

DELIBERATION N° 2022-302

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 novembre 2022 portant avis sur la demande d'exemption de la société TotalEnergies LNG Services France pour le terminal méthanier flottant du Havre

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Alors que les livraisons de gaz russe vers l'Europe ont fortement diminué à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, TotalEnergies LNG Services France, filiale de TotalEnergies (ci-après « TELS ») envisage de mettre en service un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié au Havre. Ce terminal, d'une capacité de regazéification de 5 Gm³ par an, devrait être mis en service en septembre 2023 pour une durée d'exploitation commerciale de cinq ans.

L'article 36 de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel¹ prévoit que les nouvelles grandes infrastructures gazières peuvent bénéficier, sur demande, d'une dérogation aux dispositions relatives à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire.

Pour réaliser ce projet, TELS souhaite obtenir une exemption aux dispositions relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire, pour une durée de cinq ans à compter de la mise en service du terminal.

Toute demande de dérogation est soumise au ministre chargé de l'énergie qui doit saisir pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui se prononce dans le délai d'un mois à compter de sa saisine.

TELS a transmis son dossier de demande d'exemption à la ministre de la transition énergétique le 20 octobre 2022. La CRE a été saisie pour avis par la Ministre de la transition énergétique par un courrier reçu le 27 octobre 2022.

La CRE a organisé une consultation publique du 3 au 17 novembre 2022² pour recueillir l'avis des parties prenantes sur la demande d'exemption de TELS et sur l'analyse préliminaire de la CRE.

La CRE a reçu quatorze³ contributions : deux de la part d'expéditeurs, trois de gestionnaires d'infrastructures gazières, deux d'associations de l'industrie gazière, deux d'associations environnementales et cinq d'autres acteurs (dont quatre de particuliers).

Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

L'objet de la présente délibération est de présenter l'avis de la CRE sur la demande d'exemption déposée par TELS aux dispositions relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire pour le terminal méthanier flottant du Havre.

¹ Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel telle que modifiée par la Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

² Consultation publique n° 2022-12 du 3 novembre 2022 relative à la demande d'exemption de la société TotalEnergies LNG Services France pour le terminal méthanier flottant du Havre

³ Une contribution supplémentaire a été reçue par la CRE mais n'a pas pu être analysée.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET PRESENTATION DU PROJET.....	3
1.1 CADRE JURIDIQUE.....	3
1.2 CARACTERISTIQUES DU PROJET.....	3
1.3 INTERFACE AVEC LE RESEAU DE TRANSPORT	4
1.4 DEMANDE DE TELSIF	4
2. RESPECT DES CRITERES DE L'ARTICLE 36 DE LA DIRECTIVE 2009/73/CE	4
2.1 IMPACT DU PROJET SUR LA CONCURRENCE ET LE BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTERIEUR DU GAZ NATUREL	5
2.2 IMPACT DU PROJET SUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	6
2.3 NIVEAU DE RISQUE ASSOCIE AU PROJET	7
2.4 INDEPENDANCE DU PROPRIETAIRE DE L'INFRASTRUCTURE VIS-A-VIS DU GESTIONNAIRE DE RESEAU ...	9
2.5 PERCEPTION DE DROITS D'ACCES AUPRES DES UTILISATEURS DE L'INFRASTRUCTURE	9
2.6 IMPACT SUR L'EFFICACITE DU FONCTIONNEMENT DU RESEAU REGULE CONCERNE	9
3. DEMARCHE COMMERCIALE ENVISAGEE PAR TELSIF.....	10
3.1 COMMERCIALISATION DES CAPACITES NON RESERVEES PAR TEGPL	10
3.2 MECANISME DE RESTITUTION DES CAPACITES INUTILISEES.....	11
4. AVIS DES PARTIES PRENANTES SUR LA DEMANDE D'EXEMPTION DE TELSIF.....	11
5. AUTRES SUJETS ABORDES PAR LES PARTIES PRENANTES	12
AVIS DE LA CRE.....	13

1. CONTEXTE ET PRESENTATION DU PROJET

1.1 Cadre juridique

Les dispositions de l'article 36 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel⁴ prévoient que les nouvelles grandes infrastructures gazières⁵ peuvent bénéficier, sur demande, d'une dérogation aux dispositions relatives à l'accès des tiers⁶ ainsi qu'à celles relatives à la régulation tarifaire⁷, sous réserve que soient remplis les critères cumulatifs suivants :

- a) l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- b) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée ;
- c) l'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite ;
- d) des droits d'accès sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée ;
- e) la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence sur les marchés concernés susceptibles d'être affectés par l'investissement ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, ni à l'efficacité du fonctionnement des réseaux réglementés concernés, ni à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel dans l'Union.

En application des dispositions de ce même article, la décision de dérogation est adoptée, soit par l'autorité de régulation de l'Etat membre concernée, soit par l'instance compétente désignée, aux fins de la décision formelle, par cet Etat.

Les dispositions de cet article ont fait l'objet d'une transposition en droit interne figurant aujourd'hui aux articles L. 111-109, L. 452-6, R. 452-1 et R. 111-43 à R. 111-51 du code de l'énergie.

L'article R. 111-45 du code de l'énergie prévoit notamment que toute demande de dérogation, soumise au ministre chargé de l'énergie, est adressée pour avis à la CRE qui se prononce dans le délai d'un mois à compter de sa saisine.

Le ministre chargé de l'énergie doit notifier à la Commission européenne, dans un délai de trois mois à compter de la réception du dossier complet, son projet de décision sur la demande de dérogation ainsi que toutes les informations utiles y afférentes.

En application des dispositions de l'article 36 de la directive susmentionnée, la Commission européenne, dans un délai de deux mois à compter du jour suivant la réception de cette notification, peut arrêter une décision exigeant que la décision d'accorder une dérogation soit modifiée ou retirée⁸.

Par ailleurs, l'article 29 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (ci-après loi « pouvoir d'achat ») prévoit un régime applicable à l'exploitation d'un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié. En particulier, cet article précise que les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation faisant l'objet d'une dérogation, prévue à l'article L. 111-109 du code de l'énergie, sont définis par la Commission de régulation de l'énergie.

1.2 Caractéristiques du projet

Alors que les livraisons de gaz russe vers l'Europe ont fortement diminué à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, TELS F envisage de mettre en service en septembre 2023 un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié (*Floating Storage Regasification Unit*, ci-après « FSRU »), dans le port du Havre. Cette solution, déployable rapidement, permettrait en effet d'augmenter à court terme les capacités d'importations françaises de gaz naturel. Ce FSRU dispose d'une capacité de regazéification d'environ 5 Gm³/an (7,5 Gm³/an à la pointe), et d'environ 140 000 m³ de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL)⁹. TELS F prévoit d'exploiter le FSRU pendant une période de cinq ans à compter de sa date de mise en service.

⁴ Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel telle que modifiée par la Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

⁵ A savoir, les interconnexions entre États membres, les installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage.

⁶ Figurant aux articles 32 à 34 de la directive susvisée.

⁷ Figurant aux articles article 41, paragraphes 6, 8 et 10 de la directive susvisée.

⁸ Ce délai de deux mois peut être prolongé d'une période supplémentaire de deux mois si la Commission sollicite un complément d'informations. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'informations. Le délai initial de deux mois peut aussi être prorogé par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation.

⁹ Un mètre cube de GNL équivaut, une fois regazéifié, à 600 à 650 m³ de gaz naturel dans des conditions normales de température et de pression.

Le calendrier cible présenté par TELSIF prévoit la mise en service commerciale du projet en septembre 2023.

Les coûts d'exploitation (OPEX) représentent environ 90% des coûts fixes du projet (pour environ 10% de coûts d'investissements). Par ailleurs, les coûts variables du projet comprennent notamment les coûts liés au réchauffage du GNL : contrairement à certains terminaux méthaniers terrestres, le FSRU dispose d'un système de regazéification en boucle fermée grâce à des chaudières alimentées au gaz naturel (et non d'un système de réchauffage par de l'eau de mer par exemple). De façon similaire aux autres terminaux méthaniers, les coûts variables du FSRU sont plus élevés si l'opérateur doit faire fonctionner l'infrastructure en dehors des plages de régime stabilisé (il est alors contraint de maintenir un niveau minimum de GNL dans les cuves afin de les maintenir en froid).

1.3 Interface avec le réseau de transport

Le FSRU exploité par TELSIF sera raccordé au réseau de transport de gaz de GRTgaz. Comme indiqué dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le programme d'investissement de GRTgaz¹⁰, le réseau de transport est déjà relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure du fait de l'existence d'un terminal méthanier sur ce site jusqu'en 1990. Ainsi, l'installation du FSRU ne nécessitera pas de travaux majeurs de renforcement du réseau.

Les investissements nécessaires au raccordement consistent à construire une plateforme de 1 400 m² regroupant la connexion pour le FSRU, les fonctions de réchauffage, d'odorisation et de régulation de la pression, ainsi qu'une canalisation d'environ 4 km en DN500 vers le réseau existant. L'exploitation du FSRU suppose la souscription de capacités d'entrée sur le réseau de transport par les utilisateurs du terminal : les revenus correspondants couvriront les coûts de raccordement pour GRTgaz.

Par ailleurs, l'octroi d'une exemption ne doit pas procurer aux terminaux en bénéficiant un avantage concurrentiel indu vis-à-vis des terminaux méthaniers en service, régulés ou non. A ce titre, et comme cela est déjà le cas pour Dunkerque LNG, TELSIF devra respecter les spécifications applicables aux interfaces entre le réseau de transport et les autres terminaux méthaniers français.

La capacité d'entrée sur le réseau de transport de gaz depuis le FSRU est en cours de détermination par GRTgaz, et dépendra notamment du niveau de la consommation de gaz naturel dans la zone. Les efforts importants de réduction de la consommation de gaz naturel par les consommateurs (notamment industriels) de la région du Havre, pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement européenne, pourraient en effet avoir pour conséquence de diminuer la capacité d'évacuation du réseau. La capacité d'entrée sur le réseau de GRTgaz serait alors mécaniquement réduite.

1.4 Demande de TELSIF

TELSIF souhaite obtenir une exemption aux dispositions relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire, pour une durée de cinq ans à compter de la date de mise en service commerciale du FSRU. TotalEnergies, via sa filiale TotalEnergies Gas & Power Ltd (ci-après « TEGPL »), souhaite ainsi réserver 50 % des capacités du terminal.

2. RESPECT DES CRITERES DE L'ARTICLE 36 DE LA DIRECTIVE 2009/73/CE

L'article 36 de la directive 2009/73/CE prévoit cinq critères cumulatifs qui doivent être satisfaits afin qu'une exemption puisse être accordée (voir partie 1.1). Parmi eux, le critère a) concerne à la fois l'impact du projet sur la concurrence et la sécurité d'approvisionnement, tandis que le critère e) concerne l'impact du projet sur la concurrence, le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, l'efficacité du fonctionnement des réseaux régulés concernés et la sécurité d'approvisionnement.

L'impact du projet sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel (critères a) et e)) est analysé ci-après dans la partie 2.1.

L'impact du projet sur la sécurité d'approvisionnement (critères a) et e)) est analysé dans la partie 2.2.

Le niveau de risque associé au projet (critère b)), l'indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau (critère c)), la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure (critère d)) et l'impact sur l'efficacité du fonctionnement des réseaux régulés concernés (critère e)) sont analysés dans les parties 2.3, 2.4, 2.5 et 2.6 respectivement.

¹⁰ Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2021 et approbation du programme d'investissements 2022 révisé de GRTgaz et de Teréga (transport).

2.1 Impact du projet sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel

Pour satisfaire les critères a) et e) de l'article 36 de la directive 2009/73/CE, l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et l'exemption ne doit pas porter atteinte à la concurrence sur les marchés concernés ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz. Afin d'analyser l'effet concurrentiel du FSRU et de l'exemption, il convient d'analyser si cela est de nature à conduire à la création ou au renforcement d'une position dominante sur les marchés concernés.

Concernant le marché de gros amont :

Le marché de gros amont est défini comme le marché sur lequel les fournisseurs de gaz s'approvisionnent en gros en gaz auprès des producteurs, en vue de la revente ultérieure sur le marché du négoce (marché de gros aval).

Dans son analyse concurrentielle, TELSF a défini le marché pertinent comme le marché de gros amont de gaz naturel, incluant les approvisionnements de gaz sous forme de GNL. D'un point de vue géographique, le marché retenu inclut les pays dont les réseaux de gaz sont interconnectés directement ou indirectement avec le réseau de transport de gaz français, soit la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie (via la Suisse), ainsi que l'Espagne. La part de marché d'un acteur sur le marché de gros amont correspond à son poids relatif dans les approvisionnements en gaz des pays concernés. L'opérateur a retenu trois scénarios permettant d'évaluer la part de marché du groupe TotalEnergies sur le marché de gros amont sur la période 2023-2028, avec et sans les projets de nouveaux terminaux méthaniers. L'estimation de TELSF montre qu'avec le FSRU et dans tous les scénarios, la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont pertinent devrait rester inférieure à 15%.

Du point de vue de la concentration sur le marché de gros, TELSF estime que la réservation par TEGPL de 50 % de la capacité doit être considérée comme se substituant aux importations de gaz russe existantes jusqu'en 2022. En conséquence, elle serait associée à une diminution correspondante de la part de marché de Gazprom, et conduirait à une diminution comprise entre 21 et 25 points de l'indice HHI¹¹ du marché. D'après TELSF, cela démontre ainsi l'effet positif du FSRU du Havre qui permettrait de diminuer la concentration du marché de gros amont.

Concernant le marché de gros aval :

Le marché de gros aval est défini comme le marché sur lequel les fournisseurs (qui s'approvisionnent en gros sur le marché de gros amont) vendent en gros du gaz auprès d'autres négociants ou revendeurs.

TELSF a considéré que le marché du négoce (incluant tous types d'échanges, sur les bourses et sur le marché OTC) constitue le marché pertinent, avec une hypothèse maximisant la part de marché de TotalEnergies, selon laquelle, une fois regazéifié au sein du FSRU du Havre, le gaz sera injecté dans le réseau et vendu par TEGPL sur les hubs français et européens. Du point de vue géographique, le marché Ouest-Européen comprenant les différents hubs sur lesquels se forme l'équilibre offre-demande de gaz (PEG, TTF, THE, ZTP, PSV et PVB) a été considéré comme étant le marché pertinent. L'analyse concurrentielle, menée par l'opérateur sur ce segment du marché, révèle que le projet améliorerait la situation concurrentielle sur le marché de gros aval. Afin d'analyser l'impact du FSRU du Havre sur la concentration du marché de gros aval, TELSF a quantifié la variation de l'indice HHI induite par l'utilisation de 50 % des capacités du FSRU et la vente par TEGPL sur le marché de gros aval Ouest-Européen des quantités de gaz correspondantes. Les résultats montrent qu'avec le FSRU du Havre, la part de marché de TotalEnergies¹² serait inférieure à 6%, conduisant à un changement non significatif de l'indice HHI.

Concernant les autres marchés :

TELSF a aussi évalué l'impact du projet sur les marchés indirectement concernés, notamment les marchés aval de la fourniture de gaz au détail, et les marchés amont mondiaux. En ce qui concerne le marché de détail du gaz, TELSF estime que TotalEnergies ne pourrait pas verrouiller le marché pour de nouveaux entrants car elle ne possède pas un pouvoir substantiel sur le marché situé en amont.

Quant aux marchés amont mondiaux, l'impact du projet sur les marchés de la production et du transport de GNL serait sensiblement le même que le FSRU soit déployé au Havre ou ailleurs, ce dernier étant loué à long terme par TotalEnergies.

¹¹ L'indice HHI est un critère d'évaluation de la concentration d'un marché. Il est le résultat de la somme des parts de marché au carré de l'ensemble des acteurs du marché analysé. Plus il est élevé, plus le marché est concentré, plus il est faible, plus ce marché est fragmenté. Cet indice est compris entre 0 et 10 000 : une variation de 20 points est donc peu significative.

¹² Celle-ci est définie comme la part des volumes échangés par TotalEnergies parmi les volumes totaux échangés sur les hubs concernés.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur considère que le projet de FSRU ne dispose pas d'avantage comparatif par rapport aux terminaux méthaniers existants. Ce même expéditeur interroge néanmoins la définition du marché pertinent. Selon lui, le marché pertinent devrait être limité au marché français car le FSRU n'est physiquement connecté qu'au réseau de transport français et car son impact serait marginal sur le marché ouest-européen. Cet expéditeur doute également de l'évaluation réalisée par TESFL démontrant la diminution d'environ 20 points de l'indice HHI du marché de gros. Cet acteur partage néanmoins l'analyse préliminaire de la CRE et reconnaît que l'évolution de l'indice HHI induite par les souscriptions de TotalEnergies sur le FSRU serait marginale.

Les associations de l'industrie gazière partagent l'analyse préliminaire de la CRE et estiment que la réservation de capacités de regazéification du FSRU par TotalEnergies n'affecterait pas négativement la concurrence et le bon fonctionnement du marché ouest-européen.

La moitié des particuliers considère que le projet remplit les critères relatifs à la concurrence et au bon fonctionnement du marché.

Analyse de la CRE

La CRE maintient son analyse concernant l'impact du projet sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché du gaz. Les investissements qui permettent d'augmenter les capacités d'approvisionnement en gaz à partir de nouvelles sources tendent de manière générale à améliorer la concurrence sur le marché de gros et, par conséquent, sur le marché de détail du gaz, sauf si ces sources sont contrôlées par des entreprises ayant une position dominante sur les marchés pertinents. La CRE considère sur la base des éléments présentés par TELS F et de ses propres analyses, que TotalEnergies ne serait pas en position dominante sur les marchés de gros concernés, à l'amont comme à l'aval.

De plus, la Commission européenne définit le marché pertinent comme un marché comprenant la zone dans laquelle les entreprises concernées sont engagées dans la fourniture de produits ou de services et dans laquelle les conditions de concurrence sont suffisamment similaires¹³. TotalEnergies est actif en tant qu'expéditeur de gaz en France, en Italie, en Espagne, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne. De plus, ces différents pays disposent de réseaux de transport bien interconnectés (depuis octobre 2022, l'interconnexion entre la France et l'Allemagne peut être utilisée dans le sens de la France vers l'Allemagne) et de terminaux méthaniers en concurrence les uns avec les autres. Sur ce point, la CRE note que la diminution des approvisionnements en gaz russe par gazoducs va renforcer le rôle de l'accès au marché mondial du GNL et donc des terminaux méthaniers dans l'intégration des marchés européens. Les conditions de concurrence entre fournisseurs sont également très similaires dans ces pays, le marché européen du gaz étant intégré, avec des règles de fonctionnement harmonisées à l'échelle de l'Union européenne. La CRE considère donc que la définition actuelle du marché pertinent peut être maintenue.

La CRE considère également que ce projet n'aurait pas d'effet négatif sur la concurrence sur le marché de détail. Le projet, qui vise à substituer les anciennes importations de gaz russe par du GNL, ne compense que partiellement la réduction de la part de marché de Gazprom.

Par ailleurs, comme indiqué dans la partie 1.3, le FSRU du Havre devra respecter les mêmes règles opérationnelles liées aux interfaces avec le réseau de transport que les autres terminaux méthaniers français. La CRE note, qu'en raison du niveau de consommation de gaz carburant nécessaire à son fonctionnement (voir partie 1.2), le coût d'utilisation du terminal par les clients sera *a priori* plus élevé que celui des terminaux existants. Le FSRU ne bénéficiera donc pas d'avantage comparatif par rapport à ces infrastructures.

La CRE considère ainsi que les critères relatifs à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur (critères a) et e)) sont respectés.

2.2 Impact du projet sur la sécurité d'approvisionnement

Afin de satisfaire les critères a) et e) de l'article 36 de la directive 2009/73/CE, l'investissement doit améliorer la sécurité d'approvisionnement et l'exemption ne doit pas porter atteinte à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne.

TELS F estime que le projet est en mesure de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de souveraineté énergétique. Selon TELS F, le projet d'installation d'un terminal de regazéification flottant dans le port du Havre augmenterait la capacité d'importation de GNL d'environ 5 Gm³ par an sur le marché français et les marchés Ouest-Européens du gaz dès septembre 2023, pour une durée de cinq ans.

¹³ COMMUNICATION DE LA COMMISSION sur la définition du marché en cause aux fins du droit communautaire de la concurrence (97/C 372/03)

TELSF constate qu'avant l'invasion de l'Ukraine par la Russie, les capacités d'importation mobilisables de gaz et de GNL¹⁴ en France atteignaient 2 060 GWh/j. Après le 24 février 2022, les capacités d'importation mobilisables en France ont été réduites de 16%, passant à 1 735 GWh/j (soit un écart de 325 GWh/j).

TELSF affirme que le FSRU du Havre permettra d'améliorer la sécurité d'approvisionnement dans ce contexte dégradé. En effet, le supplément de capacité d'importation représenté par le projet est de 150 GWh/j, ce qui réduirait l'écart par rapport à la situation d'avant crise de presque 50 %, soit de 325 GWh/j à 175 GWh/j. TELSFF indique être confiant quant à la capacité de TEGPL à acheminer du GNL via le FSRU.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur ainsi que les associations de l'industrie gazière et la moitié des particuliers considèrent que le projet aurait un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement.

Certains consommateurs particuliers et une association environnementale s'interrogent sur l'existence d'une menace pesant sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, et font remarquer que le FSRU ne sera pas suffisant pour compenser intégralement la perte de l'approvisionnement venant de Russie et ne pourra pas contribuer à la sécurité d'approvisionnement dès l'hiver 2022/2023.

Analyse de la CRE

La Russie a réduit très fortement ses livraisons de gaz à l'Union européenne. Cela a entraîné une réduction significative de l'offre de gaz à l'échelle européenne qui n'est susceptible d'être compensée que partiellement à court terme.

La CRE maintient son analyse concernant ce critère et considère que l'implantation d'un FSRU au Havre contribuerait significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe. Les capacités d'importation de GNL additionnelles disponibles à court terme permettraient en effet de faciliter l'approvisionnement en gaz à partir de l'hiver 2023-2024 pour la France, de même que pour l'Europe. Le FSRU permettrait en outre de renforcer la résilience du système gazier français en cas de perte d'une infrastructure d'approvisionnement.

La CRE estime donc que les critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement sont respectés.

2.3 Niveau de risque associé au projet

TELSF estime que les caractéristiques opérationnelles du FSRU sont peu adaptées à la mise en œuvre d'un régime régulé. L'une des raisons expliquant cette position a trait au fait que les capacités de stockage du terminal sont limitées comparativement aux volumes de GNL usuellement transportés par méthanier, ce qui génère des contraintes liées à la flexibilité amont et aval offerte par le FSRU. En effet, les capacités de stockage de GNL du FSRU, inférieures à celles d'un terminal méthanier conventionnel¹⁵, ne permettent pas à TELSFF de prendre en compte les aléas portant sur le programme de déchargement des méthaniers (risque de saturation de la capacité de stockage si le délai entre deux déchargements ne permet pas d'injecter la totalité du gaz sur le réseau). Les difficultés liées à cette contrainte étant d'autant plus importantes que le nombre d'utilisateurs du terminal est élevé, TELSFF indique que la structuration de son offre commerciale et opérationnelle serait facilitée par une garantie de souscriptions de 50 % des capacités du terminal par TEGPL.

Par ailleurs, TELSFF indique qu'en garantissant la souscription de 50 % de la capacité, l'exemption conduirait à une meilleure attractivité économique du FSRU du Havre. Le fait que 50 % des capacités soient souscrites par TEGPL permettrait au terminal de garantir non seulement des conditions opérationnelles plus attractives mais aussi un tarif stable et prévisible. Ce dernier point est particulièrement important compte tenu du coût de regazéification et des incertitudes pesant sur le niveau des coûts variables du FSRU, si le taux d'utilisation n'est pas suffisant. En effet, comme indiqué dans la partie 1.2, le service de regazéification proposé par le FSRU nécessite une consommation de gaz naturel. Cette autoconsommation rend le coût d'utilisation du FSRU plus élevé que celui des terminaux méthaniers conventionnels. Ce coût tendrait par ailleurs à augmenter en cas de sous-utilisation (une sous-utilisation générant des coûts de maintien en froid notamment), ce qui réduirait davantage l'attractivité du FSRU. De plus, TELSFF note que si les prix sur le marché de gros français sont inférieurs à ceux d'autres marchés ouest-européens comme cela est le cas depuis plusieurs mois, les capacités disponibles sur les terminaux méthaniers français seraient moins attractives pour les acteurs du marché du GNL. Dans ces conditions, il apparaît crucial à l'opérateur de pouvoir garantir un tarif compétitif, ainsi qu'un niveau suffisant de stabilité et de visibilité tarifaire pour ses clients.

¹⁴ Cela correspond, dans le dossier de TELSFF, à la somme des capacités techniques des PITTMM et du PIR Dunkerque et des flux effectifs aux PIR Virtualys, Obergailbach, Oltingue et Pirineos

¹⁵ En comparaison, les terminaux méthaniers terrestres français disposent de capacités de regazéification entre 2 et 4 fois supérieures à celles du FSRU

TELSF indique par ailleurs qu'étant donné les incertitudes liées, d'une part, aux souscriptions et à la future utilisation des capacités du terminal et, d'autre part, à la structuration des charges du FSRU (part majoritaire d'OPEX), le niveau tarifaire qui pourrait être fixé pour le FSRU par la CRE, si le FSRU était régulé, ne permettrait pas de couvrir les risques du projet. En effet, s'agissant de la structuration des charges du FSRU, et contrairement à un terminal conventionnel, les dépenses d'exploitation du FSRU représentent la part la plus importante de ses coûts (cf. partie 1.2). Dans le cas des terminaux régulés existants, les dépenses d'exploitation sont seulement couvertes par le tarif régulé et ne font pas l'objet d'une rémunération. TELSFF estime que ses investissements ne se verraient appliquer qu'un taux de rémunération compris entre 3% et 5%, et que ce taux, appliqué uniquement à la valeur des actifs régulés, serait insuffisant pour un projet comme celui du FSRU compte tenu de sa durée limitée d'exploitation et donc d'amortissement (cinq ans). TELSFF met également en avant son exposition au risque de change entre l'Euro et le Dollar, la charte du FSRU, qui représente une part importante des coûts, étant payable en Dollars américains. TELSFF considère ainsi que si le FSRU parvenait à vendre toute sa capacité de regazéification dans le cadre d'un schéma régulé, ses revenus seraient toujours nettement inférieurs aux revenus qu'il serait susceptible de percevoir en mettant le FSRU à disposition d'un tiers au prix du marché dans une autre zone géographique.

En conséquence, TELSFF attend que sa demande d'exemption soit instruite, en particulier pour savoir dans quelles conditions TotalEnergies ou les sociétés contrôlées par cette dernière pourront accéder aux capacités du FSRU, avant de prendre la décision finale de réaliser le projet.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur considère que le projet respecte le critère relatif au niveau de risque. Il indique qu'un test de marché doit être effectué afin de définir le niveau de risque réel lié au projet. Cet expéditeur reconnaît que le niveau de risque associé à un projet de FSRU est supérieur au risque supporté par les terminaux terrestres, mais considère qu'un tel niveau de risque serait mieux couvert par un régime régulé.

Les associations de l'industrie gazière considèrent que ce critère est satisfait. Une association environnementale donne un avis défavorable en contestant la cohérence entre les arguments présentés par TELSFF relatifs à la sécurité d'approvisionnement et au niveau de risque. Selon l'association, si le FSRU contribue réellement à la sécurité d'approvisionnement, il devrait être entièrement souscrit, ce qui limiterait le risque du projet au sens de l'article 36.

Une association environnementale estime pour sa part que, puisque TotalEnergies loue le FSRU, le coût de cette location constitue une dépense de fonctionnement et non d'investissement et en déduit une incompatibilité avec les dispositions de l'article 36 de la directive 2009/73/CE. La moitié des particuliers considère que le projet respecte le critère relatif au niveau de risque.

Enfin, l'ensemble des acteurs ne se prononce pas sur la part de 50 % des capacités pouvant être réservées par TEGPL.

Analyse de la CRE

Du fait des caractéristiques techniques et opérationnelles du projet, la CRE considère que le FSRU du Havre est exposé à des risques plus importants que les autres terminaux méthaniers. Les capacités de stockage limitées du terminal, combinées à des coûts d'investissements relativement faibles par rapport aux coûts d'exploitation (qui peuvent par ailleurs varier fortement selon le niveau d'utilisation du FSRU), induisent des aléas importants pour le projet.

La CRE partage l'analyse de TELSFF concluant que le régime régulé augmenterait le niveau de risque associé au projet, en ne garantissant pas un niveau d'utilisation suffisant pour permettre un tarif d'utilisation stable et compétitif. Au contraire, une réservation garantie de 50 % des capacités, correspondant en moyenne à deux déchargements par mois, est susceptible de rendre le FSRU plus attractif pour les tiers. Un tel niveau d'utilisation du FSRU permettrait de meilleures conditions opérationnelles, avec des prélèvements de gaz en nature et un tarif d'utilisation plus stables et moins élevés. Cette attractivité économique du FSRU est importante pour que la sécurité d'approvisionnement soit effectivement améliorée (cf. partie 2.2).

La CRE considère donc que garantir un niveau minimum de souscription et d'utilisation du FSRU est souhaitable pour ces raisons à la fois opérationnelles et économiques.

En outre, la CRE rappelle qu'une infrastructure peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement et à la résilience du système gazier y compris lorsqu'elle n'est pas utilisée en totalité.

La CRE considère que le critère b) de l'article 36 est respecté.

2.4 Indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau

Comme précisé dans la partie 1.3, le FSRU sera raccordé au réseau de transport de GRTgaz. GRTgaz est détenu à 60,9% par Engie, entreprise verticalement intégrée du secteur de l'énergie, à 38,6% par la Société d'Infrastructures Gazière ou « SIG » (société détenue par la Caisse des Dépôts et par la CNP, qui fait elle-même partie du groupe Caisse des Dépôts), et à 0,5% par le fonds salariés Alto. De la même manière, GRTgaz ne détient pas de participation dans TELS F ou TotalEnergies.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur considère que TELS F et TotalEnergies sont indépendants du gestionnaire de réseau de transport. Les associations de l'industrie gazière ainsi que les particuliers qui se sont prononcés partagent cet avis.

Analyse de la CRE

Du fait de l'absence de lien capitalistique entre TELS F et GRTgaz, gestionnaire du réseau de transport de gaz auquel le FSRU serait raccordé, la CRE considère que le critère c) est respecté.

2.5 Perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure

TELS F a détaillé dans sa demande les modalités du tarif qui sera mis en place une fois que le FSRU sera opérationnel. Selon l'opérateur, ce tarif permettra de couvrir les coûts du terminal (cf. partie 1.2) et d'atteindre le taux de rentabilité attendu par l'entreprise pour ce type de projet. Le gaz carburant nécessaire à la regazéification du GNL sera prélevé sur les volumes de GNL déchargés par les clients. L'entreprise indique que le tarif payé par les utilisateurs, y compris TEGPL, sera soumis à un engagement « *ship or pay* » et sera facturé et payé sur une base mensuelle par tranches de 1/12^{ème}.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur considère que TotalEnergies respecte le critère d) relatif à la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure. Il accueille favorablement le schéma tarifaire proposé par TELS F ainsi que la proposition de la CRE sur la communication des contrats signés.

Les associations de l'industrie gazière ainsi que la moitié des particuliers ont aussi donné un avis favorable.

Analyse de la CRE

La CRE maintient son avis et estime que les modalités tarifaires proposées par TELS F couvriraient les charges de construction et d'exploitation du terminal et assureraient une rentabilité sur capitaux engagés raisonnable.

La CRE recommande que TELS F lui transmette les contrats signés de souscription de capacités et le tarif d'utilisation du FSRU.

La CRE considère que le critère d) est respecté, sous réserve que cette condition soit satisfaite.

2.6 Impact sur l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé concerné

TELS F considère que le projet aurait un impact positif sur le réseau français, en particulier dans les circonstances actuelles de rupture d'acheminement du gaz russe par gazoduc. L'opérateur illustre sa position en utilisant les analyses réalisées par GRTgaz. Plus spécifiquement, il considère que le FSRU du Havre constituera un nouveau point d'injection de gaz sur le réseau de transport national et européen, contribuant à l'amélioration de la fiabilité de l'ensemble du système et que les volumes de gaz émis sous forte pression par le FSRU du Havre auront un impact positif sur la couverture du bilan à la pointe dans un scénario de journée froide sans gaz russe.

De plus, TELS F est en contact régulier avec GRTgaz pour étudier les modalités de raccordement du FSRU au réseau de transport de gaz. Comme précisé dans le point 1.3, le réseau de GRTgaz est déjà relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure sans faire peser de contrainte sur le réseau.

L'entreprise prévoit de conclure un accord inter-opérateurs avec GRTgaz qui permettra de fixer les modalités de gestion des flux et la bonne gestion de l'interface entre les infrastructures. Dans le cadre de l'accord, TELS F fournira à GRTgaz les données utiles à la conduite et à l'équilibrage du réseau.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Un expéditeur considère que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé. De plus, les gestionnaires du réseau de transport indiquent qu'ils sont en train d'étudier l'impact du raccordement du terminal sur le fonctionnement du réseau à l'échelle de la *Trading Region France* (TRF).

Les associations de l'industrie gazière ainsi que la moitié des particuliers partagent l'avis de la CRE sur ce critère. Une association environnementale considère toutefois que les arguments de TotalEnergies ne sont pas convaincants.

Analyse de la CRE

La CRE considère que le FSRU du Havre n'aurait non seulement pas d'impact négatif, mais plutôt un impact positif sur le réseau de GRTgaz, et donc que le critère e) est respecté.

3. DEMARCHE COMMERCIALE ENVISAGEE PAR TELS F

3.1 Commercialisation des capacités non réservées par TEGPL

Dans le cadre de sa demande d'exemption, TELS F souhaite que 50 % des capacités du FSRU soient réservées par TEGPL, une autre filiale de TotalEnergies. TELS F envisage de commercialiser les capacités restantes en plusieurs étapes.

Tout d'abord, six mois avant la mise en service commerciale du projet (soit *a priori* en mars 2023), TELS F prévoit de mettre en vente la totalité des 50 % de capacités disponibles sur les cinq ans d'exploitation du FSRU. Les candidats devront souscrire au minimum 1 Gm³/an sur la totalité de la durée d'exploitation commerciale du FSRU. Les candidats pourront proposer une prime s'ajoutant au prix de réserve de la première année : les offres seront classées selon les revenus générés pour le projet.

Si la totalité des capacités n'est pas vendue lors de la première étape, et tant que des capacités resteront disponibles, TELS F mettra en vente tous les ans, au plus tard trois mois avant le début de l'année d'exploitation N, les capacités disponibles à partir de l'année d'exploitation N et jusqu'à la fin de la durée d'exploitation du terminal, selon les mêmes règles que la première étape.

