	Demande d'Elengy	Montant retenu par la CRE
Recettes	-17,4	-15,0
Charges de capital normatives	-0,6	-1,6
Charges d'énergie	+1,4	+1,4
CRCP 2018-2020	-16,6	-15,2
Reliquat du CRCP 2016-2018	-7,1	-7,1
Solde du CRCP au 31 décembre 2020	-23,6	-22,3

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2020 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM6. Le montant au titre des écarts de l'année 2020 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2022 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.7.2 Fos Tonkin

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP au 31 décembre 2020 à -2,9 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6, dont -2,8 M€ de reliquat du CRCP de la période 2016^{réalisé}-2018^{estimé} et de -0,1 M€ du CRCP de la période 2018^{réalisé}-2020^{estimé}. Ce dernier 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.

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne s'élève à -2,5 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande initiale d'Elengy provient principalement d'une correction d'une erreur de calcul dans les recettes de souscriptions de la période 2018-2020, de la mise à jour du solde du CRCP 2020, en particulier sur le poste associé aux CCN, Elengy ayant révisé son niveau de dépenses estimé pour 2020 à la baisse.

Poste en M€	Demande d'Elengy	Montant retenu par la CRE
Recettes	-2,0	-0,8
Charges de capital normatives	+2,4	+2,0
Charges d'énergie	-0,6	-0,8
CRCP 2018-2020	-0,1	+0,3
Reliquat du CRCP 2016-2018	-2,8	-2,8
Solde du CRCP au 31 décembre 2020	-2,9	-2,5

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2020 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM6. Le montant au titre des écarts de l'année 2020 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2022 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.7.3 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 ;

Dans son dossier tarifaire, Elengy a estimé le solde total du CRCP au 31 décembre 2020 à -14,3 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM6, dont -7,2 M€ de reliquat du

CRCP de la période 2016_{réalisé}-2018_{estimé} et de -6,9 M€ du CRCP de la période 2018_{réalisé}-2020_{estimé}. Ce dernier est composé principalement de recettes de souscriptions supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes liées aux souscriptions supplémentaires de déchargement et rechargement.

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Fos Cavaou s'élève à -4,0 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande initiale d'Elengy provient de la mise à jour du solde du CRCP 2020, en lien avec des recettes supplémentaires perçues au titre de l'année 2020 et des charges de capital plus importantes que prévues initialement. Par ailleurs, la CRE intègre les 6,1 M€ de charges financières associées au litige STS (cf. paragraphe 4.3).

Poste en M€	Demande d'Elengy	Montant retenu par la CRE
Recettes	-7,4	-8,9
Charges de capital normatives	+0,2	-0,7
Charges d'énergie	+0,2	+0,3
CRCP 2018-2020	-6,9	-9,3
Reliquat du CRCP 2016-2018	-7,1	-7,1
STS		+6,1
Solde du CRCP au 31 décembre 2020	-14,3	-10,4

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2020 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM6. Le montant au titre des écarts de l'année 2020 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2022 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.8 Revenu autorisé sur la période 2021-2024

Les revenus autorisés des terminaux méthaniers pour la période 2021-2024 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (y compris les charges d'énergie et les provisions pour démantèlement) ;
- les charges de capital normatives ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2020.

4.8.1 Montoir-de-Bretagne

Le revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne se décompose de la façon suivante :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	37,9	37,9	38,3	39,0	38,3
Charges d'énergie	4,4	5,5	5,5	5,4	5,2
Provisions pour démantèlement	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4
CCN	37,2	34,1	34,4	34,8	35,1
Apurement CRCP	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8
TOTAL	75,0	73,0	73,8	74,9	74,2

Le revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne évolue en conséquence de -14,5 % entre 2019 et 2021, en lien notamment avec une baisse de la rémunération du CMPC et conduit à une évolution annuelle moyenne de -0,1 % par an sur la période ATTM6.



4.8.2 Fos Tonkin

Le revenu autorisé de Fos Tonkin se décompose de la façon suivante :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	12,6	13,1	12,9	13,1	12,9
Charges d'énergie	1,3	1,4	1,6	1,6	1,5
Provisions pour démantèlement	-	-	-	-	-
CCN	1,9	3,1	3,5	4,0	3,1
Apurement CRCP	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
TOTAL	15,1	17,0	17,4	18,0	16,9

Le revenu autorisé de Fos Tonkin évolue en conséquence de -66,4 % entre 2019 et 2021, en lien avec la restructuration du terminal et conduit à une évolution annuelle moyenne de +6,0 % par sur la période ATTM6.

4.8.3 Fos Cavaou

Le revenu autorisé de Fos Cavaou se décompose de la façon suivante :

En M€ courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne annuelle ATTM6
CNE (hors énergie)	38,7	38,2	37,8	38,4	38,3
Charges d'énergie	3,8	4,6	5,4	5,0	4,7
Provisions pour démantèlement	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8
CCN	82,8	82,2	82,1	82,3	82,3
<i>Dont litige STS</i>	<i>3,4</i>	<i>3,3</i>	<i>3,2</i>	<i>3,2</i>	<i>3,3</i>
Apurement CRCP	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
TOTAL	124,4	124,1	124,4	124,8	124,4

Le revenu autorisé de Fos Cavaou évolue en conséquence de -2,2 % entre 2019 et 2021, en lien notamment avec la baisse de la rémunération du CMPC et conduit à une évolution annuelle moyenne de +0,2 % par sur la période ATTM6.

4.9 Souscriptions de capacités prévisionnelles

4.9.1 Demande d'Elengy

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 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.

4.9.2 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 retient ainsi les trajectoires de souscriptions prévues par Elengy pour le calcul du tarif ATTM6 :

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	89,2 TWh 87 déchargements	89,2 TWh 87 déchargements	89,2 TWh 87 déchargements	89,2 TWh 87 déchargements

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

4.10 Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

La CRE est attachée au principe de continuité tarifaire. Ainsi, pour éviter des variations importantes et parfois de sens opposé entre différentes périodes tarifaires, ou d'une année à l'autre, elle lisse l'évolution des termes tarifaires sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des souscriptions prévisionnelles de la période tarifaire.

Les grilles tarifaires applicables sont définies dans la partie 6.4 de la présente délibération.

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

	Evolution tarifaire moyenne entre la période ATTM5 et ATTM6
Montoir	-24,7 %
Fos Tonkin	-24,2 %
Fos Cavaou	+0,1 %

Compte tenu de l'équilibre entre recettes de souscriptions prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2021-2024 et de l'évolution à mi-période de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée au taux sans risque de 1,7%, de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0. Les principes d'évolution annuelle des termes sont définis au 3.2.2 de la délibération.

