



DÉLIBÉRATION N° 2018-236

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

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

Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et de Fos Tonkin, gérés par la société Elengy, et de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits « tarifs ATTM5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2017 pour une période d'environ quatre ans. Ils prévoient une mise à jour au 1^{er} avril 2019, selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 18 janvier 2017¹.

La présente délibération définit les évolutions à compter du 1^{er} avril 2019, pour une durée d'environ deux ans, des grilles tarifaires s'appliquant aux terminaux méthaniers régulés.

Dans le cadre des travaux relatifs à cette évolution, les opérateurs Elengy et Fosmax LNG ont transmis à la CRE leurs hypothèses, relatives à l'utilisation des capacités et aux charges nettes supportées par les terminaux. Les opérateurs de terminaux méthaniers ont été auditionnés par la CRE le 8 novembre 2018. L'analyse de ces demandes par la CRE conduit aux évolutions tarifaires suivantes :

- pour le terminal de Montoir, une baisse de 4,03 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 0,81 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, une baisse de 5,07 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 1,21 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une baisse de 3,46 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 1,39 €/MWh déchargé.

Ces baisses résultent principalement de l'apurement des comptes de régularisation des charges et des produits (CRCP) relatifs aux années 2017 et 2018.

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

SOMMAIRE

1. RAPPEL DES PRINCIPES GÉNÉRAUX EN VIGUEUR DANS LES TARIFS ATTM5.....	4
2. PARAMÈTRES ET ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIERS RÉGULÉS AU 1^{ER} AVRIL 2019	6
2.1 CHARGES LIÉES AU DIFFÉREND OPPOSANT FOSMAX LNG ET STS	6
2.2 ÉVOLUTIONS CONCERNANT L'AVENIR DU TERMINAL DE FOS TONKIN APRÈS 2020.....	6
2.3 REVENU AUTORISÉ DES TERMINAUX MÉTHANIERS POUR LES ANNÉES 2019 ET 2020.....	6
2.3.1 Charges de capital	6
2.3.2 Charges nettes d'exploitation (hors énergie)	7
2.3.3 Poste « Énergie et quotas de CO ₂ »	8
2.3.3.1 Montoir-de-Bretagne	8
2.3.3.2 Fos Tonkin	9
2.3.3.3 Fos Cavaou	9
2.3.4 Calcul du CRCP	10
2.3.4.1 Montoir-de-Bretagne	10
2.3.4.2 Fos Tonkin	12
2.3.4.3 Fos Cavaou	13
2.3.4.4 Demandes additionnelles des opérateurs	14
2.3.5 Revenu autorisé 2019-2020	14
2.3.5.1 Revenu autorisé 2019-2020 de Montoir-de-Bretagne.....	14
2.3.5.2 Revenu autorisé 2019-2020 de Fos Tonkin	15
2.3.5.3 Revenu autorisé 2019-2020 de Fos Cavaou	15
2.4 HYPOTHÈSES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITÉS POUR LES ANNÉES 2019 ET 2020.....	15
2.4.1 Opérations de déchargement	15
2.4.2 Opérations de rechargement	16
2.5 ÉVOLUTIONS TARIFAIRES AU 1 ^{ER} AVRIL 2019.....	17
3. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIERS RÉGULÉS, APPLICABLES AU 1^{ER} AVRIL 2019 .	18
3.1 DISPOSITIONS COMMUNES AUX TROIS TERMINAUX	18
3.1.1 Services de déchargement proposés	18
3.1.2 Prélèvement de gaz en nature.....	19
3.1.3 Obligation de paiement des capacités souscrites (« <i>ship or pay</i> »).....	20
3.1.4 Non-respect de la programmation.....	20
3.1.5 Mécanisme de « <i>Use it or lose it</i> »	20
3.1.6 Mécanisme de relâchement de capacité	20
3.1.7 Gestion des périodes d'arrêt des émissions lié au manque de GNL.....	20
3.1.8 Marché secondaire des capacités de regazéification	21
3.1.9 Point d'échange de GNL.....	21
3.1.10 Tarif spécifique pour les déchargements et les rechargements de micro-méthaniers.....	21
3.1.11 Service de rechargement de cargaisons	21
3.1.12 Service de partage de cargaison pour les déchargements	21
3.1.13 Prestations spécifiques	22
3.2 DÉFINITIONS DES TERMES TARIFAIRES	22
3.3 MODALITÉS DÉTAILLÉES DE PRÉLÈVEMENT DE GAZ EN NATURE.....	22

3.4 EVOLUTION DES TERMES TARIFAIRES DU TERMINAL DE MONTOIR-DE-BRETAGNE AU 1 ^{ER} AVRIL 2019.....	23
3.4.1 Trajectoire de revenu autorisé.....	23
3.4.2 Grille tarifaire au 1 ^{er} avril 2019	23
3.5 EVOLUTION DES TERMES TARIFAIRES DU TERMINAL DE FOS TONKIN AU 1 ^{ER} AVRIL 2019.....	24
3.5.1 Trajectoire du revenu autorisé.....	24
3.5.2 Grille tarifaire au 1 ^{er} avril 2019	24
3.6 EVOLUTION DES TERMES TARIFAIRES DU TERMINAL DE FOS CAVAOU AU 1 ^{ER} AVRIL 2019.....	25
3.6.1 Trajectoire du revenu autorisé.....	25
3.6.2 Grille tarifaire au 1 ^{er} avril 2019	25
DÉCISION.....	26

1. RAPPEL DES PRINCIPES GÉNÉRAUX EN VIGUEUR DANS LES TARIFS ATTM5

Les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, 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. L'article L. 452-3 dispose que « *La 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. Ces délibérations [...] peuvent 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.* »

Les tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniens régulés de gaz naturel liquéfié, dits « tarifs ATTM5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2017 pour une période d'environ quatre ans.

La délibération du 18 janvier 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniens régulés de gaz naturel liquéfié fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire normative des charges de capital ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs ;
- les principes d'évolution des différents termes tarifaires des terminaux méthaniens à l'occasion de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2019.

Par ailleurs, les tarifs ATTM5 comprennent des mécanismes de régulation incitative. Il s'agit notamment :

- d'une régulation incitative des charges d'exploitation (hors énergie) : la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Elengy et de Fosmax LNG est définie sur la période 2017-2020. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les opérateurs au-delà de la trajectoire fixée par les tarifs ATTM5 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les opérateurs. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs ;
- d'une régulation incitative à la commercialisation des capacités supplémentaires : les souscriptions additionnelles d'opérations de déchargement et de rechargement de navires sont partiellement intégrées au CRCP. Ainsi, les recettes associées aux souscriptions supplémentaires par rapport aux hypothèses retenues pour fixer les tarifs ATTM5 sont reversées via le CRCP aux utilisateurs des terminaux à hauteur de 75 % et conservées par les opérateurs à hauteur de 25 %.

Les tarifs ATTM5 prévoient une mise à jour au 1^{er} avril 2019 de la grille tarifaire des trois terminaux selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 17 janvier 2018 :

- le revenu autorisé pour les années 2019 et 2020 est déterminé en prenant en compte :
 - la trajectoire des charges de capital normatives, fixée pour quatre ans par la CRE dans la délibération du 18 janvier 2017, qui n'est pas révisée lors de la mise à jour tarifaire ;
 - la trajectoire des charges nettes d'exploitation nettes, fixée pour quatre ans par la CRE dans la délibération du 18 janvier 2017, qui n'est pas révisée lors de la mise à jour tarifaire ;
 - la mise à jour des charges d'énergie (électricité et CO2) au regard des conditions de marché ;
 - l'apurement de la moitié du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) à l'issue de la période 2017-2018.
- la mise à jour des hypothèses de souscription de capacité.

La délibération du 18 janvier 2017 prévoit par ailleurs que la CRE pourra prendre en compte, lors de la révision tarifaire à mi-période :

- l'ajustement des taux de prélèvement de gaz en nature en cohérence avec le bilan des prélèvements constatés ;
- la mise à jour de la structure tarifaire et des services, notamment pour prendre en compte les propositions d'évolution issues de la Concertation GNL ;
- les évolutions concernant le terminal de Fos Tonkin en fonction des décisions qui seront prises sur l'avenir du terminal au-delà de 2020.

A ces éléments pourront s'ajouter l'examen, par la CRE, des conséquences financières sur les tarifs du différend opposant Fosmax LNG et le groupement d'entreprises STS.

Les termes tarifaires évoluent au 1^{er} avril 2019 afin que les recettes de souscription couvrent les revenus annuels autorisés des opérateurs de terminaux pour 2019 et 2020.

2. PARAMÈTRES ET ÉVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIERES RÉGULÉS AU 1^{ER} AVRIL 2019

2.1 Charges liées au différend opposant Fosmax LNG et STS

La construction du terminal méthanier de Fos Cavaou a été confiée au groupement de sociétés Sofregaz, Technimont SpA et SAIPEM SA (« STS »). Des différends entre STS et Fosmax LNG ont conduit ce dernier à saisir le tribunal arbitral composé sous l'égide de la chambre de commerce internationale (CCI), qui a rendu sa sentence le 13 février 2015. Par un arrêt du 9 novembre 2016², le Conseil d'Etat a partiellement annulé ladite sentence.

Une procédure reste ouverte dans le cadre de ce litige, Fosmax LNG ayant demandé un nouvel arbitrage auprès de la CCI, dont la décision est attendue courant 2019.

La CRE considère qu'il n'est pas opportun de traiter les conséquences de ce litige sur le tarif lors de la présente mise à jour tarifaire, les impacts définitifs n'étant pas encore arrêtés. Ainsi, la CRE examinera les conséquences sur les tarifs lorsque ce litige sera définitivement clôturé et purgé de tout recours.

2.2 Evolutions concernant l'avenir du terminal de Fos Tonkin après 2020

Les souscriptions de capacités à long terme du terminal de Fos Tonkin se terminent en fin d'année 2020. Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés ont été élaborés sur la base d'une hypothèse de fin d'exploitation du terminal à fin 2020. Conformément aux dispositions validées par la délibération de la CRE du 7 juillet 2011³ et reconduites par la délibération du 18 janvier 2017, la durée d'amortissement des actifs du terminal de Fos Tonkin a été adaptée pour prendre en compte un arrêt potentiel du terminal au 1^{er} janvier 2021.

La délibération du 18 janvier 2017 prévoit que dans le cas où l'exploitation commerciale du terminal de Fos Tonkin s'arrêterait au 1^{er} janvier 2021, son CRCP calculé lors de la mise à jour tarifaire serait apuré sur deux ans sur la période 2019-2020.

Elengy étudie la possibilité de commercialiser un volume plus réduit de capacités de regazéification sur le terminal de Fos Tonkin et a lancé une phase non engageante d'appel à manifestation d'intérêt du marché. En cas d'échec de la recommercialisation du terminal, Elengy procéderait à la mise en œuvre d'un plan de fermeture du site au cours de 2019. Elengy considère qu'aucune décision d'arrêt de l'exploitation commerciale de Fos Tonkin n'est prise à ce stade et demande en conséquence de ne pas apurer le CRCP sur deux ans à compter de 2019.

La CRE décide de retenir la demande d'Elengy d'apurer le CRCP de Fos Tonkin sur quatre ans.

2.3 Revenu autorisé des terminaux méthaniers pour les années 2019 et 2020

2.3.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire des tarifs ATTM5 pour les trois terminaux méthaniers, sans prévoir de révision lors de la mise à jour à mi-période. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

² Conseil d'Etat, ass., 9 novembre 2016, n° 38806, société Fosmax LNG

³ Délibération de la CRE du 7 juillet 2011 portant approbation de la procédure d'appel au marché pour le projet de pérennisation du terminal méthanier de Fos Tonkin

Les montants prévisionnels des charges de capital à couvrir sur la période ATTM5, prévus par les tarifs de chacun des trois terminaux sont les suivants :

Montoir

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
BAR (au 01.01.N)	270,2	271,5	258,8	240,8	260,3
Rémunération de la BAR	22,2	21,7	20,6	19,7	21,0
Amortissement de la BAR	24,9	24,7	25,0	25,3	25,0
Rémunération des IEC	0,9	0,6	0,6	0,4	0,6
Charges de capital normatives	48,0	47,0	46,1	45,4	46,7

Fos Tonkin

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
BAR (au 01.01.N)	69,7	52,4	31,6	12,5	41,5
Rémunération de la BAR	5,3	3,9	2,3	0,6	3,0
Amortissement de la BAR	22,2	21,4	19,6	10,1	18,3
Rémunération des IEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de capital normatives	27,5	25,3	21,9	10,7	21,3

Fos Cavaou

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
BAR (au 01.01.N)	715,0	695,8	676,7	666,5	688,5
Rémunération de la BAR	60,7	59,1	57,8	56,5	58,5
Amortissement de la BAR	28,2	28,5	29,0	29,4	28,8
Rémunération des IEC	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
Charges de capital normatives	89,0	87,8	86,9	85,9	87,4

2.3.2 Charges nettes d'exploitation (hors énergie)

Les charges brutes d'exploitation (hors énergie) prennent notamment en compte les charges centrales supportées par les opérateurs Elengy et Fosmax LNG, la marge liée aux prestations facturées par Elengy à Fosmax LNG, les provisions pour démantèlement des infrastructures, les charges de personnel et les charges fiscales.

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par les tarifs ATTM5 sont obtenues en déduisant de ces charges brutes, les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers et les prévisions de production stockée et immobilisée des charges brutes (hors énergie) d'exploitation des opérateurs.

Ces postes ne font pas l'objet d'une révision à mi-période tarifaire et sont par conséquent inchangés par rapport à la délibération tarifaire ATTM5.

Les montants prévisionnels des charges nettes d'exploitation (hors énergie) à couvrir sur la période ATTM5 pour chacun des trois terminaux sont les suivants :

M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2017-2020
Montoir-de-Bretagne	49,4	46,2	46,0	45,8	46,8
<i>dont dotations aux provisions pour démantèlement</i>	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Fos Tonkin	24,3	23,8	24,2	23,6	24,0
<i>dont dotations aux provisions pour démantèlement</i>	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7
Fos Cavaou	40,4	44,2	45,0	45,7	43,8
<i>dont dotations aux provisions pour démantèlement</i>	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

2.3.3 Poste « Energie et quotas de CO₂ »

Les charges d'énergie pour les trois terminaux méthaniers régulés, principalement liées à l'achat d'électricité nécessaire au fonctionnement des pompes du système de regazéification du GNL, sont prises en compte dans les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs. Elles sont fondées sur les estimations des prix de l'électricité et du CO₂, ainsi que sur les hypothèses d'utilisation des capacités de regazéification de chaque terminal.

La délibération de la CRE du 18 janvier 2017 prévoit que les mises à jour des grilles tarifaires au 1^{er} avril 2019 pourront intégrer des évolutions pour les postes de charges d'énergie (électricité et CO₂). Ces évolutions seront réalisées au regard des conditions de marché et s'appuieront sur des trajectoires prévisionnelles actualisées le cas échéant.

2.3.3.1 Montoir-de-Bretagne

Elengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 3,2 M€ (dont 0,4 M€ de quotas de CO₂) en 2018, à comparer au niveau de 3,7 M€ (dont 0,1 M€ de quotas de CO₂) retenu dans la trajectoire tarifaire. Elengy explique cette évolution, d'une part, par un plafonnement de la CSPE à hauteur de [confidentiel] de son montant unitaire pour le terminal de Montoir, non prévu dans la décision tarifaire ATTM5, et d'autre part, par un report des achats de quotas de CO₂ de 2017 en 2018 conjugué à un prix plus élevé de la tonne de CO₂ en 2018 que prévu dans la trajectoire tarifaire.

Pour 2019, Elengy anticipe un niveau de charges de 4,2 M€ (dont 0,4 M€ de quotas de CO₂), à comparer au niveau de 3,8 M€ (dont 0,1 M€ de quotas de CO₂) retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2020, Elengy anticipe un niveau de charges de 4,7 M€ (dont 0,4 M€ de quotas de CO₂) à comparer au niveau de 3,9 M€ (dont 0,1 M€ de quotas de CO₂) retenu dans la trajectoire tarifaire. Elengy justifie ses prévisions, d'une part, par un taux d'utilisation revu à la hausse par rapport aux hypothèses tarifaires qui conduit à une forte hausse des volumes de consommation d'électricité, conjugué à l'augmentation du prix de l'électricité constatée ces derniers mois, et d'autre part, par une hausse du prix de la tonne de CO₂.

Montoir-de-Bretagne – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2017 (réalisé)		2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Réal.	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	3,3	1,3	3,7	3,2	3,8	4,2	3,9	4,7

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de consommation d'énergie prévus pour l'année 2018 sont réévalués en cohérence avec les volumes moyens constatés de janvier à septembre 2018 ;
- les volumes de consommation de 2019 et 2020 sont ramenés au niveau des prévisions tarifaires 2019 afin de mettre en cohérence les niveaux d'émission du terminal avec le volume des souscriptions de déchargement prévu, Elengy n'ayant pas proposé d'évolution du volume des souscriptions par rapport aux prévisions tarifaires ATTM5.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Montoir-de-Bretagne – Charges d'énergie retenues

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2018		2019		2020	
	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	3,7	3,1	3,8	3,7	3,9	4,2

2.3.3.2 Fos Tonkin

Elengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 1,4 M€ en 2018, à comparer au niveau de 2,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATTM5. Elengy explique cette évolution par un plafonnement de la CSPE à hauteur de [confidentiel] de son montant unitaire pour le terminal de Fos Tonkin, non prévu dans la décision tarifaire ATTM5.

Pour 2019, Elengy anticipe un niveau de charges de 1,9 M€, à comparer au niveau de 2,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2020, Elengy anticipe un niveau de charges de 2,0 M€ à comparer au niveau de 2,3 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire.

Elengy justifie ses prévisions de charges d'électricité par une baisse des volumes de consommation d'électricité, lié à un taux d'utilisation du terminal inférieur aux hypothèses tarifaires conjuguée au plafonnement de la CSPE.

Fos Tonkin – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2017 (réalisé)		2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Réal.	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	2,1	0,7	2,1	1,4	2,1	1,9	2,3	2,0

La CRE retient l'ajustement suivant par rapport à cette demande : les volumes de consommation de 2019 et 2020 sont ramenés au niveau d'émission anticipé pour 2018, revu à la baisse par Elengy par rapport aux prévision tarifaires, afin de mettre en cohérence les niveaux d'émission du terminal avec le volume de souscriptions de déchargement prévu, dont l'intégralité des capacités sont souscrites.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Fos Tonkin – Charges d'énergie retenues

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2018		2019		2020	
	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	2,1	1,4	2,1	1,7	2,3	1,9

2.3.3.3 Fos Cavaou

Fosmax LNG estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 2,9 M€ en 2018, à comparer au niveau de 3,9 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATTM5. Fosmax LNG explique cette évolution par un plafonnement de la CSPE à hauteur de [confidentiel] de son montant unitaire pour le terminal de Fos Cavaou, non prévu dans la décision tarifaire ATTM5.

Pour 2019, Fosmax LNG anticipe un niveau de charges de 4,1 M€, à comparer au niveau de 4,3 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2020, Fosmax LNG anticipe un niveau de charges de 4,8 M€ à comparer au niveau de 4,5 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire.

Fosmax LNG justifie ses prévisions de charges d'électricité par un taux d'utilisation revu à la hausse par rapport aux hypothèses tarifaires qui conduit à une forte hausse des volumes de consommation d'électricité, conjugué à une augmentation du prix de l'électricité.

Fos Cavaou – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2017 (réalisé)		2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Réal.	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	4,1	1,8	3,9	2,9	4,3	4,1	4,5	4,8

La CRE retient l'ajustement suivant par rapport à cette demande : les volumes de consommation de 2019 et 2020 sont ramenés respectivement au niveau des prévisions tarifaires 2019 et 2020 afin de mettre en cohérence les niveaux d'émission du terminal avec le nombre de souscriptions de déchargement prévu, Fosmax LNG n'ayant pas proposé d'évolution du volume des souscriptions par rapport aux prévisions tarifaires ATTM5.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Fos Cavaou – Charges d'énergie retenues

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2018		2019		2020	
	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Total charges d'énergie	3,9	2,9	4,3	3,7	4,5	4,2

2.3.4 Calcul du CRCP

Les postes de charges et de produits inclus au périmètre du CRCP dans le cadre des tarifs ATTM5 sont les suivants :

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification, couverts à 75 % ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, couvertes à 100 % ;
- les charges et produits d'énergie (électricité et quotas de CO₂) couverts à 90 % ;
- les revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL, couverts à 50 % ;
- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux, couverts à 75 % ;
- les coûts et recettes associés aux services non régulés, couverts à 100 %.

Conformément à la délibération du 18 janvier 2017, le solde du CRCP pour la seconde période de l'ATTM4 (2014_{réalisé}-2016_{estimé}) est apuré en annuités constantes de 2017 à 2020.

Le solde du CRCP pour la première période de l'ATTM5 (2016_{réalisé}-2018_{estimé}) sera apuré sur une période de quatre ans à compter de 2019 en annuités constantes, avec un taux d'intérêt de 2,7 % (correspondant au taux sans risque nominal retenu dans la décision tarifaire du 18 janvier 2017), s'appliquant annuellement.

Les montants du solde du CRCP pour chaque terminal pour l'année 2018 sont des montants provisoires. Les montants définitifs seront pris en compte lors de l'élaboration des prochains tarifs ATTM6.

Ainsi, les montants pris en compte pour établir les trajectoires prévisionnelles de revenu autorisé sont présentés ci-après pour chaque terminal.

2.3.4.1 Montoir-de-Bretagne

Dans la demande d'Elengy, le solde total estimé du CRCP s'élève à -14,0 M€ pour le terminal de Montoir-de-Bretagne. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Montoir – Solde du CRCP demandé

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Recettes	-7,1
Charges de capital normatives	-3,4
Charges d'énergie	-3,2
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-14,0

Les principales contributions au CRCP pour la première période de l'ATTM5 sont :

- le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions de rechargements, lié à un nombre de rechargements supérieur à la trajectoire tarifaire ;
- le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions de déchargements, lié à l'application des termes de régularité (TR) et des termes d'utilisation des capacités de regazéification (TUCR) au 1^{er} trimestre 2017 (ces termes ont disparu au 1^{er} avril 2017) ;
- le poste portant sur les charges de capital normatives, inférieures aux prévisions tarifaires, lié à des investissements plus faibles que prévu ;
- et le poste portant sur les charges d'énergie, le terminal ayant bénéficié d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans les tarifs ATTM5.

La CRE retient la demande d'Elengy concernant le solde du CRCP du terminal de Montoir à l'exception d'un ajustement sur les charges d'énergie estimées par l'opérateur pour 2018. La CRE considère que ces dernières sont trop élevées au regard de l'activité du terminal et ajuste le montant du poste portant sur les charges d'énergie de 77 k€ supplémentaires dans le solde du CRCP.

Le solde total estimé du CRCP retenu par la CRE sur la période 2016-2018 s'élève à -14,0 M€ pour le terminal de Montoir-de-Bretagne. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Montoir – Solde du CRCP retenu

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Recettes	-7,1
Charges de capital normatives	-3,4
Charges d'énergie	-3,3
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-14,0

Le montant du solde du CRCP 2016_{réalisé}-2018_{estimé} sera apuré en quatre annuités constantes de -3,6 M€, venant en diminution du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -4,5 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2014_r, à 2016_e porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -8,2 M€ pour 2019 et 2020.

Annuité (en M€ courants)	2019	2020	2021	2022
CRCP 2014 _{réalisé} -2016 _{estimé}	-4,5	-4,5	-	-
CRCP 2016 _{réalisé} -2018 _{estimé}	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6
Annuités totales	-8,2	-8,2	-3,6	-3,6

2.3.4.2 Fos Tonkin

Dans la demande d'Elengy, le solde total estimé du CRCP sur la période 2016-2018 s'élève à -5,5 M€ pour le terminal de Fos Tonkin. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Fos Tonkin – Solde du CRCP demandé

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Charges de capital normatives	-3,2
Charges d'énergie	-2,3
Recettes	0,1
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-5,5

Les principales contributions au CRCP pour la première période de l'ATTM5 sont :

- le poste portant sur les charges de capital normatives, inférieures aux prévisions tarifaires, lié à des investissements plus faibles que prévu ;
- et le poste portant sur les charges d'énergie, le terminal ayant bénéficié d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans les tarifs ATTM5.

La CRE retient la demande d'Elengy concernant le solde du CRCP du terminal de Fos Tonkin.

Le solde total estimé du CRCP retenu par la CRE sur la période 2016-2018 s'élève à -5,5 M€ pour le terminal de Fos Tonkin. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Fos Tonkin – Solde du CRCP retenu

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Charges de capital normatives	-3,2
Charges d'énergie	-2,3
Recettes	0,1
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-5,5

Le montant du solde du CRCP 2016_{réalisé}-2018_{estimé} sera apuré en quatre annuités constantes de -1,4 M€, venant en diminution du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -1,3 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2014 à 2016 porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -2,7 M€ pour 2019 et 2020.

Annuité (en M€ courants)	2019	2020	2021	2022
CRCP 2014 _{réalisé} -2016 _{estimé}	-1,3	-1,3	-	-
CRCP 2016 _{réalisé} -2018 _{estimé}	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
Annuités totales	-2,7	-2,7	-1,4	-1,4

2.3.4.3 Fos Cavaou

Dans la demande de Fosmax LNG, le solde total estimé du CRCP sur la période 2016-2018 s'élève à -14,2 M€ pour le terminal de Fos Cavaou. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Fos Cavaou – Solde du CRCP demandé

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Recettes	-9,0
Charges d'énergie	-3,8
Charges de capital normatives	-1,2
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-14,2

Les principales contributions au CRCP pour la première période de l'ATTM5 sont :

- le poste portant sur les souscriptions de rechargements, lié à un nombre de rechargements supérieur à la trajectoire tarifaire ;
- le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions de déchargements lié, d'une part, à des opérations de déchargement supplémentaires et, d'autre part, à l'application des termes de régularité (TR) et des termes d'utilisation des capacités de regazéification (TUCR) au 1^{er} trimestre 2017 (ces termes ont disparu au 1^{er} avril 2017) ;
- le poste portant sur les charges d'énergie, le terminal ayant bénéficié d'un plafonnement de la CSPE non prévu dans les tarifs ATTM5 ;
- et le poste portant sur les charges de capital normatives, inférieures aux prévisions tarifaires, lié à des investissements plus faibles que prévu ;

La CRE retient la demande de Fosmax LNG concernant le solde du CRCP du terminal de Fos Cavaou.

Le solde total estimé du CRCP sur la période 2016-2018 s'élève à -14,2 M€ pour le terminal de Fos Cavaou. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM5 et se décompose de la manière suivante :

Fos Cavaou – Solde du CRCP retenu

Poste	Ecart couverts par le CRCP 2016r-2018e [M€]
Recettes	-9,0
Charges d'énergie	-3,8
Charges de capital normatives	-1,2
Total (actualisé aux taux d'intérêt sans risque)	-14,2

Le montant du solde du CRCP 2016_{réalisé}-2018_{estimé} sera apuré en quatre annuités constantes de -3,7 M€, venant en diminution du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -4,8 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2014 à 2016 porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -8,5 M€ pour 2019 et 2020.

Annuité (en M€ courants)	2019	2020	2021	2022
CRCP 2014 _{réalisé} -2016 _{estimé}	-4,8	-4,8	-	-
CRCP 2016 _{réalisé} -2018 _{estimé}	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7
Annuités totales	-8,5	-8,5	-3,7	-3,7

2.3.4.4 Demandes additionnelles des opérateurs

Les opérateurs ont perçu des recettes supérieures aux prévisions tarifaires, qui contribuent à augmenter le solde négatif du CRCP. Conformément au cadre de régulation en vigueur, ces sommes sont restituées aux utilisateurs des terminaux méthaniers par une diminution du revenu autorisé pour la seconde période de l'ATTM5.

Les opérateurs anticipent une remontée des tarifs à compter de 2021 à la suite d'une part, d'une réduction significative des souscriptions de long terme sur Montoir et, d'autre part, d'une hausse des OPEX sur le terminal de Fos Cavaou liées aux répercussions de la fermeture possible du site de Tonkin.

Les opérateurs redoutent un fort différentiel tarifaire entre la seconde période de l'ATTM5 et l'ATTM6 et proposent en conséquence de reporter l'apurement des CRCP constatés à fin 2018 sur les tarifs ATTM6, afin de lisser les évolutions tarifaires et de donner plus de visibilité au marché.

La CRE observe que Montoir est le seul terminal concerné par une décroissance des souscriptions à long terme au cours de la prochaine période tarifaire, et qu'il sera par ailleurs nécessaire d'étudier précisément les trajectoires de coûts proposés par les opérateurs pour cette période au regard des conditions de marché. En conséquence, la CRE ne retient pas cette demande et ne modifie pas le cadre tarifaire défini par l'ATTM5. Le solde du CRCP est apuré sur quatre ans, en annuités constantes.

2.3.5 Revenu autorisé 2019-2020

Le revenu autorisé pour les années 2019 et 2020 correspond à la somme :

- des charges de capital pour les années 2019 et 2020, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATTM5 ;
- des charges nettes d'exploitation pour les années 2019 et 2020, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATTM5 ;
- de la variation du montant du poste énergie entre le prévisionnel 2019-2020 retenu par la CRE et les montants prévus par les tarifs ATTM5 pour cette même période ;
- de l'apurement du CRCP, estimé à fin 2018.

2.3.5.1 Revenu autorisé 2019-2020 de Montoir-de-Bretagne

Montoir – Revenu autorisé retenu

Montoir, en M€ _{courants}	2019		2020	
	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	46,0	46,0	45,8	45,8
Charges de capital normatives	46,1	46,1	45,4	45,4
Charges d'énergie	3,8	3,7	3,9	4,2
Apurement du CRCP	-4,5	-8,2	-4,5	-8,2
Revenu autorisé	91,4	87,7	90,7	87,3

y.c. les dotations aux prévisions pour démantèlement

2.3.5.2 Revenu autorisé 2019-2020 de Fos Tonkin

Fos Tonkin – Revenu autorisé retenu

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2019		2020	
	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	24,2	24,2	23,6	23,6
Charges de capital normatives	21,9	21,9	10,7	10,7
Charges d'énergie	2,1	1,7	2,3	1,9
Apurement du CRCP	-1,3	-2,7	-1,3	-2,7
Revenu autorisé	47,0	45,1	35,3	33,4

y.c. les dotations aux prévisions pour démantèlement

2.3.5.3 Revenu autorisé 2019-2020 de Fos Cavaou

Fos Cavaou – Revenu autorisé retenu

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2019		2020	
	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	45,0	45,0	45,7	45,7
Charges de capital normatives	86,9	86,9	85,9	85,9
Charges d'énergie	4,3	3,7	4,5	4,2
Apurement du CRCP	-4,8	-8,5	-4,8	-8,5
Revenu autorisé	131,4	127,2	131,4	127,3

y.c. les dotations aux prévisions pour démantèlement

2.4 Hypothèses de souscriptions de capacités pour les années 2019 et 2020

Les souscriptions retenues ci-dessous pour définir les niveaux tarifaires intègrent une obligation de « ship or pay » de 100 %, pour les trois terminaux.

2.4.1 Opérations de déchargement

Les prévisions de souscriptions de capacités de regazéification proposées par les opérateurs des terminaux pour la seconde période des tarifs ATTM5 correspondent aux souscriptions déjà présentes en portefeuille ; aucune nouvelle capacité n'ayant été souscrite depuis l'entrée en vigueur des tarifs ATTM5 pour 2019 et 2020, les prévisions sont identiques à celles retenues dans la délibération du 18 janvier 2017.

Souscriptions de déchargement demandées

(en TWh)	2017 (réalisé)		2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Réal.	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Montoir-de-Bretagne Capacité technique maximale (CTM) : 123 TWh	108,8	108,8	106,9	106,9	106,9	106,9	102,8	102,8
Fos Tonkin CTM : 35 TWh	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Fos Cavaou CTM : 97 TWh	87,2	87,2	87,2	89,6	87,2	87,2	87,2	87,2

Les conditions de marché actuelles sont incertaines pour le GNL. Le marché mondial du GNL était jusqu'en septembre 2018 caractérisé par une forte demande asiatique qui captait la plupart des approvisionnements en GNL. Cependant, depuis septembre 2018, la demande asiatique s'est réduite, les écarts de prix se resserrent entre l'Europe et l'Asie. Bien que les projets de liquéfaction, notamment aux Etats-Unis et en Australie, devraient permettre à terme une offre de GNL supérieure à la demande asiatique, leur date de mise en service reste encore incertaine.

Au vu de ces éléments, la CRE considère que les hypothèses de souscriptions proposées par Elengy et Fosmax LNG sont cohérentes avec le contexte de marché actuel. La CRE décide de ne retenir que les souscriptions en portefeuille pour le calcul des tarifs de la seconde période de l'ATTM5.

Au vu des éléments ci-dessus, les souscriptions retenues pour le calcul du tarif unitaire sont les suivantes :

Souscriptions de déchargement retenues

(en TWh)	2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Montoir-de-Bretagne Capacité technique maximale (CTM) : 123 TWh	106,9	106,9	106,9	106,9	102,8	102,8
Fos Tonkin CTM : 35 TWh	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Fos Cavaou CTM : 97 TWh	87,2	89,6	87,2	87,2	87,2	87,2

2.4.2 Opérations de rechargement

Les prévisions de souscription de rechargement proposées par les opérateurs des terminaux pour la seconde période du tarif ATTM5 correspondent aux souscriptions retenues dans la délibération du 18 janvier 2017.

Souscriptions de rechargement demandées

(en TWh)	2017 (réalisé)		2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Réal.	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Montoir-de-Bretagne	3,0	9,0	2,3	9,0	1,5	1,5	0,8	0,8
Fos Tonkin	-	-	-	-	-	-	-	-
Fos Cavaou	3,4	5,0	2,6	7,7	0,9	0,9	-	-

Les souscriptions d'opérations de rechargement sont souvent la conséquence d'arbitrages court terme des utilisateurs des terminaux. L'activité de rechargement en 2017 et 2018 a été très supérieure aux prévisions tarifaires. Les rechargements ont bénéficié d'éléments conjoncturels très favorables en 2017 et 2018. D'une part, le développement de Yamal est en avance sur le calendrier en 2018 alors que la flotte arctique est sous-dimensionnée, et d'autre part, la mise en service des usines de liquéfaction américaines a été décalée à 2019 alors que la Chine a fait face à un besoin hivernal exceptionnel.

La diminution de la demande asiatique de GNL et la mise en service des usines de liquéfaction américaines en 2019 devrait permettre un resserrement des écarts de prix entre l'Europe et l'Asie et rendre moins attractives les opérations de rechargement en Europe à destination de l'Asie.

Au vu des éléments ci-dessus, la CRE retient la trajectoire proposée par les opérateurs pour 2019 et 2020 concernant les opérations de rechargement :

Souscriptions de rechargement retenues

(en TWh)	2018 (estimé)		2019 (prévisionnel)		2020 (prévisionnel)	
	Tarif	Est.	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Montoir-de-Bretagne	2,3	9,0	1,5	1,5	0,8	0,8
Fos Tonkin	-	-	-	-	-	-
Fos Cavaou	2,6	7,7	0,9	0,9	-	-

2.5 Evolutions tarifaires au 1^{er} avril 2019

L'analyse des prévisions de souscriptions et de charges à couvrir par la CRE conduit aux évolutions tarifaires suivantes :

- pour le terminal de **Montoir-de-Bretagne**, le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif unitaire moyen de **- 4,03 % au 1^{er} avril 2019** par rapport à la première période des tarifs (à comparer avec la demande d'Elengy de - 3,36 %) ;
- pour le terminal de **Fos Tonkin**, le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif unitaire moyen de **- 5,07 % au 1^{er} avril 2019** par rapport à la première période des tarifs (à comparer avec la demande d'Elengy de - 4,61 %) ;
- pour le terminal de **Fos Cavaou**, le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif unitaire moyen de **- 3,46 % au 1^{er} avril 2019** par rapport à la première période des tarifs (à comparer avec la demande de Fosmax LNG de - 3,01 %).

3. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIERES RÉGULÉS, APPLICABLES AU 1^{ER} AVRIL 2019

3.1 Dispositions communes aux trois terminaux

3.1.1 Services de déchargement proposés

La souscription de capacités de regazéification entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités correspondantes sur le réseau de transport adjacent.

Service de base

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

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

Les règles de calcul du stock de fin de mois d'un expéditeur sont les mêmes pour les trois terminaux :

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

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

Service spot

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

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

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

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

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 de déchargement.

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.

Stock dédié

Un service de stock dédié est proposé aux terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. Le stock dédié est mis à la disposition des clients au prorata de leurs souscriptions. Des réallocations sont effectuées en cas de nouvelles souscriptions en service de base. Chaque semaine, les clients soumettent leurs demandes de flexibilité d'émission pour la semaine suivante et les opérateurs leur en confirment la faisabilité.

Le volume de stock mis à disposition des expéditeurs dans le cadre de ce service est d'environ 625 GWh au terminal de Montoir et d'environ 100 GWh au terminal de Fos Cavaou. Les opérateurs pourront ajuster ce volume chaque année après avoir présenté un retour d'expérience en Concertation GNL et obtenu l'accord des participants pour une telle évolution. Ils notifieront la CRE d'un tel changement et pourront le mettre en œuvre sauf si la CRE exprime son refus dans un délai de deux mois à compter de la notification. Les modalités détaillées de ce service sont identiques à celles applicables pour les expérimentations initiées en cours de période ATTM4.

La quantité de stock disponible étant allouée aux clients des terminaux au prorata de leurs souscriptions, la part du stock dédié correspondant aux capacités non souscrites reste libre.

Les opérateurs peuvent commercialiser cette capacité résiduelle, chaque mois pour le mois suivant, lors de l'établissement des programmes mensuels. Seuls les souscripteurs au terminal y ont accès. Lorsque cette capacité de stock dédié commercialisée ne trouve pas preneur, elle est réintégrée au stock mutualisé.

Les expéditeurs détenant du stock dédié ont la possibilité d'en céder une partie à des expéditeurs tiers.

Pooling

Ce service 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, en accédant, sur la base d'un tarif spécifique, aux capacités encore disponibles après le 20ème jour du mois M-1 dans ce second terminal.

Ce service est pérennisé, dans les mêmes modalités que celles applicables pour l'expérimentation, en modifiant la formule de calcul de la réduction. La nouvelle formule applicable est :

$$P = (S - C) + 0,1 * C, \text{ avec :}$$

- P : le prix de l'opération de pooling
- C : le crédit de pooling de l'expéditeur
- S : le prix applicable à la souscription sans pooling

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 ($0,1 * S$).

Compte de souscription

Les tarifs ATTM5 introduisent un compte de souscription (CS), permettant 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 modalités 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.

3.1.2 Prélèvement de gaz en nature

En base, les prélèvements de gaz en nature sont effectués par chaque opérateur de 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).

Au-delà de ces dispositions standards, 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 décision tarifaire. L'opérateur devra informer la CRE et les utilisateurs du terminal en amont de cette augmentation.

3.1.3 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.

3.1.4 Non-respect de la programmation

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 expéditeur(s) dont l'émission a été réduite en conséquence.

3.1.5 Mécanisme de « *Use it or lose it* »

Les détenteurs de capacités de regazéification doivent indiquer aux opérateurs, au plus tard le 20^{ème} 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^{ème} 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.

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 M à M+5 ;
- les capacités souscrites du terminal pour les mois M à M+5 ;
- le nombre prévisionnel de créneaux de déchargement disponibles pour les mois M à M+5.

Cette publication mensuelle sera complétée par une publication annuelle agrégée :

- des capacités commercialisables du terminal, *a minima* pour les années n+1 à n+20 ;
- des capacités disponibles du terminal, *a minima* pour les années n+1 à n+20.

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.

3.1.6 Mécanisme de relâchement de capacité

Les tarifs ATTM5 reconduisent la possibilité pour les 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.

3.1.7 Gestion des périodes d'arrêt des émissions lié au manque de GNL

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.

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.

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.

3.1.8 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.

3.1.9 Point d'échange de GNL

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

Les modalités de fonctionnement des points d'échange de GNL 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 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.

3.1.10 Tarif spécifique pour les déchargements et les rechargements de micro-méthaniers

Un tarif spécifique est dédié pour le déchargement et le rechargement de micro-méthaniers (volumes inférieurs à 20 000 m³).

Pour les opérations de déchargement de micro-méthaniers, pour les terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou, le terme de nombre d'accostages (TNA) est fixé à 50 k€. Les autres termes sont identiques à ceux applicables aux méthaniers classiques.

Pour le service de rechargement de micro-méthaniers, un terme fixe de 50 k€ et un terme variable de 0,5 €/MWh s'appliquent.

Les opérations de déchargement et de rechargement des micro-méthaniers seront programmées à partir du 25^{ème} jour du mois M-1 pour le mois M, sur la base des créneaux restés vacants après l'établissement des programmes mensuels.

3.1.11 Service de rechargement de cargaisons

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

- 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.

L'obligation de « *ship or pay* » telle que définie ci-dessus s'applique à ce service.

3.1.12 Service de partage de cargaison pour les déchargements

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 l'utilisateur au titre de l'opération de déchargement concernée.

La somme des quantités souscrites par chaque utilisateur doit être égale à la quantité totale déchargée.

L'obligation de « ship or pay » des capacités souscrites s'applique en cas de souscription de capacités au titre du service de partage de cargaison.

3.1.13 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.

3.2 Définitions des termes tarifaires

Les termes tarifaires applicables pour la période ATTM5 sont les suivants :

TNA	terme de nombre d'accostages, appliqué à chaque cargaison chargée ou déchargée sur le terminal méthanier, exprimé en € par accostage ;
TQD	terme de quantité déchargée, appliqué aux quantités de GNL déchargées, exprimé en €/MWh ;
TN	terme de gaz en nature, destiné à couvrir les consommations de gaz du terminal méthanier ;
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 optionnel, appliqué à la quantité de stock dédié souscrite, en €/MWh/mois.

3.3 Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature

Le terminal de Tonkin enregistre un déficit croissant de gaz. Le taux de prélèvement de gaz en nature fixé à 0,2 % par la délibération du 18 janvier 2017 ne suffit plus à combler les besoins du terminal. Le faible remplissage des cuves du terminal et le rythme erratique des arrivées de bateaux a conduit Elengy à torcher d'importants volumes de gaz.

Elengy propose d'augmenter le taux de prélèvement de gaz en nature du terminal de Fos Tonkin à 0,5 %, ce qui permettra de combler le déficit d'ici 2020.