Enfin, si des capacités pour l'année d'exploitation N sont encore disponibles à l'issue de cette deuxième étape, elles seront proposées aux souscripteurs existants, puis au marché *via* un appel d'offres ouvert et non discriminatoire. Les modalités de cette phase seront définies ultérieurement.

TELS F précise que TotalEnergies ou les sociétés contrôlées par cette dernière ne pourront pas participer à la première étape de ce processus de commercialisation. Elles pourront participer aux étapes suivantes, mais ne pourront pas proposer de prime lorsqu'elles participeront aux enchères.

Comme indiqué dans la partie 2.5, TELS F prévoit de fixer le prix de réserve pour la vente des capacités à un niveau lui permettant de couvrir ses coûts et d'atteindre le taux de rentabilité prévu par l'entreprise pour ce type de projet. Ce prix de réserve sera le tarif payé par TEGPL pour les 50 % des capacités qui lui seront réservées. Le gaz carburant nécessaire à la regazéification du GNL sera prélevé sur les volumes de GNL déchargés par les clients, dans des conditions identiques pour tous les clients.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Presque tous les acteurs qui se sont prononcés sont favorables à ce que la participation de TotalEnergies ou des sociétés contrôlées par cette dernière au processus de commercialisation des capacités soit limitée aux capacités de court terme. Un des fournisseurs souhaite que l'exemption soit conditionnée à la modification des règles d'allocation de la première étape de commercialisation.

Deux associations de l'industrie gazière rappellent l'objectif de maximisation de l'utilisation du terminal. Pour cette raison, l'une d'entre elles est favorable à la participation de TotalEnergies à la commercialisation dès la seconde étape du processus.

Analyse de la CRE

Comme déjà mentionné dans la partie 2.3 sur le niveau de risque, la CRE considère qu'une réservation garantie de 50 % de la capacité du FSRU est économiquement et opérationnellement souhaitable.

Concernant le reste des capacités, le dossier de demande d'exemption comprend une description des grands principes du mécanisme de commercialisation des capacités envisagé par TELS F, sans pour autant en préciser tous les détails. La CRE considère que ces grands principes sont pertinents, et que le mécanisme envisagé répond aux objectifs de transparence et de non-discrimination. TELS F devra préciser les modalités opérationnelles de ce mécanisme avant son lancement. En application des dispositions de l'article 29 de la loi pouvoir d'achat¹⁶, la CRE définira, sur proposition de TELS F, les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation.

¹⁶ Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat

La CRE est défavorable à la possibilité pour TotalEnergies ou les sociétés contrôlées par cette dernière de participer aux enchères dès la deuxième étape du processus pour la réservation de capacités pluriannuelles. En effet, dans l'hypothèse où des capacités resteraient disponibles après la première étape, et où aucun souscripteur ne les demanderait avec un premium dans la deuxième étape, TotalEnergies pourrait réserver sur plusieurs années une capacité supérieure aux 50 % qui lui seraient accordés dans le cadre de l'exemption.

Afin de garantir un meilleur accès aux autres acteurs de marché au FSRU, il serait pertinent que TotalEnergies ne puisse réserver des capacités supplémentaires qu'à court terme (i.e. pour une durée d'au maximum un an). La CRE recommande que l'exemption soit conditionnée à ce que la participation de TotalEnergies ou des sociétés contrôlées par cette dernière au processus de commercialisation soit limitée à des souscriptions de court terme, d'une durée maximale d'une année.

TELSF prévoit de fixer un prix de réserve identique et connu de tous les acteurs de marché : la CRE considère que cela permettra une commercialisation transparente et non discriminatoire des capacités.

Enfin, l'article 36 de la directive 2009/73/CE prévoit qu'un test de marché est organisé par l'opérateur souhaitant obtenir une exemption avant l'attribution de cette dernière. TELSf prévoit de mener ce test de marché en janvier 2023.

3.2 Mécanisme de restitution des capacités inutilisées

Afin d'éviter toute rétention des capacités, TELSf prévoit de mettre en place un mécanisme visant à remettre sur le marché des capacités réservées mais non utilisées par leurs souscripteurs, suivant le principe « *use-it-or-lose-it* » (UIOLI). TELSf envisage de donner aux souscripteurs le choix entre deux mécanismes de restitution des capacités (mise en vente par le souscripteur d'un créneau de déchargement, ou un *swap*). Les deux mécanismes envisagés fonctionneraient sur le principe d'un appel d'offres, pour lequel le prix de réserve serait fixé par le propriétaire de la capacité inutilisée.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Tous les acteurs qui se sont prononcés sont favorables à la mise en place d'un mécanisme de restitution des capacités non inutilisées qui permette d'exclure tout risque de rétention de la capacité. En particulier, un expéditeur considère que le mécanisme devra être précisé et s'oppose à ce que les détenteurs primaires de capacités puissent fixer eux-mêmes le prix de cession de leurs capacités.

Les deux associations de l'industrie gazière rappellent l'objectif de maximisation de l'utilisation du terminal. Un des gestionnaires d'infrastructures gazières souhaite que le FSRU soit soumis à une obligation de transparence sur la disponibilité des capacités.

Analyse de la CRE

La proposition de TELSf comprend une description des grands principes du mécanisme envisagé par l'opérateur, sans pour autant en préciser tous les détails. Par exemple, les modalités des appels d'offres et le délai de remise en vente des capacités avant la date d'un créneau non utilisé ne sont pas définis par TELSf, qui prévoit de les soumettre dans un second temps à l'appréciation de la CRE.

La CRE considère que la mise en place d'un mécanisme de restitution des capacités non utilisées est indispensable, afin d'éviter toute rétention de la capacité et de maximiser les volumes de GNL déchargés. Le mécanisme envisagé par TELSf n'est pas totalement satisfaisant. Le fait que les souscripteurs puissent fixer eux-mêmes le prix de réserve de leurs capacités non utilisées à un niveau potentiellement plus bas que celui du tarif exempté constitue un élément positif du dispositif proposé. Toutefois le mécanisme proposé ne permet pas d'exclure totalement la possibilité de rétention de capacités en l'absence de prix maximum déterminé. En outre, des paramètres importants tels que le délai de remise en vente, ainsi que la pénalité en cas de non-respect de ce délai, ne sont pas précisés par TELSf.

En conséquence, la CRE recommande que l'exemption soit conditionnée à la mise en place par TELSf, avant la mise en service du FSRU, d'un mécanisme de UIOLI permettant d'exclure le risque de rétention de capacité.

Les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation seront définis par la CRE, sur proposition de TELSf.

4. AVIS DES PARTIES PRENANTES SUR LA DEMANDE D'EXEMPTION DE TELSf

Les deux expéditeurs et les deux associations de l'industrie gazière sont favorables à l'octroi d'une exemption au principe de l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour une durée de cinq ans pour le terminal méthanier flottant du Havre. Ces acteurs indiquent cependant ne pas être en mesure de se prononcer sur la pertinence de la part des capacités qui seront réservées par TEGPL.

Les gestionnaires d'infrastructures gazières ne se prononcent pas sur l'octroi de cette exemption.

Les deux d'associations environnementales ainsi que trois des particuliers sont défavorables à l'octroi d'une exemption à TELSf pour le terminal du Havre.

Un particulier et un autre acteur sont favorables à l'octroi de cette exemption.

Analyse de la CRE

La CRE considère que la demande de TELSf remplit les cinq critères prévus par l'article 36 de la directive 2009/73/CE.

Le mécanisme de commercialisation envisagé par TELSf à ce stade respecte les principes de transparence et de non-discrimination. La CRE considère cependant que la participation de TotalEnergies ou des sociétés contrôlées par cette dernière au processus de commercialisation devrait être limitée à des souscriptions de court terme (d'une durée maximale d'une année), et que TELSf devra mettre en place un mécanisme de UIOLI permettant d'exclure tout risque de rétention de capacité. Les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation seront définis par la CRE, sur proposition de TELSf.

Compte tenu de ces éléments, la CRE est favorable à l'attribution d'une exemption au principe de l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour une durée de cinq ans pour le terminal méthanier flottant du Havre, assortie de la réservation d'au maximum 50 % des capacités commercialisables à TEGPL.

5. AUTRES SUJETS ABORDES PAR LES PARTIES PRENANTES

Plusieurs particuliers et une association environnementale considèrent que le projet n'est pas compatible avec les objectifs de transition énergétique.

Un expéditeur indique que l'atteinte des objectifs de décarbonation suppose de réduire fortement le recours au gaz fossile : il recommande donc d'éviter tout investissement conduisant à maintenir durablement la demande de gaz et considère que la durée d'exploitation de cinq ans du FSRU est compatible avec cet objectif. Un autre acteur indique que le FSRU doit rester une solution provisoire permettant de répondre au déficit d'approvisionnement en gaz russe.

Une association environnementale considère que le projet n'est pas compatible avec l'objectif de souveraineté énergétique.

Les deux associations de l'industrie gazière souhaitent que le processus d'instruction de la demande d'exemption soit optimisé afin d'accélérer la mise en service opérationnelle du terminal.

La CRE considère que ces éléments, qui pour certains ne relèvent pas du champ de compétence de la CRE dans le cadre du présent avis, ne remettent pas en cause son avis favorable à la demande d'exemption.

AVIS DE LA CRE

Par un courrier en date du 20 octobre 2022, la société TotalEnergies LNG Services France (ci-après « TELSIF ») a saisi la ministre de la transition énergétique en vue de l'examen d'une demande d'exemption de l'accès des tiers et de la régulation tarifaire pour le terminal méthanier flottant du Havre. TotalEnergies, via sa filiale TotalEnergies Gas & Power Ltd (ci-après « TEGPL »), souhaite ainsi réserver 50 % des capacités du terminal.

Cette demande a été transmise à la CRE, saisie pour avis par la ministre de la transition énergétique le 27 octobre 2022 sur le fondement des dispositions de l'article R. 111-45 du code de l'énergie.

La CRE émet un avis favorable à la demande de TELSIF d'une exemption au principe de l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour une durée de cinq ans pour le terminal méthanier flottant du Havre, assortie de la réservation d'au maximum 50 % des capacités commercialisables à TEGPL.

La CRE recommande à la ministre chargée de l'énergie de conditionner son projet de décision d'exemption, qui sera transmis à la Commission européenne, au respect des règles suivantes :

- 1) TELSIF met à la disposition des acteurs de marché la moitié des capacités par l'intermédiaire d'une procédure d'appel au marché transparente et non discriminatoire dont les modalités sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition de TELSIF ;
- 2) la participation de TotalEnergies ou des autres sociétés contrôlées par cette dernière à ce processus de commercialisation est limitée à la commercialisation des capacités à court terme (soit un an au maximum) ;
- 3) TELSIF met en place et publie les conditions de remise sur le marché des capacités souscrites et non utilisées. Les capacités souscrites mais non programmées devront être remises sur le marché suffisamment en avance afin de permettre leur utilisation par d'autres acteurs du marché. Les mécanismes envisagés pour éviter la rétention de capacités sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition de la société TELSIF ;
- 4) TotalEnergies ou les autres sociétés contrôlées par cette dernière ne peuvent acquérir de la capacité de regazéification auprès des autres utilisateurs du terminal que dans le cadre du mécanisme prévu dans le point (3) ;
- 5) TELSIF transmet à la Commission de régulation de l'énergie son tarif d'accès aux capacités du terminal et les contrats de souscription de capacités signés ;
- 6) TELSIF publie, a minima, les mêmes informations que celles demandées aux opérateurs de terminaux méthaniers régulés quant aux créneaux de déchargement, aux capacités disponibles et toutes informations qui seraient nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport auquel il est raccordé ;
- 7) TELSIF respecte les spécifications applicables aux interfaces entre les autres infrastructures et les autres terminaux méthaniers français.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et notifiée à TELSIF. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique et à la Commission européenne.

Délibéré à Paris, le 24 novembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON