

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 février 2015 portant décision sur l'évolution au 1^{er} avril 2015 du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, Président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

En application de l'article L.134-2, 4^o du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dispose du pouvoir de préciser la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié et les évolutions tarifaires.

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 dudit code prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié. Par ailleurs, 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 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 [...]. La Commission de régulation de l'énergie [...] procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie. La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs [...] d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié [...], ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française [...]* ».

Les tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et Fos Tonkin, gérés par la société Elengy, et de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits « tarifs ATTM4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013¹. Ils s'appliquent pour une durée d'environ quatre ans. La décision tarifaire de la CRE prévoit la mise à jour à mi-période des grilles tarifaires des trois terminaux régulés pour les années 2015 et 2016.

La présente délibération définit les évolutions, au 1^{er} avril 2015, pour une durée d'environ deux ans (dite « période 2 »), 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 quant à l'utilisation des capacités de regazéification et aux charges nettes supportées par les terminaux. L'analyse de ces demandes par la CRE conduit aux évolutions suivantes :

- pour le terminal de Montoir, une diminution en euros courants de 4,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif, dite « période 1 », résultant principalement des économies

¹ Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/terminaux-methaniers/consulter-la-deliberation>.

d'énergie dues à la révision à la baisse du taux d'utilisation prévisionnel du terminal, en ligne avec les taux réels observés en 2013 et 2014, et de l'impact du CRCP relatif aux années 2013 et 2014 ;

- pour le terminal de Fos Tonkin, une hausse en euros courants de 25,1 % du tarif unitaire moyen par rapport à la période 1 du tarif, s'expliquant principalement par la réduction des capacités souscrites, consécutive à la mise hors service programmée de deux réservoirs courant 2015. Les charges à couvrir en 2015 et 2016 sont en diminution, mais elles sont supportées par un volume de souscriptions plus faible ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une diminution en euros courants de 3,8 % du tarif unitaire moyen par rapport à la période 1 du tarif, résultant principalement des économies de charges d'énergie liées à la révision à la baisse du taux d'utilisation prévisionnel du terminal, en ligne avec les taux réels observés en 2013 et 2014, et de l'impact du CRCP relatif aux années 2013 et 2014.

La CRE maintient, pour la période 2 du tarif ATTM4, les principes de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité en termes de maîtrise de leurs coûts, ainsi que le niveau de l'obligation de paiement des capacités souscrites (« *ship or pay* ») à 100 %.

Afin de prendre en compte les propositions issues de la Concertation GNL, et dans une volonté d'adapter sur le long terme l'offre commerciale des terminaux aux évolutions observées sur le marché du GNL, la CRE modifie certaines caractéristiques des services commercialisés par les opérateurs. A cet effet, la présente délibération introduit un rééquilibrage des termes de quantité et de touché pour inciter le déchargement de cargaisons plus volumineuses, ainsi qu'un tarif spécifique pour les déchargements et rechargements des micro-méthaniers, en réponse à la demande croissante de GNL pour des usages carburant.

La CRE introduit également, pendant la période transitoire jusqu'à la création d'une place de marché unique à l'horizon 2018, des mesures visant à inciter les expéditeurs à utiliser les capacités de regazéification des terminaux du Sud de la France et à améliorer la visibilité des acteurs de marché sur les programmes de déchargements, rechargements et d'émissions sur le réseau de transport. Les opérateurs présenteront en Concertation GNL, comme ils le font usuellement, un retour d'expérience sur la mise en œuvre de ces dispositions.

Cette délibération a été soumise pour avis au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 2 février 2015.

Table des matières

METHODOLOGIE	5
I. Cadre de régulation : rappel des dispositions des tarifs ATTM4	5
II. Niveau des tarifs	5
1. Charges d'exploitation	6
1.1. Achats d'énergie	6
1.2. Autres charges d'exploitation.....	6
2. Charges de capital	7
3. Prise en compte des soldes des CRCP.....	8
3.1. Elengy : Montoir de Bretagne	8
3.2. Elengy : Fos Tonkin	9
3.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou	9
4. Revenu autorisé.....	10
4.1. Elengy : Montoir.....	10
4.2. Elengy : Fos Tonkin	10
4.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou	10
III. Hypothèses de souscriptions des capacités de regazéification	10
IV. Evolution moyenne des tarifs	11
V. Structure des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers	12
1. Evolution des termes tarifaires	12
1.1. Rééquilibrage des termes de touché (TNA) et de quantité (TQD)	12
1.2. Evolution des niveaux de prélèvement de gaz en nature.....	12
2. Evolution des services de regazéification.....	14
2.1. Amélioration de la flexibilité de l'offre commerciale des terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou.....	14
2.2. Tarif spécifique pour les déchargements et rechargements de micro-méthaniers.....	14
3. Mesures transitoires jusqu'à la création d'un PEG unique à l'horizon 2018	15
3.1. Amélioration de la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles sur les terminaux de Fos16	
3.2. Extension de la durée du bandeau d'émission à 60 jours sur les terminaux de Fos	17
3.3. Réduction tarifaire pour les souscriptions à court terme sur les terminaux de Fos.....	18
TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX REGULES DE GAZ NATUREL LIQUEFIE 19	
I. Dispositions applicables aux trois terminaux	19
1. Termes tarifaires	19

2.	Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature	19
3.	Amélioration de la flexibilité de l'offre commerciale	19
II. Tarif d'utilisation du terminal de Montoir de Bretagne opéré par Elengy ..		20
1.	Trajectoire de revenu autorisé	20
2.	Prise en compte du solde du CRCP	20
3.	Grille tarifaire.....	20
III. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin opéré par Elengy		21
1.	Trajectoire de revenu autorisé	21
2.	Prise en compte du solde du CRCP	22
3.	Grille tarifaire.....	22
IV. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou opéré par Fosmax LNG		23
1.	Trajectoire de revenu autorisé	23
2.	Prise en compte du solde du CRCP	23
3.	Grille tarifaire.....	23
V. Tarif spécifique pour les déchargements et rechargements de micro-méthaniers		24
VI. Mesures transitoires jusqu'à la création d'une zone de marché unique....		25
1.	Améliorer la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles sur les terminaux de Fos25	
2.	Extension de la durée du bandeau d'émission à 60 jours sur les terminaux de Fos	25
3.	Réduction tarifaire pour les souscriptions à court terme sur les terminaux de Fos.....	25
VII. Mesures reconduites à compter du 1^{er} avril 2015.....		26
1.	Service d'anticipation ou de report de l'émission	26
2.	Obligation de paiement des capacités souscrites (« <i>ship or pay</i> »)	26
3.	Traitement du non-respect de la programmation	26
4.	Mécanisme de relâchement de capacités	27
5.	Marché secondaire des capacités de regazéification	27
6.	Point d'échange de GNL.....	27
7.	Service de chargement de cargaison	27
8.	Service de partage de cargaison pour les déchargements	27
9.	Services de flexibilité intra-journalière fournis par les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou à GRTgaz.....	28
9.1.	<i>Terminal de Fos Tonkin</i>	28
9.2.	<i>Terminal de Fos Cavaou</i>	29
10.	Prestations spécifiques	29

METHODOLOGIE

I. Cadre de régulation : rappel des dispositions des tarifs ATTM4

Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dits « tarifs ATTM4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans. La délibération du 13 décembre 2012 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril 2015 des grilles tarifaires applicables aux trois terminaux pour les années 2015 et 2016.

Les principes de tarification retenus dans la délibération du 13 décembre 2012, applicables pour une durée d'environ quatre ans, sont :

- un tarif défini individuellement pour chaque terminal régulé, de manière à prendre en compte les spécificités et trajectoires de coûts propres à chacune de ces infrastructures ;
- une structure de termes tarifaires identique pour les trois terminaux régulés, en particulier pour les services de base de regazéification ;
- la rémunération des actifs des terminaux au taux de rémunération du tarif d'utilisation des réseaux de transport (6,5 %), majoré d'une prime de risque spécifique de 200 points de base ;
- une prime spécifique de 125 points de base sur tous les investissements mis en service après le 1^{er} janvier 2004 et décidés avant le 31 décembre 2008.