La CRE retient l'augmentation du taux de prélèvement demandé par Elengy dans le cadre des conditions énoncées dans la présente délibération au paragraphe 3.1.2 Prélèvement de gaz en nature.

Les taux de prélèvement de gaz en nature des terminaux de Montoir-de-Bretagne et de Fos Cavaou sont au bon niveau, respectivement à 0,3 % et 0,2 %. Elengy et Fosmax ne demandent pas de modification du taux de prélèvement de gaz en nature sur ces terminaux.

3.4 Evolution des termes tarifaires du terminal de Montoir-de-Bretagne au 1^{er} avril 2019

3.4.1 Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé d'Elengy pour le terminal de Montoir est la suivante :

Montoir, en M€ _{courants}	2019	2020
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	46,0	45,8
Charges de capital normatives	46,1	45,4
Charges Energie et quotas de CO ₂	3,7	4,2
Apurement du CRCP	-8,2	-8,2
Revenu autorisé	87,7	87,3

3.4.2 Grille tarifaire au 1^{er} avril 2019

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2019 pour une durée d'environ deux ans. Elle est définie en fonction de la moyenne des charges révisées (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour la seconde période de l'ATTM5.

Le tarif d'utilisation du terminal de Montoir est défini dans le tableau suivant :

- Termes applicables pour les opérations de déchargement :

TNA	$90\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service de base : $0,696 \text{ €} \times Q$ Pour le service spot : $0,521 \text{ €} \times Q$
TN	$0,3 \% \times Q$

- Termes applicables pour les opérations de rechargement :

TNA	$90\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TFR	$60\,000 \text{ €} / \text{chargement}$
TQR	$0,32 \text{ €} \times Q_c$

- Termes applicables pour les services annexes :

TB	$0,07 \text{ €} \times Q_b$
TQS	$1 \text{ €} \times S_d \times D_d$

Avec :

T = nombre de cargaisons déchargées par an

T_c = nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Q_c = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Q_b = quantité de GNL déchargée par an avec l'option bandeau, exprimée en MWh

S_d = quantité de stock dédié souscrit, exprimée en MWh

D_d = durée de souscription du stock dédié, exprimé en mois

3.5 Evolution des termes tarifaires du terminal de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2019

3.5.1 Trajectoire du revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé d'Elengy pour le terminal de Fos Tonkin est la suivante :

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2019	2020
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	24,2	23,6
Charges de capital normatives	21,9	10,7
Charges Energie et quotas de CO ₂	1,7	1,9
Apurement du CRCP	-2,7	-2,7
Revenu autorisé ajusté	45,1	33,4

3.5.2 Grille tarifaire au 1^{er} avril 2019

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2019 pour une durée d'environ deux ans. Elle est définie en fonction de la moyenne des charges révisées (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour la seconde période de l'ATTM5.

Le tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin est défini dans le tableau suivant :

- Termes applicables pour les opérations de déchargement :

TNA	$75\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service de base : $1,072 \text{ €} \times Q$ Pour le service spot : $0,804 \text{ €} \times Q$
TN	$0,5 \% \times Q$

- Termes applicables pour les opérations de rechargement :

TNA	$75\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TFR	$40\,000 \text{ €} / \text{chargement}$
TQR	$0,32 \text{ €} \times Q_c$

- Termes applicables pour les services annexes :

TB	$0,07 \text{ €} \times Q_b$
TQS	$1 \text{ €} \times S_d \times D_d$

Avec :

T = nombre de cargaisons déchargées par an

T_c = nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Q_c = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Q_b = quantité de GNL déchargée par an avec l'option bandeau, exprimée en MWh

S_d = quantité de stock dédié souscrit, exprimée en MWh

D_d = durée de souscription du stock dédié, exprimé en mois

3.6 Evolution des termes tarifaires du terminal de Fos Cavaou au 1er avril 2019

3.6.1 Trajectoire du revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de Fosmax LNG pour le terminal de Fos Cavaou est la suivante :

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2019	2020
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	45,0	45,7
Charges de capital normatives	86,9	85,9
Charges Energie et quotas de CO ₂	3,7	4,2
Apurement du solde du CRCP	-8,5	-8,5
Revenu autorisé ajusté	127,2	127,3

3.6.2 Grille tarifaire au 1^{er} avril 2019

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2019 pour une durée d'environ deux ans. Elle est définie en fonction de la moyenne des charges révisées (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour la seconde période de l'ATTM5.

Le tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou est défini dans le tableau suivant :

- Termes applicables pour les opérations de déchargement :

TNA	$100\ 000\ \text{€} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service de base : $1,289\ \text{€} \times Q$ Pour le service spot : $0,966\ \text{€} \times Q$
TN	$0,2\ \% \times Q$

- Termes applicables pour les opérations de rechargement :

TNA	$100\ 000\ \text{€} \times (T + T_c)$
TFR	$120\ 000\ \text{€} / \text{chargement}$
TQR	$0,32\ \text{€} \times Q_c$

- Termes applicables pour les services annexes :

TB	$0,07\ \text{€} \times Q_b$
TQS	$1\ \text{€} \times S_d \times D_d$

Avec :

T = nombre de cargaisons déchargées par an

T_c = nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Q_c = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Q_b = quantité de GNL déchargée par an avec l'option bandeau, exprimée en MWh

S_d = quantité de stock dédié souscrit, exprimée en MWh

D_d = durée de souscription du stock dédié, exprimé en mois

DÉCISION

- 1 – Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, les tarifs ATTM5 évoluent au 1^{er} avril 2019.
- 2 – La présente délibération définit les évolutions à compter du 1^{er} avril 2019, pour une durée d'environ deux ans, des grilles tarifaires s'appliquant aux terminaux méthaniers régulés.
- 3 – En application des modalités définies dans le paragraphe 1.2.3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2017, les niveaux des tarifs unitaires moyens tels que retenus par la CRE dans la présente délibération sont les suivants :
 - pour le terminal de Montoir, une baisse de 4,03 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 0,81 €/MWh déchargé ;
 - pour le terminal de Fos Tonkin, une baisse de 5,07 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 1,21 €/MWh déchargé ;
 - pour le terminal de Fos Cavaou, une baisse de 3,46 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le tarif s'établit en moyenne à 1,39 €/MWh déchargé.
- 4 – La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée à Elengy et Fosmax LNG, et transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des finances.

Délibéré à Paris, le 15 novembre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO