Dossier de demande d'exemption d'accès régulé des tiers pour le terminal méthanier de Dunkerque – **Version Publique**

février 2009

Sommaire

Partie 1. Contexte général de la demande d'exemption 4

1 Introduction 5

2 Présentation générale du projet 6

2.1 Genèse et raison d'être du projet....6
2.1.1 Le lancement du projet de terminal, adossé à la stratégie d'EDF dans le domaine du gaz naturel....6
2.1.2 Situation du terminal....8
2.2 Aspects techniques....8
2.3 Interfaces et partenaires du projet....9
2.3.1 Dunkerque Port : le Grand Port Maritime de Dunkerque....9
2.3.2 Réseau de transport de gaz (GRTgaz)....9
2.3.3 Réseau de transport électrique (RTE)....10
2.4 La société Dunkerque LNG porteuse du projet....10

3 Présentation de la démarche commerciale du projet 11

4 Présentation et motivation de la demande d'exemption d'accès régulé des tiers 13

4.1 Eligibilité de l'infrastructure....13
4.2 Nécessité d'une exemption d'accès régulé des tiers....13
4.3 Motivations de la demande d'exemption....14

5 Rappel du contexte légal européen et français dans lequel s'inscrit la demande d'exemption 15

5.1 Le contexte européen....15
5.1.1 La directive gaz de 2003....15
5.1.2 Les demandes de dérogation formées à ce jour....15
5.2 Le cadre national....16
5.2.1 La loi du 9 août 2004....16
5.2.2 Le décret d'application du 29 juillet 2005....16
5.2.3 Des indications d'interprétation fournies par la CRE....16

Partie 2. Evaluation, dans le cadre du projet, de la satisfaction de chacune des conditions requises pour l'exemption 17

1 Structure de la démonstration 18

1.1 Analyse de la satisfaction des conditions d'exemption....18
1.2 Organisation de la démonstration....18

2 Respect du critère A1 : l'investissement renforcera la concurrence dans la fourniture de gaz 19

2.1 Le marché pertinent....19
2.2 Autres marchés concernés au sens de l'article 22 de la directive....20
2.3 La méthode d'analyse....21
2.4 Les résultats obtenus....22
2.4.1 Effets sur le marché pertinent....22
2.4.2 Effets sur les autres marchés concernés....22
2.5 Synthèse....23

3 Respect du critère A2 : l'investissement améliorera la sécurité d'approvisionnement 24

3.1 Prévisions quant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2014-2030....24

3.2 L'apport du terminal de Dunkerque LNG à la sécurité d'approvisionnement 24
3.3 Scenarii contractuels pour les sources de GNL 24
4 Respect du critère B : le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne sera pas réalisé sans exemption à 100 % 26
4.1 Le cadre régulé et son évolution 26
4.1.1 Définition du cadre régulé en vigueur 26
4.1.2 Indications sur le futur cadre régulé des terminaux méthaniers 27
4.1.3 Caractéristiques du cadre exempté 27
4.2 L'incompatibilité d'un régime régulé avec le modèle stratégique 28
4.2.1 La cohérence avec les ambitions industrielles d'EDF 28
4.2.2 La nécessité d'une coïncidence avec les attentes des partenaires commerciaux 28
4.2.3 La satisfaction des exigences de sécurité des prêteurs sur les prix et les volumes 29
4.3 La nécessité de l'exemption complète sur 20 ans pour satisfaire aux critères d'attractivité commerciale du terminal 29
4.3.1 Les hypothèses de la modélisation 29
4.3.2 La nécessité d'une exemption 30
4.3.3 La nécessité d'une exemption sur 20 ans 30
4.4 Conclusion sur le critère B 31
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 32
5.1 Dunkerque LNG 32
5.2 Distinction du gestionnaire de système gazier 32
5.3 Distinction des gestionnaires de systèmes électriques 32
5.4 Satisfaction du critère C 32
6 Respect du critère D : des droits seront perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée 33
7 Respect du critère E1 : la dérogation ne portera pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz 34
7.1 Conséquences de l'analyse concurrentielle développée pour le critère A1 34
7.2 Mécanisme de remise sur le marché des capacités non utilisées 34
7.2.1 Objectif et contraintes 34
7.2.2 Principes 34
8 Respect du critère E2 : la dérogation ne porte pas atteinte à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée 36
8.1 Le terminal améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau de GRTgaz 36
8.2 Dunkerque LNG met tout en œuvre afin d'optimiser l'intégration du terminal au sein du réseau de transport 37
Contrat de partenariat 38
8.3 Conclusion 39
9 Conclusion quant à la satisfaction des critères d'exemption 40

PARTIE 1. CONTEXTE GÉNÉRAL DE LA DEMANDE D'EXEMPTION

1 Introduction

1. La société Dunkerque LNG est actuellement porteuse d'un projet de construction et d'exploitation d'un terminal de regazéification de gaz naturel liquéfié situé dans l'emprise du Port Autonome de Dunkerque[1], dans le département du Nord (ci-après "le terminal").
2. Le présent mémoire constitue la version publique du dossier de demande d'exemption à l'obligation d'accès régulé des tiers (ATR) prévue à l'article 2 de la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie (ci-après "demande d'exemption").
3. Par ce mémoire, Dunkerque LNG entend démontrer que le projet satisfait aux critères d'exemption d'accès régulé des tiers tels que définis à l'article 22 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, transposée en droit français par l'article 44 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 et le décret n°2005-877 du 29 juillet 2005. Dunkerque LNG souhaite obtenir une exemption totale d'une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale du terminal.
4. La demande d'exemption sera formellement signée par M. Dominique Venet, Président de la société Dunkerque LNG, selon une démarche approuvée par son Comité exécutif, en accord avec ses statuts. Elle a été réalisée avec l'appui des cabinets de conseil Roland Berger[2] et Frontier Economics[3].
5. La demande d'exemption s'attachera à détailler le contexte général du projet de terminal de regazéification à Dunkerque, avant de démontrer que celui-ci répond aux différents critères nécessaires à l'obtention de l'exemption.

[1] Le Port Autonome de Dunkerque est organisé depuis décembre 2008 selon la nouvelle dénomination de Dunkerque Port
[2] Roland Berger Strategy Consultants est un cabinet de conseil aux Directions Générales, disposant d'un bureau à Paris, intervenant sur l'ensemble des problématiques de stratégie, de management et d'amélioration de la performance, et qui a développé une expertise forte sur le secteur de l'énergie.
[3] Frontier Economics est un cabinet de conseil économique basé à Londres ayant développé une expertise approfondie des problématiques de concurrence et de l'économie des marchés énergétiques. Frontier Economics a par le passé réalisé des dossiers de demande d'exemption d'accès régulé des tiers pour des terminaux méthaniers au Royaume-Uni et aux Pays-Bas.

2 Présentation générale du projet

2.1 Genèse et raison d'être du projet

2.1.1 Le lancement du projet de terminal, adossé à la stratégie d'EDF dans le domaine du gaz naturel

6. Dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie, EDF cherche à se développer sur les marchés de la fourniture du gaz en France et en Europe. A cette fin, elle a développé des offres de fournitures et des services liés à l'énergie. Traitant aujourd'hui un volume annuel de gaz de 26,7 Gm^3, le groupe souhaite atteindre un volume[4] de 45 Gm^3 à l'horizon 2015[5]. Pour soutenir ce programme volontariste de développement de la fourniture en gaz en France et dans les pays limitrophes, EDF a besoin de développer ses approvisionnements en gaz.

7. Or comme le notait la Commission Européenne dans le rapport issu de son enquête sectorielle[6], l'accès aux approvisionnements en gaz est très contraint pour les opérateurs alternatifs comme EDF. Dans ces conditions, il est nécessaire pour EDF d'ouvrir de nouvelles « routes » gazières, en créant une infrastructure d'importation pour permettre à ses ambitions de fournisseur alternatif de gaz de prendre corps[7].

8. EDF fait avec d'autres l'analyse que le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) est la seule solution accessible à un opérateur alternatif pour ouvrir de "nouvelles routes". La chaîne technique et commerciale du GNL est en effet plus segmentée et plus accessible que celle des gazoducs.

9. C'est dans ce contexte de réflexion stratégique au sein du groupe EDF que, en juillet 2006, le Port Autonome de Dunkerque (Dunkerque Port) a lancé un appel à projet restreint pour la construction et l'exploitation d'un terminal de regazéification de GNL sur son territoire. Or, Dunkerque, situé à l'extrémité Nord de la France, se trouve au centre de gravité gazier du groupe EDF, intégré au marché français et à proximité du Benelux, de la Grande-Bretagne et encore peu éloigné du Bade-Wurtemberg. De plus, le Nord de la France est géographiquement bien situé, intégré à la "banane bleue" européenne qui regroupe les plus fortes concentrations d'activités économiques et de consommations gazières du continent. Il est donc apparu à EDF que Dunkerque[8] pouvait être un positionnement efficace pour un point d'approvisionnement majeur en gaz du groupe EDF et de ses filiales. EDF a répondu positivement à l'appel à projet de Dunkerque Port pour le développement d'un terminal méthanier. Après examen des différents dossiers reçus, la candidature d'EDF a finalement été retenue par le Conseil d'administration du port en octobre 2006.

10. Pour Dunkerque Port, le terminal méthanier sera l'occasion de renforcer la position de Dunkerque en tant que plateforme énergétique de référence en Europe, et de développer son trafic portuaire dans un contexte de concurrence intense avec les grands ports de la mer du Nord.

11. Après étude des différentes possibilités d'implantation sur le territoire de Dunkerque Port, et après écoute des avis développés par les acteurs socio-économiques lors du Débat Public sur

[4] Sur les marchés France, Italie, Grande-Bretagne, Belgique et Allemagne
[5] Soit une croissance en volume de 8% par an
[6] Commission Européenne, Energy sector inquiry, 10 janvier 2007- p.7
[7] Il peut être noté que selon l'ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) la création d'une nouvelle infrastructure gazière visant à permettre l'entrée sur un marché forme un cadre où une exemption d'ATR est particulièrement justifiable : "Where the only effective means of market entry is by establishing new infrastructure, e.g. due to lack of available capacity on existing infrastructure, the granting of an exemption may be justified." (Draft Guidelines on Article 22 : An ERGEG Public Consultation Paper, 5 mars 2008 - p.7)
[8] Une étude diligentée par EDF et menée par Sofregaz a en effet montré que Dunkerque était le meilleur site pour accueillir un nouveau projet de terminal méthanier dans la zone Nord française.

le projet, un site présentant le meilleur bilan avantages/inconvénients a été retenu, situé sur la zone Est de l'avant-port Ouest. Il presente les meilleures garanties en terme de sécurité. Il permet aussi de préserver au maximum la dimension écologique du site pressenti. Le terminal devrait y être construit, sur un espace d'une cinquantaine d'hectares, afin d'offrir une capacité annuelle de regazéification de 10 ou 13 Gm^3 - le choix définitif entre ces deux options sera fait en fonction du succès de la campagne commerciale. Le terminal se composera des éléments suivants :

- un poste de réception pour accueillir les navires méthaniers jusqu'à 267 000 m^3 de GNL (maximum actuel)[9] ;
- un système de déchargement du GNL constitué de 5 bras[10] ;
- deux ou trois réservoirs de stockage de GNL d'une capacité de 190 000 m^3 chacun;
- une unité de regazéification de capacité égale à 1,4 M(N)m^3/h ou 1,9 M(N)m^3/h[11] ;
- un tunnel amenant une partie des eaux tièdes de rejet de la centrale nucléaire de Gravelines à proximité (qui seront réutilisées pour regazéifier le GNL) ;
- un raccordement en sortie de site au réseau de transport de gaz[12]. Ce raccordement comportera notamment des installations de comptage du gaz ainsi qu'un laboratoire de mesure de ses caractéristiques, avant injection sur le réseau de transport.

