

AUDIT DU TAUX DE REMUNERATION D'ENEDIS

Un rapport mandaté par la Commission de
Régulation de l'Energie

1 juillet 2016



Frontier Economics Ltd est membre du réseau Frontier Economics, composé de deux sociétés distinctes établies en Europe (Frontier Economics Ltd, avec des bureaux à Bruxelles, Cologne, Dublin, Londres et Madrid) et en Australie (Frontier Economics Pty, avec des bureaux à Melbourne et Sidney). Les actionnaires des deux entités sont indépendants et les engagements légaux pris par l'une des sociétés ne lient pas l'autre société du réseau. L'ensemble des opinions exprimées dans ce document sont celles de Frontier Economics Ltd.

TABLE DES MATIERES

Résumé	4
1 Introduction et structure du rapport	5
2 Détermination des paramètres de rémunération d'Enedis	6
2.1 Taux sans risque	6
2.2 Prime de risque de marché	11
2.3 Bêta de l'actif	14
3 Conclusions et Recommandations	26

RESUME

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a demandé à Frontier Economics de réaliser l'audit du taux de rémunération du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'électricité Enedis en vue de l'élaboration du cadre tarifaire TURPE5.

La demande d'Enedis, présentée au sein du dossier tarifaire du GRD pour la période de régulation TURPE5, s'appuie sur un rapport réalisé par le cabinet NERA Economic Consulting (« rapport NERA »).

Les analyses présentées dans le corps du présent rapport s'appuient sur la revue critique de ces documents, ainsi que sur une réunion d'échange avec Enedis et le cabinet NERA, en présence de la CRE. Une version intermédiaire du rapport a été partagée avec l'opérateur, a fait l'objet d'une réunion d'échange, ainsi que de commentaires écrits par l'opérateur et son conseil.

Également, les recommandations s'appuient sur une mise à jour des analyses présentées dans le rapport « Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France » réalisé par Frontier Economics pour la CRE en Novembre 2015 (« rapport 2015 »).

Le tableau ci-dessous résume les demandes d'Enedis et la recommandation de Frontier Economics concernant les paramètres du taux de rémunération.

Illustration 1. Fourchettes de valeurs recommandées pour les paramètres de rémunération des activités de distribution d'électricité

	Demande d'Enedis	Recommandation	
		<i>Borne inférieure</i>	<i>Borne supérieure</i>
<i>Taux sans risque</i>	3,1	2.5	3.2
<i>Prime de risque de marché</i>	5,1 - 5,3	4.5	5.4
<i>Bêta de l'actif</i>	0,345 - 0,38	0.32	0.37
<i>Taux d'IS</i>	34,43%	34.43%	34.43%

Source: Frontier Economics

Les fourchettes de valeur ont été établies pour chaque paramètre suivant les mêmes principes que ceux retenus dans le rapport 2015, en appliquant la méthodologie correspondante aux données de marché les plus récentes. Elle est donc justifiée au regard des conditions de marché passées et attendues au moment de la rédaction du rapport, ainsi qu'au regard de l'évolution du profil de risque d'Enedis.

1 INTRODUCTION ET STRUCTURE DU RAPPORT

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a demandé à Frontier Economics de réaliser l'audit du taux de rémunération du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'électricité Enedis en vue de l'élaboration du cadre tarifaire TURPE5.

La demande d'Enedis, présentée au sein du dossier tarifaire du GRD pour la période de régulation TURPE5, s'appuie sur un rapport réalisé par le cabinet NERA Economic Consulting (« rapport NERA »).

Les analyses présentées dans le corps du présent rapport s'appuient sur la revue critique des éléments pertinents du dossier tarifaire et du rapport NERA, ainsi que sur une réunion d'échange avec Enedis et le cabinet NERA, en présence de la CRE.

Dans la suite du rapport, nous présentons les conclusions de l'audit de la demande d'Enedis concernant les paramètres du taux de rémunération du GRD :

- Le taux sans risque
- La prime de risque de marché
- Le bêta de l'actif.

Après cette première partie introductive,

- La partie 2 présente la détermination de fourchettes de valeurs, paramètre par paramètre, en vue du TURPE5,
- La partie 3 récapitule les conclusions de l'audit et les recommandations.

2 DETERMINATION DES PARAMETRES DE REMUNERATION D'ENEDIS

Cette partie présente l'estimation des paramètres du taux de rémunération du gestionnaire de réseau de distribution d'électricité en France. Elle s'appuie sur une mise à jour de l'analyse présentée dans le rapport « Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France » rédigé par Frontier Economics pour la Commission de Régulation de l'Energie en Novembre 2015 (« rapport 2015 »).

Pour chaque paramètre, les résultats du rapport 2015 sont rappelés avant d'examiner plus en détail les arguments méthodologiques et empiriques avancés par Enedis et NERA. A la lumière de l'analyse de ces arguments et des résultats de l'analyse actualisée, de nouvelles recommandations sont formulées concernant les paramètres de rémunération d'Enedis pour TURPE5.

2.1 Taux sans risque

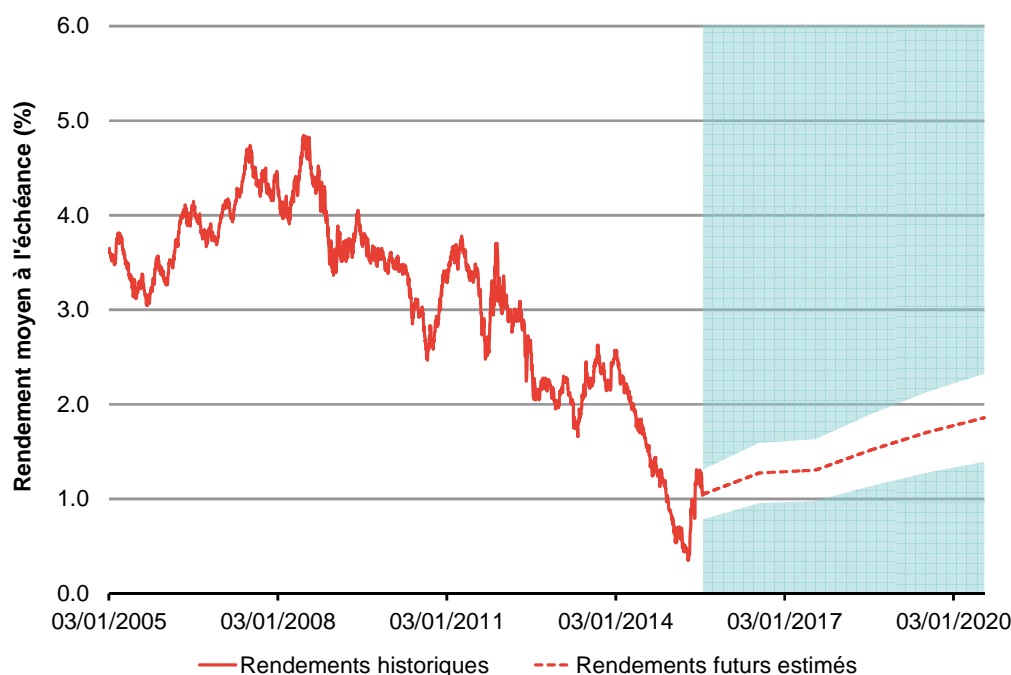
2.1.1 Méthodologie et résultats de l'analyse de 2015

La détermination du taux sans risque dans le cadre du rapport 2015 repose sur l'observation des rendements des obligations émises par l'État français. Le rapport 2015 présente plusieurs analyses – historiques et prospectives – sur ces rendements et recommande finalement de se référer à l'analyse des rendements moyens historiques sur les obligations de maturité supérieure à dix ans.