Ainsi, pour la période du tarif ATTM6, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

Montoir, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	75,0	73,0	73,8	74,9	284,6
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	80,7	66,3	74,9	74,8	284,6
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	5,6	-6,8	1,1	-0,1	0

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	15,1	17,0	17,4	18,0	64,7
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	17,8	16,4	16,6	16,6	64,7
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	2,7	-0,6	-0,8	-1,4	0

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	124,4	124,1	124,4	124,8	477,2
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	123,8	123,8	124,9	125,2	477,2
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-0,6	-0,3	0,5	0,4	0

5. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES ET SERVICES OFFERTS

5.1 Continuité de la structure existante

La structure tarifaire en vigueur dans le cadre du tarif ATTM5 est la suivante :

- pour le service de déchargement : un terme de nombre d'accostage (TNA, en €/touché), un terme de quantité déchargée (TQD, en €/MWh, réduit de 25% dans le cas d'une souscription de court terme, dite service *spot*), un terme en nature (TN, en % du gaz déchargé) ;
- pour le service de rechargement : un terme de nombre d'accostage (TNA, en €/touché), un terme fixe de rechargement (TFR, en €/rechargement), un terme de quantité rechargée (TQR, en €/MWh rechargé) ;
- des options additionnelles d'émission en bandeau et de stockage optionnel, avec des termes tarifaires dédiés.

Dans sa consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE avait indiqué envisager de ne pas modifier cette structure tarifaire. L'ensemble des répondants à la consultation publique est favorable à cette approche.

5.2 Services proposés aux terminaux

5.2.1 Service de déchargement intégré

5.2.1.1 Offre de déchargement intégrée

Les terminaux méthaniers régulés proposent une offre de déchargement intégrée : à chaque déchargement souscrit correspondent les capacités de stockage et de regazéification. Elle est déclinée en deux services principaux :

- le service de base, accessible à tout expéditeur dès la première souscription, et qui permet de réserver des capacités pour le mois M jusqu'au 20^{ème} jour du mois M-1 ;
- le service *spot* réservé aux déchargements souscrits, pour un mois M donné, après le 20^{ème} jour du mois M-1.

Dans la consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE a interrogé le marché quant à la reconduction des modalités des services de déchargement intégré proposés par les terminaux régulés. La CRE s'était prononcée en faveur du maintien de l'offre existante, dans une optique de visibilité et de simplicité d'utilisation des terminaux.

L'ensemble des répondants à la consultation publique est favorable au maintien de l'offre de déchargement intégré existante, qui donne satisfaction aux utilisateurs des terminaux régulés.

La CRE décide de maintenir l'offre de déchargement intégré existante, déclinée en service de base et en service *spot*.

Les différents tarifs des services de déchargement sont décrits en détail dans la partie 6.2.1 de la présente délibération.

5.2.1.2 Service spot

La CRE a consulté les acteurs de marchés sur la proposition d'Elengy de modifier le TQD du service *spot*, en supprimant le rabais de 25 % par rapport au TQD du service de base et en créant un TQD *spot* unique pour l'ensemble des terminaux, correspondant à la moyenne des TQD du service de base actuels des différents terminaux.

Les répondants sont partagés sur cette proposition. Un expéditeur est favorable à la proposition d'Elengy, indiquant cependant que le tarif *spot* unique proposé doit être suffisamment attractif pour inciter les expéditeurs à effectuer des opérations intra-mensuelles. D'autres acteurs sont favorables à un tarif unique, dans un souci d'attractivité du terminal de Fos Cavaou, les arrivées à Fos étant bénéfiques pour le réseau de transport français.

Toutefois, la majorité des expéditeurs est favorable uniquement à la suppression du rabais, et est opposée au tarif unique entre terminaux. Ils considèrent que la structure des tarifs de court terme doit refléter, comme les tarifs de long terme, les coûts de chaque terminal, et que le tarif ne doit pas favoriser les expéditeurs court terme par rapport aux expéditeurs dont les engagements de long terme ont permis de construire ou pérenniser le terminal.

Comme rappelé dans la consultation publique, la CRE est attachée au principe d'individualisation des tarifs par terminal, introduit dans l'ATTM3, et qui permet un meilleur reflet des coûts du service rendu pour chaque terminal.

Par ailleurs, comme le rappelle aussi un expéditeur dans la réponse à la consultation publique, les capacités court terme représentent moins de 2% des déchargements (0,5 TWh en 2018, 2 TWh en 2019). Les capacités au terminal sont à ce jour majoritairement souscrites dans le cadre d'engagements long terme.

Enfin, la CRE rappelle que les conditions de souscription du service *spot* ne permettent aux expéditeurs de réserver des capacités qu'après le 20 du mois M-1 pour un déchargement le mois M, sous réserve que des capacités soient encore disponibles. Le service *spot* ne concerne donc que des arbitrages de dernière minute. Il n'offre pas la visibilité de programmation que permet le service de base. Il ne donne pas non plus les mêmes droits d'utilisation du terminal, notamment s'agissant du stockage. La CRE considère donc que les souscriptions dans le cadre du service *spot* n'entrent pas en concurrence avec le service de base. Au contraire, ces souscriptions s'inscrivent dans un contexte de concurrence de court terme entre terminaux mondiaux et européens. Il apparaît dès lors important de maintenir la compétitivité à court terme des terminaux français et la CRE estime nécessaire de maintenir le rabais pour le tarif *spot*.

La CRE décide donc de ne pas modifier la structure tarifaire du service *spot*.

5.2.2 Service de rechargement de navires

Ce service permet de recharger du GNL préalablement déchargé. Il est dédié aux navires d'une capacité de plus de 40 000 m³, l'activité de rechargement des microméthaniers n'étant plus régulée à compter du 1^{er} avril 2021 (cf. 2.2 de la présente délibération).

La CRE maintient pour le tarif ATTM6 la structure en vigueur dans le tarif ATTM5 :

- un terme fixe d'accostage (TNA) ;
- un terme fixe de rechargement (TFR) ;
- un terme variable : Terme de quantité rechargée (TQR), fonction de la quantité contractuelle rechargée.

5.2.3 Services et mécanismes annexes

En plus du service de déchargement, Elengy et Fosmax LNG proposent différents services et mécanismes dont la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 30 juillet 2020, la reconduction pour le tarif ATTM6 :

- 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.

Les expéditeurs y sont globalement favorables. Deux d'entre eux ont cependant des demandes d'évolutions sur certains mécanismes relatifs à la programmation : le compte de souscription et le *pooling*.

5.2.3.1 Compte de souscription

Les deux types d'opérations de déchargement suivantes sont créditées sur le compte de souscription :

- souscrites dans le cadre d'un engagement annuel et non programmées lors de l'élaboration des programmes annuels ;
- programmées pour le mois M puis annulées au plus tard le 20 du mois M-2.

Le compte de souscription est ensuite utilisable pour programmer un déchargement sur un mois M_{ultérieur}, lors de l'établissement du programme mensuel pour ce mois M_{ultérieur} ou en intra-mensuel au cours du mois M_{ultérieur}.

Deux expéditeurs souhaiteraient que les déchargements programmés pour un mois M puissent être annulés jusqu'au 20 du mois M-1 pour pouvoir être crédités sur le compte de souscription. Un de ces expéditeurs demande aussi de pouvoir utiliser les crédits du compte de souscription en intra-annuel, sans attendre l'établissement du programme mensuel du mois pour lequel l'opération serait programmée.