12. Dunkerque Port, de son côté, assurera l'ensemble de la maîtrise d'ouvrage des travaux de dragage, de terrassement et de consolidation rendus nécessaires par le projet de terminal, tant sur l'emprise directe du site que dans la darse et ses abords maritimes.

13. L'accès au réseau de transport de gaz nécessitera une nouvelle canalisation au départ du terminal méthanier.

14. Un débat public a été conduit à l'automne 2007 sous l'égide d'une commission particulière du débat public désignée à cet effet, conformément à la législation française[13]. La Commission Nationale de Débat Public (CNDP) a conclu positivement l'exercice en présentant son bilan le 18 avril 2008. Il en est ressorti une acceptabilité "forte" du projet[14]. Néanmoins, la concertation menée dans ce cadre et les conclusions du débat public ont conduit EDF et Dunkerque Port à modifier très sensiblement l'implantation du terminal et à préciser des mesures compensatoires et d'accompagnement du projet sur les volets environnemental, économique et social. A l'issue de cette étape de près de neuf mois, EDF a déclaré son intention de poursuivre les études relatives au projet le 3 juillet 2008[15], tout en tout en créant un véhicule dédié au projet - la société Dunkerque LNG, futur propriétaire-opérateur du terminal.

15. Alors que les études techniques se poursuivent en parallèle, le calendrier du projet prévoit l'obtention des autorisations administratives au tout début de l'année 2010 et de l'exemption faisant l'objet du présent dossier au second semestre 2009, permettant la conclusion du processus commercial de souscription des capacités (cf. infra section 3). A l'issue de ce processus, la décision finale d'investissement sera proposée aux actionnaires de Dunkerque LNG en mars 2010. Si cette décision est positive, le lancement des travaux de construction est prévu au cours du second semestre 2010 pour une mise en service du terminal au printemps 2014.

[9] Volume des navires méthaniers de catégorie Qmax
[10] Le système de déchargement est constitué de 5 bras: 3 pour décharger (permettant d'assurer un débit de déchargement de 12.000 m^3/h), 1 bras pour assurer le retour de vapeur (gaz gazeux) vers les cuves du navire, 1 bras mixte (retour vapeur/déchargement) qui sera utilisé en supplément des 3 premiers bras pour assurer le déchargement des Qmax (portant ainsi le débit de déchargement à 14.000 m^3/h).
[11] Deux variantes de travaux sont prévues. La première prévoit 2 réservoirs avec 1,4 M(N)m3/h, et la seconde 3 réservoirs avec 1,9 M(N)m3/h
[12] Sous maîtrise d'ouvrage GRTgaz
[13] Les dispositions et obligations concernant le débat public sont issues de la loi 2002-276 du 27 février 2002, relative à la démocratie de proximité, détaillées par le décret n° 2002-2175 du 22 octobre 2002 relatif à l'organisation du débat public et à la Commission Nationale du Débat Public.
[14] Voir le site http://www.debatpublic-dunkerquegaz.org pour un accès à l'ensemble des documents et conclusions du débat public.
[15] EDF, "EDF poursuit le projet d'aménagement du terminal méthanier de Dunkerque", Communiqué de presse, 3 juillet 2008

2.1.2 Situation du terminal

16. Le projet de terminal méthanier se situe près de Dunkerque dans le nord de la France. Il sera localisé dans la zone côtière de l'Ouest du bassin dunkerquois, sur le territoire de la commune de Loon-Plage, au sein de la Communauté Urbaine de Dunkerque (CUD).

Figure 1. Localisation du terminal

2.2 Aspects techniques

17. Le terminal de Dunkerque LNG est un terminal de regazéification. Dans ce cadre, il est principalement dimensionné par :
    - sa capacité à accueillir des navires,
    - sa capacité de stockage (de GNL),
    - sa capacité de regazéification (elle-même normalement égale à sa capacité d'émission sur le réseau gazier)
18. La durée de vie physique du terminal est de 50 ans.
19. L'installation du terminal de Dunkerque LNG est prévue selon deux variantes alternatives, entre lesquels l'investisseur décidera en 2010, au vu de la réussite de la démarche commerciale développée plus en avant (cf. infra 3) :
    - Variante 1 : Construction d'un terminal GNL pouvant accueillir 10 Gm^3 de gaz par an
    - Variante 2 : Construction d'un terminal GNL pouvant accueillir 13 Gm^3 de gaz par an

Figure 2. Principales caractéristiques techniques du terminal

	Variante 1	Variante 2
Capacités de traitement du GNL	10 Gm^3 de gaz par an, i.e. 7,4 millions de tonnes de GNL[16]	13 Gm^3 de gaz par an, i.e. 9,6 millions de tonnes de GNL
Capacités d'émission sur le réseau de GRTgaz	1,4 million m^3 par heure, i.e. 363 GWh/jour[17]	1,9 million m^3 par heure, i.e. 492 GWh/jour
Nombre de jetée (appontement)	1	1
Nombre de réservoirs	2 x 190.000m^3	3 x 190.000m^3

20. Les spécifications du GNL acceptables par le terminal ont pour ambition d'être les plus larges possibles tout en reflétant les paramètres standards de l'industrie. Cela se traduit en pratique par la volonté de pouvoir transformer en gaz naturel "gazeux" aux normes de GRTgaz à la fois du GNL léger, standard et lourd en fonction de la provenance.

2.3 Interfaces et partenaires du projet

2.3.1 Dunkerque Port : le Grand Port Maritime de Dunkerque

21. Dunkerque Port (anciennement Port Autonome de Dunkerque - PAD) est partenaire et investisseur dans le projet de terminal méthanier.

22. Un protocole d'accord a été signé entre EDF et Dunkerque Port (transféré depuis à Dunkerque LNG) pour la réservation du terrain. La durée correspond au temps nécessaire à Dunkerque LNG et à Dunkerque Port pour conduire les études du projet et obtenir les autorisations de construction et d'exploitation du terminal. Dans le cas où Dunkerque LNG déciderait de la construction du terminal, le protocole assure aussi Dunkerque LNG de la mise à disposition du terrain pendant 50 ans.

2.3.2 Réseau de transport de gaz (GRTgaz)

23. Le futur terminal méthanier de Dunkerque sera raccordé au réseau de transport de gaz, géré par GRTgaz. Une canalisation sera posée entre le terminal et le point d'entrée du réseau le plus proche (Pitgam), puis un renforcement du réseau existant entre Pitgam et Cuvilly (Oise) sera effectué afin de véhiculer ce gaz additionnel vers les zones de consommation.

[16] Sur la base d'un taux de conversion : 1 t de GNL = 1350 m3 de gaz
[17] Sur la base d'un taux de conversion : 1 m^3 de gaz naturel = 10,8 kilowatt heure (kWh)

Figure 3. Carte du réseau impacté par Dunkerque LNG

Source : GRTgaz

24. En pratique, ces aménagements consisteront en un raccordement au réseau de transport par la pose d'une canalisation de 900 millimètres de diamètre (DN 900, 98 bar) sur 18 km jusqu'à Pitgam (Nord) ; et au-delà, entre Pitgam et Cuvilly (Oise), le réseau existant (l'artère des Hauts de France) sera renforcé sur 173 kilomètres par une nouvelle canalisation de 1 050 ou de 1 200 millimètres de diamètre (DN1050 ou DN1200, 85 bar), selon la variante 1 ou 2 qui sera décidée, afin de pouvoir assurer le transport des quantités supplémentaires de gaz. Il faut noter qu'une part de cet ouvrage serait utile au transport de gaz en provenance d'autres sources que le terminal lui-même. L'analyse de l'incidence du projet sur le réseau de transport de gaz est réalisée infra (cf. Partie 2.8).

2.3.3 Réseau de transport électrique (RTE)

25. Afin d'alimenter les systèmes mécaniques du terminal, la plateforme de Dunkerque LNG sera raccordée au réseau haute tension (HTB) de RTE au poste de Grande Synthe (90 kV).

2.4 La société Dunkerque LNG[18] porteuse du projet

26. Le terminal est développé par Dunkerque LNG, qui sera le propriétaire et l'opérateur du terminal. Comme il lui revient de présenter la demande d'exemption, la société Dunkerque LNG juge opportun de présenter les contours de son organisation.

27. Aujourd'hui, Dunkerque LNG est une Société par Actions Simplifiées Unipersonnelle (SASU), contrôlée à 100% par EDEV[19], holding de participations, elle-même contrôlée à 100% par EDF SA.

[18] Enregistrement au registre du commerce et des sociétés n°552 081 317 Dunkerque
[19] EDEV ou EDF Développement Environnement est une société anonyme dont le siège social est situé à CŒUR DEFENSE – Immeuble 1 – La Défense 4 – 90 esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris la Défense, et qui est enregistrée au greffe du tribunal de commerce de Nanterre sous le numéro RCS NANTERRE 380 414 482.

3 Présentation de la démarche commerciale du projet

28. A ce stade, le schéma commercial définitif n'est pas établi. Il sera déterminé par l'intérêt effectif que manifesteront les acteurs du marché gazier pour le terminal de Dunkerque. Le schéma est très largement tributaire de la dérogation sollicitée, qui influera de manière déterminante sur la capacité de Dunkerque LNG à capter des partenaires et une offre de GNL. Dans un contexte actuel de prix de marché en Europe, intermédiaire entre les prix nord-américains et asiatiques, et d'excédent (en cours de renforcement) des capacités de regazéification sur les capacités de liquéfaction, cette dimension est vitale, non seulement pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement en gaz, mais aussi pour garantir la rentabilité d'un investissement de grande ampleur. Le schéma commercial cible devra intégrer les impératifs suivants :

- la nécessité de "remplir" le terminal, mais avec un nombre maîtrisé de souscripteurs pour maximiser les économies d'échelle, optimiser la gestion opérationnelle des capacités et rentabiliser le terminal ; la réalisation d'un projet « de grand terminal » à 3 réservoirs (variante 2) étant de l'intérêt objectif d'EDF ;
- la nécessité d'offrir aux souscripteurs de capacité, dont par exemple les producteurs de GNL, des éléments d'attractivité (accès efficace au marché de gros du Nord Ouest Europe, prix et modalités des prestations concurrentiels par rapport à l'environnement européen proche, notamment en termes de flexibilité opérationnelle suffisante pour tenir compte de spécificité de la chaîne du GNL, prise éventuelle de participation au capital,…) pour drainer vers cette nouvelle infrastructure un volume de gaz permettant de concourir à remplir le terminal ;
- la nécessité d'un service transparent et non discriminatoire, au sens du droit de la concurrence ;
- La volonté de contribuer significativement au développement de la concurrence sur le marché français, et plus largement du Nord-ouest de l'Europe.

29. L'absence de souscriptions hors du Groupe EDF n'est pas souhaitée, et n'est d'ailleurs absolument pas dans l'intérêt du Groupe EDF : comme tous les souscripteurs potentiels de Dunkerque LNG, le Groupe EDF a intérêt à une souscription maximale des capacités du projet, et donc un intérêt objectif à la réalisation d'un « grand terminal » (variante 2).

30. La démarche commerciale s'effectuera en deux étapes :

- 1° des premiers contacts de gré à gré, adossés pour partie à des négociations déjà en cours ;
- 2°, à partir du second semestre 2009 et à titre complémentaire si le processus de gré à gré ne permet pas une réservation complète de la variante 2, un appel public au marché. Dans tous les cas il est prévu que Dunkerque LNG offre indistinctement à l'ensemble des parties en négociation une enveloppe de droits fermes, gérés selon une méthode transparente et non discriminatoire.

31. Le scénario le plus probable[20] de souscription de capacité du terminal peut être à ce jour esquissé de la manière suivante pour le terminal achevé, l'absence de souscriptions hors du Groupe EDF n'étant pas souhaitée :

[20] Les valeurs sont exprimées en fourchettes, compte tenu des incertitudes sur le résultat des négociations avec les différentes parties prenantes et du processus d'appel au marché. Le total sera bien évidemment égal à 13, les scénarios pouvant combiner une borne basse ou une borne haute de la fourchette pour les différents souscripteurs sollicités.

	Variante 1 : 10 Gm3	Variante 2 : 13 Gm3 (cible)
Groupe EDF	5-8 Gm^3	5-8 Gm^3
Tiers dont producteur de GNL	2-5 Gm^3	5-8 Gm^3

32. Dans tous les cas, il est prévu que Dunkerque LNG offre indistinctement à l'ensemble des parties en négociation avec elle une enveloppe de droits fermes, gérés selon une méthode transparente et non-discriminatoire par l'opérateur du terminal.

4 Présentation et motivation de la demande d'exemption d'accès régulé des tiers

4.1 Eligibilité de l'infrastructure

33. L'article 20 de la directive gaz du 26 juin 2003[21] prévoit un accès régulé des tiers aux infrastructures gazières. Parallèlement, elle ouvre la possibilité d'une exemption à cette règle générale dans son article 22 (ci-après "article 22").

34. La directive du 26 juin 2003 limite l'accès à l'exemption aux "nouvelles grandes infrastructures gazières, c'est-à-dire les interconnexions entre États membres, les installations de GNL ou de stockage" (Article 22, §1).

35. Le terminal de Dunkerque est une installation de GNL, entrant dans la catégorie des installations pouvant bénéficier d'une exemption :

- Le terminal de Dunkerque est une infrastructure *nouvelle*, i.e. un investissement matériel dont la décision de financement sera postérieure à la date d'entrée en vigueur de la directive.
- Le terminal de Dunkerque doit être considéré comme une *grande infrastructure*, car le montant d'investissement surpasse largement le seuil établi par la Commission dans sa notice interprétative de 2004[22]. Ainsi pour la France, le seuil s'établit à 110 millions d'euros[23], ce qui est largement inférieur au coût du terminal de Dunkerque estimé à plus de 700 millions d'euros.

4.2 Nécessité d'une exemption d'accès régulé des tiers

36. Afin de disposer d'un cadre réglementaire nécessaire au succès de la commercialisation de la future capacité de regazéification du terminal, Dunkerque LNG a décidé de solliciter une exemption totale d'accès régulé des tiers sur une durée de 20 ans, pour les deux variantes de réalisation de son projet.

37. Cette demande d'exemption est rendue nécessaire par[24] :

- La nécessité pour EDF de disposer d'un accès significatif à l'infrastructure pour assurer la mise en œuvre de sa stratégie de développement gazière,
- La nécessité pour EDF de pouvoir offrir une participation et un accès à la capacité de regazéification du terminal à ses partenaires stratégiques ;
- La nécessité de conclure des contrats de souscription de capacités fermes (ship-or-pay) sur l'ensemble du terminal sans lesquels le projet ne peut simplement pas atteindre l'équilibre économique.

38. De plus, le retour du marché a montré clairement aux promoteurs de Dunkerque LNG qu'aucun opérateur potentiellement intéressé par une souscription de capacités ne s'engagera sans la levée d'une portion importante des incertitudes obérant la réussite du projet. L'obtention d'une exemption d'accès régulé des tiers fait clairement partie de ces incertitudes à lever pour la conclusion de l'appel commercial de souscription de capacités auprès de Dunkerque LNG.

[21] Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil Journal 26 juin 2003, publiée au Journal Officiel de l'Union Européenne du 15 juillet 2003 L176 (pp.57-74)
[22] DG TREN, Note de la DG "Energie et Transports" sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE et le règlement 1228/2003/CE concernant le marché intérieur du gaz et de l'électricité, 16 janvier 2004 - p.2
[23] La notice interprétative de la Commission fixe ce seuil à 10 euros multipliés par le nombre de consommateurs connectés au réseau. En France, il y avait 11 millions de consommateurs connectés en 2007 (Site web de la DGEMP – Visité le 23/09/2008, Rapport annuel de GRDF 2007 p.2)
[24] Ces éléments sont détaillés et développés infra dans la Partie 2.4.

4.3 Motivations de la demande d'exemption

39. Il résulte de ce qui précède que le promoteur principal du projet (EDF) a besoin que le terminal obtienne une exemption, sur une durée suffisamment longue, afin de pouvoir rendre opérantes les capacités qu'il aimerait y souscrire. Parallèlement, l'équilibre économique du projet réclame des contrats de souscription fermes sur 100% de la capacité du terminal et sur 20 ans qui ne sont envisageables que dans le cadre d'une exemption totale (cf. également partie 3, section 4).

40. De plus, il apparaît à la vue des conditions préliminaires de l'article 22 et de cas d'exemption étrangers (cf. infra 5.1.2) que le projet de terminal porté par Dunkerque LNG est à première vue susceptible de bénéficier d'une exemption d'ATR.

41. C'est dans ces conditions, et finalement afin de pouvoir tout simplement poursuivre le projet, que Dunkerque LNG a décidé de conduire les analyses précises lui permettant de vérifier la satisfaction des critères d'exemption. Ces analyses, qui ont pu être conclues positivement, sont présentées ci-après (Partie 2) afin d'obtenir une exemption qui est indispensable au projet de terminal méthanier.

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

5.1 Le contexte européen

5.1.1 La directive gaz de 2003

42. La possibilité d'une dérogation à la règle générale d'accès régulé des tiers prévue par la directive 2003/55/CE[25] dans son article 22 est soumise à la satisfaction de cinq critères explicites :

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

5.1.2 Les demandes de dérogation formées à ce jour

43. A ce jour, neuf projets de terminaux GNL ont donné lieu au dépôt d'une demande d'exemption d'accès régulé des tiers selon la procédure de l'article 22. Toutes ces demandes ont conduit à la délivrance d'une exemption par les autorités nationales compétentes sur des durées de 20 à 25 ans. Ces neuf exemptions furent toutes validées en l'état par la Commission européenne, et forment des précédents pertinents pour la présente demande d'exemption de Dunkerque LNG.

Figure 4. Tableau des demandes d'exemption accordées

Pays	Terminal	Date d'exemption	Capacité exemptée	Durée d'exemption	Condition(s) additionnelle(s) attachées à l'exemption	Remarque
Italie	Rovigo	Novembre 2004	80% (8Gm3/an)	25 ans	Use-It-Or-Lose-It	Spécificité nationale*
Royaume-Uni	Isle of Grain 1&2	Février 2005	100% (11Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It	
Royaume-Uni	South Hook	Février 2005	100% (21Gm3/an)	25 ans	Use-It-Or-Lose-It	
Royaume-Uni	Dragon	Mars 2005	100% (9Gm3/an)	25 ans	Use-It-Or-Lose-It	
Italie	Brindisi	Avril 2005	80% (8Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It	Spécificité nationale*
Pays-Bas	Gate	Novembre 2006	100% (16Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It; Maximum 50% de capacité à un acteur dominant du marché néerlandais	

[25] Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, publiée au Journal Officiel de l'Union Européenne du 15 juillet 2003 L176 (pp.57-74)

Royaume-Uni	Isle of Grain 3	Mars 2007	100% (7Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It	
Pays-Bas	LionGas	Juillet 2007	100% (18Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It	
Pays-Bas	Eemshaven	Juillet 2007	100% (12Gm3/an)	20 ans	Use-It-Or-Lose-It	Retrait ultérieur de l'exemption**

*La loi italienne prévoit explicitement qu'une partie des nouvelles capacités ne peut faire l'objet d'une exemption
** Retrait de l'exemption suite au remplacement d'un des promoteurs initiaux du projet

5.2 Le cadre national

5.2.1 La loi du 9 août 2004

44. L'article 22 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 a été transposé en droit français par la loi[26] du 9 août 2004 qui, au travers de son article 44, a amendé la loi[27] du 3 janvier 2003 en introduisant un article 7-1 relatif aux exemptions.

5.2.2 Le décret d'application du 29 juillet 2005

45. Le décret n° 2005-877 du 29 juillet 2005 relatif aux dérogations pour l'accès à certaines infrastructures gazières, pris en application de l'article 7-1 de la loi du 3 janvier 2003, est venu compléter le dispositif de transposition de l'article de la directive du 26 juin 2003.

5.2.3 Des indications d'interprétation fournies par la CRE

46. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE), qui doit être saisie pour avis par le Ministre instruisant la demande d'exemption, a publié le 21 novembre 2008 la synthèse de la consultation publique sur la régulation des terminaux GNL en France[28]. Cette publication a fourni des indications quant à l'interprétation par la CRE des critères d'exemption.

[26] Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières
[27] Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003, relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie
[28] CRE, Synthèse de la consultation publique relative à la régulation des terminaux méthaniers, 21 novembre 2008

PARTIE 2. EVALUATION, DANS LE CADRE DU PROJET, DE LA SATISFACTION DE CHACUNE DES CONDITIONS REQUISES POUR L'EXEMPTION

1 Structure de la démonstration

1.1 Analyse de la satisfaction des conditions d'exemption

47. Le présent dossier vise à fournir la démonstration de la satisfaction des cinq critères de l'article 22 de la directive 2003/55/EC. A cette fin, l'analyse se placera, autant que faire se peut, dans les situations les plus pessimistes au regard des différents critères, afin de rendre l'éventuelle exemption la plus robuste possible aux évolutions de conditions et d'interprétations.

48. Il convient de noter que les démonstrations de satisfaction des critères d'exemption présentées ci-après ont été systématiquement développées pour être valables selon les deux variantes possibles de réalisation du projet de terminal de Dunkerque LNG (10 Gm^3/an ou 13 Gm^3/an). Ceci devrait permettre de rendre une éventuelle exemption robuste à un succès partiel de l'appel à souscription.

1.2 Organisation de la démonstration

49. L'article 22 de la directive 2003/55/EC présente cinq critères explicites à satisfaire, ordonnés a) à e) (cf. Partie 1.5.1.1).

50. 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. Ces deux idées sont ici présentées respectivement sous les dénominations critère A1 et critère A2.

51. De manière similaire le critère e) inclut deux idées distinctes, à savoir la non-atteinte à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz d'une part, et la non-atteinte au fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée d'autre part. Ces deux idées sont ici présentées respectivement sous les dénominations critère E1 et critère E2.

52. Les satisfactions respectives des critères a) à e) de la directive sont donc ici présentées linéairement par l'analyse de sept critères successifs : A1, A2, B, C, D, E1 et E2.

2 Respect du critère A1 : l'investissement renforcera la concurrence dans la fourniture de gaz

53. Le cadre réglementaire implique deux conditions cumulatives ayant trait à la concurrence : l'investissement doit améliorer la concurrence dans la fourniture de gaz, d'une part, et ne pas porter atteinte à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz d'autre part. Le dossier doit donc examiner l'impact positif ou négatif de l'entrée en service du terminal sur le ou les marchés gaziers concernés, soit directement, soit plus indirectement, en amont et en aval de la chaîne du GNL. Schématiquement, l'analyse concurrentielle consiste à examiner, par cercles concentriques définis en partant du marché pertinent, quels sont les marchés gaziers sur lesquels l'entrée en service du terminal exerce un effet.

54. L'article 22 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel définis deux critères de concurrence devant être satisfaits :

- Le critère A1 qui requiert que l'investissement améliore la concurrence dans la fourniture de gaz
- Le critère E1 qui requiert que l'exemption ne porte pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz[29]

55. L'analyse concurrentielle soutenant la demande d'exemption (i.e. visant à la satisfaction des critères A1 et E1) a été regroupée dans la présente sous-section sur laquelle s'appuie également le chapitre vérifiant la satisfaction du critère E1 (cf. chapitre 7).

2.1 Le marché pertinent

56. La définition du marché pertinent est bordée par les principes du droit de la concurrence, éclairés par les précédents de jurisprudence et la pratique décisionnelle des autorités de régulation et de concurrence. Le marché pertinent, dans sa double dimension "produit" et "géographie", est susceptible d'évoluer au cours du temps. Par analogie avec la pratique observée dans le contrôle des concentrations, l'analyse concurrentielle aux fins de ce dossier ne requiert pas d'arrêter de manière définitive le marché pertinent : compte tenu des incertitudes sur les évolutions d'ici à 2014, on sélectionnera plusieurs marchés pertinents potentiels, et l'on appliquera l'analyse concurrentielle à chacun d'eux.

57. Parmi les critères de définition d'un marché pertinent, le critère de destination du produit en cause, et celui de son degré de substituabilité avec des produits voisins, sont déterminants pour dessiner les contours du marché. Or, le gaz sorti du terminal de Dunkerque LNG ne se différencie pas, par son usage, sa destination, sa substituabilité, d'autres sources de gaz approvisionnant la France, qu'il s'agisse de la production nationale (résiduelle), ou des importations par gazoduc. En d'autres termes, le GNL n'est pas importé en France pour ses mérites propres, mais en tant qu'il vient approvisionner le territoire considéré en gaz à l'état gazeux. Le marché pertinent est donc le marché de gros du gaz, conçu comme celui des approvisionnements du territoire en gaz, quels qu'en soient l'origine et le mode de production ou d'acheminement. Ce marché de gros permet de satisfaire la consommation nationale (qu'il s'agisse de la consommation de gaz, ou de l'utilisation à des fins de production énergétique), les besoins issus de la variation des stocks, et les besoins de réexportation depuis le marché national.

[29] Formellement les critères A1 et E1 sont des sous-éléments des critères A et E développés dans la directive 2003/55/CE : cf. Partie 2 du dossier

58. Différentes variantes du marché pertinent doivent être envisagées, selon la qualité du gaz (gaz H ou gaz B), et selon la perspective temporelle dans laquelle s'inscrit l'analyse. Dans sa dimension géographique, le marché pertinent est délimité essentiellement par les contraintes techniques (zones d'équilibrage), mais aussi par les interconnexions interzonales ou transfrontalières. A l'avenir, à la mesure que les investissements et / ou les procédures d'open season en cours permettront de décongestionner certaines liaisons, le marché géographique devrait connaître des accroissements réguliers. On peut raisonnablement supposer qu'en 2014 le marché géographique pertinent sera au moins celui de la France entière. Les scénarios détaillés d'évolution des capacités, et des réservations de capacités, d'ici à 2014, sont documentés dans le dossier complet.

59. En définitive les définitions alternatives du marché pertinent sont les suivantes :

    - Approvisionnement en gros de gaz sur (1) le PEG Nord pour le gaz H, (2) le PEG Nord pour le gaz H et B, (3) la France pour le gaz H, (4) la France pour le gaz H et le gaz B, (5) la France réunie à la Belgique et à la Grande Bretagne, et enfin (6) l'Ouest et le Nord-Ouest de l'Europe (France, Grande Bretagne, Belgique, Allemagne, Espagne).

60. Les simulations ont été pratiquées pour tout l'éventail des marchés géographiques envisageables à cette date.

2.2 Autres marchés concernés au sens de l'article 22 de la directive

61. Deux marchés situés en amont du terminal sur la chaîne de valeur sont concernés :

    - le marché mondial de production du GNL ;
    - le marché mondial de transport maritime du GNL.

62. En aval du terminal de Dunkerque, cinq marchés[30] sont concernés par la nouvelle facilité d'entrée de gaz en France que constituera le terminal de Dunkerque :

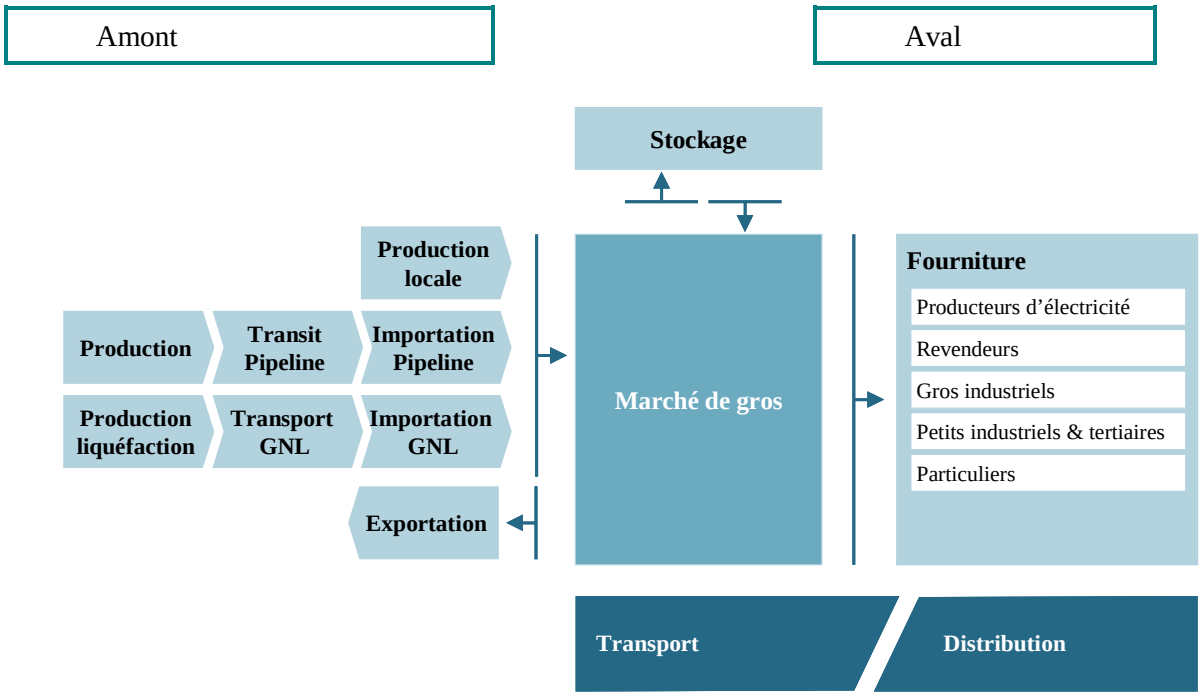
    - la fourniture de gaz aux grands clients industriels ;
    - la fourniture de gaz aux petits clients industriels ;
    - la fourniture de gaz aux consommateurs domestiques ;
    - la fourniture de gaz aux entreprises locale de fourniture (revendeurs) ;
    - la fourniture de gaz aux producteurs d'électricité.

    Ces marchés impactés ont tous une dimension nationale.

63. L'ensemble des définitions de marché proposées ci-avant sont cohérentes avec les définitions établies par la Commission européenne dans son enquête concurrentielle sur la fusion GDF/Suez[31].

[30] A noter que la CRE utilise 3 segments de clientèle dans ses études relatives à l'activité de vente de gaz au détail : les clients non résidentiels directement connectés au réseau de transport ; les clients non résidentiels connectés au réseau de distribution ; et les clients résidentiels.
[31] Commission Européenne, Cas n° COMP/M.4180 : Gaz de France/Suez, 14/11/2006

Figure 5. Présentation schématique de la chaîne de valeur du Gaz en Europe



Source : Roland Berger & Frontier Economics

2.3 La méthode d'analyse

64. La méthode utilisée a consisté à examiner, sur les marchés pertinents potentiels, l'effet de l'entrée en service du terminal en 2014 sur la concentration du marché, mesurée par l'indice de Hirschmann-Herfindhal[32]. Cette analyse obéit à des standards simples de l'analyse concurrentielle. Celle-ci considère en outre que, en aucun cas il ne peut apparaître de problème concurrentiel lorsque l'indice HH est inférieur à 1000[33], ou lorsque la variation de l'indice HH résultant de l'opération envisagée est inférieure à 250 points.

65. Les simulations des indices de concentration du marché ont été effectuées selon des hypothèses extrêmes ("worst case scenario") correspondant à l'impact potentiel le moins favorable du terminal sur le marché. Trois scénarios ont à cet égard été définis :

- Scénario 1. le Groupe EDF souscrit 9 Gm^3 par an de capacités au travers d'un contrat de long terme, et le partenaire potentiel ayant la plus grosse part de marché (hors GDF Suez) souscrit 4 Gm^3 par an [terminal à 13 Gm3/an, variante 2].
- Scénario 2. le Groupe EDF souscrit 5 Gm^3 par an de capacités au travers d'un contrat de long terme, et le partenaire potentiel ayant la plus grosse part de marché (hors GDF Suez) souscrit 8 Gm^3 par an [terminal à 13 Gm3/an, variante 2].
- Scénario 3. le Groupe EDF souscrit 9 Gm^3 par an de capacités au travers d'un contrat de long terme, et le partenaire potentiel ayant la plus grosse part de marché (hors GDF Suez) souscrit 1 Gm^3 par an [terminal à 10 Gm3/an, variante 1].

[32] Cet indice est la somme des carrés des parts de marché des différents acteurs.

[33] Il est rappelé que, par construction, l'indice HH le plus élevé est 10.000, dans une situation où un unique acteur économique détient 100% de part de marché.

66. Il est à noter que le scénario 3 est non souhaité par EDF. Il a été défini dans une logique de « pire scénario » en termes d'impact concurrentiel, la conjonction des hypothèses extrêmes nécessaires à sa concrétisation le rend toutefois peu vraisemblable. Par construction, les scénarios plus vraisemblables auront un impact concurrentiel moindre que ce « pire scénario ».

67. Sur le marché pertinent, 90 simulations (résultant de la combinaison des scénarios, des marché produit et des dimensions géographiques) ont été réalisées au total.

68. En outre, Dunkerque LNG à titre d'exhaustivité a examiné séparément les cas complémentaires, peu susceptibles de réalisation concrète, où GDF Suez serait l'une des contreparties tierces hors groupe EDF, afin d'éclairer le seuil auquel GDF Suez porterait atteinte à la concurrence.

2.4 Les résultats obtenus

2.4.1 Effets sur le marché pertinent

69. Sur les marchés pertinents potentiels, il apparaît que l'investissement améliore la concurrence, quelle que soit la définition retenue.

70. Ainsi, dans 60% des simulations effectuées l'investissement améliore la concurrence sur le marché pertinent, et dans 40 % l'investissement n'exerce strictement aucun effet perceptible sur le niveau de concentration.

71. A titre complémentaire, il est important de noter, en outre, que l'investissement dans le terminal n'aboutit nullement à saturer ou congestionner les importations de gaz sur tout le territoire français. Les côtes françaises se prêtent encore à l'aménagement ou à l'extension d'autres terminaux méthaniers, de sorte que la création de l'infrastructure dunkerquoise n'exercera aucun effet d'exclusion à l'égard d'autres acteurs souhaitant approvisionner le marché de gros. Ainsi, 3 autres projets de terminaux sont en cours de développement en France[34].

72. Les simulations complémentaires portant sur les scénarios complémentaires où GDF Suez serait l'une des contreparties font apparaître une difficulté potentielle dès lors que la part de souscription de capacité de ce dernier s'élèverait à plus de 1 Gm3.

2.4.2 Effets sur les autres marchés concernés

Les marchés de la fourniture au détail

73. S'agissant des marchés de détail situés en aval du marché pertinent (marché du gaz en gros), il ne peut logiquement exister d'incidence de la mise en service du terminal, si cette dernière ne provoque pas d'inquiétude sur le niveau de concentration de ce marché. Cette absence d'impact négatif en aval (i.e. sur les marchés de la fourniture) du fait d'un effet positif sur la concurrence en amont (i.e. sur le marché de gros du gaz) est une implication standard reconnue par la Commission européenne dans ses dernières lignes directrices quant à l'appréciation des effets verticaux d'une concentration[35].

[34] Projet de Gaz de Normandie à Antifer, Projet Pegaz au Verdon et Projet Fos Faster

[35] Voir : Commission européenne, Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations non horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises, Journal officiel de l'Union européenne, 18 octobre 2008 (2008/C 265/07) – En particulier la Partie IV, et notamment le §35 :

- *"Pour que le verrouillage du marché des intrants constitue une source de préoccupation, il faut que la société verticalement intégrée issue de l'opération de concentration 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'entité issue de la concentration ait une influence significative sur les conditions de concurrence sur le marché situé en amont et donc peut-être aussi sur les prix et les conditions d'approvisionnement sur le marché situé en aval."*

74. Accessoirement, on peut mesurer l'effet du terminal sur les marchés de la fourniture en supposant, par simplification, une stricte identité entre les volumes et les parts de marché des vendeurs sur les marchés de gros et les parts de marché des fournisseurs sur le marché de détail. Avec cette hypothèse, une simple lecture des effets de l'entrée en service du terminal sur le versant "acheteurs" du marché de gros nous donne une image des évolutions prévisibles sur les marchés de détail en France. Dans toutes les simulations effectuées sur ce point, on observe dans tous les cas une amélioration nette de la situation concurrentielle avec une diminution des indices HH toujours largement supérieure à 250 (donc significative), et comprise entre 12,5 % et 20 %.

75. Toujours à titre complémentaire dans sa démonstration, Dunkerque LNG fait observer que les prévisions de parts de marché d'EDF sur les marchés de détail du gaz ne sont en aucun cas supérieures à 15 % à l'horizon 2015. EDF ne sera ainsi pas en mesure de faire levier d'une quelconque position acquise grâce au terminal de Dunkerque pour acquérir une position susceptible de provoquer une atteinte à la concurrence. Au contraire, dans tous les cas on observe par construction une dilution de la part de marché de l'opérateur historique sur les marchés de détail.

76. Le terminal exerce donc dans tous les cas un effet positif sur la fourniture de gaz sur le marché de détail, comme il est requis par la directive.

Autres marchés concernés

77. S'agissant des marchés situés en amont (marché mondial du GNL et marché du transport maritime de GNL), le terminal n'exerce aucun impact significatif, quand bien même sa capacité bénéficierait au principal acteur de ces deux marchés.

2.5 Synthèse

78. Au total, le terminal n'exerce aucun effet anticoncurrentiel, mais au contraire des effets pro-concurrentiels, sur les marchés concernés par l'article 22 de la directive, dès lors que le groupe GDF Suez ne détient pas plus de 1 Gm3 dans les capacités souscrites du terminal.

▪ En d'autres termes, c'est uniquement en présence d'un pouvoir de marché substantiel en amont, que l'on peut s'attendre à un effet vertical sur le marché aval.

3 Respect du critère A2 : l'investissement améliorera la sécurité d'approvisionnement

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

3.1 Prévisions quant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2014-2030

80. L'Union européenne importe actuellement 58 % de son gaz, contre 45 % dans les années 1990. La consommation de gaz a connu une croissance soutenue entre 2002 et 2007 (+2,1 % par an). La demande de gaz dans l'Union européenne pourrait continuer de croître dans les deux prochaines décennies, stimulée en particulier par l'augmentation de la production électrique à partir de gaz notamment. Selon certaines prévisions l'augmentation de la demande de gaz en France pourrait s'établir à 2,7 % annuels entre 2005 et 2015[36]. Par rapport à ce scénario de référence, d'autres scénarios intégrant pleinement les engagements de l'Union Européenne et les effets potentiels du Grenelle de l'environnement font apparaître une croissance faible ou légèrement négative du solde importateur de gaz.

81. Quelle que soit, au demeurant, l'évolution réelle de la demande en France au cours des prochaines années (avec des incertitudes, sinon des inflexions, tant liées à la conjoncture macroéconomique d'ensemble qu'aux politiques publiques de maîtrise de la consommation énergétique à l'échelon national et communautaire), la France est déjà placée dans une situation de dépendance avérée à l'égard d'un nombre limité de routes de transit et de pays fournisseurs. Ainsi, il n'est pas besoin de démontrer une accentuation de la pression de la demande pour en déduire l'opportunité d'un renforcement des capacités d'importation de gaz.

3.2 L'apport du terminal de Dunkerque LNG à la sécurité d'approvisionnement

82. Par construction, le terminal de Dunkerque, par sa simple qualité de nouveau point d'entrée au seuil d'une région européenne à forte demande de gaz, réduira le risque en diversifiant les modalités d'accès aux réseaux français[37]. Il offre un accès à une ressource (le GNL) qui est mondiale et liquide. Les mouvements de GNL répondant normalement aux signaux prix, il devrait toujours être possible de faire venir du GNL et des volumes de gaz par Dunkerque par un ajustement vers le haut du niveau de prix offert. Une telle ressource par essence indépendante, permettra de réduire l'exposition de la France et de l'Europe à une rupture d'alimentation prolongée d'un approvisionnement dimensionnant (Est par exemple).

83. Un producteur de GNL pourrait être associé au tour de table du terminal. Néanmoins le point d'entrée de Dunkerque ne sera pas à la main d'un producteur de gaz particulier, puisque en toute hypothèse EDF conservera la majorité absolue du capital de Dunkerque LNG.

3.3 Scenarii contractuels pour les sources de GNL

84. Il est difficile à ce stade de fournir des indications définitives sur l'origine géographique du gaz importé via Dunkerque, en raison de l'état des discussions avec certaines contreparties potentielles. Les éléments fournis dans le dossier soulignent toutefois la volonté de Dunkerque LNG d'intensifier ses pourparlers avec des acteurs non originaires des zones

[36] Source : : Agence Internationale de l'Energie

[37] Rapport Mandil 21 avril 2008, Securité Energétique et Union Européenne, chapite III.1

traditionnelles d'importation du gaz en France. Par nature, un terminal GNL permet d'élargir la liste des prospects.

85. Dunkerque LNG privilégiera clairement les contrats long terme, concourant ainsi à la sécurisation sur le long terme des sources d'approvisionnement du marché de gros.

86. Il faut noter que les impératifs économiques portés par EDF le conduiront à ne souscrire des capacités auprès de Dunkerque LNG que si une couverture significative de ces capacités par des contrats long-terme d'approvisionnements en GNL peut être garantie. EDF ne s'engagera dans le terminal que s'il dispose d'un confort suffisant sur la sécurisation de contrats d'approvisionnement en GNL. Cette nécessité économique pour EDF de trouver une source long terme d'approvisionnement est en cohérence avec l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et garantit que si le projet de terminal se réalise, il inclura une part significative de contrats long-terme, renforçant la sécurisation des approvisionnements.

87. Le terminal de Dunkerque LNG contribuera ainsi significativement à l’amélioration de la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Union européenne.

4 Respect du critère B : le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne sera pas réalisé sans exemption à 100 %

88. En premier lieu, il convient de rappeler que la décision d'investissement dans le terminal intervient dans un contexte fondamentalement déséquilibré du marché du GNL, marqué par un excès logique de l'offre de regazéification sur les capacités de liquéfaction, et par un niveau des prix européens intermédiaires entre les prix nord-américains et asiatiques. A son entrée en service, le terminal sera de plus en concurrence frontale avec des terminaux voisins, distants de moins d'une journée de navigation, qui exerceront une pression évidente sur le niveau de prix et le niveau de qualité et de flexibilité des prestations rendues dans l'enceinte du terminal. L'enjeu pour les porteurs du projet est ainsi d'attirer à Dunkerque du GNL, donc d'intéresser au terminal, des producteurs et des souscripteurs en nombre suffisant pour assurer un "remplissage" de son installation, tant dans un objectif de rentabilité propre de l'investissement réalisé, que dans celui de faire profiter la collectivité nationale du supplément de sécurité d'approvisionnement qu'implique ce nouveau point d'arrivée de gaz aux frontières françaises.

89. En second lieu, la décision d'investissement interviendra dans un contexte incertain, tant s'agissant de l'environnement macroéconomique d'ensemble que du point de vue des coûts des actifs du terminal. Ces différents éléments dictent la perception de la contrainte financière pesant sur le projet.

90. Pour mener à bien sa démonstration, Dunkerque LNG a développé avec un consultant indépendant un modèle de plan d'affaires. Ce dernier a été utilisé pour la réalisation des simulations financières permettant de couvrir les deux points précités.

4.1 Le cadre régulé et son évolution

4.1.1 Définition du cadre régulé en vigueur

91. Le modèle régulé est défini selon les paramètres actuels de régulation des terminaux méthaniers français[38]. Ses principales caractéristiques sont :

- une réservation des capacités par contrats de long terme selon le processus d'allocation "premier arrivé, premier servi" ;
- des tarifs fixés par les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE à un niveau établi à partir du revenu autorisé (rémunération des actifs et couverture des coûts de fonctionnement) de l'opérateur et des hypothèses de souscription de capacité ;
- un taux de rémunération pour les terminaux méthaniers, constituée du taux de base appliqué aux infrastructures de transport de gaz, soit un taux de 7,25 % réel avant impôt, auquel s'ajoute une prime de 200 points de base pour tenir compte des risques spécifiques liés à l'activité GNL, soit un taux de 9,25% ;
- pour les actifs mis en service après le 1er janvier 2004, une prime de 125 points de base venant s'ajouter aux 9,25 %, soit un taux de rémunération maximum de 10,50%
- une structure tarifaire à 6 termes : nombre de déchargements, quantité déchargée, utilisation des capacités de regazéification, capacité de réception, régularité, gaz en nature.

[38] Sources : Groupe de travail relatif à la régulation des terminaux méthaniers en France, La régulation des terminaux méthaniers en France – Rapport de synthèse du groupe de travail, pp.23-25, Avril 2008

4.1.2 Indications sur le futur cadre régulé des terminaux méthaniers

92. Le cadre régulé des terminaux méthaniers est en cours de redéfinition, tout en demeurant inscrit dans le même cadre législatif et réglementaire, en l'absence de modification de celui-ci par les autorités investies du pouvoir normatif. L'économie générale des évolutions à venir quant à la mise en œuvre de ce cadre inchangé est désormais connue, bien que le détail en demeure incertain à l'heure de dépôt du présent dossier. Plusieurs indications ont été formulées par la CRE dans sa synthèse de la consultation publique sur les terminaux méthaniers[39] ainsi que dans la synthèse réalisée à l'issue de la consultation[40] :

- une structure tarifaire, qu'il s'agisse des services proposés ou des termes tarifaires, identique pour les trois terminaux méthaniers régulés, avec une éventuelle individualisation du niveau des termes tarifaires ;
- des charges d'exploitation évaluées à partir des exercices passés et des hypothèses d'évolution sur 2008-2012 ;
- un taux de rémunération de 9,25 % réel avant impôts ;
- la suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements entrés en service à compter du 1er janvier 2004 ;
- l'attribution au cas par cas d'une majoration de 200 à 300 points s'ajoutant aux 9,25 % de base sur une période de 10 ans dans le cas d'investissements aboutissant à une augmentation significative et durable des capacités de regazéification, soit un taux maximum de 12,25 % ;
- la suppression du terme de capacité de réception ;
- l'optimisation de l'utilisation des capacités, à travers trois mesures : l'obligation de paiement des capacités souscrites (*95% de ship or pay*), pénalité pour non respect de la programmation, mécanisme *Use It Or Lose It* (UIOLI) avec définition claire des conditions financières de remise sur le marché et publication par le porteur du projet, assortie plus généralement d'un principe d'interdiction de toute rétention de capacité ;
- un cycle tarifaire de 4 ans pour mise à niveau des tarifs.

93. Il est en outre dans l'essence même du régime régulé que l'offre de services, les conditions, la structure tarifaire, les niveaux de prix eux-mêmes, soient définis et publiés par l'autorité de régulation.

94. Enfin, sans s'écarter du principe d'un examen au cas par cas des dossiers qui lui seront soumis, la CRE envisage également de limiter la part de souscription d'une même société, y compris les sociétés liées, à 66 %[41] de la capacité technique totale du terminal, et se réserve la possibilité de demander dans son avis qu'une procédure d'*open season* soit organisée.

4.1.3 Caractéristiques du cadre exempté

95. Face à un modèle régulé, le modèle d'exemption est défini, aux fins de la présente démonstration, comme le régime qui s'appliquerait à un terminal dispensé des conditions d'accès régulé des tiers et d'un tarif régulé d'utilisation des services du terminal, à hauteur de 100% des capacités sur une durée 20 ans[42] - à compter de la mise en service du terminal.

96. Cette exemption donne la liberté au propriétaire de l'infrastructure d'établir ses conditions d'accès, de moduler les conditions techniques et tarifaires de son offre (sans préjudice de l'application du principe de non discrimination au sens du droit de la concurrence communautaire), de retenir les souscripteurs de capacités primaires de son choix et de fixer le tarif d'utilisation pendant 20 ans.

[39] CRE, Consultation publique sur les principes de régulation des terminaux méthaniers, 22 juillet 2008 – pp.14-18
[40] CRE, Tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, synthèse de la consultation publique, 21 novembre 2008
[41] CRE, Tarif d'utilisation des terminaux , Synthèse de la consultation publique, 21/11/2008
[42] 2014-2034

4.2 L'incompatibilité d'un régime régulé avec le modèle stratégique

97. Le modèle régulé est défini dans son principe par la réglementation, et ajusté, dans son application, sous l'égide de l'autorité nationale de régulation en conformité avec les principes définis par la Commission européenne et avalisés par l'ERGEG. Le cadre d'application de la réglementation est en cours de redéfinition, de sorte que le détail n'en est pas encore fixé au stade du dépôt du présent dossier. 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 les pouvoirs publics.

4.2.1 La cohérence avec les ambitions industrielles d'EDF

98. Le modèle économique de Dunkerque LNG pour le terminal méthanier est celui d'une entreprise industrielle. EDF, actionnaire principal, a vocation première à se développer sur le marché du gaz pour ses besoins propres ainsi que ceux de ses clients finaux.

99. Le projet de terminal répond à cette ambition stratégique et l'investissement n'a donc de sens que :

- s'il bénéficie au développement commercial d'EDF sur le marché du gaz.
- si EDF parvient à trouver le GNL permettant d'approvisionner les besoins répondant à ses ambitions commerciales. La réalisation du terminal peut en soit contribuer à développer l'approvisonnement GNL d'EDF. En revanche l'offre actuelle de régazéification en France ne permet pas à EDF d'organiser un approvisionnement à la taille de son ambition légitime.

100. Ces deux éléments soulignent l'importance de la faculté pour Dunkerque LNG de choisir des souscripteurs de capacités correspondant au bon modèle. Les souscripteurs de capacité, en tant qu'actionnaires du terminal, sont porteurs du risque financier lié à la quote-part d'investissement qui leur revient. Il est donc indispensable de ne pas dissocier la réalisation du terminal de la recherche de partenaires, notamment de producteurs de gaz souscripteurs de capacités et apporteurs de la molécule.

4.2.2 La nécessité d'une coïncidence avec les attentes des partenaires commerciaux

101. Les partenaires commerciaux ne manifesteront d'intérêt pour le terminal méthanier de Dunkerque qu'à la condition que 1° les tarifs de regazéification soient compétitifs avec l'environnement européen et 2° les caractéristiques de l'offre technique soient suffisamment souples pour s'accommoder de leurs contraintes. Il convient à cet égard de rappeler que le projet de terminal de Dunkerque s'inscrit dans un contexte général de déséquilibre entre les capacités de liquéfaction et les capacités de regazéification, et dans un contexte régional marqué par la variété des offres de regazéification dans un périmètre géographique inférieur à une journée de navigation.

102. Le terminal de Dunkerque LNG, s'agissant d'un projet impliquant un double adossement à des fonds propres et à un emprunt en consortium, nécessite la double satisfaction des critères de rentabilité et de prise de risque des actionnaires de Dunkerque LNG d'une part, et des établissements de crédit assurant le financement bancaire. En outre, le projet intervient sur un marché concurrentiel, caractérisé par la disponibilité de capacités de regazéification alternatives dans un périmètre restreint. De la sorte, les partenaires commerciaux émettront des attentes en termes de prix, qu'il est totalement impossible à Dunkerque LNG de méconnaître, sauf à courir un risque majeur dans son processus commercial. L'attitude de l'ensemble des partenaires de Dunkerque LNG dans ce projet est naturellement sensible à l'ampleur des risques pesant sur celui-ci. La question de la perception des risques associés au

projet est ainsi déterminante dans le niveau d'exigence et de sécurité attendu des partenaires du projet, quel que soit leur statut (actionnaire, financeur externe, partenaire commercial simple ou partenaire commercial détenteur d'une fraction du capital).

103. En menant la réflexion sur la viabilité de son investissement, Dunkerque LNG est donc amenée à s'interroger sur l'acceptabilité des prix en comparaison avec les terminaux concurrents, tant pour les partenaires financiers (le prix de regazéification devant assurer à la fois le service de la dette et un retour sur investissement pour les actionnaires au moins égal à 0 sur un horizon de temps explicite) que pour les partenaires commerciaux (le tarif ne doit pas s'écarter d'un niveau de prix de marché, et si possible s'inscrire dans la fourchette basse).

104. On retrouve, sous cette contrainte d'attractivité commerciale, l'objectif fondamental du terminal, qui consiste à amener du GNL vers le territoire national.

4.2.3 La satisfaction des exigences de sécurité des prêteurs sur les prix et les volumes

105. Un montage de financement de projet doit être basé sur la sécurisation des flux de trésorerie assurant le service de la dette, sous la forme de contrats de vente déjà signés à la clôture des négociations, et ne peut s'appuyer en aucune façon sur un raisonnement probabiliste de réalisation de recettes hypothétiques. La contractualisation doit être réalisée sur une durée longue afin d'assurer le remboursement de la dette des prêteurs. Les prêteurs n'ont aucun intérêt à s'engager dans ce projet s'ils ne disposent pas d'une visibilité sur les revenus (effet volume et effet prix) permettant d'assurer le service de la dette sans défaut, et un remboursement de celle-ci dans un horizon de temps calé sur la durée des contrats de long terme.

4.3 La nécessité de l'exemption complète sur 20 ans pour satisfaire aux critères d'attractivité commerciale du terminal

106. La décision d'investir sera prise dans un univers incertain. A ce stade, Dunkerque LNG, en accord avec la Direction financière d'EDF, estime que le schéma de financement probable reposerait sur un partage 70 % / 30 % entre du financement de projet sur ressource externe et des fonds propres.

107. Le choix de la structure financière cible sera apprécié en fonction des conditions des marchés financiers, du degré de participation d'EDF dans la société projet, ainsi que de la définition des accords de partenariat avec les autres apporteurs de capitaux.

108. Cet équilibre est en ligne avec les proportions observées récemment pour d'autres projets comparables.[43]

109. Il est fait l'hypothèse d'un amortissement financier du capital de la dette sur une période de temps adossée à la maturité des contrats de long terme. Cette durée est naturellement corrélée à celle de l'exemption.

4.3.1 Les hypothèses de la modélisation

110. Afin de conduire la démonstration sur la faisabilité de l'investissement au regard du risque qu'il représente, Dunkerque LNG, assisté par le cabinet Roland Berger, a construit un modèle de simulation permettant de mesurer l'impact de différentes variables sur la rentabilité du

[43] Ces hypothèses sont en ligne avec celles observées sur plusieurs projets d'infrastructures gazières réalisées récemment en Europe (Gate) et aux Etats-Unis (Source FERC)
- Gate LNG Terminal : 85% de dettes, à taux variable hedgés – Voir détails en annexes.
- Hackberry LNG Terminal, #6, 70% de dettes à un taux de 8%
- AES Ocean Express project, #7, 70% de dettes à un taux de 8.5%
- Tractebel Calypso Pipeline project, #8, 70% de dettes à 8%

projet, appréciée selon les critères de rentabilité du Groupe EDF. Les paramètres stables sont les suivants :

- Taille effective du terminal : 10 Gm^3 (variante 1) ou 13 Gm^3 (variante 2) par an et hypothèses de coûts associés
- Date de décision de l'investissement : 31/03/2010
- Coût Moyen Pondéré du Capital
- Durée d'exemption : 20 ans
- Capacité exemptée vendue sur la durée de l'exemption : 100 %
- Capacité vendue au-delà de la durée d'exemption : 0%.

111. Des scénarios complémentaires ont été réalisés en sus du scénario de référence, supposant respectivement des hausses de coûts, doublées ou non d'un décalage de la réalisation du terminal. Pour chacune de ces configurations, l'analyse a consisté à calculer le prix de regazéification.

4.3.2 La nécessité d'une exemption

112. Il paraît exclu que le terminal puisse être correctement rempli si le terminal n'est pas exempté. La rigidité de l'offre et des tarifs écartera en effet des partenaires commerciaux potentiels, d'autant que contrairement à ses concurrents français historiques, le terminal ne bénéficie pas de coûts historiques (Montoir, Fos Tonkin), ou d'un accès exclusif à un marché (Fos Cavaou) dont les accès alternatifs sont largement congestionnés. Pour apprécier les effets d'un refus d'exemption, Dunkerque LNG a simulé des hypothèses, l'une, optimiste, dans laquelle le terminal serait rempli à 85 % à l'issue du processus commercial en dépit du refus d'exemption, et l'autre, moins optimiste, dans laquelle il le serait à hauteur de 70%. Au contraire, si le terminal est exempté, on fait l'hypothèse d'un remplissage à 100%.

113. Les simulations fournissent des résultats tranchés. Dans 80 % cas, les prix d'équilibre ressortiraient à des niveaux inacceptables en comparaison avec les terminaux concurrents, enfermant le terminal dans une spirale prix élevé – faible attractivité. Dans 15 %, les prix seraient à la rigueur acceptables mais manifestement sous-optimaux rendant les autres terminaux nord ouest européens plus attractifs. Dans un seul cas, celui d'une exemption appliquée au scénario de référence, le prix ressortirait à un niveau compatible avec la - contrainte de l'environnement concurrentiel. Les résultats sont particulièrement tendus pour la variante 1 ("petit terminal"), soulignant l'intérêt de Dunkerque LNG pour la réalisation la variante 2 ("grand terminal"). Même dans l'hypothèse d'une exemption complète, l'équilibre économique du projet resterait précaire, compte tenu de la plausibilité d'une dérive des coûts.

114. Les résultats de la simulation font clairement apparaître la fragilité du résultat net et l'extrême sensibilité à l'octroi de l'exemption. La viabilité du projet apparaîtrait comme clairement mise en risque par une absence d'exemption, minant à la fois la démarche commerciale et le tour de table financier.

4.3.3 La nécessité d'une exemption sur 20 ans

115. Successivement l'hypothèse a été faite que les pouvoirs publics bornent l'exemption à des durées comprises entre 15 et 20 ans. Dans tous les cas, la durée de l'exemption détermine :

- la durée des contrats avec les fournisseurs et les souscripteurs de capacité, aucun partenaire ne pouvant envisager sérieusement l'éventualité d'une révision complète des conditions commerciales et techniques pendant la durée de validité de ses propres engagements de livraison,

- la maturité de la dette, aucun établissement bancaire ne pouvant faire d'hypothèses probabilistes sur des recettes à l'issue de la période d'exemption.

116. Les configurations retenues déterminent un nouveau jeu de simulations. Dans 70 % des cas, le prix d'équilibre ressort à un niveau inadmissible. Dans 25 % des cas il ressort à un niveau acceptable à la rigueur, mais peu compétitif. Dans un seul cas, celui d'une exemption sur 20 ans appliquée au cas de référence, il ressort à un niveau parfaitement compatible avec la pression concurrentielle et sauvegardant l'attractivité du terminal. La taille du terminal dans la variante 2 permet d'optimiser les économies d'échelles et fait ressortir des résultats moins tendus que dans la variante 1, où 90 % des cas conduisent à des prix de regazéification inacceptables pour le marché.

117. Ainsi donc, compte tenu des risques liés à la réalisation de l'investissement, il est nécessaire que l'exemption porte sur une durée de 20 exercices à compter de la mise en service du terminal. On observera, à cet égard, que d'autres terminaux récemment exemptés, Rovigo en Italie, South Hook et Dragon au Royaume Uni, bénéficient de dérogations sur 25 ans.

4.4 Conclusion sur le critère B

118. L'essence même d'un régime régulé, tel qu'il est esquissé à ce jour, est incompatible avec les ambitions stratégiques d'EDF, principal actionnaire du projet, et inconciliable avec l'objectif d'un juste remplissage du terminal, permettant à la fois d'optimiser les installations et de satisfaire toutes les parties au projet. EDF, nouvel entrant sur le marché du gaz, n'aurait aucun intérêt industriel à s'engager sur des souscriptions de capacité dans le cadre d'un modèle régulé.

119. Aucune des cibles recherchées par EDF dans le cadre de son processus commercial, n'aurait intérêt à s'engager dans un terminal pourvu d'une offre non flexible, et caractérisé par des prix élevés. Enfin, Dunkerque LNG, société porteuse du projet, et Dunkerque Port, n'ont aucun intérêt 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.

120. Ainsi, sans exemption totale, aucun des partenaires ne soutiendra le projet de terminal de Dunkerque et celui-ci ne sera pas réalisé.

121. Les simulations financières effectuées, reposant sur des hypothèses conservatrices, illustrent de manière chiffrée ce raisonnement. Elles montrent en outre que la durée de l'exemption doit être nécessairement portée à 20 ans.

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

5.1 Dunkerque LNG

122. Comme décrit ci-avant dans la Partie 1.2.4, la société Dunkerque LNG, enregistrée auprès du greffe du tribunal de commerce Dunkerque le 14 février 2008, aujourd'hui porteuse du projet se destine à être le futur propriétaire-opérateur du terminal. L'infrastructure appartiendra donc à Dunkerque LNG (RCS n°552 081 317 Dunkerque).

5.2 Distinction du gestionnaire de système gazier

123. Le gestionnaire de systèmes gaziers auquel le terminal sera relié est GRTgaz. GRTgaz est une société anonyme enregistrée au greffe du tribunal de commerce de Paris[44].

124. La société GRTgaz SA (RCS n°440 117 620 Paris) est juridiquement distincte de Dunkerque LNG SAS (RCS n°552 081 317 Dunkerque).

5.3 Distinction des gestionnaires de systèmes électriques

125. Les gestionnaires de systèmes électriques auxquels le terminal de Dunkerque LNG sera relié sont :

- RTE, gestionnaire du réseau de transport électrique
- ERDF, gestionnaire du réseau de distribution électrique

126. RTE EDF Transport est une société anonyme enregistrée au greffe du tribunal de commerce de Nanterre[45].

127. ErDF est une société anonyme enregistrée au greffe du tribunal de commerce de Nanterre[46].

128. Il ressort que les sociétés RTE (RCS n°444 619 258 Nanterre) et ErDF (RCS n°444 608 442 Nanterre) sont juridiquement distinctes de Dunkerque LNG (RCS n°552 081 317 Dunkerque).

5.4 Satisfaction du critère C

129. Il résulte de ces éléments que le propriétaire du terminal, Dunkerque LNG, est juridiquement distinct des gestionnaires des systèmes électriques et gaziers auxquels il sera relié.

[44] Enregistrement au registre du commerce et des sociétés n°440 117 620 Paris.
[45] Enregistrement au registre du commerce et des sociétés n°444 619 258 Nanterre.
[46] Enregistrement au registre du commerce et des sociétés n°444 608 442 Nanterre.

6 Respect du critère D : des droits seront perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée

130. Comme détaillé dans le modèle financier, Dunkerque LNG mettra en place un tarif reposant sur trois facteurs :
    - Un terme de réception
    - Un terme de stockage
    - Un terme de regazéification/émission
131. Ce tarif à trois termes sera homogène et transparent dans le contrat de capacités (throughput agreement), et sera appliqué à tous les souscripteurs de capacité du terminal, qu'ils soient actionnaires ou non de Dunkerque LNG. Cette structure tarifaire conduira ainsi, à souscription égale, au même prix pour deux souscripteurs distincts.
132. Il en résulte que des droits d'utilisation seront effectivement perçus auprès des utilisateurs du terminal de Dunkerque LNG, garantissant la satisfaction du critère D.

7 Respect du critère E1 : la dérogation ne portera pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz

7.1 Conséquences de l'analyse concurrentielle développée pour le critère A1

133. Dans l'étude du critère A1 (cf. chapitre 2), il a été démontré que la mise en service du terminal de Dunkerque LNG améliorait la concurrence sur le marché de gros et sur les marchés de la fourniture. De plus, il a été établit que le terminal n'entraînerait aucun effet négatif sur les autres marchés directement ou indirectement impactés.

134. Compte tenu du fait que, sur tous les marchés impactés par sa mise en service, le terminal améliore ou, à défaut, ne nuit pas à la concurrence, il ne paraît pas possible d'envisager que le terminal puisse porter atteinte à la concurrence du marché intérieur du gaz. La dérogation ne portera donc pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz.

135. Néanmoins, afin de s'assurer d'une absence d'effets négatifs sur la concurrence, Dunkerque LNG souhaite mettre en œuvre un mécanisme de remise sur le marché des capacités non-utilisées, qui garantira que ces capacités aient effectivement un effet pro-concurrentiel quelles que soient les conditions d'exploitation.

7.2 Mécanisme de remise sur le marché des capacités non utilisées

7.2.1 Objectif et contraintes

136. Dunkerque LNG, tenant compte des recommandations de la Commission européenne[47], de l'ERGEG[48] et de la CRE[49], désire mettre en œuvre un mécanisme de remise sur le marché des capacités non-utilisées. Le système envisagé, de type "Use-It-Or-Lose-It" (UIOLI), permettra d'optimiser le fonctionnement, les revenus et donc la rentabilité du terminal, rejoignant par là les intérêts des souscripteurs primaires désireux de valoriser leur actif.

137. Le mécanisme "Use-It-Or-Lose-It" (UIOLI) devra viser à garantir l'absence de rétention des capacités primaires sans pour autant dégrader significativement la valeur des souscriptions primaires sur laquelle est basé le financement de l'investissement de Dunkerque LNG[50]. Une telle nécessité implique de ne pas mettre en œuvre des contraintes UIOLI plus défavorables aux souscripteurs primaires que les terminaux immédiatement concurrents notamment en mer du Nord. Cela implique également de s'assurer que le mécanisme UIOLI sera compatible avec le schéma commercial établi en concertation avec les souscripteurs primaires, y compris le stockage mutualisé.

7.2.2 Principes

138. Les capacités de regazéification du terminal de Dunkerque devant toutes être souscrites sur le long terme par les souscripteurs primaires (ship-or-pay), ce mécanisme UIOLI de vente secondaire ne concernera que les capacités possédées par les souscripteurs primaires et qu'ils ne souhaitent pas utiliser.

[47] DG TREN, Article 22 Exemptions on New Gas Infrastructure : Commission Draft Document, 22 mai 2008 – p.11
[48] ERGEG, Draft Guidelines on Article 22 : An ERGEG Consultation Paper, 5 mars 2008 - pp.7&19-20
[49] CRE, Consultation publique sur les principes de régulation des terminaux méthaniers, 22 juillet 2008- p.17
[50] cf. infra : analyse financière in chapitre 4

139. Les capacités remises sur le marché par le biais du mécanisme UIOLI consisteront en un "paquet" de services non-utilisés par le souscripteur primaire comprenant :
    - un slot de déchargement du GNL (appontement et déchargement du navire méthanier)
    - un volume de stockage
    - une capacité d'émission sur le réseau de GRTgaz
140. Les souscripteurs primaires devront s'engager à déclarer, à l'opérateur du terminal, à une date fixe du mois M-1, leur programme de déchargements pour le mois M. En cas de non-utilisation d'un slot de déchargement apparaissant dans son programme, le souscripteur primaire devra proposer sur le marché ce slot accompagné des droits fermes de stockage et d'émission qu'il ne compte subséquemment pas utiliser. Ces éventuelles offres secondaires de capacités seront communiquées au marché via l'opérateur du terminal, Dunkerque LNG, au plus tard le 25ème jour du mois M-1.
141. La mise en vente du paquet de droits offerts sera réalisée par le souscripteur primaire selon un processus transparent et non-discriminatoire, bordé par un prix de réserve qui reflétera la valeur estimée du paquet de droits.
142. Cependant, tant que la vente n'aura pas été conclue, le souscripteur primaire pourra décider de retirer son offre et d'utiliser le paquet de services pour son propre compte.
143. Une procédure de qualification préalable auprès de Dunkerque LNG sera mise en œuvre pour accéder aux offres secondaires du mécanisme UIOLI. Ceci permettra de réaliser les formalités en amont, et d'allouer de façon immédiate les capacités à l'issue de l'accord de vente.

8 Respect du critère E2 : la dérogation ne porte pas atteinte à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée

8.1 Le terminal améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau de GRTgaz

144. Le terminal sera relié, en sortie du terminal, au réseau de gaz H de GRTgaz, Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) du Nord de la France. Une première canalisation emmènera le gaz du terminal au point de connexion de Pitgam (Nord), où il sera odorisé avec le gaz venant du pipeline NorFra, puis une seconde canalisation sera capable d'emporter le gaz de Pitgam jusqu'à Cuvilly (Oise), où finalement le gaz issu du terminal se répartira alors totalement dans les infrastructures existantes.

145. Dans ce cadre, il apparaît que le terminal de Dunkerque contribuera à une amélioration significative du fonctionnement du réseau de GRTgaz.

146. Un nouveau point d'entrée à l'Ouest du PEG Nord viendra équilibrer le réseau de GRTgaz. En effet, le nouveau Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) de Dunkerque, permettra de constituer une alternative en termes de sécurité aux flux en provenance des autres points d'entrée.

147. La nouvelle configuration du réseau permise par le terminal de Dunkerque LNG apporte ainsi une sécurité et une résilience supplémentaires au réseau.

148. Le point de connexion de Pitgam est un nœud important qui a un potentiel élevé, autant technique que géographique, permettant à terme de concurrencer certains points d'échanges d'Europe du Nord.

149. Les champs gaziers alimentant le réseau B sont en déclin progressifs, et une conversion du système gazier B vers le standard gaz H est inéluctable à terme. La conversion du système B vers le système H, envisagée à l'horizon 2020, sera facilitée grâce au terminal de Dunkerque LNG. En effet, le terminal permettra d'optimiser la conversion de la partie Ouest de la zone B par son apport de volumes supplémentaires localement disponibles pour ces nouveaux besoins en gaz H.

150. L'arrivée d'une source de haute pression directement à Pitgam contribuera à un soulagement des besoins de compression.

151. La combinaison des flux entre le PIR et le PITTM de Dunkerque contribuera à la stabilité de la qualité du gaz.

152. De nouvelles recettes seront générées par les souscriptions directes des souscripteurs de Dunkerque LNG. Elles seront éventuellement complétées par de nouvelles recettes aux points de sortie du réseau (Taisnières, Obergailbach, Oltingue) ou à l'interface PEG Nord / PEG Sud, liées à un développement du transit.

153. L'augmentation attendue de la liquidité et des échanges sur le PEG Nord résultante de la mise en service du terminal de Dunkerque LNG occasionnera l'arrivée ou le développement de nouveaux acteurs du marché de gros, qui induiront une croissance des souscriptions d'entrée sur le PEG Nord.

8.2 Dunkerque LNG met tout en œuvre afin d'optimiser l'intégration du terminal au sein du réseau de transport

154. Dunkerque LNG 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 terminal au réseau.

155. Des comités de pilotages réguliers avec les services de GRTgaz ont lieu pour contrôler l'avancement des études et identifier les potentielles difficultés, côté terminal comme côté réseau. Cette bonne coordination est le premier élément de garantie de maintien de la sûreté du système.

156. Une convention d'étude a été signée avec GRTgaz pour définir le périmètre des études de raccordement et de renforcement de réseau liées à la réalisation du terminal.

157. La convention d'étude précise que GRTgaz est responsable de la réalisation et des conclusions de ces études. Dans ce cadre, une étude de "Définition" est aujourd'hui en cours. Elle consiste à réaliser les études techniques préliminaires ainsi qu'à préparer le dépôt de demande d'autorisation de GRTgaz. Elle concerne la pose de canalisations reliant le terminal à Pitgam, et Pitgam à Cuvilly.

158. Par ailleurs, il a été convenu entre Dunkerque LNG et GRTgaz que le coût des études d'ingénierie liées au terminal méthanier se retrouvera à la charge d'EDF en cas de non réalisation du projet.

Raccordement et renforcement du réseau principal

159. La construction du terminal nécessite la création d'une jonction de 18 kilomètres entre Dunkerque Port et Pitgam, point d'entrée du gaz norvégien en France (i.e. le PIR Dunkerque). La construction du terminal nécessitera aussi de doubler l'artère dite des Hauts de France sur la portion de 173 kilomètres allant de Pitgam à Cuvilly, avec une canalisation de diamètre variable selon le volume de regazéification attendu sur le terminal :

- Variante 1 – 10 Gm^3/an : canalisation de 1050 millimètres de diamètres
- Variante 2 – 13 Gm^3/an : canalisation de 1200 millimètres de diamètres

160. Il faut toutefois noter que ce second ouvrage servira aussi à l'évacuation du gaz en provenance d'autres points d'entrée sur le territoire national. Ce second ouvrage assurera aussi le bon fonctionnement du réseau en cas d'augmentation des capacités d'entrée au niveau d'autres PIR (Cf. Open Season Taisnières).

161. GRTgaz ne s'engage sur aucun débit ferme garanti sur son réseau en sortie du terminal, car l'incertitude sur le phasage des différents projets de renforcement du cœur de réseau ne lui permet pas de prévoir avec assurance quels seront les débits additionnels possibles en 2014.

162. Quoiqu'il en soit, le terminal n'émettra jamais plus sur le réseau que ce que le système peut accepter. En ce sens, le terminal ne peut pas nuire à son fonctionnement.

163. Un Contrat d'interface a été signé entre Dunkerque LNG et GRT Gaz.

164. Le contrat d'interface définit les paramètres techniques de l'interface, les caractéristiques du gaz livré (pression, qualité, maximum), et les propriétaires des infrastructures. Il explicite les conditions de raccordement.

165. D'un point de vue des systèmes d'information, le terminal sera interfacé avec le système de conduite et fournira les données utiles à la conduite et à l'équilibrage du réseau par GRTgaz.

Ces données ne sont pas définies à l'heure actuelle et devront être précisées dans le contrat d'interconnexion communément par GRTgaz et Dunkerque LNG.

166. Le terminal procure par nature un gaz sous forte pression, ce qui est un avantage pour le réseau. Il doit toutefois se tenir à un niveau de compression dans les zones de pression prévues et aux spécifications minimales (PCS, teneur en souffre, indice de Wobbe, etc.…) telles que définies dans le Contrat d'Interface. Concernant notamment le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz, GRTgaz applique les mêmes conditions en termes de qualité du gaz que celles prévues dans le Contrat d'Acheminement (i.e. le contrat standard signé par un souscripteur sur le réseau de GRTgaz).

167. Le terminal n'a pas la responsabilité d'odoriser le gaz. L'odorisation sera realisée à Pitgam avec le gaz issu du pipeline NorFra.

168. La qualité est mesurée en sortie de terminal par GRTgaz. Si le gaz n'était pas conforme aux spécifications (au-dessus ou en-dessous des niveaux requis), il peut être refusé par GRTgaz. Dunkerque LNG et les souscripteurs se conformeront ainsi mécaniquement aux prescriptions de GRTgaz relatives à la qualité de gaz émis. Il ne pourra donc nuire à la qualité générale du gaz transporté sur le réseau français.

Contrat de partenariat

Partenariat commercial

169. Le contrat de partenariat commercial entre Dunkerque LNG et GRTgaz est valable avant la mise en service du terminal et durant toute son exploitation. Il régit les relations commerciales entre le terminal et GRTgaz.

170. Il prévoit la coordination de la vente de capacité (avant décision d'investissement, mais aussi après mise en service, et entre les deux), la coordination des décisions d'investissement, la réalisation des essais, ainsi que la gestion des éventuels retards lors de la mise en service. Au delà, ce contrat régit les ventes et réservations de capacités de transport en sortie de terminal, l'organisation du marché secondaire des capacités, ainsi que la bonne coordination en régime normal d'exploitation.

Coordination des investissements

171. La réalisation des travaux et la mise en service des nouvelles lignes sont coordonnées avec les échéances annoncées par Dunkerque LNG

172. Le planning de GRTgaz discuté à ce jour est le suivant :

- 18 mois pour obtenir l'autorisation
- 18 mois pour commander et recevoir les tuyaux (canalisations) – la commande pouvant être passée avant l'obtention des autorisations
- 2 saisons pour effectuer les travaux (2012 et 2013)

Contrat d'interconnexion

173. Le périmètre couvert par ce contrat comprend :

- les modalités de nomination par les souscripteurs. Elles ne sont pas encore définies et le seront d'un commun accord entre Dunkerque LNG et GRTgaz,
- l'élaboration du programme d'émission et réalisation de ce dernier (tolérances, allocations, gestion défaillances),

- la gestion d'exploitation,
- les modalités de transmission d'information entre Dunkerque LNG et GRTgaz
- les modalités de gestion en cas d'indisponibilité d'un équipement.

8.3 Conclusion

174. Le projet de Dunkerque LNG améliorera l'efficacité du réseau de transport de gaz par une sécurité et une résilience accrue apportées au réseau, la création d'un point d'échange physique à fort potentiel à Pitgam, par une série importante de coûts évités pour le GRT (conversion du système B, installations à Pitgam et sur l'artère des Hauts de France), et finalement par la création de nouvelles recettes de souscriptions venant renforcer le financement du réseau de transport. Ainsi l'investissement sur le réseau sera compensé tant par un accroissement des recettes de souscription, directes et indirectes, que par un accroissement des conditions de sécurité et de fonctionnement du système gazier français.

175. On notera également que le terminal de Dunkerque LNG améliorera significativement la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Union européenne (cf. sous-chapitre 3.2), avec des conséquences très positives pour l'efficacité du fonctionnement du réseau (baisse de la probabilité de rupture d'approvisionnement).

176. En pratique, Dunkerque LNG a engagé un dialogue poussé avec le GRT afin de s'assurer que ces améliorations attendues de l'efficacité du réseau soient réalisées de façon optimale.

9 Conclusion quant à la satisfaction des critères d'exemption

177. Ce qui précède a démontré que le projet de terminal de Dunkerque LNG satisfaisait les sept critères A1, A2, B, C, D, E1 et E2 issus des exigences de la directive 2003/55/CE[51], la loi n°2003-8[52] transposant ses dispositions en droit français, ou le décret n°2005-877[53] définissant ses modalités d'application :

- Il a été démontré que le terminal améliorera la concurrence sur les marchés de gros et de fourniture impactés, et ne nuira pas aux autres marchés potentiellement affectés, satisfaisant aux critères A1 et E1. [Chapitres 2et7]
- L'étude a également montré que le projet de terminal améliorera la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Union européenne, garantissant une satisfaction du critère A2.[Chapitre 78]
- La démonstration a été faite que le projet se plaçait à un niveau de risque tel que le terminal ne pourrait être construit dans un cadre non-exempté, ce qui satisfait au critère B. [Chapitre 4]
- Il a été établi que le terminal sera possédé et exploité par une société juridiquement distincte des gestionnaires des systèmes électriques et gaziers auxquels il sera relié, satisfaisant le critère C. [Chapitre 5]
- Dunkerque LNG a explicité son intention de mettre en œuvre un tarif transparent et homogène dans l'accès à son infrastructure, ce qui satisfait le critère D. [Chapitre 6]
- Finalement, il a pu être démontré que le terminal améliorera l'efficacité du fonctionnement du réseau, satisfaisant le critère E2. [Chapitre 8]

178. Dans ces conditions, le projet de terminal de Dunkerque LNG réunit l'ensemble des conditions nécessaires à l'obtention d'une exemption totale des règles d'accès régulé des tiers à son infrastructure pour une durée de 20 ans à compter de sa mise en service.

[51] Article 22 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel
[52] Article 7-1 de la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui transpose en droit français ses provisions
[53] Décret n° 2005-877 du 29 juillet 2005 relatif aux dérogations pour l'accès à certaines infrastructures gazières