L'illustration ci-dessous synthétise les données historiques¹ et prospectives concernant les obligations d'État françaises à dix ans.

¹ Rendements observés jusqu'à la fin de l'échantillon du rapport 2015 soit le 22/07/2015

Illustration 2. Rendements historiques sur les obligations d'État françaises à dix ans et rendements futurs implicites dans le rapport 2015



Source: Données Bloomberg

Note: Analyse Frontier Economics, Fin de l'échantillon au 22/07/2015

Le tableau suivant présente les moyennes historiques des rendements pour les obligations d'état de maturités 10 à 30 ans sur des périodes de références de un à dix ans.

Illustration 3. Rendements moyens des obligations d'État françaises (nominal) présentés dans le rapport 2015

Période de référence*	Maturité				
	2 ans	5 ans	10 ans	20 ans	30 ans
Un an	-0.07%	0.24%	0.98%	1.62%	1.89%
Deux ans	0.10%	0.63%	1.57%	2.25%	2.55%
Cinq ans	0.51%	1.25%	2.28%	2.92%	3.13%
Depuis la crise	0.79%	1.62%	2.63%	3.25%	3.40%
Dix ans	1.69%	2.31%	3.07%	3.56%	3.68%

Source: Données Bloomberg, Analyse Frontier Economics

* Fin de l'échantillon au 22/07/2015

Sur la base de ces données une fourchette de valeurs pour le taux sans risque nominal allant de 2.6% à 3.4% a été proposée. Comme indiqué dans le tableau ci-dessus, ces valeurs représentent les moyennes historiques, depuis le début de la crise financière en 2008, pour les obligations d'une maturité de dix ans (2.6%) et de trente ans (3.4%). La période de référence a été définie dans le but de refléter au mieux les conditions économiques et politiques attendues pour la période couverte par le TURPE5.

2.1.2 Propositions avancées par Enedis et NERA

Enedis et NERA proposent une méthodologie similaire à celle utilisée par Frontier Economics, et se réfèrent aux mêmes données Bloomberg (rendements des obligations émises par le trésor français) que celles utilisées dans le rapport 2015. Ils proposent une fourchette allant de 2.5% à 3.3%, correspondant aux rendements moyens des obligations d'État français de maturité respectivement 10 et 30 ans, observés sur la période post-crise des subprimes.

Illustration 4. Rendements moyens des obligations d'État françaises (nominal) présentés par NERA

Période de référence*	Maturité		
	10 ans	20 ans	30 ans
Depuis la crise	2.50%	3.10%	3.30%
Dix ans	2.90%	3.50%	3.60%

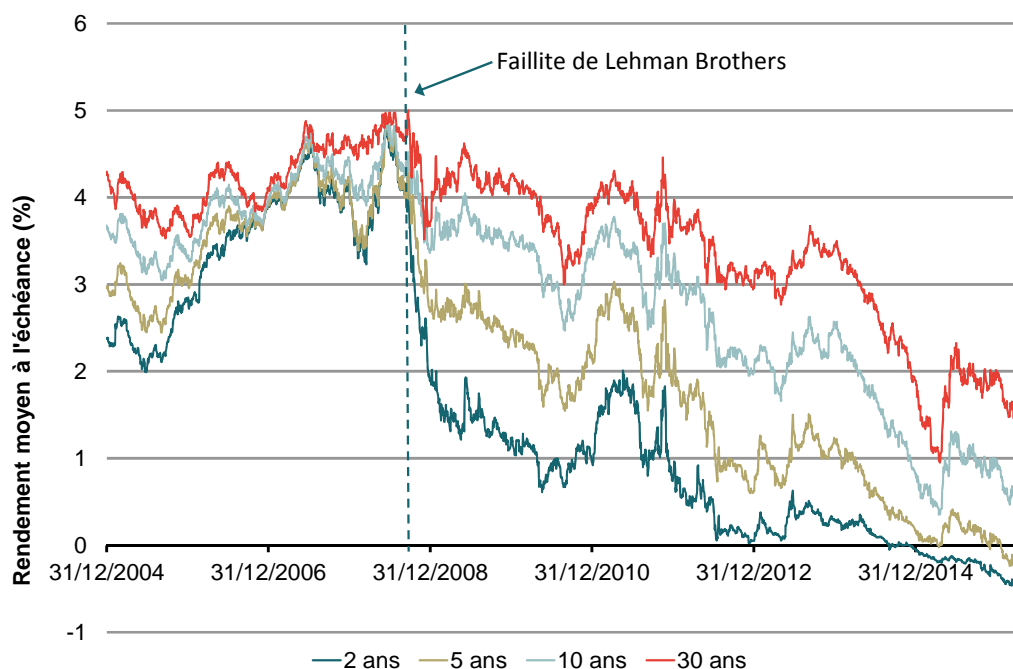
Source: Données Bloomberg, Analyse NERA
*Fin de l'échantillon au 27/01/16

NERA souligne qu'une estimation du taux sans risque basée sur les rendements observés pour les obligations d'Etat de maturité supérieure à 10 ans serait cohérente avec les propriétés techniques et plus particulièrement la durée de vie de la base d'actif d'ENEDIS. Ainsi, NERA propose de retenir une estimation ponctuelle de 3.1% pour le taux sans risque qui se positionne plutôt vers le haut de la fourchette obtenue.

Enfin, NERA attire l'attention sur le fait que la détermination d'un taux sans risque trop faible risquerait d'aboutir à des rendements réels négatifs si l'inflation pour la période du TURPE5 s'avère plus élevée que le niveau actuellement attendu. Selon NERA, cela renforce la pertinence de l'utilisation d'une valeur plus élevée pour le taux de risque.

2.1.3 Résultats de l'analyse actualisée et discussion des propositions d'Enedis et de NERA

L'analyse actualisée dont les résultats sont présentés dans ce rapport suit la méthodologie utilisée dans le cadre de l'analyse 2015. Ainsi, les rendements historiques moyens pour des obligations émises par l'État français de maturité de deux à trente ans sont analysés sur différentes périodes de référence.

Illustration 5. Rendements nominaux sur les obligations du trésor français

Source: *Données Bloomberg*

Note: *Analyse Frontier Economics, Fin de l'échantillon au 03/05/2016*

La figure ci-dessus représente les rendements nominaux des obligations du trésor français pour des maturités allant de 2 à 30 ans, de 2004 à aujourd'hui. On note que la tendance de long-terme de baisse des taux, observée depuis la crise, s'est globalement poursuivie malgré une légère correction des rendements à la hausse en milieu d'année 2015. Ces évolutions sont cohérentes avec le prolongement de la politique monétaire très souple de la BCE qui a même entraîné une baisse des rendements des obligations de maturité de moins de cinq ans jusqu'à des niveaux négatifs.

Le tableau suivant présente les moyennes historiques des rendements observés pour des périodes de références allant de un à dix ans à partir de début mai 2016. Par souci d'exhaustivité, les rendements moyens sont également présentés pour les obligations de maturité inférieure à dix ans. La fourchette de valeurs recommandée pour le taux sans risque reste, comme dans le rapport 2015, appuyée sur les rendements observés pour les obligations de maturité de plus de dix ans.

Illustration 6. Rendements moyens des obligations d'État françaises (nominal)

Période de référence*	Maturité				
	2 ans	5 ans	10 ans	20 ans	30 ans
<i>Un an</i>	-0.28%	0.08%	0.87%	1.52%	1.82%
<i>Deux ans</i>	-0.14%	0.20%	1.00%	1.67%	1.95%
<i>Cinq ans</i>	0.27%	0.91%	1.91%	2.58%	2.83%
<i>Depuis la crise</i>	0.68%	1.46%	2.45%	3.07%	3.24%
<i>Dix ans</i>	1.45%	2.07%	2.86%	3.39%	3.53%

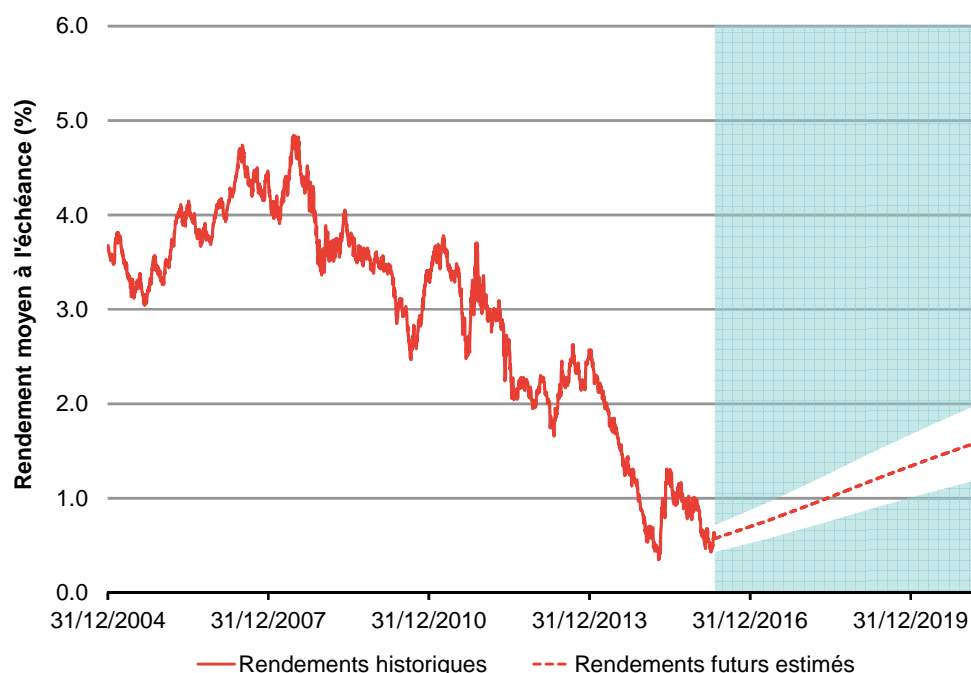
Source: *Données Bloomberg, Analyse Frontier Economics*
 * Fin de l'échantillon au 03/05/2016

Par cohérence avec la méthodologie recommandée dans le rapport 2015 et qui reste valable, la fourchette recommandée pour les valeurs du taux sans risque correspond aux rendements historiques moyens, observés depuis la crise, pour les obligations de maturité de 10 et de 30 ans respectivement. Etant donné la baisse continue des taux observée cette dernière année, la fourchette recommandée se positionne aujourd'hui en-dessous de la recommandation formulée dans le cadre du rapport 2015.

Comme dans le cadre du rapport 2015, une analyse des rendements futurs attendus pour les obligations d'État françaises a été réalisée et confirme la tendance baissière observée sur les rendements historiques².

² Comme dans le rapport 2015, ces données sont utilisées pour corroborer l'analyse tendancielle sur le taux sans risque mais pas pour calibrer la fourchette de valeurs recommandée. En effet, les valeurs estimées pour les taux futurs sont fortement influencées par la volatilité sous-jacente des rendements observés sur le marché « spot ». Une fourchette basée sur les moyennes historiques est beaucoup moins influencée par cette volatilité et est donc considérée comme la méthode la plus appropriée pour la détermination du taux sans risque.

Illustration 7. Rendements historiques sur les obligations d'État françaises à dix ans et rendements futurs implicites de l'analyse actualisée



Source: Données Bloomberg

Note: Analyse Frontier Economics, Fin de l'échantillon au 03/05/2016

Une fourchette de valeurs de 2.5% à 3.2% est donc retenue pour le taux sans risque nominal³.

Illustration 8. Comparaison des valeurs proposées pour le taux sans risque

Taux sans risque %	Borne inférieure	Borne supérieure
Frontier Economics 2015	2.6%	3.4%
ENEDIS et NERA 2016		3.1%
Frontier Economics 2016	2.5%	3.2%

Source: Frontier Economics, NERA

2.2 Prime de risque de marché

2.2.1 Méthodologie et résultats de l'analyse de 2015

Dans le cadre du rapport 2015, une prime de risque de marché (PRM) de 4.4% à 5.3% a été proposée, ce qui impliquait un rendement total du marché (somme du taux sans risque et de la prime de risque de marché) nominal entre 7% et 8.7%.

³ Les légères différences entre les rendements moyens observés par NERA et les valeurs estimées pour le taux sans risque dans l'analyse actualisée, malgré des méthodologies identiques, s'expliquent par les différences de date de fin de l'échantillon. L'échantillon de l'analyse de NERA prend fin en Janvier 2016 alors que la fin de l'échantillon de l'analyse actualisée est en Mai 2016. Les rendements observés pour les obligations d'État ont baissé d'avantage entre aujourd'hui et fin Janvier ce qui explique les moyennes moins élevées pour l'analyse actualisée.

Concernant la détermination de la prime de risque de marché, une approche de moyenne historique de long terme a été privilégiée. Les moyennes estimées par Dimson, Marsh, Staunton (DMS) constituent l'une des principales sources de référence pour la PRM historique de long-terme souvent utilisées par des autorités de régulation.

Illustration 9. Données historiques utilisée pour la détermination de la PRM dans le rapport 2015

	Moyenne arithmétique pour la PRM
France	5.30%
Europe	4.40%

Source: *Frontier Economics, DMS 2015*

Les bornes retenues pour la fourchette recommandée s'appuient sur les moyennes arithmétiques estimées par DMS présentées dans le tableau ci-dessus. Ainsi, la moyenne arithmétique pour la France de 5.3% représente la borne supérieure alors que la moyenne arithmétique pour l'Europe de 4.4% constitue la borne inférieure de la fourchette de valeurs proposée pour la prime de risque de marché.

2.2.2 Propositions avancées par Enedis et NERA

NERA et Enedis proposent une fourchette de 5.1% à 5.3% pour la prime de risque de marché. Cette valeur est légèrement plus élevée que la PRM de 5.0% retenue pour ENEDIS au TURPE4.

NERA et Enedis notent que la borne inférieure de la fourchette proposée de 5.1% correspond à la différence entre un rendement total de marché (RTM) nominal de 8.2% et le taux sans risque proposé par NERA et Enedis. NERA et Enedis déclarent que cette valeur est basée sur un RTM réel de 7.0%, soit un niveau identique à la borne supérieure proposée pour le RTM réel dans le rapport 2015 (pour une inflation attendue de 1.2% correspondant au niveau retenu pour déterminer le CMPC réel de GRDF dans le rapport 2015). La borne supérieure de 5.3% correspond à la moyenne arithmétique estimée pour la France par DMS 2015.

NERA déclare que la détermination de la PRM par différence entre le taux sans risque et le RTM a été privilégiée pour assurer la cohérence dans le temps de la valeur du RTM retenue. Etant donné que l'évolution du taux sans risque et de la PRM affichent souvent une corrélation inverse, une tendance plus stable est recommandée pour la valeur du RTM.

Finalement, NERA et Enedis notent que les valeurs proposées pour le RTM et la PRM sont cohérentes avec le précédent européen réglementaire et avec les analyses additionnelles faites par NERA⁴.

⁴ NERA évoque notamment l'utilisation d'un modèle de croissance des dividendes.

Illustration 10. Valeurs proposées pour la prime de risque de marché et le rendement total de marché par NERA et Enedis

	Borne inférieure	Borne supérieure
Taux sans risque		3.10%
PRM	5.10%	5.30%
RTM	8.20%	8.40%

Source: NERA

2.2.3 Résultats de l'analyse actualisée et discussion des propositions d'Enedis et de NERA

La mise à jour de l'analyse présentée dans le cadre du rapport 2015 a conduit à un léger déplacement de la fourchette des valeurs proposée pour la PRM. En cohérence avec le rapport 2015, les moyennes arithmétiques estimées par DMS ont été prises en compte pour la constitution de cette fourchette. Dimson, Marsh and Staunton est en effet largement reconnue comme la source la plus fiable pour des moyennes historique de long terme pour la PRM.

Le changement observé est dû à l'évolution des résultats estimés par DMS entre l'année 2015 et l'année 2016 comme le montre le tableau suivant.

Illustration 11. Valeurs historiques de la PRM utilisées dans le rapport 2015 et données actualisées

	Moyenne arithmétique pour la PRM	
	DMS 2015	DMS 2016
France	5.30%	5.40%
Europe	4.40%	4.50%

Source: Frontier Economics, DMS 2015, DMS 2016

Par rapport aux moyennes publiées en 2015, les données les plus récentes témoignent d'une progression de dix points de base pour la France et pour l'Europe. Ainsi, la prime de risque de marché se positionne maintenant entre 4.5% et 5.4%. Conjugée à l'analyse actualisée du taux sans risque, cela implique un rendement total du marché entre 7.0% et 8.6%. Le rendement total du marché reste pratiquement inchangé par rapport au rendement observé dans le rapport 2015, ce qui s'explique par la cohérence des méthodes retenues pour l'estimation du taux sans risque et de la prime de risque de marché.

Comme dans le rapport 2015, la fourchette recommandée est cohérente avec les décisions des autres régulateurs européens ainsi que les études de référence (notamment de type sondage) sur la PRM. Une fourchette de valeurs de 4.5% à 5.4% est donc recommandée pour la PRM.

Illustration 12. Comparaison des valeurs proposées pour la prime de risque de marché par Frontier Economics et par NERA et Enedis

	Borne inférieure	Borne supérieure
Frontier Economics 2015	4.40%	5.30%
ENEDIS et NERA 2016	5.10%	5.30%
Frontier Economics 2016	4.50%	5.40%

Source: Frontier Economics, NERA

2.3 Bêta de l'actif

2.3.1 Méthodologie et résultats de l'analyse de 2015

Dans le cadre du rapport 2015, une fourchette de 0.30 à 0.35 a été proposée pour le bêta de l'actif pour les gestionnaires des réseaux d'électricité en France. L'estimation de ces valeurs a suivi les meilleures pratiques techniques en la matière et est conforme avec le précédent règlementaire. Il s'agit d'une démarche en six étapes :

- sélection des comparables
- estimation du bêta brut pour les périodes de référence retenues
- ajustement bayésien
- désendettement des bêtas
- obtention de la fourchette de valeurs finale pour le bêta de l'actif
- ré-endettement pour obtenir un bêta des fonds propres

Afin d'estimer le bêta des réseaux d'électricité français, plusieurs échantillons de comparables ont été pris en compte. Ces échantillons regroupaient des gestionnaires de réseau d'électricité européens ainsi que des gestionnaires australiens et néo-zélandais. La composition des quatre échantillons retenus pour les différents scénarios d'estimation est présentée dans le tableau ci-dessous.

Illustration 13. Comparables utilisés pour l'estimation du bêta dans le cadre du rapport 2015, par échantillon

Comparable	Echantillon 1 - Transport d'électricité	Echantillon 2 - Distribution d'électricité	Echantillon 3 - Réseaux d'électricité	Echantillon 4 - Réseaux d'électricité + AUS/NZ
Elia System Operator SA/NV	X		X	X
Terna Rete Elettrica Nazionale	X		X	X
REN - Redes Energeticas Nacion	X		X	X
Red Electrica Corp SA	X		X	X
National Grid PLC	X		X	X
Electricite de Strasbourg SA		X	X	X
Repower AG		X	X	X
Spark Infrastructure Group				X

Source: *Frontier Economics*

La composition des échantillons s'est inscrite dans une logique de maximisation de la comparabilité entre les gestionnaires français et les gestionnaires sélectionnés pour l'estimation du bêta. Ainsi, les échantillons comportent des comparables dont les caractéristiques sont similaires à celles des opérateurs français et dont le cadre tarifaire est également suffisamment proche du cadre français.

De plus, la pertinence de l'inclusion de chaque comparable dans l'échantillon préliminaire a été testée via un test d'autocorrélation⁵. Lorsque ce test a détecté une autocorrélation pour une action, le comparable a été exclu de l'échantillon. Tous les comparables présentés dans le tableau ci-dessus ont satisfait ces tests et étaient donc suffisamment liquides pour être pris en compte dans l'estimation du bêta.

L'estimation des bêtas bruts a été réalisée avec l'outil « Bloomberg Unlevered Bêta Calculator » pour trois spécifications différentes. Trois options ont été retenues :

- période de référence de 3 ans et données journalières
- période de référence de 5 ans et données journalières
- période de référence de 5 ans et données hebdomadaires.

⁵ Un test d'autocorrélation permet notamment de contrôler si le prix d'une action a changé de façon statistiquement significative entre deux observations – par exemple entre deux jours. Si l'autocorrélation est détectée, cela signifie un changement trop petit ou non-existant du prix, dû la plupart du temps à un manque de liquidité de l'action considérée.

Ensuite, les bêtas estimés ont été ajustés selon la méthode Vasicek afin de minimiser l'erreur d'estimation due à l'échantillon.

Finalement, le bêta de l'actif pour chaque comparable est obtenu en désendettant les bêtas des fonds propres estimés. Ce désendettement a été réalisé selon la formule de Modigliani-Miller présentée ci-dessous

$$\text{Bêta de l'actif} = \frac{\text{Bêta des fonds propres}}{1 + (1 - t) * \frac{D}{E}}$$

Où t est le taux effectif de l'impôt sur les sociétés (IS) et D/E est le ratio dette sur fonds propres.

Ensuite, des moyennes ont été calculées pour chacun des quatre échantillons présentés dans le tableau ci-dessous. Selon ce tableau, la moyenne la plus élevée – à 0.30 – a été obtenue pour l'échantillon de gestionnaires de réseaux d'électricité (transport et distribution confondus) incluant les acteurs néozélandais et australiens.

Illustration 14. Bêta de l'actif moyen pour les différents groupes de comparables (rapport 2015)

	3 ans journalières	5 ans journalières	5 ans hebdomadaires
Réseaux de transport d'électricité	0.29	0.28	0.29
Réseaux de distribution d'électricité	0.21	0.20	0.27
Réseaux d'électricité	0.27	0.26	0.29
Réseaux d'électricité incl. AU&NZ	0.29	0.28	0.30

Source: *Frontier Economics*

Etant donné que toutes les périodes de références retenues couvrent une des périodes de plus forte récession de l'histoire récente, qui est notamment caractérisée par une volatilité élevée, il a été noté que les bêtas estimés dans le cadre du rapport 2015 pouvaient être biaisés vers le bas. Par conséquent la moyenne la plus élevée du tableau ci-dessus a été retenue comme borne inférieure de la fourchette des valeurs de bêta recommandée.

En revanche, le précédent tarifaire en France et dans un panel d'autres juridictions européennes a été utilisé pour déterminer la borne supérieure. Ainsi, la fourchette recommandée pour le bêta de l'actif des réseaux d'électricité français s'inscrivait entre 0.30 et 0.35.

2.3.2 Propositions avancées par Enedis et NERA

Enedis et NERA proposent une fourchette de 0.345 à 0.38 pour le bêta de l'actif d'Enedis. NERA note que l'écart avec la fourchette proposée par Frontier Economics dans le rapport 2015 s'expliquerait par des différences de méthode, concernant

- la sélection des comparables : NERA considère que l'échantillon inclut des comparables trop peu liquides et affichant des betas artificiellement faibles
- la prise en compte du bouclier fiscal : NERA considère que l'approche du rapport 2015 emporte une sous-allocation de risque au bêta de l'actif.

De plus, Enedis et NERA remarquent que les fourchettes proposées pour les bêtas des réseaux de gaz et d'électricité seraient trop distinctes. Selon les parties, les risques associés aux activités de transport et de distribution de gaz et d'électricité ne sont pas suffisamment différents pour justifier un écart aussi important des bêtas estimés⁶.

Sélection des comparables

En ce qui concerne la sélection des comparables, NERA et Enedis considèrent que l'inclusion des actions des deux GRDs Repower et Electricité de Strasbourg dans l'échantillon d'estimation dans le rapport 2015 mène à une sous-estimation du bêta de l'actif. NERA note que les bid-ask spreads des deux actions s'inscrivent à au moins 1%, une valeur qui caractériserait souvent des actions trop peu liquide. Comme les bêtas estimés pour des actions illiquides sont biaisés à la baisse⁷, l'inclusion de ces entités mènerait à des bêtas moyens trop faibles. De plus, NERA déclare qu'Elia doit également être exclu de l'échantillon à cause d'une structure propriétaire spécifique et en ligne avec le précédent tarifaire en Europe.

Pour garantir une taille d'échantillon suffisamment large après l'exclusion de Repower, d'Electricité de Strasbourg et d'Elia, NERA propose d'inclure d'autres entités dans son échantillon alternatif. Ces entités sont Snam Rete Gas, Enagas, TC Pipelines, Boardwalk Pipeline Partners, ITC Holdings, Vector Ltd et DUET Group. Selon NERA, chacune de ces actions présente un bid ask spread suffisamment faible pour être considérée comme action liquide. Le tableau suivant présente l'échantillon retenu par NERA.

⁶ Ce point a fait l'objet d'un développement spécifique dans la note sur les facteurs de risque du GRD pour TURPE5 résumée plus bas.

⁷ Une action illiquide est caractérisée par une fréquence d'échange faible qui se traduit par un nombre faible de changements de prix dans le temps. Une estimation de la corrélation entre le prix d'une action illiquide et un indice de référence peut donc sous-estimer la vraie corrélation.

Illustration 15. Comparables utilisés pour l'estimation du bêta par NERA, par échantillon

Comparable	E1 - Europe	E2 - Europe+AUS/NZ	E3 - Europe+US	E4 - Europe+AUS/NZ+US
<i>Terna Rete Elettrica Nazionale</i>	X	X	X	X
<i>REN - Redes Energeticas Nacion</i>	X	X	X	X
<i>Red Electrica Corp SA</i>	X	X	X	X
<i>National Grid PLC</i>	X	X	X	X
<i>Snam SpA</i>	X	X	X	X
<i>Enagas SA</i>	X	X	X	X
<i>Spark Infrastructure Group</i>		X		X
<i>DUET Group</i>		X		X
<i>Vector Ltd</i>		X		X
<i>TC PipeLines LP</i>			X	X
<i>Boardwalk Pipelines Partners LP</i>			X	X
<i>ITC Holdings Corp</i>			X	X

Source: NERA

Les bêtas des fonds propres sont ensuite estimés pour chacune des entités présentées ci-dessus pour des périodes de référence de trois ans et de cinq ans. La fourchette proposée par NERA et Enedis est basée sur le bêta moyen observé pour l'échantillon complet.

Le tableau suivant présente les bêtas de l'actif moyens estimés par NERA pour les différents échantillons définis ci-dessus. Des périodes de référence de trois ans et de cinq ans ont été utilisées dans l'estimation.

Illustration 16. Bêtas de l'actif moyens estimé par NERA, par échantillon et par période de référence

Echantillon	Croyance bayésienne égale à 1		Croyance bayésienne égale à la moyenne de l'échantillon	
	3 ans	5 ans	3 ans	5 ans
<i>Europe</i>	0.44	0.39	0.42	0.38
<i>Europe+AUS/NZ</i>	0.42	0.37	0.40	0.35
<i>Europe+US</i>	0.49	0.41	0.45	0.39
<i>Europe+AUS/NZ+US</i>	0.46	0.39	0.42	0.37

Source: NERA

Les valeurs estimées et présentées ci-dessus suggèrent une fourchette allant de 0.35 à 0.49 pour le bêta de l'actif d'Enedis.

Profil de risque d'Enedis

Dans le cadre de la réunion entre Enedis, NERA, la CRE et Frontier Economics et dans une note partagée par la suite par le GRD, NERA et Enedis ont présenté les principaux facteurs influençant le profil de risque d'Enedis qui justifieraient l'augmentation du bêta de l'actif emportée par la fourchette proposée par le GRD:

- le risque concessif : Enedis note que le cadre de concession publique actuel et sa complexité exposent le GRD à un degré élevé de risque sur ses charges d'exploitation et emportent une visibilité limitée sur le recouvrement des investissements.
- le risque réglementaire : Enedis et NERA estiment que le GRD évolue dans un cadre réglementaire particulièrement risqué par rapport à d'autres opérateurs, du fait (1) de l'annulation du TURPE3 par le Conseil d'Etat, et (2) de l'absence de mécanismes de réouverture de la décision tarifaire qui permettent dans d'autres juridictions la prise en compte en cours de période tarifaire des aléas significatifs.
- les risques liés aux évolutions sectorielles affectant l'activité des GRD en France et en Europe, qui expliqueraient en partie l'augmentation systématique des bêtas des gestionnaires de réseau en Europe ces dernières années⁸.

L'opérateur a également mis en avant dans la description de l'évolution de son activité des missions et charges afférentes nouvelles découlant notamment de la Loi pour la Transition Energétique et la Croissance Verte.

Conclusion d'Enedis et de NERA

En synthèse de ces éléments, NERA et Enedis proposent qu'une fourchette de 0.345 à 0.38 soit finalement retenue pour le bêta de l'actif au TURPE5.

2.3.3 Résultats de l'analyse actualisée et discussion des propositions d'Enedis et de NERA

L'estimation du bêta de l'actif est le point de plus forte dissension entre la proposition d'Enedis et l'étude 2015 de Frontier Economics. Ce sujet a été discuté en détail lors de la réunion entre Enedis, NERA, la CRE et Frontier Economics. Cette réunion, ainsi que la lecture approfondie des documents soumis par la CRE, ont permis une compréhension précise des arguments de NERA et d'Enedis. Nous présentons l'audit de ces arguments ci-dessous.

⁸ Egalement, la stabilisation des marchés financiers après la crise des subprimes en 2009 entraînerait une normalisation et ré-augmentation des valeurs de bêta estimées.

Echantillon de comparables

NERA et Enedis ont fait remarquer que l'échantillon utilisé dans le rapport 2015 comprenait des entités souffrant d'un manque de liquidité et devant donc être exclues de l'échantillon, telles que Repower, Electricité de Strasbourg et Elia. NERA a aussi suggéré que des réseaux de gaz et des opérateurs américains devraient être inclus dans l'échantillon.

S'il n'est pas systématiquement inapproprié d'inclure des gestionnaires de réseaux de gaz dans un échantillon visant à estimer le bêta pour des réseaux d'électricité, le rapport 2015 a porté une attention particulière sur le traitement différencié des réseaux de gaz et d'électricité dans le contexte français et sur l'analyse d'éventuelles différences perceptibles quant au niveau du bêta de l'actif pour ces deux types de réseau. Cette analyse s'inscrivait dans le contexte d'un écart assez élevé entre les bêtas de l'actif retenus pour le gaz et pour l'électricité dans les décisions tarifaires en vigueur au moment de l'étude.

Par conséquent, l'échantillon retenu pour la détermination du bêta pour les réseaux d'électricité contient seulement des réseaux d'électricité. Cette approche reste a priori valide dans le cadre du présent audit, sous réserve que la taille de l'échantillon (après actualisation des différents tests présentés ci-dessus) reste suffisante.

Si la taille de l'échantillon s'avère trop petite, des actions des gestionnaires des réseaux mixtes sont ajoutées à l'échantillon pour l'estimation du bêta. Ceci a déjà été le cas dans le cadre du rapport 2015 où National Grid a fait partie de l'échantillon d'estimation. Le profil de risque de ces opérateurs mixtes reste suffisamment proche de celui des gestionnaires des réseaux d'électricité. En effet, les opérateurs de réseau mixte sont fréquemment considérés pour la détermination des bêtas de l'actif par des autorités de régulation européens.

Des comparables américains ont été envisagés lors de l'élaboration de l'échantillon de départ dans le cadre du rapport 2015. Cependant, les cadres tarifaires dans lesquels ces entités opèrent ne sont pas suffisamment comparables aux cadres réglementaires des opérateurs européens, australiens et néo-zélandais retenus dans l'échantillon. L'inclusion des entités américaines dans l'échantillon d'estimation n'aurait donc pas contribué à une plus grande fiabilité des résultats obtenus⁹.

Ces considérations restent valides dans le cadre de l'analyse actualisée. L'inclusion des comparables européens, australiens et néo-zélandais garantit un

⁹ Il convient de noter que National Grid a également des activités de réseau aux Etats-Unis. Cela ne remet pas en cause la pertinence de l'inclusion de National Grid dans l'échantillon car le groupe reste avant tout un gestionnaire de réseau britannique, dont la majorité des revenus d'exploitation proviennent de l'activité de GRT en Grande-Bretagne.

Le risque de biais du bêta de National Grid du fait de ses activités dans d'autres juridictions est néanmoins pris en compte. Si le bêta estimé pour National Grid s'écartait significativement du reste de l'échantillon, il pourrait être envisagé d'exclure National Grid. Cependant ce n'est pas le cas dans la présente étude et ça n'a pas été le cas dans les études précédentes. De fait, National Grid est fréquemment retenu comme comparable pertinent dans les décisions tarifaires au Royaume-Uni et ailleurs en Europe.

On ne considère pas pour autant que l'inclusion de National Grid dans l'échantillon peut légitimer d'inclure d'autres gestionnaires de réseau nord-américains au cas présent. Comme discuté précédemment, ceci n'aurait pas de valeur ajoutée significative pour l'analyse étant donné la composition du reste de l'échantillon et l'exercice de comparaison internationale réalisée pour la CRE dans le cadre du rapport 2015.

échantillon suffisamment divers et large permettant une estimation pertinente du bêta.

Concernant le niveau de liquidité, l'inclusion d'actifs illiquides dans les estimations du bêta représente un risque, car les actifs qui ne font pas l'objet d'échanges assez fréquemment auront tendance à souffrir de problèmes d'autocorrélation, et donc à entraîner une distorsion à la baisse des bêtas estimés. Le rapport de 2015 présente la vérification du niveau d'autocorrélation, suite à laquelle un certain nombre d'actifs ayant échoué le test ont été exclus. Ainsi les entités retenues dans l'échantillon ne montraient pas de signe d'autocorrélation.

NERA apprécie dans son étude la liquidité des actions au moyen du spread bid-ask, et propose sur la base de cette analyse d'exclure deux entités, les entités en question affichant incidemment les bêtas les plus faibles de l'échantillon. Le spread bid-ask compte parmi un panel d'indicateurs reconnus de la liquidité, au même titre par exemple que les volumes échangés ou encore la part des actions échangées par rapport au nombre total d'actions. Si tous ces indicateurs sont pertinents en théorie, en pratique il n'existe pour aucun d'entre eux pas de critère absolu, de seuil au-delà duquel une action doit être considérée comme 'problématique' et être exclue des estimations du bêta.

Par conséquent Frontier Economics a appliqué une approche pragmatique consistant à exclure :

- Les actifs pour lesquels on identifie des jours sans échange, c'est-à-dire des jours où le prix de l'action est égal au prix du jour précédent. Cette situation entraîne indéniablement un problème d'autocorrélation et un biais à la baisse des bêtas estimés.
- Les actifs dont les bêtas apparaissent clairement aberrants par rapport au reste de l'échantillon.

Le résultat de cette approche dans le cadre de l'analyse actualisée est présenté plus bas.

En partant de l'échantillon retenu pour le rapport 2015, seules deux entités, Repower AG et Electricité de Strasbourg, n'ont pas satisfait ces tests lors de l'actualisation des estimations. Les résultats de ces tests suggèrent que les bêtas estimés pour Repower et Electricité de Strasbourg risquent d'être biaisés par un manque de liquidité des actions sous-jacentes sur la période de référence. De fait, les bêtas affichés par les deux gestionnaires semblent artificiellement bas. Par conséquent, Repower et Electricité de Strasbourg sont exclus de l'échantillon final. Il convient de noter cependant que les tests de fiabilité ne justifient aucunement l'exclusion des bêtas estimés pour Elia System Operator SA/NV demandée par NERA et Enedis.

En revanche, deux gestionnaires australo-néo-zélandais de réseaux divers, DUET Group et Vector Ltd, ont été ajoutés à l'échantillon de départ. Ces opérateurs faisaient déjà partie des comparables sélectionnés en 2015, mais n'avaient finalement pas été retenus car la taille de l'échantillon basée uniquement sur les réseaux d'électricité ainsi que National Grid a été considérée suffisamment large. L'inclusion de ces gestionnaires est cependant cohérente

avec l'inclusion de National Grid en tant que gestionnaire d'un réseau mixte dans l'échantillon européen (et au regard des similitudes entre les cadres tarifaires dans les pays concernés) et permet de renforcer la fiabilité des résultats en augmentant la taille de l'échantillon (réduite notamment après l'exclusion de Repower et Electricité de Strasbourg). Egalement, l'inclusion de ces entités dans l'échantillon est conforme avec le précédent réglementaire observé en Europe.

Ainsi, un échantillon de huit entités est retenu, ce qui est identique à la taille de l'échantillon proposée dans le cadre du rapport 2015. L'échantillon est constitué de quatre GRTs d'électricité européens, de National Grid ainsi que des trois gestionnaires de réseau d'électricité et de réseaux mixtes australiens et néo-zélandais.

Résultats de l'estimation du bêta dans l'analyse actualisée

L'estimation du bêta a été actualisée selon la même méthode que celle retenue dans le cadre du rapport 2015 et reste donc cohérente avec le précédent tarifaire en France. Suite à la mise à jour de cette estimation, une fourchette allant de 0.32 à 0.37 est recommandée, fourchette supérieure de 2 points de base à la fourchette proposée dans le cadre du rapport 2015.

Méthode d'estimation et échantillon

Dans un premier temps, des bêtas individuels sont estimés pour chaque action retenue dans l'échantillon final pour trois périodes de référence de

- 3 ans, données journalières
- 5 ans, données journalières
- 5 ans, données hebdomadaires.

Le tableau suivant présente les bêtas individuels bruts et ajustés selon la méthode *Vasiček* pour chaque action considérée pour l'estimation du bêta de l'actif d'Enedis et pour la période de référence de trois ans. Des indices nationaux sont retenus comme indice de référence dans l'estimation du bêta.

Illustration 17. Bêtas bruts et ajusté selon Vasiček pour l'échantillon de départ (3 ans, données journalières)

	Retenue dans l'échantillon final	Indice de référence	Bêta brut	Bêta ajusté selon Vasiček
Elia System Operator SA/NV	Oui	BEL All Share Index	0.19	0.20
Terna Rete Elettrica Nazionale	Oui	FTSE Italia All Share Index	0.39	0.40
REN - Redes Energeticas Nacion	Oui	PSI All Share Index	0.23	0.23
Red Electrica Corp SA	Oui	Madrid Stock Exchange General Index	0.41	0.41
National Grid PLC	Oui	FTSE All Share Index	0.46	0.46
Spark Infrastructure Group	Oui	Australian Stock Exchange All Ordinaries Index	0.51	0.52
DUET Group	Oui	Australian Stock Exchange All Ordinaries Index	0.20	0.21
Vector Ltd	Oui	New Zealand All Ordinaries Index	0.37	0.38
Electricité de Strasbourg	Non	CAC All Share Index	0.13	0.15
Repower AG	Non	Swiss All Share Index	0.00	0.07

Source: Données Bloomberg, Analyse Frontier Economics
Fin de l'échantillon 03/05/2016

Moyenne de l'échantillon

La fourchette de valeurs proposée pour le bêta de l'actif d'Enedis est construite à partir de la moyenne des bêtas individuels des actions incluses dans l'échantillon.

La fourchette de valeurs recommandée dans l'étude de 2015 s'appuyait sur la moyenne simple des bêtas de l'échantillon, car cette approche était la plus à même de fournir une image plus exhaustive de ce que pourrait être le bêta de l'actif d'un opérateur de réseaux d'électricité. Le choix d'inclure certains des plus petits comparateurs dans notre échantillon reflétait également cet objectif.

Cependant, certains observateurs ont suggéré qu'une moyenne pondérée des bêtas estimés pour l'échantillon devrait être utilisée. Il a été mis en avant le fait que dans un portefeuille d'actions construit en proportion de la capitalisation boursière des actions de l'échantillon, le bêta des actions dont la capitalisation est la plus faible a un effet moindre sur le bêta moyen de l'échantillon.

En pratique, il n'est pas établi que les investisseurs cherchent nécessairement à détenir des actions dans des proportions exactement similaires à celles emportées par leurs capitalisations boursières relatives. Et si un investisseur investit un montant similaire dans toutes les entreprises de l'échantillon, le bêta

du portefeuille sera bien la moyenne simple des bêtas des comparables de l'échantillon.

Il n'est donc pas recommandé de substituer une moyenne pondérée à l'approche par moyenne simple historiquement utilisée pour détermination le bêta du GRD électricité. Néanmoins le positionnement des moyennes pondérées au-dessus des moyennes simples participe de la recommandation de la fourchette de valeurs pour le bêta de l'actif d'ENEDIS pour TURPE5.

Le tableau suivant présente la moyenne des bêtas estimés pour l'échantillon des bêtas présenté ci-dessus et pour les trois périodes de référence déjà considérées dans le rapport 2015.

Illustration 18. Moyennes (simples) des bêtas de l'actif estimés pour les différentes fenêtres d'estimation

	3 ans journalières	5 ans journalières	5 ans hebdomadaires
Bêta moyen	0.35	0.31	0.28

Source: *Frontier Economics*

Analyse et recommandation

Les bêtas moyens présentés ci-dessus sont plus élevés que les bêtas obtenus dans l'analyse 2015.

Ceci s'explique principalement par une normalisation vers le haut des bêtas estimés sur la période récente par rapport aux bêtas estimés pour les premières années depuis la crise. Cette évolution a notamment mené à une augmentation des moyennes journalières pour trois et cinq ans, ces moyennes attribuant un poids plus important aux périodes de bêtas élevés par rapport à ce qui était encore le cas dans l'analyse 2015. On ne retrouve pas ce résultat pour les moyennes hebdomadaires sur cinq ans qui s'affichent même en deçà de la borne inférieure des valeurs proposées en 2015. Ainsi, par rapport à l'étude 2015, le risque de biais à la baisse des bêtas estimés, qui avait amené à utiliser la moyenne la plus élevée comme borne inférieure de la fourchette recommandée, semble avoir été écarté.

Enedis ne figurant pas dans l'échantillon utilisé pour estimer le bêta, il convient d'apprécier si l'évolution de son profil de risque n'invalide pas la démarche d'estimation du bêta par référence à cet échantillon.

Enedis met notamment en avant un ensemble d'obligations et charges potentiellement entraînées par des dispositions de la LTECV. Nous comprenons qu'il pourrait s'agir selon les cas de dépenses d'investissement ou de charges d'exploitation et que celles-ci entreraient dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE selon les mécanismes d'incitation en vigueur pour chaque poste de charge. Ces éléments participent donc pour certains (notamment charges d'exploitation) à l'exposition d'Enedis à un éventuel risque de non-couverture des charges, mais également de gain de sur-performance. L'opérateur n'a pas quantifié le degré d'exposition supplémentaire (par exemple à travers une analyse de type levier opérationnel). On note également que l'opérateur ne

mentionne aucune évolution de l'activité venant en réduction de ses risques opérationnels.

L'évolution du profil de risque d'Enedis telle que décrite et objectivée par l'opérateur ne remet pas en cause la pertinence de détermination du bêta d'Enedis à partir de l'échantillon de comparables retenus.

Ainsi, au regard des éléments discutés ci-dessus, un rehaussement de 2 points de base de la borne inférieure et de la borne supérieure de la fourchette de valeurs pour le bêta de l'actif retenue dans le rapport 2015 est recommandé, la portant à 0.32-0.37. Cette recommandation reflète le constat de la tendance haussière des bêtas observés sur les marchés depuis l'étude 2015.

Illustration 19. Valeurs proposées pour le bêta de l'actif pour Enedis

	Borne inférieure	Borne supérieure
<i>Frontier Economics 2015</i>	0.30	0.35
<i>ENEDIS et NERA 2016</i>	0.345	0.38
<i>Frontier Economics 2016</i>	0.32	0.37

Source: *Frontier Economics, NERA*

Finalement, on note que la fourchette proposée des bêtas pour les réseaux d'électricité et la fourchette des bêtas recommandés pour les réseaux de gaz se superposent pour partie, propriété qui n'est pas un objectif en soi mais s'inscrit en cohérence avec le précédent tarifaire européen.

3 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le tableau ci-dessous présente la recommandation de Frontier Economics concernant les paramètres de rémunération des activités de distribution d'électricité pour TURPE5.

Les fourchettes de valeurs recommandées résultent de l'audit de la demande d'Enedis formulée au sein de son dossier tarifaire, des documents soumis à la CRE en soutien de cette demande, des échanges entre Enedis, son conseil NERA, Frontier Economics et la CRE, ainsi que de l'actualisation des analyses méthodologiques et empiriques présentées dans le rapport 2015 de Frontier Economics concernant la détermination du taux de rémunération pour les réseaux d'électricité en France. En particulier cette fourchette de valeurs est justifiée au regard des conditions de marché passées et attendues au moment de la rédaction du rapport, ainsi qu'au regard de l'évolution du profil de risque d'Enedis.

Illustration 20. Fourchettes de valeurs recommandées pour les paramètres de rémunération des activités de distribution d'électricité

	<i>Borne inférieure</i>	<i>Borne supérieure</i>
<i>Taux sans risque</i>	2.5	3.2
<i>Prime de risque de marché</i>	4.5	5.4
<i>Bêta de l'actif</i>	0.32	0.37
<i>Taux d'IS</i>	34.43%	34.43%

Source: Frontier Economics