Pour la révision au 1^{er} avril 2015 des grilles tarifaires applicables aux terminaux de Montoir et Fos Cavaou, la délibération du 13 décembre 2012 prévoit que les éléments susceptibles d'être révisés par rapport aux prévisions retenues dans le tarif ATTM4 sont :

- les hypothèses de souscriptions de capacités ainsi que les charges d'énergie (électricité et CO₂), au regard des conditions de marché et de l'utilisation prévisionnelle des infrastructures de regazéification ;
- le taux de gaz en nature prélevé sur chaque cargaison au titre des besoins de fonctionnement du terminal, au regard des réalisations constatées ;
- l'apurement du solde du Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) relatif à la période 2013-2014, en quatre annuités constantes de 2015 à 2018, avec un taux d'actualisation de 4,0 % par an ;
- les charges d'exploitation (hors charges d'énergie), sous réserve d'activation de la clause de rendez-vous prévue par le tarif en vigueur, correspondant au cas où une évolution législative ou réglementaire conduirait à une dérive des charges d'exploitation supérieure à 1 % ;
- la structure tarifaire et les services, pour notamment prendre en compte les propositions d'évolutions issues de la Concertation GNL.

Dans le cas de Fos Tonkin, cette mise à jour tarifaire doit tenir compte de la décision de pérenniser ou non l'exploitation commerciale des infrastructures du terminal au-delà de 2020.

II. Niveau des tarifs

Courant 2014, Elengy a informé la CRE de l'arrêt des souscriptions de son client à Fos Tonkin, au-delà de 2020. En conséquence, Elengy a transmis à la CRE des prévisions de dépenses d'investissement et d'amortissement, de façon à ce que la base d'actifs régulés du terminal soit nulle à fin 2020. Le niveau du tarif d'utilisation du terminal défini ci-après tient compte de ces hypothèses révisées.

1. Charges d'exploitation

Conformément aux dispositions de l'article L.451-2 du code de l'énergie, les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des installations de GNL, sous réserve qu'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

1.1. Achats d'énergie

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 le tarif. 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 13 décembre 2012 prévoit que « *lors de la révision de mi-période, les trajectoires des charges d'énergie retenues [...] seront revues* ». Les opérateurs Elengy et Fosmax LNG ont par conséquent ajusté leurs prévisions, sur la base de taux d'utilisation revus à la baisse par rapport aux hypothèses retenues dans le tarif ATTM4 période 1, pour les rapprocher des taux réellement constatés en 2013 et 2014.

Pour le cas particulier du terminal de Montoir, les charges d'énergie prévisionnelles incluent également un achat ponctuel de gaz sur le PEG pour résorber le déficit de gaz de fonctionnement de 80 GWh relatif au torchage, comme détaillé plus loin dans la présente délibération.

M€ courants	2013 (réalisé)	2014 (estimé)	2015 (prévisionnel)	2016 (prévisionnel)
Montoir-de-Bretagne Charges d'énergie	2,05	1,87	3,38	3,91
Fos Tonkin Charges d'énergie	2,35	2,32	1,99	2,06
Fos Cavaou Charges d'énergie	3,57	3,61	3,78	4,17

1.2. Autres charges d'exploitation

Cette rubrique de coûts prend notamment en compte les charges centrales supportées par les opérateurs Elengy et Fosmax LNG, la marge liée aux prestations facturées par Elengy à Fosmax, les provisions pour démantèlement des infrastructures, les charges de personnel et les charges fiscales.

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATTM4 sont obtenues en déduisant les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment du tarif 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 pour les terminaux de Montoir et Fos Cavaou, et sont par conséquent inchangés par rapport à la délibération tarifaire ATTM4. Pour le terminal de Fos Tonkin, Elengy a transmis à la CRE ses prévisions, qui ont fait l'objet d'analyses détaillées, au regard des hypothèses structurantes et du réalisé des années précédentes. Les charges à couvrir par le tarif de la

seconde période pour Fos Tonkin sont présentées ci-après.

M€ courants	Moyenne 2013-14 (ATTM4 période 1)	2015	2016
Montoir-de-Bretagne	51,57	52,78	53,34
Fos Tonkin	27,49	27,20	27,56
Fos Cavaou	42,31	42,53	44,38

2. Charges de capital

Conformément à la délibération du 13 décembre 2012, les principes de calcul des charges de capital normatives sont les suivants :

- un amortissement linéaire des actifs sur leur durée de vie économique, soit 40 ans pour les principales installations ;
- pour Fos Tonkin, un amortissement accéléré de façon à ce que la base d'actifs régulés (BAR) soit nulle à fin 2020² ;
- une réévaluation des actifs de la BAR de l'inflation au 1^{er} janvier de chaque année ;
- une entrée des actifs dans la BAR au 1^{er} juillet de chaque année ; la sortie des actifs de la BAR est fixée au 30 juin de chaque année ;
- un coût moyen pondéré du capital (CMPC) correspondant à celui retenu pour les opérateurs de réseaux de transport dans le cadre de l'ATRT, soit 6,5 % réel avant impôt, majoré de 200 points de base pour tenir compte des risques spécifiques à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers.

La délibération du 13 décembre 2012 fixe la trajectoire des charges de capital pour quatre ans, sans prévoir de révision pour les terminaux de Montoir et Fos Cavaou. Les trajectoires demeurent par conséquent les suivantes :

M€ courants	Moyenne 2013-14 (ATTM4 période 1)	2015	2016
Montoir-de-Bretagne	55,76	56,44	55,65
Fos Cavaou	106,67	105,91	105,18

Dans le cadre de l'établissement de la grille tarifaire du terminal de Fos Tonkin pour les années 2015 et 2016, Elengy a transmis à la CRE un inventaire à date de ses actifs ainsi que ses perspectives d'évolution, sur la base desquelles le régulateur a déterminé les charges de capital normatives. Les actifs de Fos Tonkin font l'objet d'un amortissement accéléré pour obtenir une BAR nulle à fin 2020, date d'arrêt de l'exploitation commerciale des infrastructures du terminal.

² Conformément à la 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 : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/procedure-d-appel-au-marche-pour-le-projet-de-perennisation-de-fos-tonkin/deliberation-de-la-cre-du-7-juillet-2011-portant-approbation-de-la-procedure-d-appel-au-marche-pour-le-projet-de-perennisation-du-terminal-methanier-de-fos-tonkin>.

Les montants prévisionnels de la BAR du terminal de Fos Tonkin sont les suivants :

M€ courants	2015	2016
BAR au 1/1/n	103,23	92,37
Investissements de l'année*	8,66	3,16
Amortissements	-21,12	-22,50
BAR au 31/12/n	90,77	73,04
Réévaluation	1,60	1,28

(*) Investissements entrant dans la BAR

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives résultant de ces hypothèses sont les suivants :

M€ courants	Moyenne 2013-14 (ATTM4 période 1)	2015	2016
Rémunération de la BAR	11,03	9,36	8,16
Rémunération des IEC	0,91	0,16	0,05
Amortissement	20,49	21,12	22,50
Charges de capital normatives	32,43	30,65	30,70

3. Prise en compte des soldes des CRCP

Le solde du CRCP pour la période 1 de l'ATTM4 sera apuré en quatre annuités constantes, de 2015 à 2018. Les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés au taux d'intérêt égal au taux sans risque retenu dans la décision tarifaire du 13 décembre 2012, soit 4,0 % nominal avant impôt.

3.1. Elengy : Montoir de Bretagne

Le solde total estimé du CRCP sur la période 2013-2014 s'élève à -15,12 M€ pour le terminal de Montoir de Bretagne et se décompose de la manière suivante :

En M€	
Charges de capital normatives	-0,98
Charges d'énergie	-3,93
Recettes liées au service de chargement	-1,42
Recettes liées au point d'échange GNL	-0,02
Recettes liées aux souscriptions	-8,78
Solde CRCP 2013-2014	-15,12
Annuité CRCP 2013-2014	-4,09
Annuité CRCP 2010-2012	-4,30
Annuité totale	-8,39

Les principales contributions au CRCP pour la période 1 de l'ATTM4 sont le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions, en raison d'hypothèses conservatrices quant aux termes tarifaires de régularité lors de l'établissement de l'ATTM4, ainsi que celui portant sur les charges d'énergie, les capacités de gazéification ayant été moins utilisées que prévu.

Le solde du CRCP 2013-2014, soit -15,12 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de -4,09 M€. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -4,30 M€ prévu par le tarif ATTM4 relatif aux années 2010 à 2012, porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par le tarif à -8,39 M€ pour 2015 et 2016.

3.2. Elengy : Fos Tonkin

Le solde total estimé du CRCP sur la période 2013-2014 s'élève à -5,96 M€ pour le terminal de Fos Tonkin et se décompose de la manière suivante :

En M€	
Charges de capital normatives	-4,54
Charges d'énergie	0,05
Recettes liées au service de chargement	-0,00
Recettes liées aux souscriptions	-1,47
Solde CRCP 2013-2014	-5,96
Annuité CRCP 2013-2014	-1,61
Annuité CRCP 2010-2012	-5,17
Annuité totale	-6,78

La contribution principale au CRCP pour la période 1 de l'ATM4 est le poste portant sur les charges de capital normatives. Cet écart entre les charges prévisionnelles et réelles provient en grande partie de l'abandon du projet de pérennisation du terminal jusqu'en 2035, ainsi que du faible niveau de l'inflation.

Le solde du CRCP 2013-2014, soit -5,96 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de -1,61 M€. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -5,17 M€ prévu par le tarif ATM4 relatif aux années 2010 à 2012, porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par le tarif à -6,78 M€ pour 2015 et 2016.

3.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou

Le solde total estimé du CRCP sur la période 2013-2014 s'élève à -16,89 M€ pour le terminal de Fos Cavaou et se décompose de la manière suivante :

En M€	
Charges de capital normatives	-3,66
Charges d'énergie	-2,04
Recettes liées au service de chargement	-2,93
Recettes liées aux souscriptions	-8,25
Solde CRCP 2013-2014	-16,89
Annuité CRCP 2013-2014	-4,56
Annuité CRCP 2010-2012	4,01
Annuité totale	-0,55

Les principales contributions au CRCP pour la période 1 de l'ATM4 sont les recettes liées aux souscriptions, en raison d'hypothèses conservatrices quant aux termes tarifaires de régularité lors de l'établissement de l'ATM4, les charges de capital, suite à plusieurs décalages d'investissements et à une inflation faible, ainsi que les charges d'énergie, le taux d'utilisation des capacités de regazéification ayant été inférieur aux prévisions.

Le solde du CRCP 2013-2014, soit -16,89 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de -4,56 M€. L'ajout de cette annuité à l'apurement de +4,01 M€ prévu par le tarif ATM4 relatif aux années 2010 à 2012, porte la diminution annuelle du revenu autorisé à -0,55 M€ pour 2015 et 2016.

4. Revenu autorisé

4.1. Elengy : Montoir

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2016)	Evolution période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	52,32	-	-
Charges de capital normatives	55,90	-	-
Charges d'énergie	3,41	0,23	0,50
Apurement du CRCP	-4,30	-4,09	-4,09
Revenu autorisé	107,33	-3,85	-3,59

4.2. Elengy : Fos Tonkin

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2014)	Période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	27,49	27,20	27,56
Charges de capital normatives	32,43	30,65	30,70
Charges d'énergie	2,18	1,99	2,06
Apurement du CRCP	-5,17	-6,78	-6,78
Revenu autorisé	56,93	53,06	53,54

4.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2016)	Evolution période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	42,88	-	-
Charges de capital normatives	106,11	-	-
Charges d'énergie	4,78	-1,17	-0,41
Apurement du CRCP	4,01	-4,56	-4,56
Revenu autorisé	157,78	-5,73	-4,97

III. Hypothèses de souscriptions des capacités de regazéification

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

Les prévisions de souscription de capacités de regazéification proposées par les opérateurs des terminaux pour la seconde période du tarif ATTM4 correspondent aux souscriptions déjà présentes en portefeuille ; aucune nouvelle capacité n'ayant été souscrite depuis l'entrée en vigueur du tarif ATTM4, les prévisions sont identiques à celles retenues dans la délibération du 13 décembre 2012. Les prévisions prennent en compte, pour le terminal de Fos Tonkin, la réduction des capacités de regazéification à partir de fin 2014, du fait du démantèlement de l'un des réservoirs du site.

	2013 (réalisé)	2014 (estimé)	2015 (prévisionnel)	2016 (prévisionnel)
Montoir-de-Bretagne				
Souscriptions retenues (TWh/an)	123,0	123,0	106,9	106,9
Nombre de bateaux	143	143	126	126
Capacités disponibles (%)	0%	0%	13%	13%
Fos Tonkin				
Souscriptions retenues (TWh/an)	48,0	44,8	35,0	35,0
Nombre de bateaux	119	107	70	70
Capacités disponibles (%) ³	16%	22%	9%	0%
Fos Cavaou				
Souscriptions retenues (TWh/an)	87,2	83,9	87,2	87,2
Nombre de bateaux	85	82	85	85
Capacités disponibles (%)	10%	10%	10%	10%

Ces trajectoires témoignent d'une diminution des capacités souscrites dans les terminaux régulés. Les volumes respectifs d'une cargaison type déchargée pendant la seconde période tarifaire dans les terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou sont de 0,85 TWh/navire, 0,50 TWh/navire et 1,03 TWh/navire.

IV. Evolution moyenne des tarifs

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

- pour le terminal de Montoir, le tarif d'utilisation moyen baisse de 4,2 % en euros courants par rapport à la période 1 du tarif, en lien notamment avec les économies de charges d'énergie résultant de la révision à la baisse des taux d'utilisation prévisionnels du terminal, qui sont ramenés au niveau observé sur la première période, et avec la prise en compte des écarts constatés entre le réalisé et le prévisionnel au titre des années 2013 et 2014 par l'apurement du CRCP ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, le tarif d'utilisation moyen augmente de 25,1 % en euros courants par rapport à la période 1 du tarif, les charges supportées par le terminal, en légère diminution du fait, notamment, de l'abandon du projet Horizon 2035, étant supportées par des volumes de souscriptions significativement plus bas que lors de la première période ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, le tarif d'utilisation moyen baisse de 3,8 % en euros courants par rapport à la période 1 du tarif, en lien notamment avec les économies de charges d'énergie résultant de la révision à la baisse des taux d'utilisation prévisionnels du terminal, qui sont ramenés au niveau observé sur la première période, et avec la prise en compte des écarts constatés entre le réalisé et le prévisionnel au titre des années 2013 et 2014 par l'apurement du CRCP.

³ La capacité technique de Fos Tonkin est en diminution, passant de 51,5 TWh en 2014 à 39,5 TWh en 2015, puis 35 TWh à partir de 2016, en raison de la mise hors service programmée de deux réservoirs à l'été 2015.

V. Structure des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers

1. Evolution des termes tarifaires

1.1. Rééquilibrage des termes de touché (TNA) et de quantité (TQD)

La CRE a consulté les acteurs de marché sur un éventuel rééquilibrage, à revenu global constant, entre le terme de touché (« terme de nombre d'accostages » ou « TNA ») appliqué à chaque cargaison chargée ou déchargée, et le terme de quantité (« terme de quantité déchargée » ou « TQD ») appliqué aux quantités de GNL déchargées. Les opérateurs Elengy et Fosmax LNG ont proposé d'augmenter le TNA, de manière à mieux refléter les coûts de sollicitation de l'apportement et des infrastructures spécifiques au déchargement supportés par les terminaux. Le TQD serait symétriquement diminué.

Le rééquilibrage étudié a pour vocation de mieux refléter les coûts supportés par l'opérateur du terminal, tout en créant une incitation marginale pour les utilisateurs à programmer des cargaisons plus importantes en volume.

La proposition soumise à la consultation est la suivante :

Terminal	TNA en vigueur (tarif ATTM4 période 1)	TNA proposé pour la période 2
Montoir-de-Bretagne	50 000 €/cargaison	80 000 à 100 000 €/cargaison
Fos Tonkin	45 000 €/cargaison	75 000 €/cargaison
Fos Cavaou	60 000 €/cargaison	100 000 €/cargaison

Les contributeurs à la consultation publique sont en faveur du rééquilibrage proposé. Ils estiment que cette évolution est adaptée à la tendance du marché, les cargos étant de taille plus importante, et plus fidèle à la réalité économique des coûts supportés par les opérateurs. Un répondant souhaite que le terme de quantité soit également révisé à la baisse dans le cadre des opérations de rechargement.

La CRE est favorable au rééquilibrage entre les termes de quantité et de touché, tel qu'il a été proposé dans la consultation publique. Une telle augmentation de la part fixe du tarif est raisonnable et donne au marché un signal économique favorable au déchargement de cargaisons plus volumineuses, qui permet de libérer davantage de créneaux de déchargements et génère donc un gain de flexibilité pour le terminal.

Le rééquilibrage des termes serait susceptible d'avoir un impact négatif sur les navires de faible volume, le niveau des coûts fixes d'un accostage rendant leurs opérations de déchargements économiquement déficitaires. La CRE estime que ce risque est annulé par l'introduction, par la présente délibération, d'un tarif spécifique pour les micro-méthaniers (cf. 2.2).

Enfin, la CRE considère que le terme tarifaire appliqué aux quantités de GNL rechargées doit être maintenu au niveau prévu par la délibération du 13 décembre 2012, soit 0,160 €/MWh rechargé, qui demeure significativement plus faible que le terme de quantité déchargée (de 0,8 à 1,6 €/MWh déchargé dans cette mise à jour tarifaire).

Par conséquent, la CRE fixe les termes de touché applicables à la seconde période du tarif ATTM4 à **90 000 €accostage** pour le terminal de Montoir, à **75 000 €accostage** pour le terminal de Fos Tonkin et à **100 000 €accostage** pour le terminal de Fos Cavaou.

1.2. Evolution des niveaux de prélèvement de gaz en nature

En réponse aux besoins de gaz de fonctionnement des terminaux méthaniers, le tarif en vigueur prévoit le prélèvement par les opérateurs de 0,5 % du GNL déchargé à Montoir et de 0,2 % du GNL déchargé à Fos Tonkin et Fos Cavaou. En fin d'année, l'éventuel excédent de gaz prélevé est redistribué en nature aux

expéditeurs, au prorata des quantités déchargées par chacun sur l'année écoulée. L'éventuel déficit de gaz constaté en fin d'année est quant à lui reporté sur l'année suivante.

Ces modalités semblent, d'après le retour d'expérience des acteurs, satisfaire aux besoins des deux terminaux de Fos. En revanche, sur le terminal de Montoir, le faible nombre de déchargements depuis 2011 a conduit Elengy à torcher d'importants volumes de gaz, pour éviter une surpression des réservoirs. Ces volumes ayant dépassé les quantités prélevées sur les cargaisons des expéditeurs, les déficits de gaz de fonctionnement se sont progressivement accrus.

Les modalités prévues par la délibération du 13 décembre 2012, qui permet l'allocation des quantités complémentaires de gaz à l'ensemble des utilisateurs, en proportion de la différence entre un seuil de 50 % de la quantité déchargée contractuelle et la quantité effectivement déchargée sur la période considérée, ont permis de rééquilibrer le bilan courant en gaz de fonctionnement. Toute dérive du solde de gaz de fonctionnement des opérateurs semble ainsi contenue, ce qui a conduit l'ensemble des acteurs à souhaiter le maintien des taux de prélèvement en nature établis par le tarif en vigueur. La CRE est favorable à cette disposition, et maintient par conséquent les taux de prélèvement à 0,5 % pour le terminal de Montoir, et à 0,2 % pour les terminaux de Fos.

Toutefois, les mesures en question n'ont pas permis la résorption du déficit cumulé par les mises à la torche avant le 1^{er} avril 2013, qu'Elengy estime de l'ordre de 80 GWh. L'opérateur a provisionné ce déficit dans ses comptes. Conformément aux dispositions prévues par la délibération du 13 décembre 2012, l'opérateur a informé la CRE de cette situation. Elengy est défavorable à une éventuelle hausse du taux de prélèvement du terminal, qui renchérirait le coût du service de regazéification et serait sans effet en cas de prolongation de la pénurie de GNL. Sa proposition, soumise à la consultation publique, consiste en un achat de gaz par appel d'offre, prenant la forme soit :

- d'un achat au PEG et son transport en vue d'une livraison au PITTM Montoir ; cette modalité nécessite la réalisation d'un rebours au PITTM, qui n'est faisable techniquement que si l'émission du terminal est suffisante ;
- d'un achat de cargaison partielle, le volume requis étant peu élevé.

Le recours à un achat de gaz exceptionnel fait consensus parmi les acteurs ayant répondu à la consultation publique, sous réserve de rester le plus économique possible.

La CRE autorise Elengy à procéder à un achat exceptionnel de 80 GWh de gaz pour combler son déficit de gaz de fonctionnement. Elle demande à Elengy de retenir, parmi les deux méthodes proposées (un achat sur le PEG avec réalisation d'un rebours au PITTM ou un achat de cargaison partielle de GNL), la solution la moins coûteuse pour les utilisateurs. Les coûts prévisionnels afférents à cet achat de gaz sont intégrés dans la mise à jour tarifaire de mi-période, par la prise en compte d'un achat au PEG de 80 GWh, représentant à date 1,8 M€, dans les charges d'énergie prévisionnelles de Montoir ; ce montant a été lissé sur les deux dernières années du tarif. La différence constatée entre cette prévision et le montant réel de l'achat de gaz sera couverte par le CRCP à l'identique des charges d'énergie, soit une couverture à 90 %.

2. Evolution des services de regazéification

2.1. Amélioration de la flexibilité de l'offre commerciale des terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou

La CRE a souhaité recueillir l'avis des acteurs du marché quant à l'introduction d'une offre de souscription aux PITTMM plus souple, en lien avec une plus grande flexibilité des tarifs aux PITTMM de GRTgaz⁴. Elle permettrait à l'expéditeur ayant souscrit des capacités de regazéification de choisir un service d'émission correspondant à une émission constante de moins de 30 jours, tout en restant supérieure à 10 jours.

Les contributeurs à la consultation publique disposant de capacités dans les terminaux, ainsi que les opérateurs de terminaux, sont très réservés face à cette proposition, qu'ils jugent pénalisante pour les souscripteurs du service S-Smart (service continu) qui subiraient ses impacts sur la programmation du terminal en termes de niveau d'émission et de place en cuve. Ces répondants estiment par ailleurs qu'une telle mesure n'améliorera pas l'attractivité des terminaux méthaniers, le problème étant à leur sens lié à la situation de marché.

Les expéditeurs ne disposant pas de capacités de long terme dans les terminaux accueillent en revanche favorablement cette proposition et y voient une source d'amélioration de la flexibilité des terminaux.

La CRE rappelle l'intérêt qu'elle porte à l'amélioration de la flexibilité de l'accès aux terminaux méthaniers régulés, dans un contexte de concurrence entre les terminaux européens, et au vu de la flexibilité existante dans d'autres terminaux en Europe. Offrir aux utilisateurs un bandeau d'émission de durée plus flexible participe à l'amélioration de l'attractivité des terminaux régulés. En outre, une telle évolution ne génère pas de coûts supplémentaires pour les opérateurs.

En conséquence, Elengy et Fosmax LNG offriront aux utilisateurs des trois terminaux régulés qui le souhaitent, à compter du 1^{er} avril 2015, la possibilité d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 20 à 30 jours. Les modalités pratiques de cette offre seront établies par Elengy et Fosmax LNG, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination.

2.2. Tarif spécifique pour les déchargements et rechargements de micro-méthaniers

La CRE a consulté le marché sur la proposition d'Elengy et Fosmax LNG d'introduire un tarif spécifique pour les déchargements et les rechargements de micro-méthaniers (volumes inférieurs à 20 000 m³). Elle considère en effet que le tarif en vigueur actuellement ne reflète pas les coûts spécifiques liés aux micro-méthaniers et pourrait être dissuasif pour les déchargements et les rechargements de petites quantités de GNL.

La CRE a consulté les acteurs de marché sur la base de la proposition suivante :

- un terme de touché (TNA) fixé à 50 k€, sur les trois terminaux régulés, pour les opérations de déchargements de micro-méthaniers ;
- un service de rechargements de micro-méthaniers, à Fos Tonkin et Fos Cavaou⁵, dont le tarif serait constitué d'un terme fixe de 50 k€ par opération et d'un terme variable de 0,5 €/MWh de GNL chargé ;
- une priorité moindre accordée aux opérations de déchargements et de rechargements de micro-méthaniers, par rapport aux opérations de déchargements et de rechargements de navires de taille standard.

⁴ [Consultation publique de la CRE sur la mise à jour au 1^{er} avril 2015 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz](#).

⁵ Sur les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou, certains micro-méthaniers peuvent être chargés dès à présent, sans réaliser d'investissements (fonction de la longueur du bateau). Ce n'est pas le cas à Montoir, où des investissements seraient nécessaires pour proposer ce service.

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable à l'introduction d'un tarif spécifique pour les déchargements et les rechargements de micro-méthaniers. Certains contributeurs souhaitent que les modalités tarifaires appliquées à ces opérations puissent évoluer dans le futur, en fonction d'un retour d'expérience. La majorité des répondants à la consultation est également favorable à ce qu'une priorité secondaire soit accordée aux déchargements et rechargements de micro-méthaniers, par rapport aux déchargements et rechargements standard, comme proposé par les opérateurs.

La CRE considère que l'introduction d'un tarif spécifique pour le déchargement et le rechargement de micro-méthaniers (volumes inférieurs à 20 000 m³) est de nature à améliorer l'attractivité des offres des terminaux régulés, et permettra notamment de répondre à la demande croissante en GNL pour des usages carburant. En outre, ces opérations durant moins d'une journée pour un micro-méthanier, alors qu'elles durent plusieurs jours pour un méthanier classique, les tarifs proposés permettront de couvrir les coûts induits et refléteront la moindre utilisation de l'apportement.

En conséquence, pour les opérations de déchargement de micro-méthaniers, la CRE introduit, pour les terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou, un terme de nombre d'accostages (TNA) fixé à 50 k€.

Pour le service de rechargement de micro-méthaniers qui sera proposé à Fos Tonkin et à Fos Cavaou, la CRE introduit un tarif dédié, venant se substituer pour ces opérations au tarif en vigueur actuellement, composé d'un terme fixe de 50 k€ et d'un terme variable de 0,5 €/MWh. Les coûts d'exploitation associés à ce service sont constitués de coûts marginaux d'exploitation liés, notamment, à la consommation électrique additionnelle permettant le fonctionnement de pompes basse pression et de compresseurs de gaz d'évaporation. La CRE demande aux opérateurs de mener un retour d'expérience, afin d'évaluer l'opportunité de réaliser les investissements nécessaires pour permettre le rechargement de tous types de micro-méthaniers à Fos Tonkin, Fos Cavaou et Montoir.

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.

Les opérateurs Elengy et Fosmax LNG souhaitent inscrire le service de rechargement de micro-méthaniers dans leurs catalogues de prestations spécifiques, définis au point VI de la partie « Tarifs » de la délibération tarifaire ATTM4 du 13 décembre 2012. La CRE est défavorable à cette demande. Le rechargement de micro-méthaniers n'entre pas dans cette catégorie de prestations, en particulier car celle-ci inclut des prestations techniques à destination des navires, nécessaires à la regazéification, telles que l'assèchement, le soutage, l'avitaillement, etc. Les revenus liés au déchargement ou rechargement de micro-méthaniers seront couverts par le CRCP, dans les mêmes conditions que pour les rechargements de navires standards.

3. Mesures transitoires jusqu'à la création d'un PEG unique à l'horizon 2018

Au vu des tensions constatées depuis plusieurs années sur le marché du gaz en zone Sud, la CRE a souhaité mettre en œuvre des mesures transitoires jusqu'à la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Dans la délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative à l'évolution du tarif ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018⁶, la CRE a considéré que « *la situation de tension du marché au PEG Sud [...] pourr[ait] justifier une modification de [l']équilibre entre souscriptions à long terme et à court terme, de façon à maximiser l'attractivité à court terme des terminaux de Fos* ». En effet, la CRE a constaté que, depuis plusieurs années, aucun nouvel expéditeur n'a utilisé les terminaux méthaniers de Fos Tonkin et de Fos Cavaou, malgré des prix au PEG Sud plus élevés qu'au PEG Nord.

C'est dans ce cadre que la CRE a souhaité recueillir l'avis des acteurs de marché sur trois types de mesures visant, d'une part, à améliorer la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles et les programmes d'émission prévisionnels des terminaux de Fos et, d'autre part, à inciter les expéditeurs à

⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/atrt5-mesures-transitoires-avant-la-creation-d-un-peg-unique>

utiliser les capacités de regazéification des terminaux du Sud de la France pour réduire la congestion Nord-Sud.

3.1. Amélioration de la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles sur les terminaux de Fos

Dans le but d'améliorer la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles à Fos, la CRE a consulté les acteurs de marché sur les propositions suivantes d'évolution du mécanisme *use-it-or-lose-it* (UIOLI) défini dans la délibération tarifaire ATTM4 :

- la publication, par les opérateurs, dès le cinquième jour du mois M-1, des programmes prévisionnels de déchargements, rechargements et émissions des terminaux de Fos pour les mois M, M+1 et M+2, sur la base de programmes prévisionnels d'utilisation communiqués dès le premier jour du mois M-1 par les détenteurs de capacités de regazéification ;
- l'obligation, pour les détenteurs de capacités de regazéification, de libérer dès le premier jour du mois M-1 les créneaux de déchargements inutilisés pour le mois M.

Les contributeurs à la consultation publique ont exprimé des avis majoritairement défavorables. Plusieurs répondants soulignent que la moindre fréquentation des terminaux de Fos n'est pas liée au manque de transparence mais à l'écart de prix entre le marché européen et celui de l'Asie. Certains rappellent que des capacités primaires et secondaires de regazéification sont encore disponibles à Fos Cavaou ; dès lors, il n'y a pas lieu, selon eux, de contraindre les expéditeurs à libérer plus tôt les créneaux inutilisés. Certains contributeurs estiment également que l'introduction d'une pénalité sur la reprogrammation des déchargements défavoriserait les terminaux de Fos par rapport aux autres terminaux français et européens. Ils indiquent également que les aléas logistiques de l'activité GNL exigent une certaine souplesse dans la programmation des cargaisons. Un contributeur propose, en remplacement de la pénalité envisagée dans la consultation publique, l'introduction d'une mesure (réduction tarifaire ou bonus) incitant les expéditeurs à libérer les créneaux inutilisés.

Certains contributeurs à la consultation publique considèrent en revanche qu'une amélioration de la visibilité sur les programmes opérationnels des terminaux de Fos est d'autant plus importante que la liquidité dans la zone Sud est directement impactée par les émissions au PITTM Fos. Un répondant à la consultation publique souhaite que de telles mesures soient retenues pour l'ensemble des terminaux français.

La CRE a constaté que, bien que les terminaux de Fos ne soient pas utilisés à pleine capacité depuis 2011, les capacités non utilisées pour le mois M ne sont pas remises à disposition du marché par leurs détenteurs avant le 25^{ème} jour du mois M-1. La CRE considère que cette pratique rend inefficace le mécanisme UIOLI, le délai entre le 25^{ème} jour du mois M-1 et le créneau libéré du mois M étant généralement trop court pour permettre aux expéditeurs qui pourraient être intéressés par le rachat de capacité de planifier l'arrivée d'un bateau.

Elle considère que des améliorations de la visibilité sont indispensables au bon fonctionnement du marché du gaz en zone Sud et qu'elles peuvent être mises en œuvre sans créer de dommages significatifs aux détenteurs actuels de capacités de long terme. En conséquence, la CRE décide les dispositions suivantes :

- les utilisateurs des terminaux transmettront au plus tard le 1^{er} du mois M-1 la meilleure prévision de leur programme de déchargements et rechargements des mois M, M+1 et M+2, à titre indicatif ;
- les opérateurs publieront au plus tard le 10^{ème} jour du mois M-1 les programmes agrégés de déchargements, rechargements et d'émissions sur le réseau de transport pour les mois M, M+1 et M+2. Cette publication indicative a pour objectif d'améliorer la visibilité sur les programmes des terminaux, et de conférer une plus grande valeur aux créneaux restés vacants. Elle sera remise à jour quotidiennement pour le mois M, conformément à la délibération du 20 juin 2013 portant

décision relative aux informations publiées concernant l'utilisation des terminaux méthaniers⁷, et à chaque modification de programmation d'un expéditeur pour les mois M+1 et M+2.

