

TOTALENERGIES LNG SERVICES FRANCE

Dossier de demande d'exemption pour l'unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) du Havre

Table des matières

Partie 1. Contexte général de la demande d'exemption.....	5
1.1. Introduction.....	5
1.2. Présentation générale du Projet.....	5
1.2.1. Les caractéristiques du Projet au regard de sa finalité.....	5
<i>1.2.1.1. Les caractéristiques du Projet.....</i>	<i>5</i>
<i>1.2.1.2. La finalité du Projet.....</i>	<i>9</i>
<i>1.2.1.3. La société TELSF porteuse du Projet.....</i>	<i>10</i>
1.2.2. Les aspects techniques du Projet.....	11
1.2.3. Le calendrier prévisionnel du Projet.....	11
1.2.4. Les interfaces et les partenaires du Projet.....	12
<i>1.2.4.1. Haropa Port : le Grand Port fluvio-maritime de l'axe Seine (Le Havre – Rouen – Paris).....</i>	<i>12</i>
<i>1.2.4.2. Réseau de transport de gaz (GRTgaz).....</i>	<i>12</i>
1.3. Présentation et motivation de la demande d'exemption à l'accès des tiers et aux tarifs régulés.....	12
1.3.1. L'éligibilité de l'infrastructure.....	12
1.3.2. La situation d'urgence résultant de la crise énergétique dans laquelle s'inscrit le Projet et son calendrier de mise en œuvre ne sont pas compatibles avec un modèle régulé pour le FSRU du Havre.....	13
1.3.3. Les caractéristiques technico-économiques du Projet ne sont pas davantage compatibles avec l'éventuelle régulation du FSRU du Havre, qui ferait peser sur l'opérateur un risque important de non-utilisation ou de sous-utilisation de la capacité du FSRU.....	13
1.3.4. L'exemption au tarif régulé, d'une part, et à l'accès régulé des tiers pour 50% de la capacité du FSRU du Havre, d'autre part, est indispensable.....	14
1.3.5. Les motivations de la demande d'exemption.....	15
1.4. Présentation de la démarche commerciale du Projet.....	15
1.5. Rappel du contexte légal européen et français dans lequel s'inscrit la demande d'exemption... 	16
1.5.1. Le contexte européen.....	16
<i>1.5.1.1. La directive gaz de 2009.....</i>	<i>16</i>
<i>1.5.1.2. Les demandes d'exemption accordées à ce jour dans l'UE.....</i>	<i>17</i>
1.5.2. Le cadre national.....	18
<i>1.5.2.1. Les dispositions du code de l'énergie.....</i>	<i>18</i>
<i>1.5.2.2. Les dispositions de la Loi Pouvoir d'achat.....</i>	<i>18</i>
Partie 2. Évaluation, dans le cadre du Projet, de la satisfaction de chacune des conditions requises pour l'exemption.....	20
2.1. La structure de la démonstration.....	20
2.1.1. L'analyse de la satisfaction des conditions d'exemption.....	20
2.1.2. L'organisation de la démonstration.....	20
2.2. Respect du critère a)1) : l'investissement renforcera la concurrence dans la fourniture de gaz.....	20
2.2.1. Analyse des effets sur les marchés pertinents directement concernés au sens de l'Article 36 de la Directive.....	21
<i>2.2.1.1. Marché de gros amont du gaz.....</i>	<i>21</i>
<i>2.2.1.2. Marché de gros aval du gaz.....</i>	<i>27</i>
2.2.2. Analyse des effets sur les autres marchés indirectement concernés au sens de l'Article 36.....	31

2.2.2.1.	<i>Marchés aval de la fourniture au détail de gaz.</i>	31
2.2.2.2.	<i>Marchés amont mondiaux de la production et du transport maritime de GNL.</i>	32
2.3.	Respect du critère a)2) : l'investissement améliorera la sécurité d'approvisionnement.	32
2.3.1.	Les prévisions quant à la sécurité d'approvisionnement à court terme en raison de la guerre en Ukraine exposent la France et l'UE à un risque fort de déficit d'approvisionnement...	32
2.3.2.	L'apport du FSRU du Havre à la sécurité d'approvisionnement est déterminant.	34
2.3.3.	Conclusion sur le critère a)2).	38
2.4.	Respect du critère b) : le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne sera pas réalisé sans exemption avec une réservation de 50% de la capacité du FSRU par TEGPL.	38
2.4.1.	À ce jour la régulation ne porte que sur des terminaux méthaniers terrestres.	38
2.4.2.	La Loi Pouvoir d'achat du 16 août 2022 permet soit la régulation, soit l'exemption des terminaux flottants.	39
2.4.2.1.	<i>Le cadre général applicable à l'exploitation d'un FSRU, qu'il soit régulé ou exempté.</i>	39
2.4.2.2.	<i>Le cadre régulé est applicable, par principe, à l'exploitation d'un FSRU.</i>	40
2.4.2.3.	<i>Le cadre exempté est applicable, par exception, à l'exploitation d'un FSRU.</i>	40
2.4.3.	Le régime régulé prévu par la Loi Pouvoir d'achat, applicable par principe à l'exploitation d'un FSRU, n'est pas compatible avec les risques encourus par TELSF dans le cadre du Projet du FSRU du Havre, contrairement au régime exempté que la Loi Pouvoir d'achat prévoit également.	40
2.4.3.1.	<i>Les caractéristiques opérationnelles du FSRU sont peu adaptées à l'application d'un régime régulé.</i>	41
2.4.3.2.	<i>L'existence de pertes d'opportunités financières ne favorise pas l'adoption d'un régime régulé pour le FSRU du Havre.</i>	41
2.4.3.3.	<i>Le régime régulé conduirait à détériorer l'attractivité commerciale du FSRU du Havre.</i>	42
2.4.4.	Conclusion sur le critère b).	43
2.5.	Respect du critère c) : l'infrastructure appartiendra à une personne morale qui est distincte, sur le plan juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite.	44
2.5.1.	TELSF.	44
2.5.2.	La distinction avec le gestionnaire du réseau public de gaz.	44
2.5.3.	Conclusion sur le critère c).	44
2.6.	Respect du critère d) : des droits seront perçus auprès de l'utilisateur de l'infrastructure concernée.	44
2.7.	Respect du critère e)1) : la dérogation ne portera pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz.	45
2.7.1.	La substitution de gaz russe par de la capacité d'importation de GNL par TELSF ne peut qu'améliorer les conditions de fonctionnement du marché intérieur.	45
2.7.2.	La mise en place d'un mécanisme anti-rétention de capacités garantit l'absence d'atteinte à la concurrence.	45
2.8.	Respect du critère e)2) : la dérogation ne porte pas atteinte à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est raccordée.	47
2.8.1.	Le FSRU du Havre améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau de GRTgaz.	47
2.8.2.	TELSF met tout en œuvre afin d'optimiser l'intégration du FSRU du Havre au sein du réseau de transport.	48
2.8.3.	Conclusion sur le critère e)2).	48
2.9.	Conclusion quant à la satisfaction des critères d'exemption.	49
Annexe 1		50
Kbis de la société TELSF		50

Annexe 2	52
Projets de nouveaux terminaux méthaniers, FSRU ou d'extension de terminaux existants sur le marché Ouest-Européen (au 30 septembre 2022)	52
Annexe 3	53
Méthodologie d'estimation des parts de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont Ouest-Européen	53
Annexe 4	54
Détail des capacités techniques et souscrites vers le marché européen considérées pour les analyses du marché de gros amont	54

Partie 1. Contexte général de la demande d'exemption.

1. La société TotalEnergies LNG Services France (« **TELSF** »), filiale de la société TotalEnergies, porte le projet d'installer et d'exploiter un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié (« **FSRU** »¹) situé au Havre dans l'emprise du Grand port fluvio-maritime de l'Axe Seine (Haropa Port), dans le département de Seine-Maritime (le « **FSRU du Havre** » ou le « **Projet** »).
2. Ce Projet destiné à compenser pour partie le risque élevé de réduction, voire d'arrêt complet, des importations européennes de gaz en provenance de Russie, s'inscrit dans un contexte inédit de dégradation des conditions de sécurité d'approvisionnement des marchés français et européens du gaz.
3. Le présent mémoire constitue le dossier de demande d'exemption aux obligations d'accès des tiers et aux tarifs régulés prévues respectivement aux articles L. 111-97 et L. 452-2 du code de l'énergie (la « **Demande d'Exemption** »).
4. Par ce mémoire, TELSFF entend démontrer que le Projet satisfait aux critères d'exemption à l'accès des tiers et aux tarifs régulés tels que définis par l'article 36 de la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 *concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel* (la « **Directive** »), transposée en droit français aux articles L. 452-5, L. 452-6, L. 111-109 et R. 111-43 à R. 111-51 du code de l'énergie. TELSFF souhaite obtenir une exemption partielle aux dispositions relatives à l'accès des tiers et totale à celles relatives aux tarifs régulés pour une durée de 5 ans à compter de la date de mise en service commercial du FSRU du Havre.
5. TELSFF est une société de droit français constituée sous la forme juridique de société par actions simplifiée dirigée par un Président et un Directeur Général, lesquels sont investis des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de la TELSFF comme le prévoient les statuts de la société.
6. La Demande d'Exemption s'attachera à détailler le contexte général du Projet, avant de démontrer que celui-ci répond aux cinq critères cumulatifs nécessaires à l'obtention de l'exemption.

1.2. Présentation générale du Projet.

1.2.1. Les caractéristiques du Projet au regard de sa finalité.

1.2.1.1. Les caractéristiques du Projet.

7. La guerre en Ukraine a révélé la nécessité pour l'Union européenne (l'« **UE** ») de limiter sa dépendance aux importations de gaz russe et de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz. Jusqu'au début de l'année 2022, l'UE importait, en effet, 90% de sa consommation de gaz, dont 45% environ depuis la Russie.

¹ *Floating Storage and Regasification Unit.*

8. Ces deux objectifs, qui ont pour objet de limiter la dépendance de l'UE aux importations de gaz russe et diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz par l'augmentation des importations en gaz naturel liquéfié (« **GNL** »), constituent les deux axes majeurs du plan *REPowerEU*, publié par la Commission européenne le 18 mai 2022. Ce plan prévoit notamment de sortir de la dépendance aux combustibles fossiles provenant de Russie avant 2030.
9. En cohérence avec les objectifs du plan *REPowerEU*, la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 *portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat* (la « **Loi Pouvoir d'achat** ») comprend des dispositions visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France et introduit, en droit interne, un régime spécifique applicable à l'exploitation d'un FSRU en France.
10. Dans ce contexte, TELS F envisage d'installer et d'exploiter une nouvelle installation d'importation de GNL en France.
11. Ce nouveau point d'importation de GNL, d'une capacité annuelle de 5 Gm³, est destinée à compenser une partie de la réduction importante, voire l'arrêt total, des importations de gaz en provenance de Russie dont les volumes globaux atteignaient autour de 155 Gm³ par an à l'échelle de l'UE avant le déclenchement de la guerre en Ukraine. Les importations de gaz d'origine russe en Europe ont d'ores et déjà été fortement réduites : la Russie a, en effet, interrompu dès le début du mois de juin 2022 ses livraisons de gaz par canalisation aux Pays-Bas, au Danemark, à la Pologne, à la Finlande ainsi qu'à la Bulgarie. En outre, la Russie a réduit de façon très importante ses livraisons à l'Allemagne, l'Autriche, la France et l'Italie. Dans ce contexte, la mise en place urgente de moyens complémentaires d'approvisionnement, notamment en GNL, se révèle nécessaire afin de limiter la dégradation de l'équilibre entre l'offre et la demande du marché gazier européen.

Dès lors qu'ils peuvent être mis en service dans des délais et à des coûts d'installation réduits comparés aux terminaux méthaniers terrestres, les FSRU constituent un moyen efficace pour augmenter rapidement les capacités d'importation de GNL, contribuant ainsi à l'équilibre entre l'offre et la demande du marché gazier. L'installation d'un FSRU sur les côtes françaises répond donc à la fois à l'objectif de rapidité et à celui de diversification des points d'approvisionnement.

12. En conséquence, le Projet se propose d'atteindre les objectifs suivants :
 - une mise en service rapide du FSRU du Havre (objectif : septembre 2023) ;
 - une capacité d'importation supplémentaire significative pour la France et pour l'UE ;
 - une infrastructure qui s'insère facilement au réseau de transport de GRTgaz auquel elle sera raccordée et qui peut être mise en service sans en perturber le fonctionnement.
13. Le Projet s'inscrit dans un contexte de profond changement dans la configuration des flux de gaz entrants et sortants du territoire français (avant et après déclenchement de la guerre en Ukraine). À titre illustratif :
 - Le flux historiquement importateur de gaz en France au point d'interconnexion Virtualys entre la France et la Belgique s'est inversé. Ainsi, c'est aujourd'hui le marché français qui exporte du

gaz² vers le marché belge et non l'inverse, ce qui a pourtant été l'usage pendant des dizaines d'années.

- Le flux d'importation en France à Obergailbach venant d'Allemagne a été réduit à un niveau minimal. À terme, ce flux devrait être inversé. À très court terme, la commercialisation de capacités d'export physique de 100 GWh/j dès la semaine du 10 octobre 2022³ permettrait d'exporter du gaz depuis la France vers l'Allemagne, contribuant ainsi à la formation de l'équilibre entre l'offre et la demande sur l'ensemble du marché Ouest-Européen.
 - Les exportations de la France vers la Suisse, à Oltingue, dont une partie très importante est destinée à l'Italie, ont augmenté. Cette augmentation des exportations n'a été que partiellement compensée par les nouvelles importations en France depuis l'Espagne *via* le point Pirineos, qui était jusqu'à présent un point d'exportation de gaz de la France vers l'Espagne.
 - Enfin, les importations de GNL sur les terminaux méthaniers français ont fortement augmenté et atteignent depuis plusieurs mois des niveaux proches des capacités maximales.
14. En raison de cette reconfiguration majeure des flux, liée à la répartition géographique contrastée des terminaux d'importation de GNL en Europe, certaines capacités d'entrée sur le territoire français ne sont plus utilisables, compte tenu de la matérialisation de nouvelles contraintes sur l'équilibre entre l'offre et la demande du marché Ouest-Européen consécutives aux réductions d'ores et déjà constatées des importations de gaz russe par canalisation. Par exemple, la capacité d'entrée en France à Obergailbach n'est, en pratique, presque plus utilisable car, si elle était utilisée de façon importante, elle conduirait à déséquilibrer le bilan entre l'offre et la demande du marché allemand du gaz.
15. Sans permettre le retour à la configuration des flux qui prévalait avant le déclenchement de la guerre en Ukraine, le FSRU du Havre permettra de compenser une part substantielle de la réduction des importations de gaz russe sur le marché français.
16. TotalEnergies dispose de navires loués à long terme pouvant remplir l'office de regazéification de GNL destiné à être importé en France et dans l'UE.
17. TotalEnergies projette de mobiliser un de ses navires regazéifieurs en France et de l'affecter à sa filiale TELSF pendant une période de 5 ans à compter de la date de mise en service commercial du terminal.
18. Au terme d'études menées en partenariat avec GRTgaz, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en France, le site du port du Havre en Normandie (Seine-Maritime), sur les côtes de la Manche, a été choisi pour accueillir le Projet. Ce site est apparu comme le plus adapté pour les raisons suivantes :
- Le Havre est situé dans le Nord de la France. Il s'agit d'une localisation idéale au regard de la structure du réseau de transport de gaz dans cette partie de la France. De cette façon, un FSRU

² Seuls les flux de gaz H (haut pouvoir calorifique) ont été pris en compte dans l'analyse. Les flux de gaz B (bas pouvoir calorifique) issus du champ de Groningue aux Pays-Bas n'ont pas été pris en compte du fait du caractère distinct de leurs réseaux.

³ D'après la délibération de la CRE du 29 septembre 2022 portant décision concernant la création d'une offre de capacité de sortie physique de gaz au point d'interconnexion réseau Obergailbach.

situé à cet endroit permettra de palier les ruptures d'importations de gaz naturel russe, dont le point d'entrée des livraisons est également situé dans la moitié Nord du pays. Les volumes additionnels de gaz importés sous la forme de GNL regazéifié par le FSRU du Havre, se substituera ainsi aux restrictions des volumes d'approvisionnement de gaz russe, historiquement importés par canalisation au point d'interconnexion Obergailbach situé à la frontière entre la France et l'Allemagne (cf. *Figure* ci-après) ;

- La canalisation de transport de gaz à laquelle est connecté Le Havre est raccordée à la région parisienne. Le Projet contribuera à satisfaire la forte demande en gaz du bassin parisien et de remplir plusieurs sites de stockage souterrains de gaz situés dans cette région, tels que les sites de Saint-Illiers-la-Ville, Saint-Clair-sur-Epte, Beynes, Germigny-sous-Coulombs et Trois Fontaines. Ces sites contribuent de manière substantielle à l'équilibrage du bilan énergétique de la France et à la sécurité d'approvisionnement de la France et du marché Ouest-Européen ;
 - Le besoin d'investissement sur le réseau de GRTgaz est limité. La nouvelle canalisation devant raccorder le FSRU au réseau de transport de gaz existant aura une longueur limitée à 3,5 kilomètres, et pourra donc être construite dans de courts délais ;
 - Compte tenu de l'existence antérieure d'un terminal méthanier au Havre (jusqu'en 1990), le réseau de GRTgaz est déjà dimensionné pour intégrer, sans perturbation du réseau, une telle infrastructure⁴ ;
 - Le port du Havre dispose des infrastructures et équipements, de l'organisation et des ressources (personnel qualifié notamment) lui permettant d'accueillir des navires de type FSRU et de recevoir les navires méthaniers qui viendront l'approvisionner en GNL.
- 19.** Le choix du port du Havre a ainsi été validé par les autorités françaises au niveau national (Ministère de la Transition énergétique) et au niveau local (Haropa Port, Communauté Urbaine du Havre, services décentralisés de l'État).
- 20.** Pour Haropa Port, le FSRU sera l'occasion de renforcer la position du Havre en tant que plateforme énergétique de référence en Europe et de développer son trafic portuaire dans la Manche, dans un contexte concurrentiel intense entre les grands ports, et particulièrement avec ceux situés en mer du Nord.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2022-2140 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). Les modalités détaillées de commercialisation et de mise à disposition de la capacité d'entrée sur le réseau de transport de gaz en aval du FSRU du Havre seront précisées ultérieurement par la CRE et GRTgaz.



Figure : Substitution de gaz russe importé par canalisation par du GNL importé par le FSRU du Havre (vue illustrative).

1.2.1.2. La finalité du Projet.

21. Le Projet de mobilisation d'un FSRU s'inscrit dans la stratégie française et européenne pour contribuer à limiter les conséquences d'une baisse ou d'un arrêt des livraisons de gaz naturel venu de Russie.
22. Il permettra, en effet, de diminuer la dépendance française et européenne aux importations de gaz russe et de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz, conformément au plan *REPowerUE* de la Commission européenne.
23. La capacité de regazéification du Projet, d'environ 5 Gm³ par an (soit 150 GWh par jour en moyenne sur l'année), augmentera la capacité globale existante d'importation de gaz par canalisation et sous forme de GNL au périmètre des principaux marchés gaziers situés dans la partie Ouest de l'Europe.
24. Comme le montre la *Figure* ci-après, la capacité actuelle globale d'importation de gaz (dont le GNL) au périmètre d'une zone regroupant la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne est de 15 508 GWh/j. Afin d'éviter tout double-comptage, cette capacité globale prend en compte l'ensemble des capacités d'entrée au périmètre de cette zone sans comptabiliser les capacités d'interconnexion entre les différents marchés qui la constituent⁵.

⁵ Il est démontré dans la suite du document que la zone regroupant les marchés français, belge, néerlandais, allemand, italien et espagnol constitue le marché pertinent pour réaliser l'analyse concurrentielle car il s'agit de la zone de périmètre minimal sur laquelle se forme l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz.

25. La capacité de regazéification du Projet permettra donc d'augmenter la capacité d'importation de gaz naturel en la portant à ~15 658 GWh/j, ce qui représente une augmentation inférieure à 1% de la capacité globale d'importation de la zone considérée.
26. Cette proportion de 1% représente une estimation basse de la contribution du FSRU du Havre aux capacités d'approvisionnement Ouest-Européennes car une partie importante des capacités existantes d'importation de gaz des marchés de l'Ouest de l'Europe deviendrait largement inutilisable dans un scénario d'arrêt complet des importations de gaz russe.

Capacité d'importation globale des pays ouest-européens (GWh/j)

Capacités d'importation estimées ¹ (hors intra-ouest-Europe), en GWh/j	Capacités d'importation par pipeline	Capacités d'importation de GNL	Capacités totales d'importation
France	604	1 103	1 707
Belgique	514	299	813
Pays-Bas	1 633 ²	382	2 015
Allemagne	3 875	0	3 875
Italie	3 136	523	3 659
Espagne	780	2 658	3 438
Total du marché ouest-européen	10 543	4 965	15 508

1. Basé sur les capacités techniques d'entrée 2022 des pipelines et terminaux GNL vers la zone ouest-européenne (France + Belgique + Pays-Bas + Allemagne + Italie + Espagne)

2. Incluant la production néerlandaise, estimée constante par rapport aux données de production de 2021

Source : ENTSOG, ALSI, SmartGRTgaz, analyses Emerton

Figure : Capacités d'importation de gaz par canalisation et sous forme de GNL sur les principaux marchés Ouest-Européens.

27. Le FSRU du Havre renforcera donc la sécurité d'approvisionnement et limitera la dégradation des conditions de marché résultant de la baisse des importations de gaz naturel russe sur les marchés de gros du gaz amont et aval.
28. Enfin, la guerre en Ukraine donne actuellement lieu à une demande forte d'approvisionnements complémentaires en GNL destinés à compenser les réductions, voire les arrêts, de livraisons de gaz russe, d'ores et déjà effectifs pour certains pays. Cette nouvelle demande européenne de GNL s'ajoute à celle qui préexistait à la guerre en Ukraine au plan mondial.
29. En mobilisant un FSRU au Havre pour une durée ferme, TotalEnergies contribue à répondre à un besoin identifié en France et dans l'UE.

1.2.1.3. La société TELSF porteuse du Projet.

30. Le Projet est porté par TELSF, une société de droit français identifiée sous le n° 893 714 329 RCS de Nanterre, intégralement détenue par TotalEnergies.

31. TELS F est une société dédiée au Projet et sera dotée des moyens humains, financiers et organisationnels adaptés à la gestion industrielle et commerciale du Projet et disposera du *management* requis pour ce type d'activité.

1.2.2. Les aspects techniques du Projet.

32. Le Projet consiste en :

- l'installation dans le port du Havre, quai Bougainville, d'un navire FSRU :
 - muni d'équipements flexibles de transbordement de GNL entre le navire avitailleur et les cuves du FSRU ;
 - d'une capacité de stockage de GNL de 142 750 m³ ;
 - d'une capacité de regazéification de 500 mmscf/d (environ 5 Gm³/an), avec une capacité de pointe possible à 750 mmscf/d (7,5 Gm³/an), lorsque le réseau aval le permet ;
 - équipé d'un système de lutte contre l'incendie ;
 - muni des appareils d'analyse qualité du GNL déchargé et de comptage du gaz émis après regazéification ;
 - et strictement conforme aux normes maritimes internationales.
- l'installation sur le quai Bougainville :
 - des équipements d'amarrage du navire FSRU et du navire avitailleur ;
 - d'un système de transfert du gaz regazéifié entre le FSRU et le réseau de transport, comportant 1 bras haute pression ;
 - d'un système de lutte contre l'incendie ;
 - et d'un système de contrôle commande de l'ensemble.
- la mise en service des équipements ci-dessus, à une date estimée au 1^{er} septembre 2023, et leur opération par TELS F pendant la durée du Projet.

33. Les spécifications du GNL acceptables par le FSRU du Havre ont pour ambition d'être les plus larges possibles tout en étant conformes aux paramètres standards de l'industrie et en respectant les normes imposées par le transporteur GRTgaz.

34. Le FSRU du Havre utilise la technologie de regazéification dite en boucle fermée : la chaleur permettant le réchauffage du GNL n'est pas issue de l'eau de mer, comme c'est le cas sur de nombreux terminaux de regazéification terrestres, mais est produite par des chaudières alimentées en gaz naturel

1.2.3. Le calendrier prévisionnel du Projet.

35. Un calendrier cible a été établi dans l'objectif d'une mise en service commerciale du FSRU du Havre en septembre 2023.

1.2.4. Les interfaces et les partenaires du Projet.

1.2.4.1. Haropa Port : le Grand Port fluvio-maritime de l'axe Seine (Le Havre – Rouen – Paris).

36. Le Projet est développé par TELSF, en collaboration avec les autorités portuaires du Havre (Haropa Port) qui :
- autorisent l'installation et l'opération du FSRU du Havre ;
 - gèrent le trafic associé de navires méthaniers avitailleurs ;
 - fournissent directement ou indirectement les services auxiliaires nécessaires (pilotage, remorquage, lamanage, etc.) ; et
 - autorisent l'occupation par TELSF du quai Bougainville, en application d'une convention d'occupation temporaire du domaine public portuaire, où sera amarré le FSRU et où seront implantés le système de transfert, la canalisation et le poste GRTgaz de réception du GNL regazéifié.
37. En outre, Haropa Port coordonnera les études de navigation nécessaires pour définir les conditions météorologiques limites pour l'entrée, la sortie et l'amarrage des navires avitailleurs, ainsi que les moyens de remorquage et de pilotage nécessaires.

1.2.4.2. Réseau de transport de gaz (GRTgaz).

38. GRTgaz est chargé de construire et d'opérer le raccordement entre le FSRU du Havre et le réseau de transport de gaz naturel français.
39. Ce raccordement comprend une plateforme de 1400 m² regroupant la connexion au bras de transfert HP entre le FSRU et la terre et assurant les fonctions de réchauffage, odorisation et régulation de la pression du gaz, ainsi que la pose d'une canalisation DN500 d'environ 3,5 kilomètres entre cette plateforme et le réseau existant (une canalisation de DN500) à l'aval.

1.3. Présentation et motivation de la demande d'exemption à l'accès des tiers et aux tarifs régulés.

1.3.1. L'éligibilité de l'infrastructure.

40. L'article 32 de la Directive prévoit, par principe, un accès régulé des tiers aux infrastructures gazières et l'article 41 prévoit également, par principe, la fixation d'un tarif régulé pour ces mêmes infrastructures. Parallèlement et par exception, la Directive ouvre la possibilité d'une exemption à ces règles générales à son article 36 (l'« **Article 36** »).
41. La Directive limite la demande d'exemption aux nouvelles grandes infrastructures gazières (Article 36, §1).

42. Le FSRU du Havre entre dans la catégorie des installations pouvant bénéficier d'une exemption, dès lors qu'il :
- constitue une activité encadrée par la Directive 2009/73/C ;
 - est une infrastructure nouvelle, c'est-à-dire une infrastructure qui n'est pas achevée au plus tard le 4 août 2003⁶ ;
 - est une grande infrastructure puisqu'il s'agit d'une installation de GNL⁷.

1.3.2. La situation d'urgence résultant de la crise énergétique dans laquelle s'inscrit le Projet et son calendrier de mise en œuvre ne sont pas compatibles avec un modèle régulé pour le FSRU du Havre.

43. La mise à disposition du FSRU au Havre devrait intervenir en septembre 2023 afin de pallier les réductions des exportations de gaz russe et, en particulier, de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'UE en gaz le plus rapidement possible, en tout état de cause avant l'hiver 2023-2024.
44. Il en résulte que la mise en place d'un accès des tiers et d'un tarif régulé n'est pas compatible avec le calendrier de décision et de réalisation du Projet pour une mise en service dès septembre 2023. En effet, les travaux d'installation et la mise en œuvre d'un tarif régulé, ainsi que l'organisation d'une procédure de commercialisation des capacités dont les tarifs seraient régulés, ne pourraient être réalisés avant plusieurs mois, décalant d'autant la décision relative à la mobilisation du FSRU du Havre et retardant ainsi la mise à disposition de l'infrastructure.
45. La nécessité, pour le régulateur, d'adopter une méthodologie tarifaire inédite en France concernant un FSRU et la construction d'un tarif *ad hoc*, dont le niveau demeurerait difficilement anticipable en raison de la difficulté tenant à la construction des hypothèses de souscription fiables, ne permet pas la régulation de cette infrastructure. La difficulté à dégager de la visibilité sur le niveau tarifaire du FSRU du Havre, dans un cadre régulé, constituerait ainsi une forte limitation à l'attractivité commerciale du terminal, ce qui serait directement préjudiciable à la sécurité d'approvisionnement du marché Ouest-Européen.
46. En outre, la fixation par le régulateur de procédures de commercialisation, portant sur l'accès des tiers à l'ensemble des capacités du FSRU du Havre, apparaît tout autant incompatible avec une décision d'investissement de TotalEnergies qui permettrait la mise en service commercial du FSRU du Havre d'ici à septembre 2023, ladite décision devant notamment s'appuyer sur l'hypothèse que 50% de la capacité est réservée par TotalEnergies.

1.3.3. Les caractéristiques technico-économiques du Projet ne sont pas davantage compatibles avec l'éventuelle régulation du FSRU du Havre, qui ferait peser sur l'opérateur un risque important de non-utilisation ou de sous-utilisation de la capacité du FSRU.

47. Contrairement aux projets de terminaux méthaniers terrestres, le Projet implique une dépense limitée en CAPEX et significativement plus importante en OPEX. Les OPEX du Projet comprennent des coûts de fonctionnement annuels fixes indépendants des quantités de GNL effectivement regazéifiées et des coûts de fonctionnement variables.

⁶ Article 2 de la Directive.

⁷ Article 36 de la Directive.

48. Le niveau d'OPEX variables sera fonction du taux d'utilisation globale des capacités de regazéification du FSRU. Les OPEX variables seraient directement dépendants du taux d'utilisation plus ou moins élevé du terminal. Or, le niveau d'utilisation du FSRU ne peut pas être anticipé à ce stade. Dès lors que la méthodologie de détermination d'un tarif régulé par le régulateur repose principalement sur la prise en compte d'une trajectoire prévisionnelle d'OPEX (charges nettes d'exploitation, cf. au Point 2.4.1.), une telle incertitude ferait obstacle à la fixation d'un tarif régulé pour le FSRU du Havre.
49. L'incertitude portant à la fois sur le taux futur de souscription et sur le taux futur d'utilisation du FSRU rend particulièrement difficile l'élaboration d'un tarif régulé qui soit également attractif au plan commercial.
50. Le régime de la régulation apparaît donc inadapté au Projet.

1.3.4. L'exemption au tarif régulé, d'une part, et à l'accès régulé des tiers pour 50% de la capacité du FSRU du Havre, d'autre part, est indispensable.

51. En raison de l'importance des OPEX du Projet, et particulièrement de l'incertitude sur le montant des OPEX variables, directement liée à l'incertitude concernant le niveau d'utilisation du terminal tels que décrits ci-dessus, la décision de mobilisation du FSRU par TELSIF est subordonnée à l'existence d'un engagement de réservation portant sur un minimum de 50% des capacités du FSRU et ce pour l'ensemble de sa durée de mobilisation.
52. Cet engagement de réservation de 50% des capacités totales du FSRU, sur l'ensemble de sa durée de mobilisation, permettrait de garantir la couverture des coûts du Projet pour TELSIF dans une proportion suffisante pour lui permettre de confirmer sa décision d'investissement.
53. TotalEnergies Gas & Power Ltd (« **TEGPL** » ou le « **Souscripteur Primaire** »), filiale de TotalEnergies en charge du négoce de GNL sur les court, moyen et long termes, opère à cette fin la flotte de navires méthaniers et les capacités de regazéification de TotalEnergies. TEGPL souhaite pouvoir réserver 50% des capacités du FSRU du Havre pendant la durée du Projet, à savoir 5 ans.
54. Cet engagement de réservation prendrait la forme d'une souscription de type « *Ship-or-Pay* » constituant un engagement de paiement de la totalité des capacités réservées, que ces dernières soient *in fine* utilisées ou non, à l'instar du modèle commercial généralement mis en œuvre dans les terminaux méthaniers conventionnels.
55. Cet engagement de TEGPL de réserver 50% des capacités du FSRU sur sa durée de mobilisation, permet à TELSIF de sécuriser la couverture d'une partie substantielle des coûts du FSRU et, ainsi, de construire un tarif exempté plus compétitif et de niveau tarifaire plus prévisible, sur la base d'une assiette minimale et d'une garantie de souscriptions.

Un tel engagement est de nature à permettre à TELSIF de prendre une décision d'investissement en maximisant l'attractivité commerciale du service de regazéification proposé aux tiers. En effet, une garantie de souscriptions de 50% des capacités du FSRU du Havre permet à TELSIF de proposer un

tarif dont la structure et le niveau reflètent au mieux les coûts de l'infrastructure, sans y intégrer de prime de risque spécifique.

56. Dans ces conditions, une exemption partielle de l'accès des tiers à l'infrastructure, à hauteur de 50% des capacités totales du FSRU et pour l'ensemble de sa durée de mobilisation, est une condition nécessaire à la décision d'investissement de TotalEnergies et donc à la réalisation du Projet.
57. Ce niveau de réservation à hauteur de 50% des capacités totales du FSRU, suffisant pour la décision d'investissement, présente également l'avantage de laisser à la disposition des tiers 50% des capacités du terminal.
58. Les 50% de capacités restantes du FSRU du Havre seront commercialisées et offertes aux tiers dans les conditions décrites au Point 1.4.

1.3.5. Les motivations de la demande d'exemption.

59. Au regard des conditions de l'Article 36 de la Directive et de l'étude des décisions d'exemption accordées précédemment dans l'UE (cf. Point 1.5.1.2.), le Projet porté par TELSF est susceptible de bénéficier d'une exemption partielle à l'accès des tiers et totale aux tarifs régulés.
60. C'est dans ces conditions, et afin de poursuivre le Projet et de le réaliser pour l'hiver 2023, que TELSF a décidé de conduire les analyses précises lui permettant de vérifier la satisfaction des critères d'exemption.
61. Ces analyses sont présentées ci-après (cf. Partie 2) afin d'obtenir une exemption qui est indispensable à la réalisation du Projet.
62. La satisfaction des critères d'exemption a été constatée au regard des conditions inédites qui prévalent sur les marchés européens du gaz et la volonté aux niveaux national et européen de limiter la dépendance aux importations de gaz russe dans un calendrier particulièrement resserré.

1.4. Présentation de la démarche commerciale du Projet.

63. TELSF propose de commercialiser les 50% de la capacité totale non réservée par le Souscripteur Primaire selon des modalités à valider par la CRE, dont les grandes lignes seraient les suivantes :
 - TELSF procédera à une première campagne de vente de cette capacité environ 6 mois avant le démarrage commercial du Projet.
 - La capacité offerte le sera pour la durée totale du Projet ;
 - La capacité totale offerte sera de l'ordre de 2,5 Gm³ par an (ou son équivalent en énergie) ;
 - La souscription minimum sera de 1 Gm³ par an sur la durée totale du Projet ;
 - Le tarif de base sera le même que celui offert au Souscripteur Primaire ;
 - Les candidats auront la possibilité (mais pas l'obligation) de proposer une prime (en Euros) venant s'ajouter au tarif de base de la première année ; et

- Les offres seront classées selon le revenu qu'elles génèrent pour le Projet.
 - Dans l'hypothèse où la première campagne n'aurait pas permis de commercialiser la totalité de la capacité et tant qu'il restera de la capacité non souscrite, des campagnes annuelles successives, réalisées au plus tard 3 mois avant la fin de l'année N pour la capacité restant disponible à compter de l'année N+1, seront organisées selon les mêmes règles que la première campagne.
 - Dans l'hypothèse où il resterait de la capacité non souscrite à l'issue d'une campagne annuelle réalisée lors de l'année N, les capacités de l'année N+1 seront proposées aux souscripteurs existants puis, le cas échéant, au marché par appel d'offres ouvert et non discriminatoire.
64. Les entités de la compagnie TotalEnergies ne pourront participer au processus de commercialisation de capacités au-delà des 50% de capacités détenus au titre de la présente demande d'exemption dans la seule hypothèse où il resterait des capacités non souscrites à l'issue de la première campagne. Dans une telle circonstance, une entité de TotalEnergies souhaitant souscrire de la capacité sur le FSRU du Havre ne sera pas autorisée à proposer de prime.
65. Afin d'éviter tout risque de rétention de capacité, le contrat de services conclu avec les différents souscripteurs contiendra une clause leur imposant de mettre en place un mécanisme de remise sur le marché de la capacité qu'ils ne prévoient pas d'utiliser. Les modalités de cette remise sur le marché sont décrites au Point 2.7.2.

1.5. Rappel du contexte légal européen et français dans lequel s'inscrit la demande d'exemption.

1.5.1. Le contexte européen.

1.5.1.1. La directive gaz de 2009.

66. La possibilité d'une dérogation à la régulation prévue par l'Article 36 de la Directive est soumise à la satisfaction de cinq critères cumulatifs :
- (i) l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
 - (ii) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée ;
 - (iii) 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 ;
 - (iv) des droits d'accès sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée ;

- (v) 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'UE.

67. Le document de travail des services de la Commission du 6 mai 2009 *relatif à l'article 22 de la directive 2003/55/CE [nouvelles infrastructures gazières] concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité* indique comment ces critères doivent être mis en œuvre.
68. Ce document demeure pertinent dans la mesure où le texte de l'Article 36 de la Directive 2009/73/CE (modifié par la directive 2019-692 du 17 avril 2019) a repris, sans le modifier, celui de l'article 22 de la Directive 2003/55/CE visé par le document de la Commission européenne.

1.5.1.2. Les demandes d'exemption accordées à ce jour dans l'UE.

69. À ce jour, plusieurs projets de terminaux méthaniers terrestres et de FSRU ont donné lieu à l'octroi d'exemptions totales et d'une exemption partielle selon la procédure de l'Article 36. D'autres décisions ont récemment été adoptées mais ne sont pas encore publiées.

Ces exemptions portent sur des durées de 5 à 25 ans. Ces exemptions totales et partielles ont toutes été accordées par la Commission européenne et forment des précédents pertinents pour la présente demande d'exemption du FSRU du Havre.

Pays	Terminal	Date de l'exemption	Capacité exemptée	Durée de l'exemption	Type d'exemption
Pays-Bas	EemsEnergy Terminal BV (FSRU)	2022	100% 10 bcma	5 ans	Totale
Allemagne	Hanseatic Energy Hub GmbH LNG Terminal	2022	100% 13.3 bcma	20 ans	Totale
France	Dunkerque LNG Terminal – Révision	Décision non disponible ou non encore adoptée par la Commission européenne.			
Allemagne	German LNG Terminal (Brunsbüttel)	2021	100% 8 bcma	25 ans	Totale
Royaume-Uni	South Hook LNG Terminal – Extension	2020	100% 5.3 bcma	25 ans	Totale
Grèce	Alexandroupolis Independent Gas System LNG (FSRU)	2020	100% 5.5 bcma	- 15 ans avec exemption à l'accès des tiers et tarifs exemptés - 10 ans avec accès des tiers et tarifs exemptés	Totale
Royaume-Uni	Grain LNG Terminal – Extension (3)	2013	100% Tranche A : 3.7 Gm3 /an Tranche B : 2.6 Gm3 /an Tranche C : 2.0 Gm3/an	Tranche A : 22 ans Tranche B : 20 ans Tranche C : 13 ans	Totale
Italie	Porto Empedocle LNG Terminal	Décision définitive non disponible (2012).			
Irlande	Shannon LNG Terminal	2010	100% 4 bcma	20 ans	Totale

France	Dunkerque LNG Terminal	2010	100% 13 Gm ³ /an	20 ans	Totale
Pays-Bas	Eemshaven LNG Terminal BV	2009	100% 12 bcma	20 ans	Totale
Italie	OLT Offshore LNG Toscana (Livorno LNG Terminal) (FSRU)	Retrait de l'exemption accordée (2009) en 2015, à la demande de l'opérateur. Désormais régulé.			
Pays-Bas	LionGas LNG Terminal	Décision uniquement disponible en néerlandais (2007).			
Pays-Bas	Gate Terminal BV	2007	100% 12 bcma	20 ans	Totale
Royaume-Uni	Grain LNG Terminal – Extension (2)	2007	100% 7.1 Gm ³ /a	19 ans	Totale
Royaume-Uni	Dragon LNG Terminal	2005	100% 6 bcma	20 ans	Totale
Royaume-Uni	South Hook LNG Terminal	2005	100% 10.5 bcma	25 ans	Totale
Royaume-Uni	Grain LNG Terminal Grain LNG Terminal – Extension (1)	2005	100% 4.5 Gm ³ /an (initiale) + 10 Gm ³ /an (additionnelle)	20 ans (initiale) 25 ans (additionnelle)	Totale
Italie	Brindisi LNG Terminal	Décision non disponible (2005). Projet suspendu en 2007.			
Italie	Adriatic LNG (Rovigo)	2005	8 bcma : - 20% des capacités avec accès des tiers (et tarifs exemptés) (1,6 bcma) ; et - 80% des capacités avec exemption de l'accès des tiers (et tarifs exemptés) (6,4 bcma)	25 ans	Partielle

Tableau 2 : Exemptions accordées à date par la Commission européenne⁸.

1.5.2. Le cadre national.

1.5.2.1. Les dispositions du code de l'énergie.

70. La procédure d'exemption prévue par la Directive a été transposée en droit interne aux articles L. 452-5, L. 452-6, L. 111-109 et R. 111-43 à R. 111-51 du code de l'énergie.

1.5.2.2. Les dispositions de la Loi Pouvoir d'achat.

71. La Loi Pouvoir d'achat prévoit des dispositions relatives à la sécurité d'approvisionnement en gaz et au régime applicable à l'exploitation d'un FSRU (article 29).
72. Le I de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat permet au Ministre chargé de l'énergie, en cas de nécessité, d'augmenter les capacités nationales de traitement de GNL en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement, de désigner un FSRU par arrêté afin de le soumettre au régime prévu par cette disposition. Cette désignation emporte obligation pour l'opérateur du FSRU de le maintenir en exploitation. L'arrêté fixe la date de mise en service commercial du FSRU et peut fixer des capacités de traitement (capacités de regazéification) à atteindre.

⁸ Données publiques.

73. L'opérateur du FSRU est tenu d'établir un programme annuel d'investissements qu'il doit soumettre à la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») pour approbation. Le CRE veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon fonctionnement du FSRU (opérations d'entretien ou de renouvellement des installations et des équipements).
74. La décision d'exemption prévue à l'article L. 111-109 du code de l'énergie devrait comporter les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités du FSRU, définis par la CRE.
75. L'article 30 de la Loi Pouvoir d'achat prévoit également des dérogations procédurales spécifiques au Projet du FSRU du Havre afin d'accélérer la réalisation du Projet⁹.
76. Ces dérogations procédurales sont valables :
- pour la réalisation du Projet ; et
 - jusqu'au 1^{er} janvier 2025 uniquement ; et
 - pour la construction d'une canalisation de transport de gaz naturel d'une longueur de moins de 5 kilomètres et des installations annexes qui lui sont associées.
77. La durée de l'autorisation d'exploitation du FSRU Le Havre ne pourra pas dépasser cinq ans.

⁹ Voir également, en ce sens, Décret n° 2022-1275 du 29 septembre 2022 *relatif au régime juridique applicable au contentieux des décisions afférentes au projet de terminal méthanier flottant dans la circonscription du grand port fluvio-maritime de l'axe Seine (site du Havre)*.

Partie 2. Évaluation, dans le cadre du Projet, de la satisfaction de chacune des conditions requises pour l'exemption.

2.1. La structure de la démonstration.

2.1.1. L'analyse de la satisfaction des conditions d'exemption.

78. Le présent dossier démontre la satisfaction des cinq critères cumulatifs de l'Article 36 de la Directive.

2.1.2. L'organisation de la démonstration.

79. L'Article 36 de la Directive présente cinq critères cumulatifs à satisfaire, ordonnés de a) à e) (cf. Point 1.5.1.1).

80. Le critère a) regroupe deux idées distinctes, à savoir l'amélioration de la concurrence dans la fourniture du gaz, d'une part, et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, d'autre part.

81. Ces deux idées sont ici présentées respectivement sous les dénominations critère a)1) et critère a)2).

82. De manière similaire, le critère e) inclut deux idées distinctes, à savoir la non-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, d'une part, et la non-atteinte au fonctionnement du réseau et à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel dans l'UE, d'autre part.

83. Ces deux idées sont ici présentées respectivement sous les dénominations critère e)1) et critère e)2).

84. La satisfaction des critères a) à e) de la Directive est donc présentée par l'analyse de sept critères successifs : a)1), a)2), b), c), d), e)1) et e)2).

2.2. Respect du critère a)1) : l'investissement renforcera la concurrence dans la fourniture de gaz.

85. Le cadre réglementaire exige deux conditions cumulatives relatives à la concurrence : l'investissement doit améliorer la concurrence dans la fourniture de gaz et il ne doit pas porter atteinte à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz. Le dossier doit donc examiner l'impact positif ou négatif, direct ou indirect, de l'entrée en service du FSRU du Havre soit sur le ou les marchés gaziers concernés, soit sur les marchés amont et aval de la chaîne de valeur du GNL. Schématiquement, l'analyse concurrentielle consiste à examiner, par cercles concentriques définis en partant du marché pertinent, les marchés gaziers sur lesquels l'entrée en service du FSRU du Havre produit un effet.

86. La définition du marché pertinent est encadrée par les principes du droit de la concurrence, éclairés par les précédents en jurisprudence et dans la pratique décisionnelle des autorités de régulation et de concurrence. Le marché pertinent, dans sa double dimension produit et géographique, est susceptible d'évoluer au cours du temps. En outre, l'analyse devra tenir compte de la durée de fonctionnement limitée dans le temps du FSRU du Havre.
87. Par analogie avec la pratique observée dans le cadre du contrôle des concentrations, l'analyse concurrentielle aux fins de ce dossier ne requiert pas d'arrêter de manière définitive le marché pertinent.

2.2.1. Analyse des effets sur les marchés pertinents directement concernés au sens de l'Article 36 de la Directive.

88. En l'espèce, dans la mesure où l'exemption a pour objet de permettre à TEGPL, en tant que futur utilisateur de 50% de la capacité du FSRU, d'importer du GNL en vue de le regazéifier et d'approvisionner le territoire concerné en gaz naturel, le marché pertinent directement concerné par la demande d'exemption au sens de l'Article 36 est donc le marché de gros du gaz, conçu par la Commission européenne, dans sa double dimension, comme :
- le marché de gros amont 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 / *trading* (marché de gros aval) ou sur les marchés de la fourniture au détail ; et
 - le marché de gros aval 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 revendeurs¹⁰.

2.2.1.1. Marché de gros amont du gaz.

➤ Définition du marché pertinent.

89. Par le passé, la Commission européenne a considéré qu'il était pertinent de retenir l'existence d'un marché de gros amont de gaz naturel, sur lequel les producteurs vendent de larges quantités de gaz aux importateurs et négociants, au moyen de contrats d'approvisionnement de long terme, en vue de leur revente ultérieure¹¹.
90. S'agissant de la dimension géographique de ce marché, la Commission européenne, tout en laissant la question ouverte, a considéré que ce marché, pouvait, du point de vue de la demande, être considéré comme incluant l'Espace économique européen (l'« EEA »), l'Algérie et la Russie mais n'a pas exclu que, du point de vue de l'offre, la dimension géographique soit plus restreinte (et limitée à certaines zones plus réduites que l'EEA, voire à un territoire national), en raison des contraintes techniques (infrastructures d'interconnexion limitée, etc.)¹².
91. En l'espèce, le GNL qui sera importé et réceptionné *via* le FSRU du Havre viendra *in fine* uniquement approvisionner les territoires considérés en gaz (marchés gaziers voisins de la France).

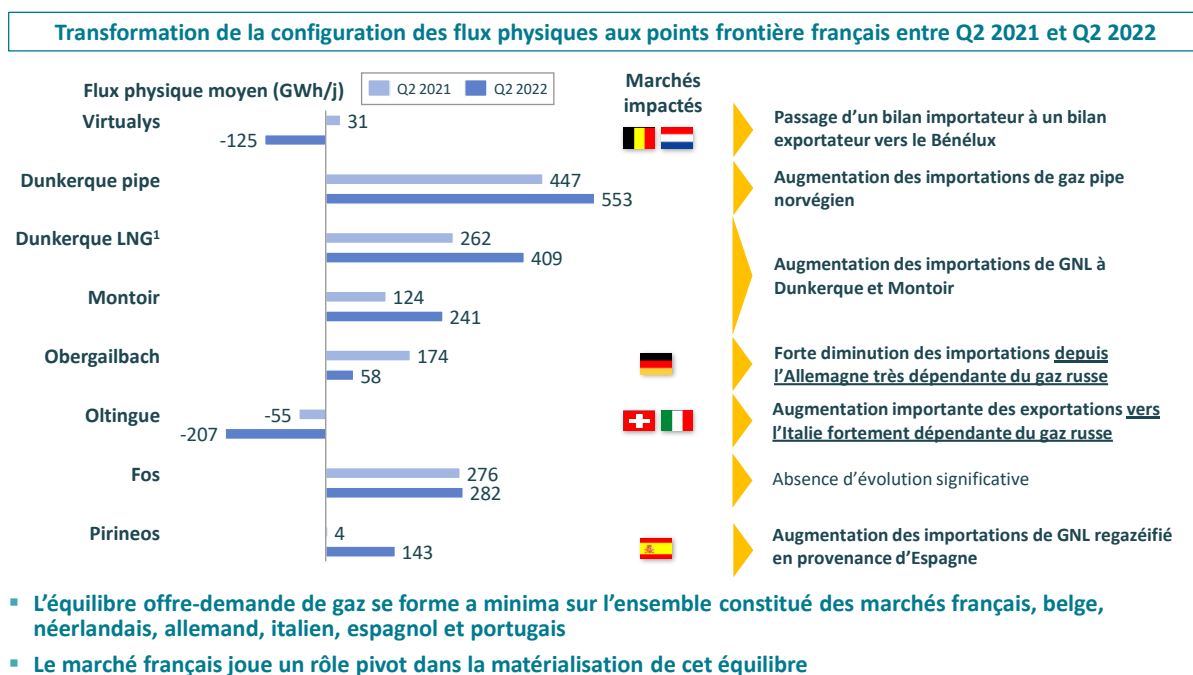
¹⁰ Voir, par exemple, la décision M.7936 – *Petrol/Geoplin* du 10 mars 2017, paragraphe 17.

¹¹ Voir, par exemple, la décision M.9175 – *Total/Chevron Denmark* du 7 mars 2019, paragraphe 23.

¹² Voir, par exemple, la décision M.9175 – *Total/Chevron Denmark* du 7 mars 2019, paragraphe 26.

Le gaz déchargé par le FSRU du Havre ne se différenciera donc pas des autres sources de gaz approvisionnant les territoires considérés.

92. Par conséquent, dans sa dimension produit, le marché pertinent directement concerné en l'espèce, au sens de l'Article 36, est le marché de gros amont de gaz naturel, incluant donc les approvisionnements de gaz sous forme de GNL.
93. D'un point de vue géographique, ce marché doit être défini comme d'une dimension plus large que le seul territoire français et regrouper une zone de marché incluant les principaux marchés dont les réseaux de gaz sont interconnectés directement ou indirectement avec le réseau de transport de gaz français, à savoir la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie (*via* la Suisse) ainsi que l'Espagne.
94. En effet, comme l'illustre la *Figure* ci-dessous, en exportant des quantités importantes de gaz, par exemple vers la Belgique et vers l'Italie, ou en limitant fortement ses importations, par exemple depuis l'Allemagne, le fonctionnement du marché gazier français postérieurement à la guerre en Ukraine, contribue de façon directe à l'équilibre de l'offre et de la demande des marchés du Benelux, de l'Allemagne¹³ et de l'Italie. En outre, le marché espagnol contribue quant à lui, directement à l'équilibre du marché français en exportant du gaz au point d'interconnexion Pirineos, ce qui contribue globalement à l'équilibre entre l'offre et la demande de l'ensemble des pays cités ci-avant.



1. Volumes injectés sur le réseau de GRTgaz uniquement – Source : Smart GRTgaz, Téréga, Analyse Emerton

Figure : Analyse de l'évolution des flux de gaz et de GNL aux points d'importation et d'interconnexion entre les réseaux français et les principaux marchés voisins.

95. Il ressort ainsi de la *Figure* ci-dessus que les approvisionnements de gaz (GNL inclus) en France contribuent directement à la formation de l'équilibre entre l'offre et la demande sur un périmètre plus large que le seul territoire de la France. L'équilibre entre l'offre et la demande de gaz se forme

¹³ La concertation publique lancée par la CRE le 15 septembre 2022 annonçant la mise en place de capacités depuis la France vers l'Allemagne de 100 GWh/j renforce l'argument d'un marché Ouest-Européens intégrant, *a minima*, ces pays

donc *a minima* sur la zone géographique constituée des territoires français, belge, néerlandais, allemand, italien et espagnol, zone dans laquelle la France joue un rôle pivot.

96. Le Royaume-Uni n'est pas intégré à l'analyse car les autorités britanniques ont récemment déclaré qu'elles interrompraient les exportations vers l'Europe continentale en cas de difficulté d'approvisionnement sur le marché britannique. Il serait donc peu pertinent de prendre en compte le Royaume-Uni dans le périmètre des marchés sur lequel se forme l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz impliquant le marché français.
97. Par ailleurs, le Royaume-Uni ne faisant plus partie de l'UE, il ne serait pas concerné si une situation de forte diminution des approvisionnements conduisait au déclenchement des mécanismes de solidarité et de coopération pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel¹⁴ entre les États membres de l'UE. Les conditions dégradées d'approvisionnement de l'Allemagne liées notamment aux explosions constatées en septembre 2022 sur les gazoducs Nord Stream 1 et Nord Stream 2 pourraient conduire au déclenchement de tels mécanismes (un exemple de mesure pourrait être le contingentement ou l'arrêt de la consommation de certains sites de consommation dans les pays voisins de façon à limiter le flux de gaz depuis l'Allemagne ou augmenter les flux de gaz vers l'Allemagne).
98. Dans ces conditions, le marché pertinent à retenir aux fins de l'analyse concurrentielle est donc le marché de gros amont de gaz regroupant *a minima* la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.
- Analyse concurrentielle.
- Analyse de l'évolution de la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont sur la période de mise à disposition du FSRU au Havre.
99. L'analyse qui suit a pour objet d'estimer la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont pertinent sur la période 2023 – 2028, ainsi qu'à évaluer l'impact de la réservation par TEGPL des 50% de la capacité du FSRU du Havre sur cette part de marché selon trois scénarios :
- Un scénario de référence qui comprend l'ensemble des capacités techniques actuelles sur le marché de gros amont Ouest-Européen, sans prendre en compte les projets de nouveaux terminaux méthaniers, nouveaux FSRU et extensions projetées de terminaux existants.
 - Un premier scénario alternatif, « scénario 2 », conduisant à surévaluer la part de marché de TotalEnergies. Ce scénario se limite aux capacités souscrites sur le marché de gros amont Ouest-Européen sur la période 2023 – 2028, sans prendre en compte les projets de nouveaux terminaux méthaniers, nouveaux FSRU ou extensions projetées de terminaux existants. En outre, ce scénario limite de façon artificielle la capacité de regazéification des terminaux espagnols à la capacité technique du point d'interconnexion Pirineos dans le sens Espagne vers France, de façon à tenir compte de la congestion de capacité existant à la frontière

¹⁴ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 *concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010*. Un accord de solidarité entre la France et l'Allemagne a par ailleurs été conclu entre la France et l'Allemagne le 5 septembre 2022.

franco-espagnole, et suppose que les 50% de capacité du FSRU du Havre non réservées par TEGPL ne sont pas souscrites.

- Un second scénario alternatif, « scénario 3 », qui prend en compte, à l'instar du scénario de référence, l'ensemble des capacités techniques actuelles, en y incluant les projets de nouveaux terminaux méthaniers, nouveaux FSRU et extensions projetées de terminaux existants (cf. Annexe 2).
100. La méthodologie permettant de calculer l'ensemble des capacités techniques et souscrites sur le marché de gros amont Ouest-Européen sur la période 2023 – 2028 est décrite en Annexe 3.
- **Analyse du scénario de référence.**
101. Il ressort des données chiffrées fournies par TELSF que, en rapportant les capacités souscrites par TotalEnergies à l'ensemble des capacités techniques d'importation de gaz (GNL inclus) actuellement existantes sur le marché Ouest-Européen, la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont Ouest-Européen des capacités d'importation est très limitée, celle-ci oscillant entre [REDACTED] sur la période 2023 – 2028.
102. Le FSRU du Havre n'impacterait que faiblement la position concurrentielle de TotalEnergies en faisant osciller sa part de marché entre [REDACTED] sur la période considérée.
- **Analyse du premier scénario alternatif : scénario 2.**
103. En prenant en compte les capacités d'importation souscrites par l'ensemble des acteurs de marché sur la période 2023 – 2028 et en faisant l'hypothèse délibérément conservatrice d'une limitation drastique de la prise en compte des capacités de regazéification espagnoles à 225 GWh/j (correspondant à la capacité de transport à Pirineos¹⁵ de l'Espagne vers la France), la part de marché de TotalEnergies (sans prise en compte du FSRU du Havre), qui est fortement surévaluée dans ce scénario, demeure inférieure à [REDACTED] sur la période 2023 – 2028.
104. Il ressort également des données chiffrées fournies par TELSF que cette part de marché, toujours fortement surévaluée en raison de la méthodologie mise en place, n'augmenterait pas de façon significative, en raison de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU du Havre, celle-ci oscillant entre [REDACTED] sur la période considérée.
105. Il convient, à cet égard, de souligner que ce scénario 2 conduit à surévaluer la part de marché de TotalEnergies sur le marché Ouest-Européen des capacités d'importation, pour trois raisons :
- d'abord, en raison de l'hypothèse particulièrement basse prise sur les souscriptions de capacités relatives aux terminaux espagnols (l'hypothèse limite les capacités d'importation de GNL espagnoles à 225 GWh/j, correspondant à la capacité de transport de Pirineos, alors que ces capacités de regazéification peuvent atteindre 1 970 GWh/j) ; et

¹⁵ La capacité de transport au point Pirineos dans le sens Espagne vers France a récemment été portée à un maximum de 265 GWh/j, intégrant 40 GWh/j de capacités interruptibles. De façon à ne pas créer de biais de sous-estimation de la part de marché de TotalEnergies, la capacité retenue pour l'analyse correspond à la capacité historique de Pirineos limitée à 225 GWh/j.

- en outre, en raison de la tendance décroissante affichée des souscriptions réalisées par les acteurs de marché sur les prochaines années, tendance qui ne reflète toutefois pas nécessairement la réalité des souscriptions effectives futures qui, pour partie d'entre elles, sont réalisées peu de temps avant la période d'utilisation des capacités.
 - enfin, l'hypothèse, conservatrice, retenue est que seule 50% de la capacité du FSRU est souscrite.
- **Analyse du second scénario alternatif : scénario 3.**
106. En prenant en compte les projets de nouveaux terminaux méthaniers terrestres et de FSRU en cours d'installation sur le marché pertinent analysé, la part de marché de TotalEnergies, sans prise en compte du FSRU du Havre, est comprise entre [REDACTED] sur la période 2023 – 2028, et entre [REDACTED] en prenant en compte le FSRU du Havre. Dans la mesure où il ne peut être garanti que tous les projets de nouveaux terminaux méthaniers, de FSRU et d'extensions de terminaux existants seront réalisés, la part de marché de TotalEnergies évaluée dans ce scénario constitue plutôt une borne basse de l'évaluation.
107. Là encore, dans un tel scénario, la part de marché de TotalEnergies n'augmentera pas de façon significative en raison de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU Le Havre.
108. Au global, il apparaît qu'à l'issue du Projet, la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont pertinent demeurera limitée et, en tout état de cause, inférieure à 15% même dans le scénario 2 conduisant à une surestimation importante de sa part de marché.
109. Au regard des estimations de parts de marché fournies, il peut être exclu que, en raison de ses souscriptions de capacités dans le FSRU du Havre, TotalEnergies détienne une position dominante ou un pouvoir de marché significatif lui permettant de restreindre la concurrence sur le marché de gros amont du gaz.
- Analyse de l'impact de la souscription de 50% des capacités par TEGPL sur le degré de concentration du marché de gros amont du gaz.
110. À titre liminaire, il convient de souligner que l'impact sur la concentration du marché de la mise en œuvre du FSRU du Havre doit s'analyser en lien avec la situation de marché inédite dans laquelle s'inscrit ce Projet. En effet, le FSRU du Havre est destiné à sécuriser les conditions d'approvisionnement du marché Ouest-Européen en créant une capacité d'importation complémentaire destinée à être utilisée pour se substituer en partie à des réductions d'ores et déjà constatées et futures (de forte probabilité), des volumes d'approvisionnement de gaz russe. Ces risques se sont récemment matérialisés. Ainsi, le 25 juillet 2022, Gazprom a annoncé réduire, pour des raisons considérées comme étant de nature politique par le gouvernement allemand, à 20% de sa capacité, à partir du 27 juillet 2022, le flux physique du gazoduc Nord Stream 1. De plus, les livraisons depuis Nord Stream 1 sont interrompues depuis le 2 septembre 2022, alors qu'elles devaient reprendre après 3 jours d'arrêt pour cause de maintenance. Enfin, le 27 septembre 2022, ont été annoncés des dommages conséquents aux gazoducs Nord Stream 1 et 2, qui laissent penser qu'ils ne seront remis en service ni à court, ni à moyen termes.

111. L'estimation de la variation de concentration du marché imputable au FSRU du Havre et à son exemption à 100% avec la souscription de 50% des capacités par TEGPL ne peut donc être réalisée sans prendre en compte le fait que les capacités d'importation additionnelles qu'il apporterait au marché Ouest-Européen sont à mettre en regard d'une diminution pour partie en cours et déjà matérialisée, et pour partie future (risque élevé de diminution), des capacités d'importation de gaz d'origine russe bien plus importantes que la capacité du FSRU du Havre.
112. C'est donc sur la base de ces hypothèses qu'a été effectué le calcul de l'évolution de l'indice Herfindahl-Hirschman (« **HHI** »)¹⁶ du marché de gros amont.
113. L'analyse de l'impact de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU du Havre, est réalisée sur la base du scénario de référence qui prend en compte les capacités techniques du marché de gros amont.
114. Les analyses réalisées permettent d'évaluer l'impact de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU du Havre sur les parts de marché respectives de TotalEnergies et de Gazprom et d'en évaluer les effets sur la variation de l'indice HHI du marché pertinent considéré.
115. Les contributions de TotalEnergies et de Gazprom à l'indice HHI du marché de gros amont pertinent sont quantifiées en comparant les indices HHI calculables dans chacune des situations suivantes :

- D'une part, la situation « Sans FSRU du Havre », laquelle comprend l'ensemble des capacités techniques actuellement existantes sur le marché de gros amont Ouest-Européen, sans prendre en compte les potentielles futures capacités du FSRU du Havre pour estimer la part de marché de TotalEnergies.

Dans ce scénario, en faisant l'hypothèse d'un scénario de continuation des approvisionnements de gaz russe, et donc d'une stabilité des capacités d'importation de gaz souscrites par Gazprom ou destinées à importer du gaz livré par Gazprom, il apparaît que la part de marché théorique de Gazprom sur le marché de gros amont du gaz considéré se révèle très supérieure à celle de TotalEnergies.

- D'autre part, la situation « avec FSRU du Havre », laquelle comprend l'ensemble des capacités techniques actuelles sur le marché de gros amont, prend en compte une capacité supplémentaire de 150 GWh/j (correspondant à la capacité annuelle moyenne d'émission du Projet du Havre) dont 50% (75 GWh/j) est attribuée à TEGPL pour évaluer sa part de marché.

Cette capacité additionnelle souscrite par TotalEnergies sur le marché de gros amont, dès lors qu'elle a vocation à compenser les pertes de volumes de gaz importés depuis la Russie et qu'elle s'inscrit dans le cadre de la diminution au moins équivalente de volumes initialement importés par Gazprom, a ainsi été déduite des capacités souscrites par Gazprom au titre du calcul la contribution de Gazprom à la variation de l'indice HHI du marché de gros amont.

¹⁶Le Coefficient 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.

116. Comme le montrent les données fournies par TELSF le FSRU du Havre et sa réservation à 50% par TEGPL associée à une diminution correspondante de la part de marché de Gazprom, conduit à une diminution comprise entre [REDACTED] points de l'indice HHI du marché, démontrant ainsi l'effet positif du FSRU du Havre qui conduit à diminuer la concentration du marché de gros amont.
117. L'impact du FSRU du Havre sur la contribution de la part de TotalEnergies à l'indice HHI du marché de gros amont dans un scénario sans remplacement de part de marché de Gazprom serait limité. Ainsi, même dans un scénario où il ne serait pas tenu compte de l'impact à la baisse de la diminution de la part de marché de Gazprom sur l'indice HHI, le FSRU du Havre n'aurait qu'un impact négligeable sur la concentration du marché de gros amont.
118. Si on effectuait la même analyse des variations des indices HHI en se plaçant dans les scénarios 2 et 3, l'impact serait similaire, avec une baisse de la somme des contributions cumulées à l'indice HHI de TotalEnergies et Gazprom, illustrant ainsi une diminution de la concentration du marché, pour l'ensemble des trois scénarios.
119. Le Projet de FSRU du Havre permet ainsi d'améliorer la situation concurrentielle sur le marché de gros amont.
120. En outre, l'investissement dans le FSRU du Havre n'aboutira nullement à saturer ou congestionner les importations de gaz sur le territoire considéré. D'une part, parce que 50% de la capacité du FSRU sera accessible pour les tiers souhaitant approvisionner le marché de gros et, d'autre part, parce que des extensions de terminaux existants et plusieurs nouveaux projets de FSRU ou de terminaux terrestres sont en cours dans d'autres pays correspondant au marché pertinent. Il en résulte que le Projet de FSRU du Havre n'exercera aucun effet d'exclusion à l'égard d'autres acteurs souhaitant approvisionner le marché de gros.

2.2.1.2. Marché de gros aval du gaz.

➤ Définition du marché pertinent.

121. Dans sa pratique décisionnelle, la Commission européenne a défini le marché de gros aval de gaz naturel comme englobant les ventes effectuées par les fournisseurs (s'approvisionnant en amont en gaz auprès de producteurs) auprès d'autres négociants ou revendeurs.
122. Au sein du marché de gros, la Commission européenne a par ailleurs envisagé, à plusieurs reprises, un marché du négoce (ou du *trading*) sur les *hubs* de négoce, distinct de la fourniture aux revendeurs¹⁷.
123. Un *hub* de négoce de gaz est une place de marché qui met à la disposition des acteurs des services visant à faciliter les échanges entre ces acteurs. Schématiquement, un *hub* facilite le commerce de gaz entre acheteurs et vendeurs et permet aux différents acteurs gaziers sur le marché de trouver, à court terme, des volumes d'approvisionnement suffisants ou de vendre des capacités excédentaires.

¹⁷ M.5585 *Centrica / Venture Production*, paragraphe 19 ; M. 4180 *GDF / Suez*, paragraphes 70-72.

124. Au sein du marché du négoce ou *trading*, la Commission européenne, tout en laissant la question ouverte, s'est par ailleurs interrogée sur le point de savoir si le *trading* de gaz effectué de gré-à-gré (*over the counter*, « **OTC** ») et celui effectué sur les marchés organisés (*exchanges*) appartiennent au même marché ou s'ils constituent des marchés distincts¹⁸. Dans sa décision *Total / Chevron Denmark*, la Commission européenne (sans se prononcer de manière définitive) a relevé que ces deux formes d'échanges pouvaient appartenir au même marché.
125. D'un point de vue géographique, la Commission européenne, tout en laissant la question ouverte, a considéré que ce marché pouvait être de dimension nationale. Dans certaines décisions, la Commission a toutefois retenu une définition géographique plus large, en y incluant des *hubs* voisins situés en dehors du territoire national¹⁹, dans la mesure où les négociants peuvent facilement recourir à ces *hubs* voisins et que les prix et types de contrats disponibles sur ces différents *hubs* sont similaires.
126. En l'espèce, il convient de relever qu'une fois regazéifié au sein du FSRU du Havre, le gaz qui sera injecté dans le réseau sera destiné à être vendu par TEGPL sur le *hub* français, à savoir le point d'échange de gaz (le « **PEG** »)²⁰ ou sur les autres *hubs* Ouest-Européens (e.g. TTF, THE, ZTP, PSV ou PVB) qui constituent le marché de gros aval pertinent.
127. Les échanges de gaz sur les *hubs* européens s'effectuent à la fois sur les marchés organisés (*exchanges*), par exemple la bourse *Powernext Gas* qui opère sur le marché français (PEG), ou de gré à gré (OTC) où se négocient et s'échangent différents types de contrats (contrats *spot*, contrats *forwards*, contrats futures). Conformément à la pratique décisionnelle de la Commission européenne rappelée ci-dessus²¹, il peut être considéré qu'en l'espèce, ces deux types d'échanges constituent un seul et même marché, compte tenu de leur substituabilité en termes de prix et de types de contrats échangés et du fait que les acteurs peuvent avoir indistinctement recours à ces deux types d'échanges.
128. Du point de vue géographique, il convient de souligner que les transactions réalisées sur le PEG ont un impact *a minima* sur l'ensemble du marché de gros aval Ouest-Européen comprenant les différents *hubs* (PEG, ZTP, TTF, THE, PSV, PVB) sur lequel se forme l'équilibre offre-demande de gaz.
129. En effet, la *Figure* ci-dessous met en avant la forte corrélation existant (affichant des coefficients de corrélation égaux ou proches de 0,95) entre les prix du gaz se matérialisant sur le *hub* français (PEG) et les prix des principaux *hubs des pays voisins* (e.g., TTF pour les Pays-Bas, THE pour l'Allemagne, PSV pour l'Italie et PVB pour l'Espagne). Ces corrélations viennent confirmer l'existence d'un marché Ouest-Européen de gros aval regroupant les marchés considérés ci-avant et sur lesquels se forme un équilibre global entre l'offre et la demande de gaz.

¹⁸ M.9175 *Total/Chevron Denmark*, paragraphe 40.

¹⁹ Par exemple, dans sa décision M.9175 *Total/Chevron Denmark*, la Commission a considéré que le marché géographique était plus large que le *hub* danois ETF (Exchange Transfer Facility), et qu'il incluait également d'autres *hub* européens (tels que TTF aux Pays-Bas ou Gaspool et NCG en Allemagne).

²⁰ En France, les transactions financières sur le marché de gros du gaz s'effectuent en effet sur l'unique point d'échange, la Trading Region France (« **TRF** »), où se vendent et s'achètent les volumes de gaz, en vue de leur distribution à travers le territoire via les deux gestionnaires du réseau de transport de gaz (Teréga et GRTgaz). Un seul *hub* ou point d'échange virtuel de gaz (le PEG) concentre les achats et ventes de gaz pour l'ensemble de la TRF.

²¹ Voir notamment la décision M.9175 *Total/Chevron Denmark* mentionnée ci-dessus.

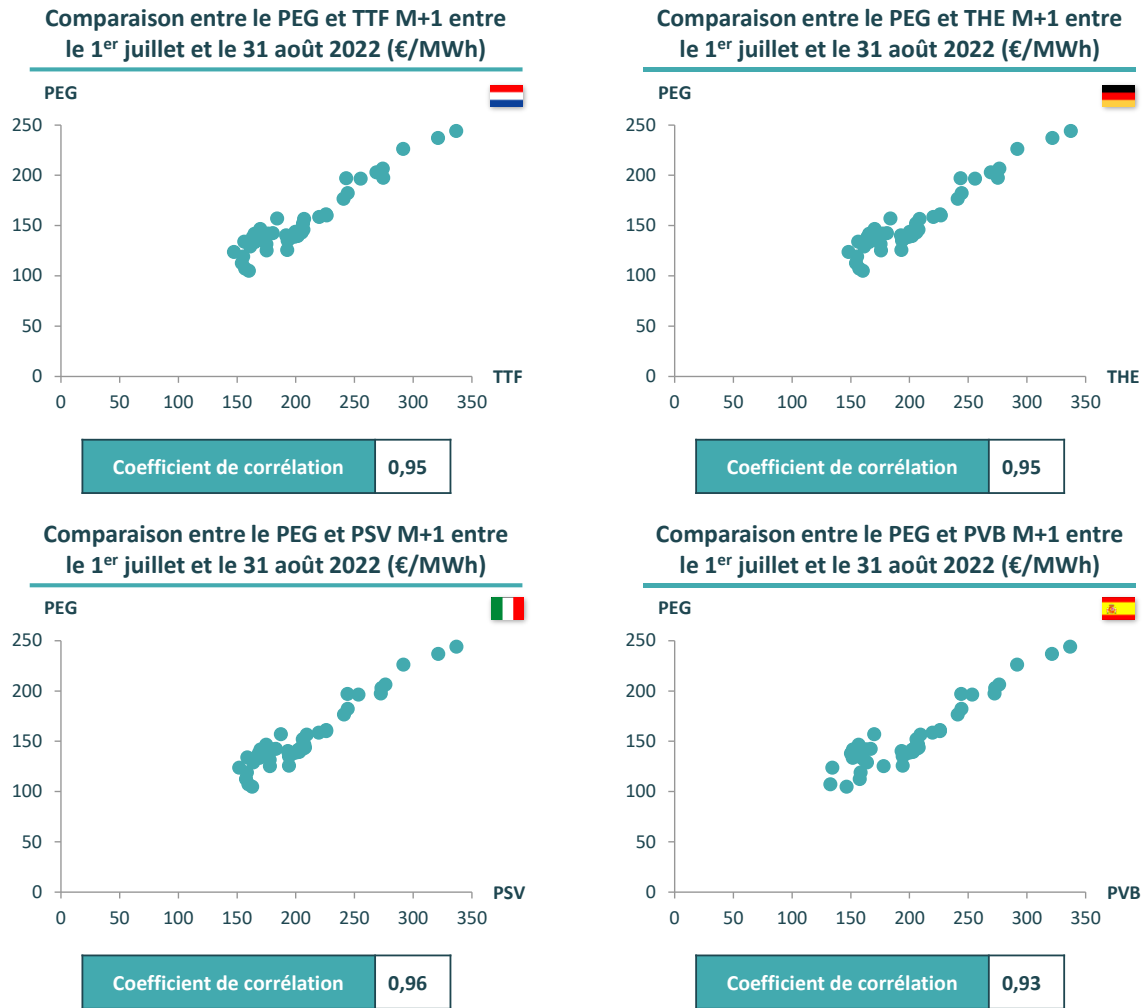


Figure : Comparaison entre les prix M+1 du PEG et les prix M+1 du TTF, THE, PSV et PVB sur la période du 1er juillet au 31 août 2022.

130. Par ailleurs, les transactions réalisées sur les hubs français, belge, néerlandais, allemand, italien et espagnol, sont très principalement basées sur la mise en œuvre de contrats-cadre dits EFET établis par l’association européenne des négociants d’énergie, *European Federation of Energy Traders*. Ces éléments viennent renforcer et confirmer la pertinence du périmètre de marché retenu au titre de l’analyse.
131. Au regard des éléments qui précèdent, il est donc possible de retenir, aux fins de l’analyse, l’existence du marché du négoce ou *trading* de gaz (tous types d’échanges confondus) sur l’ensemble des *hubs* des marchés Ouest-Européens précédemment cités : France (PEG), Belgique (ZTP), Pays-Bas (TTF), Allemagne (THE), Italie (PSV) et Espagne (PVB).

➤ Analyse concurrentielle.

• Analyse de la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros aval.

132. L'investissement permettra d'améliorer la concurrence sur le marché considéré et n'exercera aucun effet perceptible sur le degré de concentration et sur la position de TotalEnergies sur les marchés considérés.
133. Tout d'abord, le Projet de FSRU du Havre, dès lors qu'il permettra d'augmenter le volume de gaz livré sur le PEG et sur les autres *hubs* européens, limitera la dégradation du volume d'offre sur le marché de gros aval du gaz (résultant elle-même de la dégradation du volume d'offre sur le marché de gros amont) et améliorera ainsi, dans un contexte de marché sous tension, la profondeur et la liquidité du marché de gros aval.
134. Sur ce marché, il y a, en outre, lieu de relever que la part de marché actuelle de TotalEnergies apparaît limitée et n'augmentera pas de façon significative en raison de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU du Havre.
135. Il ressort des données fournies par TELSF que la part de marché actuelle de TotalEnergies sur le marché de gros aval du gaz apparaît limitée et n'excède pas, en tout état de cause, 6%.
136. Sur ce marché, TotalEnergies est un acteur de marché parmi de nombreux autres acteurs importants et renommés, dont par exemple : Shell, ENI, RWE, Uniper, EDF Trading, ENGIE, BP, Equinor ou Vitol. TotalEnergies ne détient actuellement aucune position dominante, ni aucun pouvoir de marché significatif, sur le marché concerné.
137. Il apparaît, en outre, que la part de marché de TotalEnergies n'augmentera pas de façon significative en raison de la souscription de nouvelles capacités dans le FSRU du Havre (l'incrément de part de marché étant estimé à [REDACTED] en faisant l'hypothèse que 50% de la capacité du FSRU, soit 25 TWh souscrite par TEGPL, est bien utilisée par TotalEnergies.
138. Ainsi, au regard des estimations de parts de marché estimées ci-avant, il peut être exclu que, en raison de ses souscriptions de capacités dans le FSRU du Havre, TotalEnergies se trouve en mesure de détenir une position dominante ou un pouvoir de marché significatif lui permettant de restreindre la concurrence sur le marché de gros aval du gaz Ouest-Européen.
- Analyse de l'impact de l'exemption à 100% du FSRU du Havre avec 50% de la capacité souscrite par TEGPL sur la concentration du marché de gros aval.
139. Pour analyser l'impact du FSRU du Havre sur la concentration du marché de gros aval, la variation de la contribution à l'indice HHI de TotalEnergies liée à l'augmentation de 25 TWh des volumes échangés sur le marché de gros aval Ouest-Européen a été quantifiée. Ce volume de 25 TWh correspond à la moitié de l'utilisation des capacités annuelles du FSRU du Havre.
140. Dans tous les scénarios considérés, la variation de l'indice HHI causée par le FSRU du Havre est négligeable. En outre, il est indispensable de rappeler que la mobilisation du FSRU du Havre s'inscrit dans un marché du gaz Ouest-Européen structurellement considéré comme déficitaire sur

la période 2023 – 2028. L'apport de capacités complémentaires d'importation conduit donc à limiter la dégradation de l'équilibre entre l'offre et la demande du marché.

141. De façon complémentaire, Gazprom est publiquement considéré comme un acteur n'agissant plus selon des critères rationnels de marché, notamment par la CRE²². Dans ces conditions, les volumes associés au FSRU du Havre et vendus sur les marchés de gros aval pourraient permettre de remplacer des volumes de gaz importés par Gazprom par des volumes de gaz importés par TotalEnergies. TotalEnergies se comportant en acteur de marché rationnel et commercialisant ses volumes de gaz sur le marché français ainsi que sur les autres *hubs* Ouest-Européens, une telle substitution ne peut qu'améliorer les conditions de fonctionnement de la concurrence sur le marché de gros aval considéré.
142. **Le Projet de FSRU du Havre permet ainsi d'améliorer la situation concurrentielle sur le marché de gros aval.**

2.2.2. Analyse des effets sur les autres marchés indirectement concernés au sens de l'Article 36.

2.2.2.1. Marchés aval de la fourniture au détail de gaz.

143. En aval du FSRU du Havre et du marché de gros directement concerné, quatre marchés sont en théorie concernés conformément à la pratique décisionnelle de la Commission européenne²³ :
- la fourniture de gaz aux grands clients industriels ;
 - la fourniture de gaz aux petits clients industriels et commerciaux ;
 - la fourniture de gaz aux consommateurs domestiques ;
 - la fourniture de gaz aux centrales thermiques à cycle combiné gaz (« **CCGT** »²⁴).
144. Ces marchés sont généralement considérés par la Commission européenne comme étant de dimension nationale.
145. La part de marché limitée de TotalEnergies sur le marché de gros aval permet d'exclure tout risque de forclusion par les intrants sur le marché aval de la fourniture au détail.
146. En effet, la Commission européenne considère de façon constante que, pour qu'un verrouillage du marché des intrants constitue une source de préoccupation, il faut que l'entreprise verticalement intégrée ait un pouvoir substantiel sur le marché situé en amont. C'est dans ce cas-là seulement que l'on peut s'attendre à ce que l'entreprise exerce une influence significative sur les conditions de concurrence sur le marché situé en amont et donc peut-être aussi sur les prix et conditions d'approvisionnement sur le marché situé en aval.
147. En l'espèce la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros aval (situé en amont du marché aval de la fourniture au détail) demeure inférieure à 6%. Cette part de marché demeure largement

²² CRE, Rapport de surveillance 2021, Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, juin 2022, pp. 39 et suivantes, 54 .

²³ COMP/M.4180 *Gaz de France/Suez* ; COMP/M.3868 *Dong/Elsam/Energi* ; COMP/M.3440 *EDP/ENI/GDP* ; COMP/M.5740 *Gazprom/A2A/JV* ; COMP/M.6910 *Gazprom/Wintershall/Target Companies*.

²⁴ *Combined cycle gas turbine*.

inférieure au seuil de 30% retenu par la Commission européenne, en deçà duquel elle considère que la capacité à verrouiller l'accès aux intrants est peu probable²⁵.

148. Tout risque de forclusion par les intrants sur le marché aval de la fourniture au détail peut donc être exclu.

2.2.2.2. Marchés amont mondiaux de la production et du transport maritime de GNL.

149. Deux marchés situés en amont du FSRU du Havre sur la chaîne de valeur sont théoriquement et indirectement concernés au sens de l'Article 36 : (i) le marché mondial de production de GNL et (ii) le marché mondial de transport maritime du GNL.
150. Dans sa pratique décisionnelle antérieure, la Commission européenne a envisagé l'existence d'un marché distinct de la liquéfaction de GNL incluant *a minima* les sites de liquéfaction situés dans l'EEA, la côte Nord-Est américaine, les Caraïbes, l'Amérique du Sud et l'Afrique du Nord et de l'Ouest, et incluant possiblement ceux situés en Asie du Sud-Est et au Moyen-Orient.
151. La Commission européenne a également envisagé l'existence d'un marché mondial du transport maritime de GNL tout en laissant néanmoins la question ouverte²⁶.
152. Le FSRU susceptible d'être mobilisé au Havre est une infrastructure déjà existante qui serait potentiellement déployée ailleurs qu'au Havre, les marchés de la production de GNL et du transport de GNL étant à périmètre mondial, l'impact sur les marchés de la production de GNL et du transport de GNL serait sensiblement le même, que le FSRU soit déployé au Havre ou ailleurs.

2.3. Respect du critère a)2) : l'investissement améliorera la sécurité d'approvisionnement.

153. La contribution de l'investissement à la sécurité d'approvisionnement peut s'apprécier au travers des trois critères suivants : la diversification des routes d'approvisionnement, la flexibilité (en cas d'urgence) et la taille de l'infrastructure.

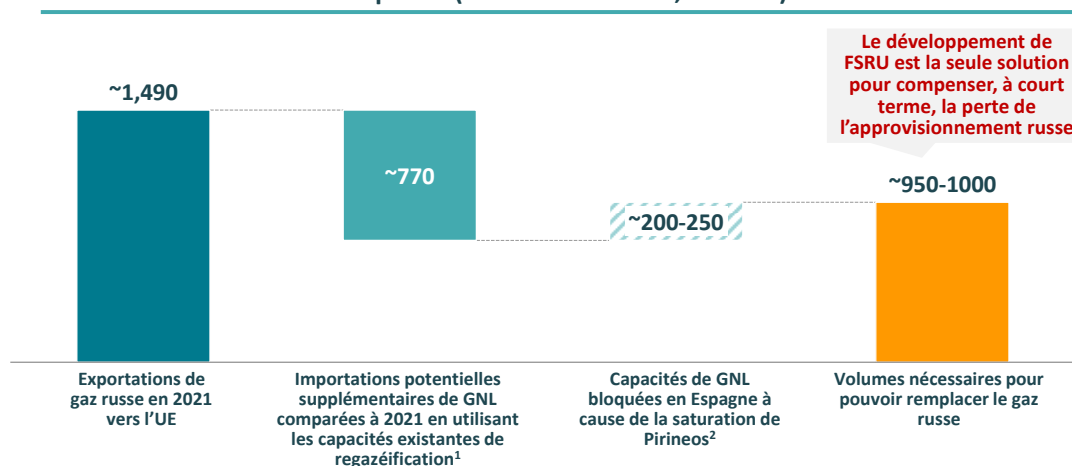
2.3.1. Les prévisions quant à la sécurité d'approvisionnement à court terme en raison de la guerre en Ukraine exposent la France et l'UE à un risque fort de déficit d'approvisionnement.

154. La capacité d'importation additionnelle rendue possible par le Projet de terminal du Havre s'inscrit dans le cadre d'un scénario d'évolution du marché du gaz européen structurellement déficitaire sur la période 2023 – 2028.

²⁵ Commission européenne, *Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations non horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises*, 18 octobre 2008 (2008/C 265/07), Partie IV, §25 et 35.

²⁶ M.5944 *Osaka/UFG/Infrastructure Arzak/SAGGAS*, paragraphes 30 et 31.

Exportations de gaz russe vers l'UE en 2021 et sources alternatives potentielles pour les remplacer (volumes indicatifs, en TWh)



1. Avec un taux d'utilisation des terminaux de regazéification à 90% 2. Les capacités GNL disponibles couplées au pipeline Algérien permettent de couvrir la demande espagnole et de dégager un surplus de 250-300 TWh mais les capacités d'exportation disponibles sont limitées à ~80 TWh/an à Pirineos
 Source: EU quarterly gas report Q4-2021, ENTSOG, Analyses Emerton

Figure : Besoins d'approvisionnement complémentaires en substitution des exportations de gaz russe (vue indicative).

155. Que la décroissance des importations de gaz par canalisation russe soit subie ou choisie, le scénario d'une perte totale des importations de gaz russe dans l'UE donne lieu à un déficit très important d'offre de gaz à l'échelle européenne. Ce déficit n'est susceptible d'être compensé que partiellement à court-terme par les terminaux de regazéification existants.
156. À consommation constante, le déficit non compensé consécutif à une perte totale des approvisionnements russes est de l'ordre de 950 à 1 000 TWh (ordre de grandeur directionnel). Il y aurait donc un besoin de ~20 FSRU de la taille de celui du Havre à l'échelle européenne (sous réserve de la disponibilité de GNL, etc.).

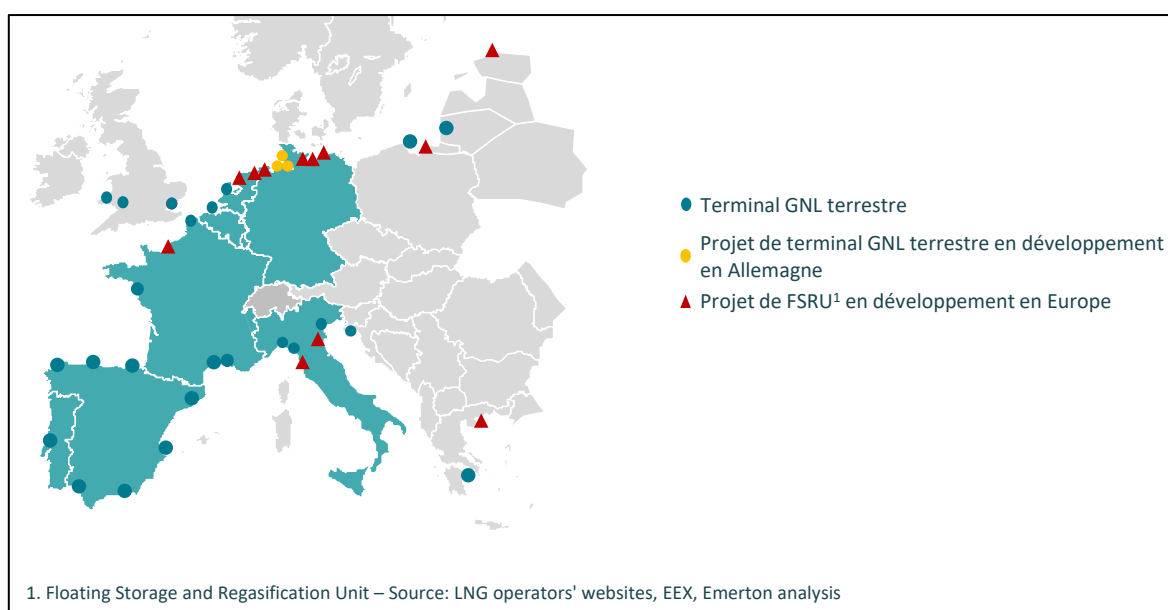


Figure : Carte indicative des terminaux de regazéification et des projets de FSRU en Europe.

157. Aujourd'hui, plus d'une dizaine de projets de FSRU sont envisagés en Europe. Ces projets constituent les seules sources possibles d'augmentation significative des importations de gaz dans l'UE à l'horizon de quelques mois ou de quelques trimestres²⁷.
158. Le Projet de terminal du Havre s'inscrit donc dans ce cadre : il est destiné à limiter, dans un délai très court, la dégradation en cours des conditions de sécurité d'approvisionnement de l'UE.
159. Les impacts de ces fortes tensions sur l'offre de gaz et de GNL sont d'autant plus importants sur le fonctionnement du marché et sur ses niveaux de prix que la demande de gaz n'est pas corrélée au prix.
160. En dépit d'objectifs accrus de maîtrise de la consommation de gaz, la demande de gaz constitue une nécessité pour bon nombre de secteurs industriels, pour lesquels les réductions de consommation de gaz, et les réductions, voire les arrêts, de production qui en découlent, ne sont décidés qu'en tout dernier recours en raison de leurs conséquences économiques et en matière d'emplois.
161. En outre, les moyens de production d'électricité à partir de gaz (CCGT), dont les consommations de gaz sont usuellement corrélées au prix (car dépendant du *clean spark spread*) et constituent un levier très utile d'ajustement de la demande de gaz, ne jouent plus ce rôle de facteur d'équilibre, compte tenu des prix de marché de gros de l'électricité très élevés. À titre illustratif, le *clean spark spread* était supérieur à 1500 €/MWh sur Q4 2022 en France aux heures de pointe et de l'ordre de 700 €/MWh sur le profil base (prix du 27 septembre 2022).
162. Ainsi, le Projet s'inscrit dans un contexte de marché du gaz particulièrement détérioré tant du point de vue des contraintes qui pèsent sur l'offre que de celles qui pèsent sur la demande.

2.3.2. L'apport du FSRU du Havre à la sécurité d'approvisionnement est déterminant.

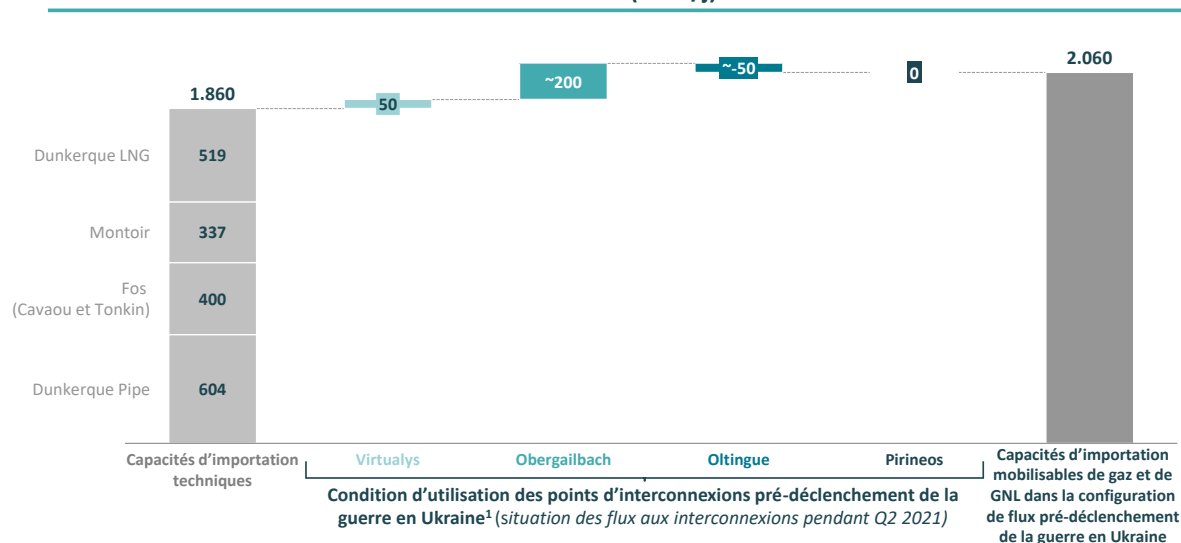
163. En cohérence avec les objectifs stratégiques nationaux et européens, le Projet de terminal de regazéification du Havre permet de répondre, dans l'urgence, aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de souveraineté énergétique.
164. Le Projet d'installation d'un terminal de regazéification flottant dans le port du Havre augmentera la capacité d'importation de GNL de ~5 Gm³ par an sur le marché français et les marchés de l'Ouest-Européen du gaz dès septembre 2023 pour une durée de 5 ans.
165. Ce Projet dont l'annonce a été officialisée par la Première ministre le 23 juin 2022, lors d'une visite chez GRTgaz, répond aux objectifs du gouvernement de limiter la dépendance au gaz russe et de renforcer la souveraineté énergétique de la France et de l'UE. Il est considéré comme nécessaire par les autorités, ainsi qu'en témoignent les dispositions adoptées par le Parlement à son sujet dans la Loi Pouvoir d'achat (cf. Partie 1.5.2.2.).
166. Ce Projet s'inscrit en pleine cohérence avec le plan européen *REPowerEU* destiné à limiter la dépendance aux importations de gaz russe en faisant jouer la solidarité entre États membres.

²⁷ Quasi-absence de marges de manœuvre sur l'horizon de temps considéré 2023 – 2028 pour augmenter de façon significative les importations de gaz par canalisation en provenance de Norvège, d'Algérie, de Libye ou d'Azerbaïdjan.

167. La crise en Ukraine a eu un impact important sur les flux de gaz entre la France et ses voisins européens.
168. Des flux de gaz importants transitent de la France vers la Belgique (pré-crise en Ukraine la France importait environ 50 GWh/j de gaz depuis la Belgique via la connexion Virtualys, depuis la crise, cette situation s'est inversée et c'est la Belgique qui importe environ 150 GWh/j de gaz depuis la France sur ce point²⁸) et vers la Suisse (à hauteur de 50 GWh/j pré-crise en Ukraine, ces flux ont augmenté pour passer à 200 GWh/j depuis le conflit en Ukraine), dont une partie significative est *in fine* destinée à l'Italie.
169. Les importations en provenance d'Allemagne, transitant par la connexion d'Obergailbach, ont, quant à elles, fortement diminué pour atteindre leur minimum technique (flux proche de 0 GWh/j comparé à 200 GWh/j pré-crise en Ukraine). Une capacité de 100 GWh/j a été mise à disposition du marché de la France vers l'Allemagne la semaine du 10 octobre 2022, au terme de la concertation publique lancée par la CRE le 15 septembre 2022.
170. Enfin, l'Espagne dispose de six terminaux GNL et d'une capacité totale de réception nettement supérieure à la taille de son marché. Cette capacité excédentaire pourrait être utilisée pour alimenter l'Europe du Nord mais les infrastructures de transport, tant à la frontière Espagne-France que dans le Sud-Est de la France, ne sont pas dimensionnées pour le transit de volumes à hauteur du potentiel d'export depuis l'Espagne et à hauteur des besoins du marché Nord-Européen en cas de rupture des livraisons de gaz russe. Les volumes de gaz exportés depuis l'Espagne vers la France sont actuellement limités par la capacité technique du point d'interconnexion, Pirineos, aujourd'hui plafonnée à 225 GWh/j.
171. La *Figure* ci-dessous, présente les capacités d'importation mobilisables de gaz en France avant le déclenchement de la guerre en Ukraine. L'équilibre entre l'offre et la demande sur le territoire français est garanti, pour majeure partie, par les capacités techniques d'importation liées aux terminaux méthaniers et au point d'importation par canalisation de Dunkerque, qui totalisent, en cumulé, 1 860 GWh/j de capacités d'importation mobilisables. La partie restante des capacités d'importation mobilisables de gaz et de GNL est assurée par les points d'interconnexion entre la France et ses voisins européens (Virtualys avec la Belgique, Obergailbach avec l'Allemagne, Oltingue avec la Suisse et, enfin, Pirineos avec l'Espagne). Préalablement au déclenchement de la guerre en Ukraine, ces flux permettaient d'importer environ ~200 GWh/j (soit 250 GWh/j d'importations cumulées depuis la Belgique et l'Allemagne et 50 GWh/j d'exportations vers la Suisse).

²⁸ Gaz H uniquement.

Capacités d'importation techniques et mobilisables de gaz en France pré-déclenchement de la guerre en Ukraine (GWh/j)



1. Basé sur l'analyse des flux physiques de Q2 2021
Source: ENTSOG, SmartGRTgaz, Terega, ALSI, Analyses Emerton

Figure : Comparaison des capacités d'importation de gaz mobilisables en France pré-déclenchement de la guerre en Ukraine

172. Avant le déclenchement de la guerre en Ukraine, les capacités d'importation mobilisables de gaz et de GNL en France atteignaient donc un total cumulé de 2 060 GWh/j, comme le montre la *Figure* ci-dessus.
173. La *Figure* ci-dessous illustre le bouleversement de certains flux aux points frontières décrits dans les paragraphes ci-dessus et causé par le déclenchement de la guerre en Ukraine et ses conséquences sur les flux d'approvisionnement de gaz d'origine russe. L'état des lieux des capacités d'importation mobilisables en France est très nettement impacté, passant de 2 060 GWh/j à 1 735 GWh/j et présentant donc une diminution de 325 GWh/j.

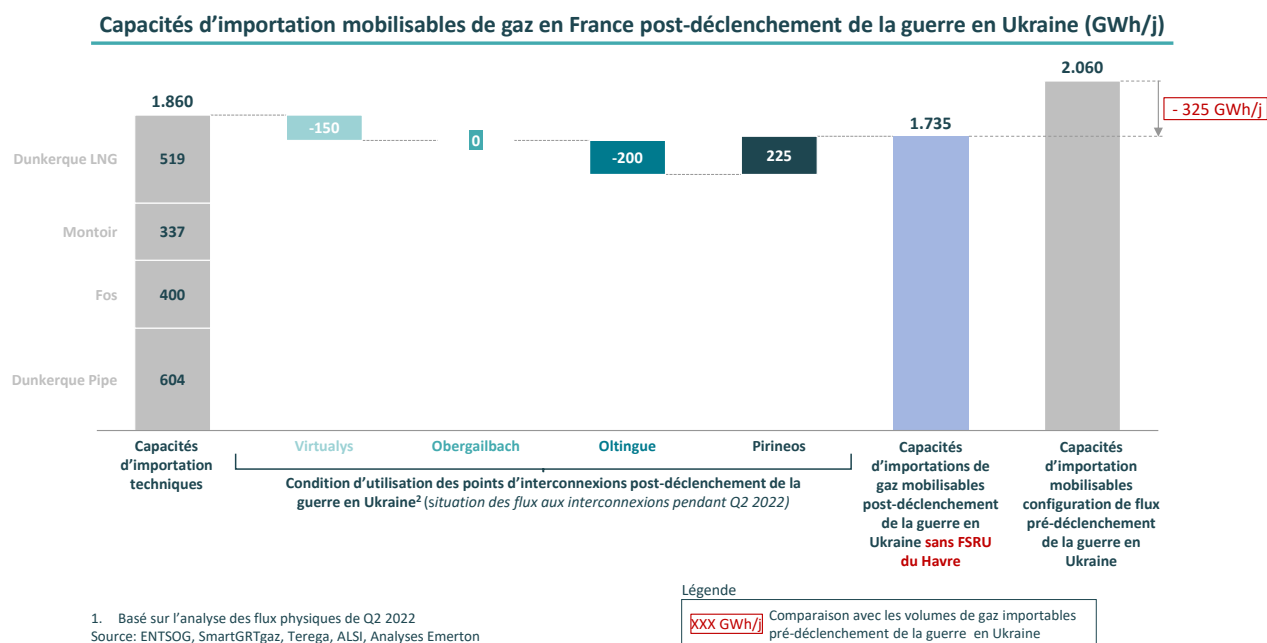


Figure : Comparaison des capacités d'importation de gaz mobilisables en France post-déclenchement de la guerre en Ukraine.

- 174.** Comme le montre la *Figure* ci-dessus, le déséquilibre actuel généré par le changement des flux entre la France et ses voisins européens est d'environ 325 GWh/j de perte de capacité d'importation de gaz.
- 175.** C'est dans ce contexte de perte de capacité d'importation du territoire français, desservant *in fine* le marché Ouest-Européen, que s'inscrit le Projet de FSRU du Havre. Ce Projet est nécessaire pour permettre d'améliorer rapidement la sécurité d'approvisionnement de cette zone. Ce supplément de capacité de 150 GWh/j que représente le FSRU du Havre ne permet pas de revenir à une situation normale pré-crise, le territoire français demeurant déficitaire de 175 GWh/j malgré l'ajout de ce terminal comme illustré dans la *Figure* ci-dessous.

Comparaison des capacités d'importation mobilisables pré et post déclenchement de la guerre en Ukraine (GWh/j)

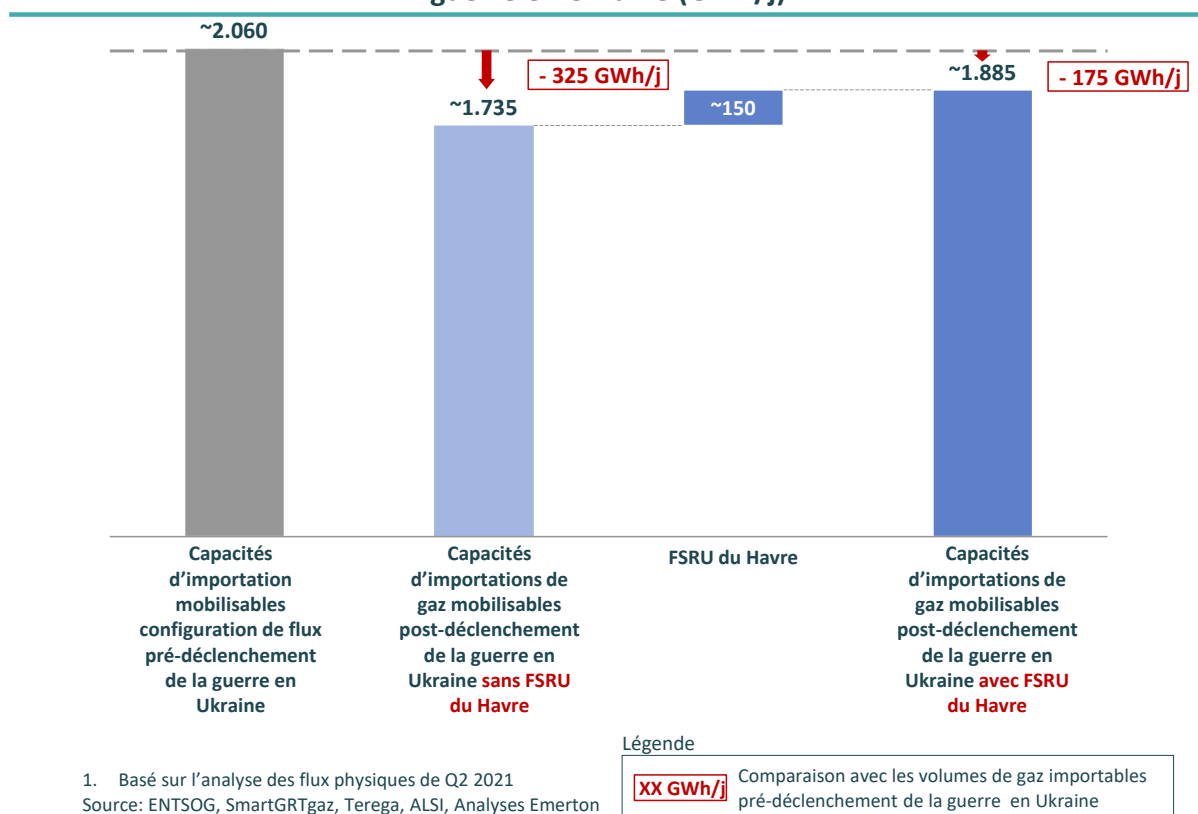


Figure : Comparaison des capacités d'importation de gaz mobilisables en France post-déclenchement de la guerre en Ukraine.

2.3.3. Conclusion sur le critère a)2)

176. Le FSRU du Havre contribuera ainsi significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'UE.

177. Le critère a)2) est donc satisfait.

2.4. Respect du critère b) : le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne sera pas réalisé sans exemption avec une réservation de 50% de la capacité du FSRU par TEGPL.

2.4.1. À ce jour la régulation ne porte que sur des terminaux méthaniers terrestres.

178. À son entrée en service, le FSRU du Havre sera placé en situation de concurrence avec les autres terminaux européens, terrestres ou flottants, qui exerceront une pression évidente sur le niveau de prix et le niveau de qualité et de flexibilité des prestations rendues par le FSRU du Havre.

179. Il n'existe, en France, à ce jour, aucun FSRU.

180. La France n'est, en effet, dotée que de terminaux méthaniers terrestres (Montoir, Dunkerque, Fos Tonkin et Fos Cavaou). Seul un tarif, portant sur chaque terminal terrestre, existe donc à ce jour.
181. La CRE a, en 2021, fixé le tarif ATTM6, qui correspond au sixième tarif portant sur les terminaux méthaniers²⁹ et dont l'objet est de couvrir les coûts des opérateurs de terminaux méthaniers pour les années 2021 à 2024, soit pour une durée d'environ quatre ans avec une clause d'évolution tarifaire à mi-période (1er avril 2023).
182. Conformément à l'article L. 452-1-2 du code de l'énergie, l'ATTM6 couvre les coûts exposés par les opérateurs. Chaque terminal³⁰ a son tarif, qui prend en compte sa structure de coûts, selon une méthodologie identique qui intègre les OPEX prévisionnels (charges nettes d'exploitation, « CNE »), le rendement attendu (charges de capital normatives, « CCN », qui inclue un coût moyen du capital arrêté à 4,25%) et le solde du compte de régularisation des charges et des produits de l'année précédente (« CRCP »).

2.4.2. La Loi Pouvoir d'achat du 16 août 2022 permet soit la régulation, soit l'exemption des terminaux flottants.

2.4.2.1. Le cadre général applicable à l'exploitation d'un FSRU, qu'il soit régulé ou exempté.

183. Le I de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat permet au Ministre chargé de l'énergie, en cas de nécessité, d'augmenter les capacités nationales de traitement de GNL en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement, de désigner un FSRU par arrêté afin de le soumettre au régime prévu par cette disposition.
184. Cette désignation emporte obligation pour l'opérateur du FSRU de le maintenir en exploitation.
185. L'arrêté fixe la date de mise en service commercial du FSRU et peut fixer des capacités de traitement (capacités de regazéification) à atteindre.
186. Le IV de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat prévoit que l'opérateur du FSRU est tenu d'établir un programme annuel d'investissements qu'il doit soumettre à la CRE pour approbation. La CRE veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon fonctionnement du FSRU (opérations d'entretien ou de renouvellement des installations et des équipements).

²⁹ Délibération de la CRE du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.

³⁰ *Ibidem*, pages 10 et 44.

2.4.2.2. Le cadre régulé est applicable, par principe, à l'exploitation d'un FSRU.

187. Conformément au V de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat, le tarif du FSRU est établi de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés et comprend une rémunération des capitaux investis par l'opérateur si ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.
188. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz reverse à l'opérateur du FSRU une part du montant du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel (l'« ATRT ») selon des modalités fixées par la CRE.
189. Par ailleurs, le V de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat renvoie à l'article L. 111-97 du code de l'énergie, lequel prévoit que la CRE veille à ce que les tiers aient un accès transparent et non discriminatoire aux capacités et aux services offerts par l'opérateur du FSRU.

2.4.2.3. Le cadre exempté est applicable, par exception, à l'exploitation d'un FSRU.

190. Le VII de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat permet à l'opérateur d'un FSRU de bénéficier de la dérogation prévue à l'article L. 111-109 du code de l'énergie.
191. Il précise que la décision d'exemption doit comporter les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités du FSRU, définis par la CRE (c'est-à-dire les dérogations qui sont accordées : nature, durée, etc.).
192. C'est dans le cadre de cette disposition légale que s'inscrit la présente Demande d'Exemption.
193. Le VI de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat rappelle l'incompatibilité entre l'établissement d'un tarif régulé et une demande d'exemption. En effet, les modalités d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel prévues au V de l'article 29 de la Loi Pouvoir d'achat ne peuvent bénéficier à un opérateur qui dispose d'une exemption (partielle ou totale) à l'accès des tiers.

2.4.3. Le régime régulé prévu par la Loi Pouvoir d'achat, applicable par principe à l'exploitation d'un FSRU, n'est pas compatible avec les risques encourus par TELSF dans le cadre du Projet du FSRU du Havre, contrairement au régime exempté que la Loi Pouvoir d'achat prévoit également.

194. Dans son essence même, l'application d'un régime régulé supposerait que l'offre de services, les conditions techniques, la structure tarifaire, les niveaux de prix eux-mêmes, soient définis et publiés par la CRE.

2.4.3.1. Les caractéristiques opérationnelles du FSRU sont peu adaptées à l'application d'un régime régulé.

195. Les modalités opérationnelles d'utilisation du FSRU du Havre, qu'il s'agisse des déchargements de méthaniers, du stockage de GNL ou du profil d'émission du GNL regazéifié sur le réseau, sont contraintes.
196. Ces contraintes trouvent leur origine dans le dimensionnement même du Projet qui se caractérise par une capacité de stockage de GNL limitée comparativement aux volumes de GNL usuellement transportés par méthanier.
197. Ce dimensionnement génère des contraintes d'interdépendance entre les modalités opérationnelles de déchargement de GNL (dates des créneaux de déchargement) et le profil des injections journalières du GNL regazéifié sur le réseau.
198. Ces contraintes opérationnelles sont d'autant plus importantes que le nombre d'utilisateurs du FSRU est élevé. La commercialisation de l'intégralité de la capacité sur un mode régulé conduirait ainsi à limiter fortement l'attractivité opérationnelle du FSRU du Havre. Le fait que le terminal du Havre puisse structurer son offre commerciale et opérationnelle sur la base d'une garantie de souscription de 50% constitue un levier important d'attractivité commerciale, tant sur le niveau tarifaire que sur la définition des conditions opérationnelles.

2.4.3.2. L'existence de pertes d'opportunités financières ne favorise pas l'adoption d'un régime régulé pour le FSRU du Havre.

➤ Perte d'opportunité en raison de l'immobilisation du FSRU au Havre.

199. Le Projet implique la mobilisation par TELSF d'un FSRU de sa flotte pour une durée de 5 ans.
200. Comme expliqué au Point 1.3.3., en l'absence de visibilité sur la couverture de tels coûts et sur le niveau des tarifs associés à l'utilisation du FSRU du Havre, visibilité que la régulation ne serait pas à même d'assurer compte tenu, en particulier, des fortes incertitudes qui pèseraient à la fois sur les souscriptions et sur l'utilisation future des capacités du terminal, le Projet ne serait pas réalisé.
201. Dans un modèle régulé, le tarif régulé est, en effet, fixé sur les principes suivants :
 - Les CAPEX, qui représentent une part faible des coûts du Projet, seraient rémunérés entre 3% et 5% en moyenne (tendance décroissante : 6,5% pour l'ATTM4, 5,25% pour l'ATTM5 et 4,25% pour l'ATTM6). Un tel tarif serait largement insuffisant pour un projet comme celui du FSRU du Havre porté par TELSF, qui est une infrastructure temporaire mobilisée dans l'urgence et pour une durée courte et qui, en tant que telle, ne bénéficiera que d'amortissements très limités contrairement aux terminaux méthaniers classiques ;
 - Les OPEX, qui représentent la plus grande part des coûts du Projet en raison des coûts de la charte du FSRU, ne sont pas rémunérés (*pass through*) mais seulement couverts, avec des incertitudes liées à l'importance et à l'imprévisibilité des coûts variables (cf. Point 1.3.3.).

202. Si TELSF parvenait à vendre toute sa capacité de regazéification dans le cadre d'un schéma régulé, à un tarif régulé, ses revenus seraient toujours nettement inférieurs aux revenus qu'elle serait susceptible de percevoir en mettant le FSRU à disposition d'un tiers au prix de marché dans une autre zone géographique.
203. Bien que la perte d'opportunité existe tant dans le modèle exempté que dans le modèle régulé, le modèle exempté permettra toutefois à TELSF, contrairement au modèle régulé, de limiter cette perte d'opportunité car :
- une part importante (50%) du risque commercial sera supportée par TEGPL ; et
 - la mise en place d'un modèle dont 50% de la capacité est réservée à un seul utilisateur et dont le reste de la capacité sera offerte aux tiers avec une exigence d'engagement minimum (cf. Point 2.7.2 et schéma de commercialisation) permettra d'optimiser le fonctionnement du FSRU du Havre par rapport à un modèle régulé avec, le cas échéant, un nombre plus élevé d'utilisateurs.
- Risque financier tenant à l'absence d'engagement du régulateur sur le traitement des coûts de charte en tant que CAPEX.
204. Dans un cadre régulé, le traitement en tant que CAPEX des coûts de la charte du navire n'est pas certain dans la mesure où il ne s'agit pas *stricto sensu* de coûts d'investissement. De tels coûts pourraient donc être considérés *in fine* par le régulateur comme des OPEX, ce qui ne générerait aucune rémunération au-delà de la stricte couverture de leurs coûts. Cette difficulté de qualification constitue un aléa important sur la rentabilité du Projet pour l'opérateur du FSRU. En outre, cet aléa, qui serait levé tardivement par le régulateur, c'est-à-dire après la décision d'investissement du Projet, ne peut donc être supporté par TELSF.
- Risque financier tenant à la variation du taux de change.
205. TELSF paiera ses coûts opérationnels en Euros, à l'exception notable de la charte du FSRU, qui représente une part très importante des coûts opérationnels et qui est libellée et payable en Dollars américains. Dans un cadre régulé, une dépréciation de l'Euro face au Dollar serait donc susceptible de générer des écarts très importants entre les coûts du FSRU tels que portés par l'opérateur et les revenus générés par les tarifs, menaçant ainsi l'équilibre économique de TELSF. L'exemption tarifaire offre la possibilité à TELSF de structurer le tarif de façon à limiter son exposition à l'évolution du taux de change entre l'Euro et le Dollar, tout en veillant à préserver l'attractivité commerciale du FSRU pour ses utilisateurs.
- 2.4.3.3. Le régime régulé conduirait à détériorer l'attractivité commerciale du FSRU du Havre.**
206. L'attractivité commerciale du Projet du Havre dépend des caractéristiques propres du terminal (aspects logistiques et coût d'utilisation) et des caractéristiques du marché auquel il permet d'accéder (liquidité, prix). La régulation viendrait limiter l'attractivité du Projet en raison du manque de visibilité sur le niveau tarifaire. Les souscriptions pluriannuelles seraient alors peu attractives.

➤ Risque commercial tenant à une absence d'utilisation ou à une sous-utilisation du terminal.

207. En raison des *spreads* de prix apparus entre le marché de gros du gaz français et les marchés belges, néerlandais, allemand et italien, le marché de gros du gaz français est devenu significativement moins attractif en prix pour les acteurs du marché du GNL. Comme l'illustre la *Figure* ci-dessous, l'écart entre le prix M+1 du PEG et des TTF et THE a atteint 100 €/MWh fin août 2022.

Variation des indices M+1 des hubs ouest-européens entre le 1^{er} juillet et le 31 août 2022 (€/MWh)

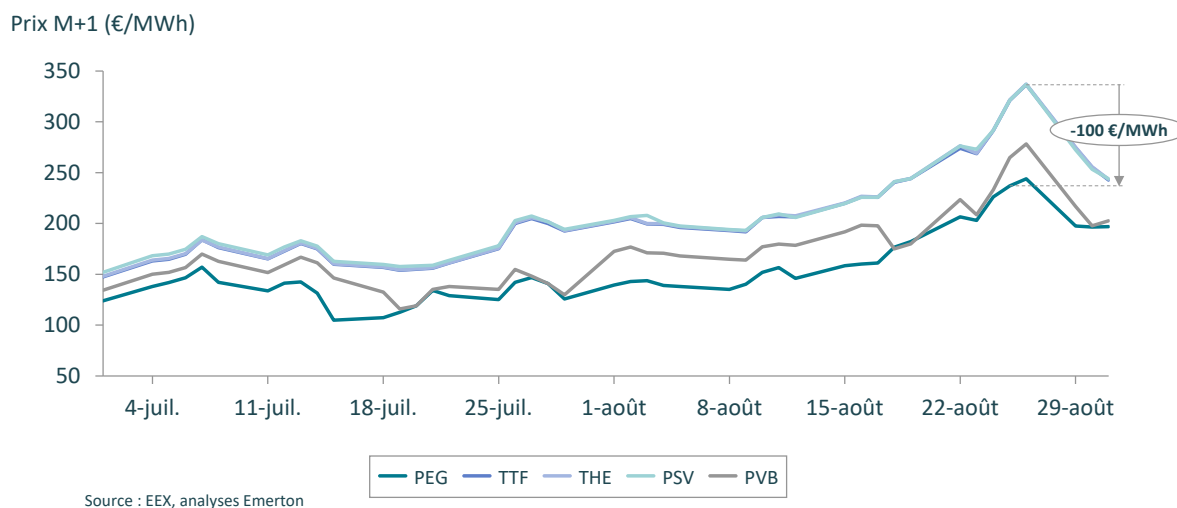


Figure : Comparaison des niveaux de prix sur les différents marchés Ouest-Européens.

➤ Risque commercial tenant à une absence forte de visibilité sur les souscriptions de capacités.

208. Dans un cadre régulé, TELSF serait donc contrainte de réaliser des investissements et d'immobiliser le FSRU sans visibilité sur ses revenus futurs. Accepter l'exploitation du FSRU dans un cadre régulé serait particulièrement risqué comme démontré ci-dessus.

TEGPL souhaite pouvoir réserver 50% de la capacité du FSRU du Havre sur une durée de 5 ans à compter de la date de mise en service commercial et s'engage, en contrepartie, à assumer les risques commerciaux associés à la réservation de cette capacité.

2.4.4. Conclusion sur le critère b).

209. Le régime régulé est incompatible avec le projet de TELSF. TELSF n'aurait aucun intérêt industriel et économique à s'engager dans un projet qui, compte tenu de la pression concurrentielle et de la capacité d'arbitrage des fournisseurs de GNL, s'exposerait à un échec commercial en l'absence de garanties d'attractivité.

210. Ainsi, sans exemption, le Projet ne sera pas réalisé.

211. Le critère b) est donc satisfait.

2.5. Respect du critère c) : l'infrastructure appartiendra à une personne morale qui est distincte, sur le plan juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite.

2.5.1. TELS F.

212. TELS F, filiale de TotalEnergies, immatriculée auprès du greffe du tribunal de commerce de Nanterre le 5 février 2021 (identifiée sous le n° 893 714 329 R.C.S. Nanterre), se destine à être le futur opérateur du terminal du Havre.

2.5.2. La distinction avec le gestionnaire du réseau public de gaz.

213. Comme le rappelle le document de travail des services de la Commission européenne du 6 mai 2009, il s'agit de démontrer, par une autonomie juridique entre le gestionnaire de réseau et TELS F, que l'activité exemptée n'est pas financée par le tarif régulé des activités régulées du gestionnaire de réseau.

214. Le gestionnaire de réseau gazier auquel le FSRU du Havre sera raccordé est GRTgaz. GRTgaz est une société anonyme constituée le 11 décembre 2001, immatriculée au greffe du tribunal de commerce de Nanterre et identifiée sous le n° 440 117 620 RCS Nanterre.

215. GRTgaz est détenue à 60,9% par Engie, entreprise verticalement intégrée du secteur de l'énergie, 39% 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 0,5% par le fonds salariés Alto.

216. La société GRTgaz SA (n° 440 117 620 RCS Nanterre) est juridiquement distincte de la société TotalEnergies LNG Services France SAS (n° 893 714 329 R.C.S. Nanterre).

217. La démonstration de l'absence de lien juridique entre TELS F et GRTgaz est donc immédiate.

2.5.3. Conclusion sur le critère c).

218. Il résulte de ces éléments que le propriétaire du terminal, TELS F, est juridiquement distinct du gestionnaire du réseau public gazier auquel il sera raccordé.

219. Le critère c) est donc satisfait.

2.6. Respect du critère d) : des droits seront perçus auprès de l'utilisateur de l'infrastructure concernée.

220. TELS F mettra en place un tarif lui permettant de couvrir tous les coûts afférents à la prestation du service de réception, stockage et regazéification du GNL pour la capacité nominale du FSRU :

- ses coûts fixes composés essentiellement :

- de la part fixe de la charte de location du FSRU ;
 - du remboursement et de la rémunération des investissements du Projet : aménagement du quai, équipement gaz, sécurité, frais d'ingénierie et de développement, etc. ;
 - des coûts d'exploitation fixes : loyer du quai, frais de personnel, services portuaires, sécurité-gardiennage, coûts informatiques, assurances, taxes, contrats de service et maintenance, provision de démantèlement, etc.
- ses coûts variables composés essentiellement :
- d'impôts et taxes
 - de la part variable de la charte de location du FSRU ;
 - des éventuels coûts de CO₂, de maintien en froid du FSRU, etc.
221. Le tarif payé par les utilisateurs, en ce compris TEGPL, sera soumis à un engagement de type *ship or pay*.
- Il fera l'objet d'une estimation annuelle par TELSf et sera facturé et payé sur une base mensuelle par tranches de 1/12^{ème}.
222. Il en résulte que des droits d'utilisation seront effectivement perçus par la TELSf auprès des utilisateurs du FSRU du Havre (TEGPL et des tiers). Le critère d) est donc satisfait.

2.7. Respect du critère e)1) : la dérogation ne portera pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz.

2.7.1. La substitution de gaz russe par de la capacité d'importation de GNL par TELSf ne peut qu'améliorer les conditions de fonctionnement du marché intérieur.

223. Le Projet permettra de proposer à la commercialisation au PEG (et potentiellement sur les autres hubs européens) des volumes de GNL regazéifiés au Havre.
224. Cette proposition contribuera directement à renforcer la concurrence sur le marché de gros aval.
225. En outre, les effets sur la concentration du marché de gros amont (marché de l'approvisionnement de gaz et de GNL) au périmètre pertinent, regroupant la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne seront bénéfiques comme le montrent les analyses présentées ci-avant dans ce dossier.

2.7.2. La mise en place d'un mécanisme anti-rétention de capacités garantit l'absence d'atteinte à la concurrence.

226. TELSf, tenant compte des recommandations de la Commission européenne et de la CRE, mettra en place des mécanismes de remise sur le marché des capacités non utilisées. Les systèmes envisagés, de type Use-It-Or-Lose-It (« UIOLI »), aura pour objet de maximiser l'utilisation du terminal du Havre pour lui permettre de pleinement jouer son rôle de contributeur à la sécurité

d'approvisionnement de la France et de l'Europe et pour aider les souscripteurs à valoriser au mieux leur actif.

227. TELS SF souhaite permettre à chaque souscripteur de choisir, entre deux mécanismes de UIOLI, celui qui lui sera le mieux adapté. Chaque mécanisme devra garantir l'absence de rétention de la capacité primaire sans dégrader significativement la valeur de la souscription, être simple à mettre en œuvre, flexible, et, pour être efficace, être bien compris par le marché et les acteurs susceptibles d'être intéressés par le service proposé. Les modalités opérationnelles détaillées des mécanismes UIOLI proposées seront destinées à être partagées avec la CRE afin de garantir qu'elles répondent bien aux besoins du marché.

➤ Les modalités de mise en œuvre des mécanismes proposés sont les suivantes.

228. Mécanisme de UIOLI n° 1 :

- La capacité proposée dans ce cadre sera commercialisée sous forme d'un lot comprenant un créneau de déchargement, une quantité de GNL à décharger, une quantité de gaz à émettre en sortie du FSRU et un profil d'émission.
- Dans un délai raisonnable³¹ avant la date du créneau, le souscripteur proposera au marché, *via* un appel d'offres, la vente du lot décrit ci-dessus pour le créneau que le souscripteur ne souhaite pas utiliser.
- La date du créneau de déchargement, les quantités à décharger et à émettre, et le profil seront ceux qui figurent, pour ledit créneau, dans le programme annuel ou trimestriel de déchargement en vigueur à la date de mise en vente.
- Le souscripteur sera autorisé à fixer un prix de réserve positif pour le lot.

229. Mécanisme de UIOLI n° 2 :

- La capacité proposée dans ce cadre sera commercialisée sous forme de *swap* où le souscripteur achètera à un acteur tiers du marché GNL *ex-ship* à l'entrée du terminal et revendra à cette même contrepartie une quantité équivalente de gaz (moins le volume utilisé dans le processus de regazéification et de transport) livré au PEG.
- Dans un délai raisonnable³² avant la date du créneau, le souscripteur proposera au marché, *via* un appel d'offres, la vente du *swap* décrit ci-dessus pour le créneau que le souscripteur ne souhaite pas utiliser.
- Le souscripteur sera autorisé à fixer un prix de réserve positif pour le *swap*.
- Le service contracté par l'acteur tiers par le biais du *swap* sera, sur le plan opérationnel et commercial, identique à celui qui aurait été obtenu en achetant directement de la capacité

³¹ Ce délai sera précisé ultérieurement et soumis à l'appréciation de la CRE.

³² Ce délai sera précisé ultérieurement et soumis à l'appréciation de la CRE.

auprès de l'opérateur du terminal. Cela lui permettra notamment de livrer à l'entrée du terminal et de récupérer au PEG, selon des modalités identiques, les mêmes quantités de gaz que s'il utilisait directement la capacité correspondante de regazéification.

- Le mécanisme proposé évite au tiers :
 - de réserver de la capacité d'accès au réseau de transport entre le terminal et le PEG ;
 - d'avoir à établir et gérer la relation commerciale et opérationnelle avec l'opérateur du réseau de transport.
 - *In fine*, la différence entre le mécanisme UIOLI n° 2 et le mécanisme UIOLI n° 1 réside dans le schéma contractuel. En pratique, les effets concrets sont les mêmes : un tiers pourra accéder au terminal par le truchement d'un contrat avec le souscripteur, et les modalités de déchargement d'un méthanier par ce tiers et de relivraison du gaz au PEG seront identiques à celles qu'aurait assuré le FSRU du Havre dans l'hypothèse d'une relation contractuelle directe avec ce tiers.
230. La remise sur le marché de la capacité sera réalisée par le souscripteur selon un processus transparent et non discriminatoire, par appel d'offres ouvert à l'ensemble des acteurs susceptibles d'être intéressés par la livraison de GNL dans le terminal. Afin de permettre au processus de remise de capacités sur le marché d'être rapide et efficient, les acteurs du marché consultés seront préalablement qualifiés en application de critères objectifs.
231. Tant qu'une cession de capacité n'aura pas été conclue pour un créneau donné, le souscripteur pourra décider de retirer son offre et d'utiliser le créneau de déchargement et le service de stockage et regazéification correspondant pour son propre compte.
232. Le souscripteur sera tenu d'informer en temps réel l'opérateur du FSRU des opérations engagées pour la remise de capacité non utilisée au marché et de leurs résultats.

2.8. Respect du critère e)2) : la dérogation ne porte pas atteinte à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est raccordée.

2.8.1. Le FSRU du Havre améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau de GRTgaz.

233. Le FSRU va constituer un nouveau point d'injection de gaz sur le réseau de transport national et européen. Il va contribuer au foisonnement des capacités d'entrée et donc à l'amélioration de la fiabilité de l'ensemble du système.
234. La CRE note qu'au-delà de la situation de crise actuelle, « *la réalisation de ce projet offrant la possibilité de rapidement connecter un FSRU gardera une valeur assurantielle à long terme pour*

le système français (par exemple si l'une des entrées de gaz sur le réseau français était temporairement indisponible). »³³.

235. Le projet de création d'un raccordement permettant d'accueillir un FSRU sur le réseau de GRTgaz au Havre a été approuvé par la CRE le 21 juillet 2022³⁴.

2.8.2. TELS F met tout en œuvre afin d'optimiser l'intégration du FSRU du Havre au sein du réseau de transport.

236. TELS F a développé, très en amont, des échanges avec GRTgaz afin de permettre à ce dernier d'étudier dans les meilleures conditions les modalités de raccordement du FSRU du Havre au réseau de transport de GRTgaz.

237. « *Le réseau de GRTgaz [est] déjà dimensionné pour [le FSRU du Havre] », c'est-à-dire pour « la construction d'une plateforme de 1400 m² incluant la connexion pour un FSRU, les fonctions de réchauffage, odorisation et régulation de la pression, ainsi qu'une canalisation en DN500 vers le réseau existant »³⁵.*

238. Dans ce cadre, des comités de pilotage réguliers avec les services de GRTgaz ont lieu pour contrôler et coordonner l'avancement des études et des dossiers d'autorisation, identifier les difficultés potentielles et « *aléas associés aux travaux identifiés par le CRE (traversée du grand canal du Havre notamment) »³⁶, côté FSRU comme côté réseau. Cette bonne coordination est le premier élément de garantie de maintien de la sûreté du système.*

239. TotalEnergies est ainsi en contact régulier avec GRTgaz en lien avec le Projet du FSRU du Havre.

240. Un accord inter-opérateurs (l'« **Accord Inter-Opérateurs** ») sera conclu entre TELS F et GRTgaz.

241. L'Accord Inter-Opérateurs a pour objet de fixer les modalités de gestion des flux et la bonne gestion de l'interface entre TELS F et GRTgaz.

2.8.3. Conclusion sur le critère e)2).

242. Le Projet améliorera l'efficacité du réseau de transport de gaz par une sécurité et une résilience accrue apportées au réseau.

243. Le FSRU du Havre améliorera significativement la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'UE, avec des conséquences positives pour l'efficacité du fonctionnement du réseau (baisse de la probabilité de rupture d'approvisionnement).

³³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2022-2140 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).

³⁴ Ibidem.

³⁵ Ibidem.

³⁶ Ibidem.

2.9. Conclusion quant à la satisfaction des critères d'exemption.

- 244.** Ce qui précède a démontré que le Projet satisfaisait aux sept critères cumulatifs a)1), a)2), b), c), d), e)1) et e)2) issus des exigences de la Directive et des dispositions du code de l'énergie :
- Il a été démontré que le FSRU du Havre améliorera la concurrence, satisfaisant aux critères a)1) et e)1) (cf. Point 2.2.) ;
 - Le dossier a également montré que le Projet de FSRU du Havre améliorera la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'UE, satisfaisant au critère a)2) (cf. Point 2.3.) ;
 - La démonstration a été faite que le Projet se plaçait à un niveau de risque tel que le FSRU du Havre ne pourrait être exploité dans un cadre non-exempté, satisfaisant au critère b) (cf. Point 2.4.) ;
 - Il a été établi que le FSRU du Havre sera exploité par une société juridiquement distincte du gestionnaire du réseau de gaz auquel il sera relié, satisfaisant au critère c) (cf. Point 2.5.) ;
 - TELSIF a explicité son intention de mettre en œuvre un tarif pour l'accès au FSRU du Havre, ce qui satisfait le critère d) (cf. Point 2.6.) ;
 - Il est également établi que le FSRU du Havre ne portera pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur (cf. Point 2.7.) ;
 - Enfin, il a été démontré que le FSRU du Havre améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau, satisfaisant au critère e)2) (cf. Point 2.8.).
- 245.** Dans ces conditions, le Projet remplit l'ensemble des conditions nécessaires à l'obtention d'une exemption, pour une durée de 5 ans à compter de sa mise en service commercial.

Annexe 1

Kbis de la société TELSF

Greffes du Tribunal de Commerce de Nanterre
4 Rue Pablo Neruda
92020 Nanterre Cedex
N° de gestion 2021B01393

Extrait Kbis

EXTRAIT D'IMMATRICULATION PRINCIPALE AU REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES à jour au 17 octobre 2022

IDENTIFICATION DE LA PERSONNE MORALE

<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	893 714 329 R.C.S. Nanterre
<i>Date d'immatriculation</i>	05/02/2021
<i>Dénomination ou raison sociale</i>	TotalEnergies LNG Services France
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Capital social</i>	50 000,00 Euros
<i>Adresse du siège</i>	1 Passerelle des Reflets 92400 Courbevoie
<i>Activités principales</i>	L'exploitation et la gestion d'un terminal flottant de stockage et regazéification (« FSRU ») ; la prestation de services de déchargement, rechargement, stockage, regazéification de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), pour l'émettre sur les réseaux de transport à destination des lieux de consommation ; la commercialisation de biens et services directement ou indirectement liés à l'installation, notamment l'accès des tiers aux services de regazéification.
<i>Durée de la personne morale</i>	Jusqu'au 05/02/2120
<i>Date de clôture de l'exercice social</i>	31 décembre
<i>Date de clôture du 1er exercice social</i>	31/12/2021

GESTION, DIRECTION, ADMINISTRATION, CONTROLE, ASSOCIES OU MEMBRES

Président

<i>Nom, prénoms</i>	[REDACTED]
<i>Date et lieu de naissance</i>	[REDACTED]
<i>Nationalité</i>	[REDACTED]
<i>Domicile personnel</i>	[REDACTED]

Directeur général

<i>Nom, prénoms</i>	[REDACTED]
<i>Date et lieu de naissance</i>	[REDACTED]
<i>Nationalité</i>	[REDACTED]
<i>Domicile personnel</i>	[REDACTED]

RENSEIGNEMENTS RELATIFS A L'ACTIVITE ET A L'ETABLISSEMENT PRINCIPAL

<i>Adresse de l'établissement</i>	1 Passerelle des Reflets 92400 Courbevoie
<i>Activité(s) exercée(s)</i>	L'exploitation et la gestion d'un terminal flottant de stockage et regazéification (« FSRU ») ; la prestation de services de déchargement, rechargement, stockage, regazéification de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), pour l'émettre sur les réseaux de transport à destination des lieux de consommation ; la commercialisation de biens et services directement ou indirectement liés à l'installation, notamment l'accès des tiers aux services de regazéification.
<i>Date de commencement d'activité</i>	20/01/2021
<i>Origine du fonds ou de l'activité</i>	Création

Greffes du Tribunal de Commerce de Nanterre
4 Rue Pablo Neruda
92020 Nanterre Cedex
N° de gestion 2021B01393

Mode d'exploitation

Exploitation directe

Le Greffier







A handwritten signature in black ink, appearing to be 'M. [unintelligible]', written over a horizontal line.

FIN DE L'EXTRAIT

Annexe 2

Projets de nouveaux terminaux méthaniers, FSRU ou d'extension de terminaux existants sur le marché Ouest-Européen (au 30 septembre 2022).

Pays	Nom/localisation du terminal	Année de mise en service	Capacité (en Gm ³)
	Brunsbüttel LNG terminal-1	2023	3,50
	Brunsbüttel LNG terminal-2	2026	4,50
	Stade LNG terminal	2026	13,3
	Wilhelmshaven	2022	5,00
	Wilhelmshaven	2023	5,00
	Wilhelmshaven	2023	5,00
	Wilhelmshaven	2023	5,00
	Wilhelmshaven	2024	5,00
	Zeebrugge LNG Terminal - Extension	2024	6,40
	Zeebrugge LNG Terminal - Extension	2026	8,20
	FSRU 1 - SNAM Golar Tundra	2023	5,00
	FSRU 2 - SNAM Golar Arctic	2024	5,00
	BW Singapour	2024	5,00
	Porto Levante LNG terminal	2024	0,50
	Porto Empedocle	2026	8,274
	Gate terminal, Rotterdam	2024	1,50
	Gate terminal, Rotterdam	2026	2,50
	Eemsenergyterminal	2022	8,00

Annexe 3

Méthodologie d'estimation des parts de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont Ouest-Européen.



















	Description de l'étape
Etape 1 : Récupération des données	<ul style="list-style-type: none">▪ Récupération des capacités souscrites et techniques sur l'ensemble des points d'entrée vers le marché ouest-européen,▪ Les informations sont récupérées via différentes sources (ENTSOG, GRTgaz, Terega, ALSI et les sites des opérateurs des terminaux méthaniers)
Etape 2 : Retraitement des données	<ul style="list-style-type: none">▪ Retraitement des données ENTSOG, qui renseignent pour chaque point d'entrée les capacités techniques et souscrites en entrée et sortie :<ul style="list-style-type: none">– Par exemple au point « Olbernhau (DE) / Hora Svaté Kateřiny (CZ) » qui connecte l'Allemagne avec la République Tchèque, sont renseignées les capacités de sortie de la République Tchèque et d'entrée vers l'Allemagne– Lorsque les données d'entrée et de sortie ne correspondent pas, c'est la plus petite valeur qui est retenue (par exemple, si la capacité d'entrée à Olbernhau est de 100 GWh/j et celle de sortie à Hora Svaté Kateřiny de 50 GWh/j, c'est 50 GWh/j qui est retenu pour ce point)▪ Pour les terminaux méthaniers, l'hypothèse prise est que 100% de la capacité technique est souscrite
Etape 3 : Agrégation des données et calcul des parts de marché	<ul style="list-style-type: none">▪ Somme de l'ensemble des capacités des points d'entrée vers le marché ouest-européens et calcul des parts de marché de TotalEnergies et Gazprom▪ Pour obtenir les parts de marché, on fait l'hypothèse conservatrice que Gazprom possède une capacité égale aux volumes exportés vers ces pays

Légende

Hypothèse conservatrice

Annexe 4





















Détail des capacités techniques et souscrites vers le marché européen considérées pour les analyses du marché de gros amont.

Pays	Nom du pipeline	Capacités Techniques (GWh/j) ¹					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028
	FranPipe	604	604	604	604	604	604
	Zeebruge ZPT Pipeline	337	338	337	336	336	336
	Interconnector	238	185	180	180	180	180
	Production	673	673	673	673	673	673
	Emden EPT1	964	964	964	964	964	964
	Europipe 1	488	398	398	398	398	398
	Europipe 2	126	43	43	43	43	43
	Netra	542	293	216	216	216	266
	Nord Stream 1	1313	1304	1385	1167	1167	1167
	Malnow	625	649	649	649	649	649
	Waidhaus (OGE)	272	249	249	169	135	100
	VIP Oberkappel	154	135	135	135	135	135
	Uberackern ABG	175	175	175	175	175	0
	Tarvisio	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Transmed	1138	1138	1138	1138	1138	1138
	TAP	291	291	291	291	291	291
	Gorizia	42	42	42	42	42	42
	GreenStream	476	476	476	476	476	476
	Medgaz	337	337	337	337	337	337
	MEG	443	443	443	443	443	443
	Total	10435	9936	9935	9636	9602	9442

1. Capacités techniques publiées à mi-juillet 2022

Source : ENTSOG, GRTgaz, Analyses Emerton

Dossier de demande d'exemption TotalEnergies LNG Services France (version publique)

Pays	Nom du pipeline	Capacités souscrites (GWh/j)					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028
	FranPipe	289	265	249	151	0	0
	Zeebruge ZPT Pipeline	272	338	337	277	100	97
	Interconnector	38	17	17	17	17	13
	Production	2	0	0	0	0	0
	Emden EPT1	222	197	164	104	68	8
	Europipe 1	328	102	102	102	76	0
	Europipe 2	87	39	34	15	2	0
	Netra	369	175	170	140	77	0
	Nord Stream 1	1194	1349	1347	1129	1129	1129
	Malnow	0	0	0	0	0	0
	Waidhaus (OGE)	272	249	249	169	135	100
	VIP Oberkappel	22	6	0	0	0	0
	Uberacker ABG	0	0	0	0	0	0
	Tarvisio	179	179	179	179	179	0
	Transmed	0	0	0	0	0	0
	TAP	272	272	272	272	272	272
	Gorizia	0	0	0	0	0	0
	GreenStream	120	119	90	0	0	0
	Medgaz	0	0	0	0	0	0
	MEG	0	0	0	0	0	0
	Total	3665	3308	3210	2555	2056	1618

1. Capacités techniques publiées à mi-juillet 2022

Source : ENTSOG, GRTgaz, Analyses Emerton