La CRE considère qu'une annulation de déchargement jusqu'au 20^{ème} jour du mois M-1 permettrait aux expéditeurs de long terme de préempter les capacités et de les annuler au dernier moment, et réduirait donc la probabilité qu'un autre expéditeur puisse souscrire les capacités devenues disponibles.

En revanche, l'utilisation des crédits du compte de souscription en infra-annuel pourrait apporter plus de flexibilité. La CRE demande à Elengy de mener des travaux relatifs à cette demande dans le cadre de la Concertation GNL. Au terme de ces travaux, elle étudiera l'opportunité de cette évolution.

5.2.3.2 Pooling

Le *pooling* permet à un expéditeur disposant de capacité souscrite inutilisée pour le mois M dans l'un des trois terminaux régulés, de l'utiliser pour ce même mois M, à compter du 20 du mois M-1, dans un autre terminal régulé, sans avoir à repayer la totalité du coût du déchargement dans le nouveau terminal.

Un expéditeur demande que le *pooling* soit rendu disponible pour toute demande de programmation intra-annuelle ou mensuelle à un terminal, notamment en utilisant le compte de souscription que possède l'expéditeur sur un autre terminal.

La CRE rappelle que le *pooling* a pour objectif de limiter le surcoût d'un changement de terminal de déchargement à court terme, afin de faire face notamment à des contraintes logistiques de dernière minute. Il n'a pas pour objectif de mutualiser les souscriptions entre terminaux, et de faire en sorte que les capacités souscrites dans un terminal donnent globalement accès aux autres terminaux. La CRE ne fait donc pas évoluer les modalités du *pooling*.

Les différents services et mécanismes annexes sont décrits en détail dans les parties 6.1 et 6.2 de la présente délibération.

5.2.4 Evolutions des services proposés

5.2.4.1 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 de long terme répartit ses réservations mois par mois. Puis, 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 (20 du mois M-1 pour le mois M), soit *via* le service *spot* (après le 20 du mois M-1).

A l'occasion de la consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE a interrogé le marché sur l'opportunité de créer des « capacités trimestrielles », qui offriraient la possibilité de réserver un créneau de déchargement au sein d'un trimestre donné de l'année N, dès l'année N-1. Les déchargements ainsi réservés seraient pris en compte lors de l'établissement du programme annuel. Le service ne concernerait que les années pour lesquelles il reste de la capacité disponible dans le terminal. La CRE s'était prononcée en faveur de ce nouveau service, en estimant cependant que priorité devrait être laissée au souscripteur de long terme par rapport au souscripteur trimestriel en cas de demandes de créneaux similaires.

Une majorité d'acteurs s'est prononcée en faveur de la création de réservations trimestrielles, soulignant que cela permettra aux expéditeurs qui n'ont pas de souscriptions de long terme d'avoir plus de visibilité en sécurisant des déchargements à l'avance, et ainsi éviter que ces cargaisons ne soient livrées sur d'autres marchés. Plusieurs expéditeurs insistent cependant sur la nécessité de préserver les droits des souscripteurs de long terme, qui sont les principaux contributeurs au financement des terminaux régulés. Ces expéditeurs accueillent favorablement la proposition de la CRE de conserver une priorité pour les réservations de long terme.

La CRE considère comme pénalisante l'impossibilité de réserver un déchargement pour l'année N avant la publication du programme annuel en novembre ou décembre N-1. La mise en œuvre de capacités trimestrielles permettrait d'offrir plus de visibilité à certains expéditeurs, améliorant ainsi l'attractivité des terminaux français.

La CRE décide d'instaurer des réservations trimestrielles de déchargement aux terminaux méthaniers à compter du 1^{er} avril 2021.

Pour chaque terminal les capacités trimestrielles mises à disposition dès l'année N-1 correspondront à la capacité disponible, c'est-à-dire 3/12^e de la capacité annuelle non souscrite, diminuée des indisponibilités prévisionnelles pour maintenance, un coefficient de sécurité de 50 % étant appliqué à cette différence.

Un terme tarifaire additionnel spécifique de 0,1 €/MWh déchargé, en plus des termes applicables au service de déchargement intégré, s'appliquera à la capacité trimestrielle.

En cas de conflit de date de déchargement au cours de l'élaboration du programme annuel, les souscripteurs de long terme seront prioritaires par rapport aux souscripteurs trimestriels, tout en garantissant un créneau aux souscripteurs trimestriels à une autre date.

Les modalités s'appliquant à la réservation trimestrielle de capacités sont décrites dans la partie 6.2.1.2 de la présente délibération.

5.2.4.2 Commercialisation de stockage spécifique

Le tarif ATTM5 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 Fos 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). Les déchargements de navire en service *spot* n'ont pas accès à ce dispositif. 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 ».

A l'occasion de la consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE a consulté le marché sur l'opportunité de plusieurs évolutions des modalités de commercialisation du stockage dédié : fin de l'accès automatique des souscripteurs intra-annuels, instauration d'une fenêtre annuelle de commercialisation du stockage dédié résiduel en décembre N-1 (dénommé service de stockage spécifique) et instauration d'une vente du stockage résiduel sous forme mensuelle ou pour le restant de l'année à l'occasion de chaque programme mensuel. La CRE s'était prononcée en faveur de ces évolutions.

L'ensemble des répondants à la consultation publique est favorable aux nouvelles modalités de commercialisation du stockage dédié et aux modalités du stockage spécifique, soulignant que celles-ci permettent de maximiser l'utilisation des cuves de stockage du GNL sans détériorer le service proposé aux souscripteurs long terme.

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. Par ailleurs, les nouvelles modalités de commercialisation préservent le « service de base » pour les souscripteurs annuels et pluriannuels, qui sont les principaux contributeurs au financement des infrastructures des terminaux méthaniers.

La CRE décide d'instaurer les services de stockage dédié et de stockage spécifique pour les terminaux de Montoir et de Cavaou à compter du 1^{er} avril 2021.

Les modalités de ces services sont les suivantes :

- une partie du volume en cuve des terminaux de Montoir et Cavaou est réservée aux fins des dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique, à hauteur de 625 GWh pour Montoir et de 100 GWh pour Cavaou ;
- dans le cadre du service de base, les volumes de stockage dédié sont alloués de manière gratuite aux souscripteurs annuels et pluriannuels, au *pro rata* de leurs souscriptions. Les souscripteurs intra-annuels n'ont pas accès à ce service;
- 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 est ouverte au cours du mois de décembre N-1 pour l'année N. Ce service, dénommé stockage spécifique, est ouvert à tous les expéditeurs et proposé à la vente sous forme annuelle. Son tarif correspond au terme de quantité stockée (TQS) ;
- si des capacités de stockage restent disponibles à l'issue du guichet annuel de décembre N-1, celles-ci sont 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 plusieurs mois consécutifs à partir du mois M+1, sans dépasser le mois de décembre de l'année N. Le tarif correspond au terme de quantité stockée (TQS). Si les volumes ne trouvent pas preneur ils sont réintégré au stock mutualisé pour le mois considéré.

Les modalités s'appliquant à la commercialisation du stockage dédié et du stockage spécifique sont décrites dans la partie 6.2.1.5 de la présente délibération.

5.2.4.3 Prolongation de l'inventaire en M+2 pour les activités *small-scale*

Dans le tarif ATTM5, pour un déchargement au cours du mois M, les règles d'inventaire sont les suivantes :

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

A l'occasion de la consultation publique du 30 juillet 2020, la CRE a consulté le marché sur l'opportunité de mettre en œuvre pour les acteurs du GNL de détail (chargement de camions-citernes ou de microméthaniers) un service de conservation du GNL en cuve jusqu'au mois M+2 suivant un déchargement au cours du mois M. La CRE s'était prononcée en faveur de ce service sous réserve qu'il soit tarifé au prix du terme de quantité stockée (TQS), la réservation de ces volumes étant de nature et de visée similaire à celle réalisée dans le cadre du dispositif de stockage spécifique.

Les contributeurs à la consultation publique sont partagés quant à cette proposition d'évolution. Si certains expéditeurs ne sont pas opposés à l'instauration de flexibilités additionnelles pour favoriser le GNL de détail, d'autres considèrent en revanche qu'un tel service amputerait les capacités de stockage des expéditeurs long terme. Plusieurs acteurs partagent l'analyse de la CRE et recommandent une application du terme de quantité stockée pour les utilisateurs du service.

La CRE considère que le service de prolongation d'inventaire en M+2 permettrait de favoriser l'essor du marché de chargement de microméthaniers et de camions-citernes, au bénéfice de l'attractivité des terminaux français. Les acteurs du GNL de détail ont en effet 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.

La CRE décide d'instaurer à compter du 1^{er} avril 2021 un service de prolongation d'inventaire jusqu'au mois M+2 suivant un déchargement en M, réservé aux acteurs du GNL de détail (soutage et GNL porté).

Les modalités opérationnelles du service de prolongation d'inventaire proposées sont les suivantes :

- le volume en cuve dédié à ce service est de 50 GWh maximum dans chaque terminal ;
- le service est 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 microméthaniers le mois concerné par la prolongation d'inventaire ;
- le service est tarifé au prix du terme de quantité stockée (TQS).

Les modalités s'appliquant à la prolongation de l'inventaire en M+2 sont décrites dans la partie 6.2.1.6 de la présente délibération.

5.2.5 Déchargement sans regazéification

Dans le cadre du service intégré, les capacités souscrites par les expéditeurs aux terminaux méthaniers correspondent explicitement à des capacités de déchargement. Ces capacités de déchargement de GNL donnent droit à l'allocation par l'opérateur d'un niveau de capacités de regazéification correspondant, sur la base duquel sont automatiquement allouées par GRTgaz des capacités de transport au PITTM adjacent (point d'interface transport-terminal méthanier).

A l'occasion de la consultation publique du 30 juillet, la CRE a interrogé le marché sur l'opportunité d'une redéfinition de la capacité de regazéification pour les acteurs déchargeant le GNL à destination d'activités de détail uniquement (chargement de camions-citernes, rechargement et soutage) sans regazéification vers le réseau de transport. Pour toute souscription simultanée de déchargements et de rechargements, Elengy proposait de redéfinir la capacité de regazéification au terminal comme étant égale à « *capacité de déchargement – capacité de rechargement* ». La CRE avait émis une réserve quant à cette redéfinition relative au fonctionnement du terminal. Ainsi un expéditeur n'utilisant pas ses capacités de chargement verrait *in fine* son GNL en cuve être regazéifié et émis sur le réseau de transport. La CRE avait rappelé qu'une émission du GNL sur le réseau de transport doit donner systématiquement lieu à l'allocation d'une capacité de regazéification.

Les acteurs de marché sont partagés quant à la proposition d'Elengy. Plusieurs expéditeurs y sont favorables sur le principe, mais souhaiteraient que la redéfinition de la capacité de regazéification concerne également les souscriptions de long terme et non les seules nouvelles souscriptions simultanées. Certains acteurs y sont en revanche défavorables, et plusieurs soulignent que les modalités proposées mériteraient d'être clarifiées. Les opérateurs d'infrastructures soulignent qu'un tel mécanisme, s'il est mis en œuvre, devra veiller à ne pas permettre d'émettre le GNL déchargé sur le réseau de transport en contournant la souscription au PITTM.

La CRE est favorable au principe d'une définition plus explicite des capacités de regazéification allouées par l'opérateur du terminal aux expéditeurs. Les activités du GNL de détail ne nécessitent pas d'émission sur le réseau de transport, il semble en effet opportun de soustraire ces activités de l'allocation automatique de capacités aux PITTM. Une telle exonération pourrait contribuer à l'essor de ce nouveau marché. Néanmoins, comme le soulignent plusieurs acteurs, la CRE estime que les modalités de mises en œuvre de cette proposition restent à préciser. La CRE considère qu'il pourrait être plus largement pertinent de réfléchir à une offre de déchargement dédiée aux activités du GNL de détail, qui serait différenciée du service intégré actuellement souscrit par l'ensemble des acteurs. La CRE demande que cette question soit traitée dans le cadre de la concertation GNL.

5.2.6 Rebours au PITTM

Dans chaque terminal, les expéditeurs disposant de GNL en cuve et émettant du gaz sur le réseau de transport (selon un profil notifié par l'opérateur) disposent d'un service de flexibilité intra-journalière, permettant 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 de stockage, d'émission minimum, ainsi que du programme de déchargement du terminal.

A l'occasion de la consultation publique du 30 juillet, la CRE a interrogé le marché sur l'opportunité d'un nouveau service de « rebours virtuel au PITTM », proposé par Elengy. Le principe d'un tel service serait de ne plus restreindre la mise à disposition des flexibilités aux seuls acteurs disposant de GNL en cuve et émettant sur le réseau de transport, mais de l'offrir à tout acteur intéressé. Chaque acteur pourrait ainsi faire entrer au terminal du GNL en rebours depuis le réseau de transport à l'occasion du guichet d'allocation de la flexibilité intra-journalière, les volumes de gaz virtuellement liquéfié ouvrant les mêmes droits et obligations que pour tout client présent dans le stockage mutualisé. La CRE s'était prononcé en défaveur de ce nouveau service, considérant d'une part que le principe d'ouvrir l'accès à cette flexibilité à l'ensemble des expéditeurs actifs sur le réseau de transport était contestable, et d'autre part que le dispositif de rebours virtuel reviendrait à prioriser les activités de GNL de détail du terminal par rapport à la contribution des terminaux méthaniers à la sécurité d'approvisionnement.

Une majorité d'acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable au principe d'un service de rebours virtuel, soulignant que celui-ci permettrait de valoriser la flexibilité résiduelle des terminaux et de réduire le coût du GNL comme carburant pour le transport, grâce à une concurrence accrue dans la chaîne de valeur du GNL de détail. Les opérateurs de terminaux soulignent que les quantités résiduelles proposées chaque jour pour le service de rebours virtuel devraient être assez limitées. L'impact de ce service sur les autres activités serait dès lors limité. Plusieurs expéditeurs sont en revanche réservés sur le fait d'ouvrir ce service à tout acteur intéressé et proposent plutôt de le restreindre aux seuls souscripteurs de capacités de déchargement aux terminaux.

La CRE prend acte de l'intérêt des acteurs de marché pour le principe d'un service de rebours virtuel. De fait certains acteurs n'ont pas la possibilité d'acheminer de manière continue du GNL par voie maritime mais peuvent se positionner sur des petits volumes de GNL de détail à offrir en sortie du terminal. Un service de rebours permettrait à ces acteurs de disposer d'une source d'approvisionnement supplémentaire et donc favoriser l'essor du marché du

GNL de détail. La CRE note également que des services de ce type ont récemment été mis en œuvre ou sont à l'étude dans plusieurs terminaux européens. La CRE demande à Elengy de poursuivre ses travaux sur le sujet dans le cadre de la concertation GNL, notamment s'agissant des bénéficiaires potentiels du service de rebours et des modalités exactes d'interaction entre le réseau de transport et les terminaux méthaniers *via* les PITTMM (Points d'interface transport-terminaux méthaniers). L'impact sur le bon fonctionnement du marché de gros de la zone de marché unique devra également être pris en compte.

6. TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES REGULES

6.1 Obligation de paiement des capacités souscrites (*ship-or pay*)

Les expéditeurs ont une obligation de paiement des tarifs appliqués à 100 % des quantités et du nombre de déchargements et de rechargements souscrits.

6.2 Services proposés aux terminaux

6.2.1 Service de déchargement intégré

Les opérateurs proposent un service de déchargement intégré, qui outre la capacité de déchargement de la cargaison, donne droit à des capacités de stockage du GNL en cuve et de regazéification pour émission sur le réseau de transport.

Le gaz déchargé entre dans le stock en cuve de l'expéditeur, puis est progressivement regazéifié et émis sur le réseau de transport. A la place de cette émission sur le réseau de transport, l'expéditeur peut utiliser son gaz en stock dans le cadre d'autres services du terminal :

- le rechargement de cargaison (cf. paragraphe 6.2.3.1) ;
- le chargement de camion-citerne (cf. paragraphe 6.2.4.2) ;
- le chargement de microméthanier (cf. paragraphe 6.2.4.3).

La souscription de capacités de regazéification, via le service de déchargement intégré, entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrées correspondantes sur le réseau de transport auprès de GRTgaz.

6.2.1.1 Service de base

Ce service est accessible à tout expéditeur dès la première souscription. Il permet de souscrire un déchargement pour le mois M jusqu'au 20 du mois M-1. Les expéditeurs ayant souscrit des capacités annuelles ou trimestrielles (cf. paragraphe 6.2.1.2) en bénéficient automatiquement, à hauteur de la capacité annuelle (respectivement trimestrielle) souscrite. Par ailleurs, un expéditeur peut réserver un déchargement via le service de base parmi les créneaux libres après établissement du programme annuel.

Le niveau de stock de fin de mois (niveau d'inventaire) d'un expéditeur à un terminal est déterminé selon les règles suivantes :

- si un déchargement est prévu pour cet expéditeur pour le mois M+1, son niveau de stock de fin de mois M 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.

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.

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.

Le tarif applicable aux souscriptions via ce service est composé :

- d'un terme de nombre d'accostages (TNA, en €/accostage)
- d'un terme de quantité déchargée (TQD, en €/MWh)
- d'un terme en nature (en % de la quantité effectivement déchargée).

6.2.1.2 Réserve d'un trimestre pour l'année N+1

Ce service permet de souscrire un déchargement intégré de navire pour un trimestre ciblé de l'année suivante. Il est commercialisé à compter de l'année N-1 pour un déchargement au cours d'un trimestre de l'année N.

Pour chaque terminal, le niveau de capacités commercialisable dans le cadre de ce service correspond à la différence entre la capacité disponible au terminal (soit 3/12^e de la capacité annuelle non souscrite) et le niveau des indisponibilités pour maintenance prévues à date pour ce trimestre, un coefficient de sécurité de 50 % étant appliqué à cette différence. Pour un trimestre donné de N le niveau de capacités commercialisables pour la réservation trimestrielle est donc défini comme suit :

$$\text{Niveau commercialisable} = 0,5 \times \left[\frac{3}{12} \times \text{capacité annuelle non souscrite} - \text{Indisponibilité prévisionnelle} \right]$$

Pour chaque terminal, le service de réservation trimestrielle de capacités ne concerne que les années pour lesquelles il reste de la capacité disponible.

Le souscripteur du service de réservation trimestrielle de capacités s'acquiesce de l'ensemble des termes tarifaires définis dans le service de base de déchargement intégré. Le terme de quantité déchargée (TQD), est majoré de 0,1 €/MWh.

Les réservations trimestrielles de capacités sont prises en compte dans l'établissement du programme annuel de déchargement. En cas de conflit de date de déchargement au cours de l'élaboration du programme annuel, la priorité est laissée au souscripteur de long-terme par rapport au souscripteur trimestriel, tout en garantissant un créneau au souscripteur trimestriel.

6.2.1.3 Service spot

Ce service est réservé aux déchargements souscrits, pour un mois M donné, après le 20^{ème} 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 anticipés.

Le service est facturé selon des modalités similaires à celles du service de base, à l'exception du terme de quantité déchargée (TQD) qui est égal à 75 % du TQD du service de base.

6.2.1.4 Option bandeau

La souscription de cette option entraîne l'émission d'une cargaison sous forme d'un bandeau d'émission constante, sur une durée de 20 à 40 jours à partir de la date de déchargement de la cargaison. Cette durée est définie lors de la souscription de l'option bandeau, sur la base de la demande de l'expéditeur concerné et selon les possibilités techniques du terminal.

Cette option est accessible à tout expéditeur disposant d'une souscription au service de base, à partir de la publication du programme annuel de déchargements par l'opérateur et jusqu'à la demande de programme mensuel pour le mois de déchargement (avant le 20 de M-1), selon le principe du premier arrivé/premier servi.

L'option bandeau n'est pas accessible par l'expéditeur *spot* au cours du mois M de déchargement, en revanche, cet expéditeur y a accès pour émettre la quantité de GNL résiduelle pour le mois M+1.

Pour chaque terminal, un expéditeur peut souscrire au plus une cargaison en option bandeau par mois et une quantité annuelle de 12 TWh en option bandeau.

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées avec l'option bandeau ne peut pas être supérieure à 20 % de la capacité totale mensuelle de regazéification du terminal.

6.2.1.5 Services de stockage dédié et spécifique

Une partie des volumes disponibles en cuve aux terminaux de Montoir et Fos Cavaou est réservée pour les services de stockage dédié et de stockage spécifique.

Les dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique consistent en la mise à l'écart d'une partie des volumes de stockage du terminal pour les mettre à disposition des expéditeurs. Les volumes en cuve détenus par ce biais sont à la libre disposition des expéditeurs : le GNL peut donc être regazéifié et émis sur le réseau de transport ou bien utilisé dans le cadre d'activités de détail (rechargement, soutage, chargement de camion-citerne).

Les modalités du stockage dédié, qui est un service gratuit, sont les suivantes :

- au terminal de Montoir, 625 GWh de volume en cuve est réservé pour le dispositif de stockage dédié ;
- au terminal de Fos Cavaou, 100 GWh de volume en cuve est réservé pour le dispositif de stockage dédié ;
- dans le cadre du « service de base » les expéditeurs souscrivant des capacités annuelles et pluriannuelles de déchargement obtiennent une allocation gratuite et automatique d'une part du volume total de stockage dédié annuel, au *pro rata* de leurs souscriptions. Les expéditeurs qui n'ont pas de souscription annuelle n'ont pas accès au stockage dédié par le biais de leurs souscriptions ;

Le volume de stockage dédié à chaque terminal pourra être revu lors de la mise à jour tarifaire, sur la base des travaux qui auront été menés en Concertation.

Les modalités du stockage spécifique, qui est un service payant, sont les suivantes :

- 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 est ouverte au cours du mois de décembre N-1 pour l'année N. Cette fenêtre est ouverte à tous les expéditeurs et proposée à la vente sous forme annuelle. Pour chaque terminal les capacités de stockage ainsi commercialisées sont tarifées au prix du terme de quantité stockée, TQS ;
- si des capacités de stockage sont toujours disponibles à l'issue du guichet annuel de décembre N-1, celles-ci sont 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. Pour chaque terminal le tarif correspond au terme de quantité stockée, TQS. Si les volumes ne trouvent pas preneur ils sont réintégrés au stock mutualisé pour le mois considéré.

6.2.1.6 Prolongation d'inventaire en M+2 pour les activités de GNL de détail (*small-scale*)

Ce service permet aux acteurs ayant des capacités de chargement de camions-citernes ou de microméthaniers de garder du GNL en stock jusqu'au mois M+2 suivant un déchargement en M.

Les modalités opérationnelles du service de prolongation d'inventaire en M+2 sont les suivantes :

- pour chaque terminal le volume en cuve dédié à ce service est de 50 GWh maximum ;
- le service est 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 microméthaniers le mois concerné par la prolongation d'inventaire ;
- l'expéditeur demande le recours à ce service au plus tard lors de l'établissement du programme mensuel du mois M+1 (soit le 20 du mois M) pour prolongation d'inventaire sur le mois M+2 ;
- le niveau de stock en cuve dont l'expéditeur peut demander la préservation pour le 1^{er} du mois M+2 ne peut être supérieur à la plus contraignante des conditions suivantes :
 - à la différence de son niveau de stock en cuve au 1^{er} du mois M+1 et de son solde des déchargements et rechargements programmés 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 50 GWh maximum.
- une fois le volume alloué pour M+2, le niveau prévisionnel de stock de fin de mois M+1 est utilisé pour calculer le ratio d'émission de l'expéditeur sur le mois M+1. Les reprogrammations éventuelles de l'expéditeur impactent ce niveau de stock de fin de mois à la hausse ou à la baisse ;
- pour chaque terminal le service est tarifé au prix du terme de quantité stockée (TQS).

Le volume alloué à ce service pour chaque terminal pourra être revu lors de la mise à jour tarifaire, sur la base des travaux qui auront été menés en Concertation.

6.2.2 Mécanismes relatifs à la programmation

6.2.2.1 Obligation de respect de la programmation

Les utilisateurs doivent se tenir à leur programmation, et tout non-respect de la programmation ayant des conséquences sur les autres utilisateurs donne lieu à compensation. Ainsi, tout utilisateur annulant, au cours du mois M, un déchargement préalablement programmé pour le mois M se voit appliquer l'obligation de compenser, soit en gaz, soit financièrement, le ou les autre(s) utilisateur(s) dont l'émission a été réduite en conséquence.

6.2.2.2 Programmation mensuelle

Les détenteurs de capacités de regazéification doivent indiquer aux opérateurs, au plus tard le 20^e jour du mois M-1, leur demande de programme mensuel de déchargement pour le mois M ainsi que leur programme indicatif de déchargement pour les mois M+1 et M+2.

L'opérateur de terminal publie, le 25^e jour du mois M-1 pour le mois M les capacités disponibles en prenant en compte les capacités souscrites ne faisant pas l'objet d'une demande de programmation. A titre indicatif, il publie également ces données pour les mois M+1 et M+2. Il met à jour ces informations quotidiennement.

6.2.2.3 Relâchement de capacité

Les détenteurs de capacités de regazéification peuvent renoncer explicitement lors du mois M 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.

6.2.2.4 « Use it or lose it »

Si le programme du mois M ne fait apparaître aucune fenêtre de déchargement disponible, toute annulation d'un déchargement sans notification, hors cas de force majeure, est consignée et le régulateur en est tenu informé. Lorsque l'intégralité des capacités du terminal est souscrite, une restitution des capacités souscrites par l'expéditeur concerné afin de libérer des capacités dans le terminal peut alors être exigée par la CRE, après analyse au cas par cas.

En cas de congestion constatée pour l'accès aux capacités de regazéification du terminal, et à la demande de la CRE, l'opérateur du terminal lui communiquera tous les éléments relatifs aux demandes de réservation sur la période concernée par la congestion.

Afin de permettre un fonctionnement efficace du mécanisme d'UIOLI, les opérateurs devront publier sur leur site internet, a minima les données suivantes :

- les capacités commercialisables du terminal pour les mois restants de l'année en cours ;
- les capacités souscrites du terminal pour les mois restants de l'année en cours ;
- le nombre prévisionnel de créneaux de déchargement disponibles pour les mois restants de l'année en cours.

Cette publication mensuelle sera complétée par une publication annuelle agrégée :

- des capacités commercialisables du terminal, pour les années restantes jusqu'à la fin de période de commercialisation du terminal ;
- des capacités disponibles du terminal, pour les années restantes jusqu'à la fin de période de commercialisation du terminal.

Les opérateurs de terminaux donnent accès à la CRE au système d'information commercial permettant de contrôler les annulations de déchargement, les reports et les anticipations d'émission.

6.2.2.5 Compte de souscription

Le compte de souscription (CS) permet de créditer les opérations non programmées ou annulées avec un préavis suffisant. Ce compte peut ensuite être débité pour programmer des opérations à court terme.

Les modalités applicables sont les suivantes :

- le CS est crédité des termes fixes et variables (nombre de déchargements et quantités déchargées) des opérations non programmées lors de l'élaboration des programmes annuels ainsi que des opérations annulées avant le 20 du mois M-2 pour le mois M ;

- le CS est utilisable pour un mois M lors de l'établissement du programme mensuel pour ce mois ou en intra-mensuel ;
- le CS ne peut jamais être négatif ;
- le CS est remis à « zéro » chaque année ou à la fin de chaque période de facturation, soit au moins une fois par an ;
- le CS est cessible par les expéditeurs sur le marché secondaire.

6.2.2.6 Pooling

Ce service permet à tout expéditeur disposant de capacités souscrites 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, en accédant, sur la base d'un tarif spécifique, aux capacités encore disponibles après le 20^e jour du mois M-1 dans ce second terminal.

Le montant P dû par l'expéditeur pour la souscription dans le second terminal via le *pooling* est le suivant :

$$P = \max([S - C] ; 0) + \max(10 \% * S ; TNA) \text{ avec :}$$

- S : coût de la souscription dans le second terminal, sans *pooling* ;
- C : crédit de *pooling* = coût des capacités souscrites non utilisées dans l'autre terminal ;
- TNA : le terme d'accostage du second terminal.

Ainsi, le prix de l'opération de *pooling* ne peut pas être inférieur au maximum entre le TNA et 10 % du prix de la souscription sans *pooling*.

6.2.3 Autres services régulés

6.2.3.1 Service de rechargement de cargaisons

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL qu'il possède en cuve du terminal dans un navire.

Le tarif applicable à ce service est composé :

- d'un terme fixe d'accostage (TNA, en €/accostage),
- d'un terme fixe de rechargement (TFR, en €/rechargement)
- d'un terme variable fonction de la quantité contractuelle rechargée (TQR, en €/MWh).

Il est dédié au chargement de navires d'une capacité de plus de 40 000 m³, l'activité de chargement des microméthaniers faisant l'objet d'un service spécifique non régulé (cf. paragraphe 6.2.4.3).

6.2.3.2 Point d'échange de GNL en cuve

Il existe un point d'échange de GNL dans chaque terminal méthanier permettant aux utilisateurs d'échanger des quantités de GNL en cuve entre eux.

Les modalités de fonctionnement des points d'échange de GNL en cuve sont définies par l'opérateur, sur des bases objectives, transparentes et non discriminatoires, communiquées à la CRE et rendues publiques sur le site internet de l'opérateur.

Le tarif d'accès aux points d'échange de GNL en cuve 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.

6.2.3.3 Marché secondaire des capacités de regazéification

Les capacités de regazéification commercialisées par les opérateurs sont cessibles entre utilisateurs, en partie ou en totalité. Les opérateurs ne facturent à ce titre aucun montant à l'acheteur et/ou au vendeur.

6.2.3.4 Prestations spécifiques

Les prestations spécifiques proposées par les opérateurs, par exemple l'homologation des navires méthaniers, sont décrites dans un catalogue de prestations publié sur le site internet de l'opérateur, qui précise le tarif applicable à chaque prestation.

6.2.4 Services non régulés

En plus des services qui font l'objet de la régulation tarifaire, les opérateurs proposent un ensemble de services non régulés : les modalités de ces services, dont leur prix, sont définies par les opérateurs eux-mêmes, de manière non discriminatoire.

6.2.4.1 Transbordement

Ce service permet à l'expéditeur de transférer du GNL directement d'un navire à un autre, sans utiliser la cuve de stockage du terminal.

6.2.4.2 Chargement de camions-citernes

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL en sa possession dans la cuve de stockage du terminal dans un camion.

6.2.4.3 Chargement de microméthaniers

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL en sa possession dans la cuve de stockage du terminal dans un microméthanier (de capacité inférieure ou égale à 40 000 m³).

6.3 Autres dispositions communes aux terminaux

6.3.1 Prélèvement de gaz en nature

Les prélèvements de gaz en nature sont effectués pour chaque terminal en fonction du terme de gaz en nature TN appliqué à la quantité de GNL effectivement déchargée par chaque utilisateur d'un terminal (exprimée en MWh par an).

Un bilan a minima annuel de l'utilisation du prélèvement de gaz en nature sera réalisé par l'opérateur. S'il s'avère que la quantité de gaz prélevée est plus importante que la quantité de gaz consommée par le terminal méthanier, l'opérateur restituera, soit physiquement, soit financièrement, le surplus de gaz aux expéditeurs ayant déchargé du GNL sur ce terminal pendant l'année écoulée, au prorata des quantités déchargées. S'il s'avère que la quantité de gaz prélevée n'est pas suffisante pour couvrir la consommation du terminal, le solde déficitaire de l'année N est reporté sur le bilan d'ouverture de l'année N+1.

Dans l'éventualité où l'opérateur du terminal anticiperait un niveau d'émission prévisionnel inférieur au débit minimum nécessaire à la réincorporation des évaporations, il pourra être amené à augmenter les quantités de gaz prélevées au-delà du terme TN fixé dans la présente délibération tarifaire. L'opérateur devra informer la CRE et les utilisateurs du terminal en amont de cette augmentation.

Dans certaines conditions opérationnelles, les terminaux méthaniers sont susceptibles de recourir à des consommations supplémentaires de gaz en nature. En effet, en deçà d'un débit d'émission minimum, et en l'absence de compresseur des gaz d'évaporation, les opérateurs de terminaux sont contraints de torcher pour partie les évaporations du GNL stocké dans les réservoirs, à défaut de pouvoir les réintégrer dans les émissions de gaz vers le réseau de transport.

Dans ce cas, les quantités complémentaires de gaz torchées sont allouées à l'ensemble des utilisateurs du terminal concerné, en proportion de la différence, pour chacun d'entre eux, entre un seuil de 50 % des quantités programmées au déchargement lors du programme annuel notifié en décembre et les quantités nettes effectivement déchargées, c'est-à-dire en déduisant les quantités rechargées, sur la période considérée.

Au terminal de Montoir, un compresseur est disponible depuis avril 2017, afin de comprimer les gaz d'évaporation pour les émettre vers le réseau de transport. Lors de l'utilisation de ce compresseur, l'émission est répartie entre les clients en fonction de leurs quantités de GNL en stock le premier jour de fonctionnement du compresseur.

6.3.2 Gestion des périodes d'arrêt des émissions

En cas d'absence durable de déchargements de GNL susceptible de porter atteinte aux conditions de maintien en froid d'un terminal, l'opérateur informe la CRE dans les meilleurs délais et lui propose les mesures envisagées après concertation avec les utilisateurs.

6.3.3 Modalités de partage de cargaison

Ce service permet à plusieurs expéditeurs de partager une opération de déchargement.

Ce service est facturé, sur la base des souscriptions des utilisateurs, selon les modalités suivantes :

- un terme fixe, facturé à chaque souscripteur, égal à TNA/N :

- avec TNA égal au Terme du nombre d'accostages en vigueur pour le terminal concerné ;
- et N égal au nombre d'utilisateurs ayant souscrit des capacités de regazéification au titre de l'opération de déchargement concernée ;
- un terme variable, facturé à chaque utilisateur, égal à $TQD \times Q_e$
 - avec TQD égal au Terme de quantité déchargée en vigueur pour le terminal concerné ;
 - et Q_e égal à la quantité souscrite par chaque utilisateur au titre de l'opération de déchargement concernée.

La somme des quantités souscrites par l'ensemble des utilisateurs partageant la cargaison doit être égale à la quantité totale déchargée.

6.4 Grilles tarifaires des terminaux

6.4.1 Définition des termes tarifaires

Les termes tarifaires applicables pour la période ATTM6 sont les suivants :

- TNA : terme de nombre d'accostage, acquitté 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 ;
- TQD : terme de quantité déchargée, appliqué aux quantités souscrites destinées à être déchargées dans le terminal, exprimé en €/MWh ;
- TN : terme de gaz en nature, destiné à couvrir les consommations de gaz du terminal méthanier, en pourcentage du gaz déchargé ;
- TFR : terme fixe de rechargement, appliqué à chaque cargaison chargée sur le terminal méthanier, exprimé en € par chargement ;
- TQR : terme de quantité rechargée, appliqué aux quantités de GNL chargées, exprimé en €/MWh ;
- TB : terme bandeau optionnel, appliqué à la quantité souscrite en option bandeau, exprimé en €/MWh ;
- TQS : terme de quantité stockée optionnelle, appliqué à la quantité de stock souscrite, en €/MWh/mois.

6.4.2 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chaque terminal.

M€courants	2021	2022	2023	2024
Montoir	80,7	66,3	74,9	74,8
Fos Tonkin	17,8	16,4	16,6	16,6
Fos Cavaou	123,8	123,8	124,9	125,2

6.4.3 Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,514 €/MWh Pour le service spot : 0,386 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,614 €/MWh
TN	0,3 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	60 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

6.4.4 Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,763 €/MWh Pour le service spot : 0,572 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 0,863 €/MWh
TN	0,3 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	40 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

6.4.5 Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,290 €/MWh Pour le service spot : 0,968 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 1,390 €/MWh
TN	0,3 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
TFR	40 000 € /chargement

TQR	0,32 €/MWh
-----	------------

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
----	------------

TQS	1 €/MWh/mois
-----	--------------

DECISION

La CRE fixe le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés d'Elengy à compter du 1^{er} avril 2020, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le principe de non-régulation du service de chargement de microméthaniers (partie 2)
- les principes de répartition des coûts entre les activités régulées et non régulées (partie 2) ;
- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à Elengy pour une durée d'environ 4 ans (partie 3) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 4) ;
- la structure du tarif et les services offerts (partie 5) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1^{er} avril 2020 (partie 6).

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise :

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la Ministre de la transition écologique, au Ministre de l'économie, des finances et de la relance ainsi qu'à la Ministre de la mer.

Délibéré à Paris, le 3 décembre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE

1. Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,514 €/MWh Pour le service spot : 0,386 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,614 €/MWh
TN	0,3 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	60 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

2. Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,763 €/MWh Pour le service spot : 0,572 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 0,863 €/MWh
TN	0,5 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	40 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

3. Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2021

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,290 €/MWh Pour le service spot : 0,968 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 1,390 €/MWh
TN	0,3 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
TFR	120 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 € /MWh/mois

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » de la présente délibération, un mécanisme de suivi de la qualité de service est mis en place concernant les maintenances des terminaux et l’environnement. Ce suivi est constitué d’indicateurs transmis par les opérateurs à la CRE et rendus disponibles sur leur site internet pour les utilisateurs des terminaux.

Les indicateurs suivants sont suivis par terminal sans faire l’objet d’une incitation financière :

- taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites ;
- taux de réduction annuel des capacités de stockage ;
- taux de réduction quotidien des capacités de regazéification ;
- respect du programme annuel de maintenance ;
- 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 ;
- indicateurs relatifs à l’environnement :
 - émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz déchargé ;
 - fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l’évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz déchargé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATTM6. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à la maintenance

a. Taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites

Libellé de l’indicateur	Calcul de l’indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités de déchargement souscrites	Capacité de déchargement annuelle ferme mise à disposition / capacité de déchargement annuelle ferme souscrite (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

b. Taux de réduction annuel des capacités de stockage

Libellé de l’indicateur	Calcul de l’indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités de stockage souscrites	Capacité de stockage annuelle mise à disposition / capacité technique de stockage annuelle (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

c. Taux de réduction quotidien de la capacité de regazéification

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction de la capacité de regazéification	Capacité quotidienne de regazéification mise à disposition / capacité technique de regazéification journalière (une valeur suivie par terminal)	Calcul : quotidien Remontée à la CRE : Annuelle	1 ^{er} avril 2021

d. Respect du programme annuel de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Respect du programme annuel de maintenance	Variation (en pourcentage) des restrictions de capacité publiées dans le programme de maintenance de l'année N publié en fin d'année N-1 et des restrictions de capacité réellement appliquées en N (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

e. 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

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques	Pour chaque incident : délai en nombre d'heures de la mise à disposition de l'information après la survenue de l'incident (une valeur suivie par terminal)	Annuelle (liste des incidents et délai pour chacun)	1 ^{er} avril 2021

2. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz déchargé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz déchargé (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz déchargé	Emissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz déchargé (une valeur suivie par terminal)		1 ^{er} avril 2021

ANNEXE 3 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR BISANUELLE DU TARIF

1) Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2021 à 2024, les charges de capital de référence prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire à mi-période sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€_{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	37,2	34,1	34,4	34,8
Fos Tonkin	1,9	3,1	3,5	4,0
Fos Cavaou	82,8	82,2	82,1	82,3

2) Mise à jour des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement)

Pour les années 2021 à 2024, les charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement) de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€_{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	37,9	37,9	38,3	39,0
Fos Tonkin	12,6	13,1	12,9	13,1
Fos Cavaou	38,7	38,2	37,8	38,4

Pour les années 2023 et 2024, le montant pris en compte lors de la mise à jour annuelle de la grille tarifaire à mi-période est égal à la valeur de référence de l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année 2021. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile 2021, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2021 et l'année 2022, ou à défaut, sa meilleure estimation, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2023, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2023 ;
- multipliée, pour l'année 2024, par l'inflation prévisionnelle du FMI pour l'année 2024.

3) Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Un terme de lissage permettant de prendre en compte l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel, dont la valeur actualisée au taux sans risque à 1,7 % est nulle sur la période du tarif ATTM6, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	5,6	-6,8	1,1	-0,1
Fos Tonkin	2,7	-0,6	-0,8	-1,4
Fos Cavaou	-0,6	-0,3	0,5	0,4

4) Calcul et apurement du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis ci-dessous. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Montoir, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou, ...)	75 %	80,7	66,3	74,9	74,8
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	<i>[confidentiel]</i>			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	36,6	33,4	33,5	33,9
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	-	5,5	5,4
	80 %	4,4	5,5	Mis à jour à mi-période tarifaire conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Dépenses de maintenance	100 % des charges non utilisées en fin de période	4,1	4,5	4,7	4,9

Fos Tonkin, en M€_{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou, ...)	75 %	17,8	16,4	16,6	16,6
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	<i>[confidentiel]</i>			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	1,8	3,1	3,5	3,9
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	-	1,6	1,6
	80 %	1,3	1,5	Mis à jour à mi-période tarifaire conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou, ...)	75 %	123,8	123,8	124,9	125,2
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	[confidentiel]			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	81,2	80,2	79,6	79,8
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	-	5,4	5,0
	80 %	3,8	4,6	Mis à jour à mi-période tarifaire conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Programme biopolymères	100 % des charges non utilisées en fin de période	[confidentiel]			

Siège, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,8	0,8	0,8	0,8
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	2,2	2,8	3,4	3,4

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2021 à 2024, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE

pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.