La CRE maintient le mécanisme UIOLI existant au 20^{ème} jour du mois M-1 pour le mois M. A compter du 25^{ème} jour du mois M-1, les programmes de déchargements pour le mois M sont fermes.

La CRE demande aux détenteurs de capacités de regazéification de faire leurs meilleurs efforts pour remettre à l'opérateur de terminal une partie des créneaux qu'ils ne prévoient pas d'utiliser au cours du mois M, dès le premier jour du mois M-1. La CRE observera les pratiques des utilisateurs et étudiera, s'il s'avérait que les capacités non utilisées en M étaient systématiquement relâchées en fin de mois M-1, des mesures incitatives.

3.2. Extension de la durée du bandeau d'émission à 60 jours sur les terminaux de Fos

La CRE a également souhaité recueillir l'avis du marché sur l'introduction d'un service d'émission en bandeau pouvant aller jusqu'à 60 jours sur les terminaux de Fos. Dans les conditions de marché actuelles, les utilisateurs pourraient avoir intérêt à étaler davantage leur injection de gaz sur le réseau de transport, en raison de la liquidité encore limitée au PEG Sud.

Les acteurs sont réservés quant à la mise en œuvre de cette mesure. Plusieurs répondants soulignent que l'introduction d'un bandeau plus long dégradera la qualité de service des clients de l'offre en service continu S-Smart, qui absorbent les variations de programmation du terminal (stock de GNL en cuve et niveau d'émission autorisé) des clients des offres bandeau et spot. Les opérateurs de terminaux mentionnent quant à eux les contraintes techniques d'émission minimale sur le réseau de transport.

Les expéditeurs ne disposant pas de capacités de long terme dans les terminaux accueillent en revanche favorablement cette proposition et y voient une source d'amélioration de la flexibilité des terminaux.

La CRE réitère son intérêt pour les mesures permettant d'améliorer la situation de marché en zone Sud, dans l'attente de la création d'une place de marché unique. Elle estime que la mise en place d'une offre commerciale flexible permettant aux utilisateurs de disposer d'un bandeau d'émission plus long concourt à une meilleure attractivité des terminaux de Fos.

Il apparaît que l'extension à 40 jours de la durée du bandeau d'émission peut se faire sans coût supplémentaire pour les opérateurs, et qu'elle aura un impact limité sur les émissions des utilisateurs en service continu. En revanche, l'extension du bandeau d'émission au-delà de 40 jours pourrait dégrader la qualité de service des clients du service continu. Aussi, bien que les coûts supportés par l'opérateur soient négligeables, cette flexibilité devra être offerte de façon interruptible.

En conséquence, Elengy et Fosmax LNG offriront aux utilisateurs des terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou qui le souhaitent, à compter du 1^{er} avril 2015, à titre transitoire jusqu'à la création d'un PEG unique :

- la possibilité d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 30 à 40 jours ;
- un service interruptible permettant d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 40 à 60 jours. Ce service d'émission en bandeau de 40 à 60 jours ne pourra être offert qu'en cas d'impact réduit sur les émissions des autres utilisateurs des terminaux de Fos.

Les modalités pratiques de ces offres seront établies par Elengy et Fosmax LNG, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination.

⁷ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/terminal-methanier4/consulter-la-deliberation>

3.3. Réduction tarifaire pour les nouvelles souscriptions à court terme sur les terminaux de Fos

Dans le but d'améliorer la situation du marché du gaz en zone Sud, la CRE a consulté les acteurs de marché sur la réduction de moitié, à titre transitoire jusqu'à la création d'un PEG unique, du terme tarifaire de quantité déchargée pour les nouvelles souscriptions en service bandeau dans les terminaux du sud de la France, le terme de quantité déchargée pour les nouvelles souscriptions en service spot dans ces terminaux étant fixé au même niveau que pour les souscriptions long terme.

Les contributeurs à la consultation publique sont réservés quant à la proposition de la CRE. Plusieurs d'entre eux estiment qu'une réduction tarifaire ne favorisera pas l'arrivée de nouveaux navires dans les terminaux du Sud, les flux de GNL étant essentiellement déterminés par des arbitrages à l'échelle mondiale. Certains répondants soulignent également que la mesure proposée pénalise les expéditeurs qui ont souscrit des capacités de long terme en service continu à Fos, par rapport aux nouveaux entrants.

Deux contributeurs insistent sur le caractère temporaire que devrait avoir une telle mesure, si elle était mise en œuvre. Deux contributeurs souhaitent que son application soit conditionnée à un niveau élevé de spread Nord-Sud. Les opérateurs de terminaux rappellent que des capacités de stockage en cuve sont nécessaires pour l'offre de service bandeau : ils estiment qu'un tarif trop bas serait en inadéquation avec l'offre proposée.

La CRE considère que les tensions constatées depuis plusieurs années sur le marché du gaz en zone Sud nécessitent la mise en œuvre de mesures permettant de favoriser l'entrée de gaz dans cette zone, jusqu'à la création d'un PEG unique. A cet effet, la CRE a pris plusieurs délibérations depuis 2012 visant à améliorer le fonctionnement du marché et les conditions d'approvisionnement en zone Sud. Dans sa délibération du 30 octobre 2014⁸, elle a notamment introduit un système de gaz circulant et renforcé la régulation incitative des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud. En complément, la CRE estime que l'arrivée de GNL dans les terminaux du Sud peut également contribuer à réduire la congestion Nord-Sud, et souhaite par conséquent inciter les expéditeurs à souscrire les capacités de regazéification disponibles dans ces terminaux.

En conséquence, la CRE introduit, à titre transitoire jusqu'à la création d'un PEG unique, une réduction de moitié du terme de quantité déchargée pour les nouvelles souscriptions bandeau et continu à court terme (utilisation des capacités de regazéification dans un délai maximal de 6 mois, à compter de la date de souscription) sur les terminaux du Sud de la France, le terme de quantité déchargée pour les nouvelles souscriptions en service spot sur ces terminaux étant fixé au même niveau. Cette mesure sera conditionnée à l'existence d'une congestion de la liaison Nord-Sud, celle-ci étant constatée lorsque la dernière enchère des produits annuels fermes de capacité Nord-Sud a donné lieu à une prime d'enchères, c'est-à-dire lorsque le prix d'enchère est strictement supérieur au prix de réserve.

Cette mesure s'applique donc pour la période du 1^{er} avril 2015 au 30 septembre 2015, l'enchère de produits annuels de capacité pour la période allant du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015 ayant donné lieu à un premium.

En parallèle, la CRE demande aux opérateurs d'étudier, dans le cadre de la Concertation GNL, la possibilité de commercialiser aux enchères les créneaux de déchargement déclarés vacants après le premier jour du mois M-1 pour le mois M.

⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/atrt5-mesures-transitoires-avant-la-creation-d-un-peg-unique>

TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX REGULES DE GAZ NATUREL LIQUEFIE

I. Dispositions applicables aux trois terminaux

La présente délibération reconduit les principes établis par la délibération du 13 décembre 2012 relatifs aux services complémentaires, obligations relatives à l'utilisation des terminaux et prestations spécifiques.

1. Termes tarifaires

- 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 ;
- TUCR** terme d'utilisation des capacités de regazéification, appliqué à la durée de l'intervalle moyen entre deux arrivées de navires (durée limitée à un mois), exprimé en €/MWh ;
- TR** terme de régularité, appliqué à l'écart, en valeur absolue, entre les quantités de GNL déchargées en hiver et les quantités de GNL déchargées en été, 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.

2. Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature

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).

La CRE reconduit les principes de la délibération du 13 décembre 2012 prévoyant l'allocation des besoins complémentaires de gaz de fonctionnement du terminal aux utilisateurs, évitant ainsi un déficit croissant de gaz. Concernant le déficit cumulé sur la période antérieure à l'entrée en vigueur des dispositions en question, sur le terminal de Montoir, la CRE autorise Elengy à procéder à un achat exceptionnel de gaz de l'ordre de 80 GWh. Elle demande à Elengy de retenir la solution la plus compétitive entre un achat au PEG suivi d'un rebours au PITTM et un achat de cargaison partielle de GNL, dans la mesure où le coût de cet achat est intégré aux charges prévisionnelles d'énergie et couvert par le CRCP, donc supporté par les utilisateurs du terminal.

3. Amélioration de la flexibilité de l'offre commerciale

Elengy et Fosmax LNG offriront aux utilisateurs des trois terminaux régulés qui le souhaitent, à compter du 1^{er} avril 2015, la possibilité d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 20 à 30 jours. Les modalités pratiques de cette offre seront établies par Elengy et Fosmax LNG, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination.

II. Tarif d'utilisation du terminal de Montoir de Bretagne opéré par Elengy

1. Trajectoire de revenu autorisé

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

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2016)	Niveau ATTM4 période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	52,32	52,78	53,34
Charges de capital normatives	55,90	56,44	55,65
Charges d'énergie	3,41	3,38	3,91
Apurement du CRCP	-4,30	-8,39	-8,39
Revenu autorisé	107,33	104,21	104,52

2. Prise en compte du solde du CRCP

A l'issue de la période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes, de 2017 à 2020.

M€ courants	2015	2016
Revenus supplémentaires liés aux souscriptions de capacités de regazéification, couverts à 75%	104,21	104,52
Charges de capital, couvertes à 100%	56,44	55,65
Charges et produits d'énergie, couverts à 90%	3,38	3,91
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50%	0	0
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50%	0	0

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2015 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 période ATTM4.

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

TNA	90 000 € x (T + Tc)
TQD	Pour le service « continu » : 0,783 € x Q Pour le service « bandeau » : 0,783 € x Q Pour le service « spot » : 0,587 € x Q
TUCR	0,120 € x Q x N
TR	Pour le service « continu » : 0,210 € x [Qh – Qe] Pour le service « bandeau » : 0,040 € x [Qh – Qe]
TN	0,50 % x Q
TFR	240 000 €/ chargement
TQR	0,160 € x Qc

T= nombre de cargaisons déchargées par an

Tc= nombre de cargaisons chargées par an

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

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

Qe = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Qh = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées contractuelles (QDC) par l'ensemble des expéditeurs en service « bandeau » ne peut être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle d'émission du terminal.

III. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin opéré par Elengy

1. Trajectoire de revenu autorisé

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

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2014)	Niveau ATTM4 période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	27,49	27,20	27,56
Charges de capital normatives	32,43	30,65	30,70
Charges d'énergie	2,18	1,99	2,06
Apurement du CRCP	-5,17	-6,78	-6,78
Revenu autorisé	56,93	53,06	53,54

2. Prise en compte du solde du CRCP

A l'issue de la période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes, de 2017 à 2020.

M€ courants	2015	2016
Revenus supplémentaires liés aux souscriptions de capacités de regazéification, couverts à 75%	53,06	53,54
Charges de capital, couvertes à 100%	30,65	30,70
Charges et produits d'énergie, couverts à 90%	1,99	2,06
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50%	0	0
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50%	0	0

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2015 pour une durée d'environ deux ans. Elle est définie en fonction des charges moyennes (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour les années 2013 et 2014.

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

TNA	$75\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service « continu » : $1,393 \text{ €} \times Q$ Pour le service « bandeau » : $1,393 \text{ €} \times Q$ Pour le service « spot » : $1,045 \text{ €} \times Q$
TUCR	$0,120 \text{ €} \times Q \times N$
TR	Pour le service « continu » : $0,210 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$ Pour le service « bandeau » : $0,040 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$
TN	$0,20 \% \times Q$
TFR	180 000 € / chargement
TQR	$0,160 \text{ €} \times Q_c$

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_e = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Q_h = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées contractuelles (QDC) par l'ensemble des expéditeurs en service « bandeau » ne peut être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle d'émission du terminal.

IV. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou opéré par Fosmax LNG

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de Fosmax LNG est la suivante :

M€ courants	Niveau ATTM4 période 1 (moyenne 2013-2016)	Niveau ATTM4 période 2	
		2015	2016
Charges d'exploitation hors énergie	42,88	42,53	44,38
Charges de capital normatives	106,11	105,91	105,18
Charges d'énergie	4,78	3,78	4,17
Apurement du CRCP	4,01	-0,55	-0,55
Revenu autorisé	157,78	151,67	153,18

2. Prise en compte du solde du CRCP

A l'issue de la période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes, de 2017 à 2020.

M€ courants	2015	2016
Revenus supplémentaires liés aux souscriptions de capacités de regazéification, couverts à 75%	151,67	153,18
Charges de capital, couvertes à 100%	105,91	105,18
Charges et produits d'énergie, couverts à 90%	3,78	4,17
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50%	0,5	0,5
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50%	0	0

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2015 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 période ATTM4.

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

TNA	$100\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service « continu » : $1,659 \text{ €} \times Q$ Pour le service « bandeau » : $1,659 \text{ €} \times Q$ Pour le service « spot » : $1,244 \text{ €} \times Q$
TUCR	$0,120 \text{ €} \times Q \times N$
TR	Pour le service « continu » : $0,210 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$ Pour le service « bandeau » : $0,040 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$
TN	$0,20 \% \times Q$
TFR	$300\,000 \text{ €} / \text{chargement}$
TQR	$0,160 \text{ €} \times Q_c$

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_e = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Q_h = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

V. Tarif spécifique pour les déchargements et rechargements de micro-méthaniers

Pour les déchargements de micro-méthaniers (volumes inférieurs à 20 000 m³), le terme de nombre d'accostages (TNA) est fixé à 50 k€, pour les terminaux de Montoir, Fos Cavaou et Fos Tonkin. Les autres termes tarifaires s'appliquant aux déchargements des micro-méthaniers sont ceux présentés dans les grilles tarifaires définies précédemment pour les terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou.

Un service de rechargements de micro-méthaniers est introduit pour les terminaux de Fos Tonkin et de Fos Cavaou. Le tarif de ce service est fixé comme suit :

Terme fixe	50 000 €
Terme variable	0,5 € x Q

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

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.

VI. Mesures transitoires jusqu'à la création d'une zone de marché unique

1. Améliorer la visibilité sur les créneaux de déchargements disponibles sur les terminaux de Fos

Les utilisateurs des terminaux transmettent au plus tard le 1^{er} du mois M-1 la meilleure prévision de leur programme de déchargements et rechargements des mois M, M+1 et M+2, à titre indicatif. Les opérateurs publient au plus tard le 10^{ème} jour du mois M-1 les programmes agrégés de déchargements, rechargements et d'émissions sur le réseau de transport pour les mois M, M+1 et M+2. Cette publication sera remise à jour quotidiennement pour le mois M, conformément à la délibération du 20 juin 2013, et à chaque modification de programmation d'un expéditeur pour les mois M+1 et M+2.

Le mécanisme UIOLI existant au 20^{ème} jour du mois M-1 est maintenu, conformément à la délibération tarifaire ATTM4 du 13 décembre 2012. A compter du 25^{ème} jour du mois M-1, les programmes agrégés de déchargements publiés par les opérateurs pour le mois M sont fermes.

La CRE demande aux détenteurs de capacités de regazéification de faire leurs meilleurs efforts pour remettre à l'opérateur de terminal une partie de la capacité qu'ils ne prévoient pas d'utiliser au cours du mois M, dès le premier jour du mois M-1. La CRE observera les pratiques des utilisateurs et étudiera, s'il s'avérait que les capacités non utilisées en M étaient systématiquement relâchées en fin de mois M-1, des mesures incitatives.

2. Extension de la durée du bandeau d'émission à 60 jours sur les terminaux de Fos

Elengy et Fosmax LNG offriront aux utilisateurs des terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou qui le souhaitent, à compter du 1^{er} avril 2015, à titre transitoire jusqu'à la création d'un PEG unique :

- la possibilité d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 30 à 40 jours ;
- un service interruptible permettant d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 40 à 60 jours. Ce service d'émission en bandeau de 40 à 60 jours ne pourra être offert qu'en cas d'impact réduit sur les émissions des autres utilisateurs des terminaux de Fos.

Les modalités pratiques de ces offres seront établies par Elengy et Fosmax LNG, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination.

Les grilles tarifaires définies dans la présente délibération s'appliqueront à ces offres.

3. Réduction tarifaire pour les souscriptions à court terme sur les terminaux de Fos

Lorsque la liaison Nord-Sud est en situation de congestion, c'est-à-dire lorsque la dernière enchère des produits annuels fermes de capacité Nord-Sud a donné lieu à une prime, les termes de quantité déchargée (TQD) pour les nouvelles souscriptions en services continu court terme (utilisation des capacités de regazéification dans un délai maximal de 6 mois, à compter de la date de souscription), bandeau court terme (utilisation des capacités de regazéification dans un délai maximal de 6 mois, à compter de la date de souscription) et spot sont fixés comme suit, pour les terminaux du Sud de la France :

€/MWh	Fos Tonkin	Fos Cavaou
TQD continu	0,697	0,829
TQD bandeau	0,697	0,829
TQD spot	0,697	0,829

En parallèle, la CRE demande aux opérateurs d'étudier, dans le cadre de la Concertation GNL, la possibilité de commercialiser aux enchères les créneaux de déchargement déclarés vacants après le premier jour du mois M-1 pour le mois M.

VII. Mesures reconduites à compter du 1^{er} avril 2015

1. Service d'anticipation ou de report de l'émission

Ce service permet aux utilisateurs du service « bandeau » et du service « spot » de retarder ou d'avancer d'un jour ou de deux jours le début de l'émission, par rapport à la date d'émission initialement prévue, une fois le déchargement réalisé.

Le souscripteur du service doit, pour un déchargement prévu le mois M, déposer sa demande auprès de l'opérateur le vingtième jour du mois M-1 au plus tard. Après analyse des conséquences sur les émissions des autres utilisateurs, l'opérateur communique au demandeur, au plus tard le 25^{ème} jour du mois M-1, la faisabilité de ce service.

Le tarif du service est composé :

- d'un terme fixe couvrant les frais de gestion de l'opérateur du terminal ;
- d'un terme variable proportionnel à la quantité de gaz reportée ou anticipée.

$$\text{Tarif} = Fg + QR \times 0,25 \text{ €/MWh}$$

Avec :

Fg = frais fixes de gestion fixés à 10 000 € par demande de report

Qr = quantité de gaz reportée ou anticipée (en MWh)

50 % des recettes générées par ce service seront redistribuées aux expéditeurs « continu », au prorata des quantités déchargées sur le terminal, dès le mois suivant.

2. 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 souscrits.

3. Traitement du non-respect de la programmation

Tout utilisateur annulant un déchargement préalablement programmé pour le mois M se voit appliquer l'une des dispositions suivantes :

- une obligation de compenser, soit en gaz, soit financièrement, le ou les expéditeur(s) dont l'émission a été réduite en conséquence ;
- une pénalité dont le montant dépend du préavis d'annulation. Cette pénalité, qui s'applique uniquement lorsque l'annulation a une conséquence sur les émissions des autres utilisateurs, est calculée selon la formule suivante :

$$P = P0 \times F(n)$$

Avec :

N : nombre de jours entre la date programmée d'arrivée du navire et la date de notification de l'annulation ;

P0 = 50 % de la somme des TNA et des TQD associés au déchargement annulé

F(n) est égal à :

- 1 si n est inférieur ou égal à 5 ;
- $(12-n) / 7$ si n est compris entre 6 et 12 ;
- 0 si n est supérieur à 12.

Les recettes liées à cette pénalité sont reversées aux clients impactés, à proportion de la somme des émissions qui leurs sont allouées sur le mois considéré.

4. Mécanisme de relâchement de capacités

Le tarif ATTM4 offre la possibilité aux détenteurs de capacités de regazéification de renoncer explicitement à l'utilisation de leurs capacités pour les mois M+2 et M+3. 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.

5. 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. 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.

50 % des recettes générées par ce service sont reversées au CRCP.

7. Service de chargement de cargaison

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 au point 2 ci-dessus s'applique à ce service.

50 % des recettes générées par ce service au-delà des hypothèses de souscription prises en compte pour l'établissement de la trajectoire tarifaire sont reversées au CRCP.

8. Service de partage de cargaison pour les déchargements

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.

L'obligation de paiement des capacités souscrites, telle que définie au point 2 de la présente décision s'applique de manière analogue en cas de souscription de capacités au titre du service de partage de cargaison. Par ailleurs, la somme des quantités souscrites par chaque utilisateur doit être égale à la quantité totale déchargée.

9. Services de flexibilité intra-journalière fournis par les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou à GRTgaz

9.1. Terminal de Fos Tonkin

Un service de flexibilité intra-journalière interruptible est offert par Elengy à GRTgaz.

GRTgaz doit déclarer à Elengy un profil horaire de sollicitation de la flexibilité intra-journalière la veille pour le lendemain et, le cas échéant, un nouveau profil à l'intérieur de la journée.

L'offre d'Elengy est disponible en dehors des situations extrêmes suivantes :

- débits minimaux d'émission : fonctionnement avec une seule pompe pour une émission du terminal inférieure à 80 GWh/jour ;
- débits maximaux d'émission du terminal : supérieurs à 250 GWh/jour⁹.

Dans ces deux cas, le service de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy pourra être réduit, voire supprimé, par Elengy.

Si la demande de GRTgaz est supérieure au besoin de flexibilité intra-journalière équivalent à deux centrales électriques¹⁰, Elengy fera ses meilleurs efforts pour y répondre.

Dans tous les cas, Elengy confirme à GRTgaz la veille pour le lendemain la disponibilité et le niveau du service de flexibilité intra-journalière à Fos.

Le tarif du service de flexibilité est composé d'un terme fixe et de deux termes à l'usage. Les termes à l'usage sont facturés sur la base du profil convenu chaque jour entre Elengy et GRTgaz, en fonction de l'amplitude de débit horaire à la hausse et de l'amplitude de débit horaire à la baisse sollicitées.

Les termes tarifaires sont les suivants :

Terme annuel fixe	€/an	620 000
Terme lié à la sollicitation à la hausse	€/j/ (MWh/h)	4,24
Terme lié à la sollicitation à la baisse	€/j/ (MWh/h)	0,36

⁹ Cette limitation ne prend pas en compte les limitations d'émission liées à l'indisponibilité du matériel au niveau du terminal méthanier de Fos Tonkin ou à la saturation de l'exutoire de Fos sur le réseau de GRTgaz qui peuvent induire une réduction du niveau de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy. Elle ne prend pas non plus en compte une éventuelle optimisation de la chaîne de gazéification pouvant induire une augmentation du niveau de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy.

¹⁰ Fonctionnement normatif de 16 heures par jour pendant 310 jours par an.

9.2. Terminal de Fos Cavaou

Un service de flexibilité intra-journalière interruptible est offert par Fosmax LNG à GRTgaz.

GRTgaz doit déclarer à Fosmax LNG un profil horaire de sollicitation de la flexibilité intra-journalière la veille pour le lendemain et, le cas échéant, un nouveau profil à l'intérieur de la journée.

L'offre de Fosmax LNG est réputée disponible en dehors de situations de débits extrêmes (proches du minimum ou du maximum d'émission).

Dans ces situations, le service de flexibilité intra-journalière proposé par Fosmax LNG pourra être réduit, voire rendu indisponible, par Fosmax LNG.

Dans tous les cas, Fosmax LNG confirmera à GRTgaz la veille pour le lendemain la disponibilité et le niveau du service de flexibilité intra-journalière à Fos Cavaou.

Le tarif du service de flexibilité est composé d'un terme fixe et de deux termes à l'usage. Les termes à l'usage sont facturés sur la base du profil convenu chaque jour entre Fosmax LNG et GRTgaz, en fonction de l'amplitude de débit horaire à la hausse et de l'amplitude de débit horaire à la baisse sollicitées.

Les termes tarifaires sont les suivants :

Terme annuel fixe	€/an	93 000
Terme lié à la sollicitation à la hausse	€/j/ (MWh/h)	4,11
Terme lié à la sollicitation à la baisse	€/j/ (MWh/h)	0,67

10. Prestations spécifiques

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

En application de l'article L.452-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 5 février 2015

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

Philippe de Ladoucette