



Evaluation du CMPC des activités régulées de GRDF pour la période de l'ATRD5

UN RAPPORT RÉALISÉ POUR LA CRE

Novembre 2015

1	Introduction et contexte	7
2	Analyses préliminaires	10
2.1	<i>Cadre de rémunération</i>	10
2.2	<i>Principes généraux d'estimation du CMPC</i>	19
3	Hypothèse d'inflation	21
3.1	<i>Position de NERA</i>	21
3.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	21
3.3	<i>Différences méthodologiques</i>	26
4	Taux sans risque	27
4.1	<i>Position de NERA</i>	27
4.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	27
4.3	<i>Différences méthodologiques</i>	36
5	Prime de dette	37
5.1	<i>Position de NERA</i>	37
5.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	37
5.3	<i>Différences méthodologiques</i>	48
6	Prime de risque de marché	49
6.1	<i>Position de NERA</i>	49
6.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	50
6.3	<i>Différences méthodologiques</i>	56
7	Bêta de l'actif	57
7.1	<i>Position de NERA</i>	57
7.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	58
7.3	<i>Différences méthodologiques</i>	72
8	Taux d'endettement	73
8.1	<i>Position de NERA</i>	73
8.2	<i>Recommandation de Frontier</i>	73
8.3	<i>Différences méthodologiques</i>	76

9	Traitement de l'impôt	77
9.1	<i>Formule de calcul du CMPC réel avant impôts.....</i>	<i>77</i>
9.2	<i>Bouclier fiscal.....</i>	<i>79</i>
10	Fourchette de CMPC	81

Figure 1. Point mort d'inflation en France	23
Figure 2. Rendement nominaux sur les obligations du trésor français	28
Figure 3. Estimation du rendement futur sur les obligations à 10 ans	30
Figure 4. Prévion du rendement sur les obligations d'État françaises à 10 ans	31
Figure 5. Prévions pour les rendements des obligations d'Etat de maturité 10 ans dans la zone Euro	32
Figure 6. Moyenne pondérée de la prime de dette pour ENGIE et RTE	42
Figure 7. Prime de dette observée sur des indices de comparables européens	46
Figure 8. PRM historique moyenne, 1900-2014	51
Figure 9. Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau européens	63
Figure 10. Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau australiens et néozélandais	64
Figure 11. Bêtas de l'actif estimés pour les énergéticiens intégrés européens	65

Tableau 1. CMPC pour l'ATRD5	7
Tableau 2. Moyennes historiques du point mort de l'inflation française à 10 ans.....	23
Tableau 3. Prévisions d'inflation de la BCE pour la zone euro	24
Tableau 4. Rendement moyen des obligations d'Etat françaises (nominal)	29
Tableau 5. Méthode de détermination du taux sans risque nominal en Europe.....	33
Tableau 6. Taux sans risque réels	35
Tableau 7. Méthodologie de détermination de la prime ou du coût de la dette en Europe.....	38
Tableau 8. Coût de la dette autorisé dans les pays étudiés.....	40
Tableau 9. Obligations ENGIE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance	40
Tableau 10. Obligations RTE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance	41
Tableau 11. Analyse de la prime de dette pour les opérateurs français	42
Tableau 12. Analyse des primes de dette des opérateurs français – obligations à échéance plus longue	43
Tableau 13. Analyse de la prime de dette sur des obligations comparables – moyennes sur un an	45
Tableau 14. Fourchettes de valeurs proposées pour les réseaux de gaz et d'électricité.....	47
Tableau 15. Coût de la dette existante pour ENGIE	48
Tableau 16. Données historiques sur la PRM.....	50
Tableau 17. Estimations du Rendement Total de Marché historique	52
Tableau 18. Enquêtes sur la PRM	53
Tableau 19. Méthodologies de détermination de la PRM et valeur retenue pour la PRM et le RTM associé.....	54
Tableau 20. Méthodologies d'estimation des bêtas par les régulateurs européens	58

Tableau 21. Comparables pour l'estimation du bêta – Réseaux européens	59
Tableau 22. Bêta de l'actif moyen pour les différents groupes de comparables.....	65
Tableau 23. Valeur du bêta de l'actif retenue par les régulateurs européens (période tarifaire précédente entre parenthèses le cas échéant)	66
Tableau 24. Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de distribution de gaz en Europe.....	69
Tableau 25. Taux d'endettement moyen dans plusieurs groupes de comparables.....	74
Tableau 26. Décisions tarifaires sur le taux d'endettement.....	75
Tableau 27. Comparaison du CMPC recommandé par NERA, du CMPC demandé par GRDF pour l'ATRD5, et de la fourchette de valeurs recommandée par FRONTIER.....	81

1 Introduction et contexte

La CRE a demandé à Frontier Economics de réaliser l'audit de la demande de Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) présentée par GRDF.

GRDF a demandé un CMPC réel avant impôt de 6,0%. Cette demande s'appuie sur un rapport sur la « Détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital des activités régulées de GRDF pour la période relative à l'ATRD5 », réalisé par NERA Economic Consulting pour GRDF et son actionnaire ENGIE. Dans ce rapport, NERA propose de retenir un CMPC réel avant impôts de 6,4%, situé au milieu d'une fourchette allant de 5,6% à 7,0%.

Deux recommandations de NERA n'ont pas été reprises par GRDF dans sa demande :

- NERA propose de changer la formule utilisée pour convertir le CMPC d'une base nominale en base réelle, tandis que GRDF demande de conserver les formules utilisées historiquement,
- NERA propose de prendre en compte le plafonnement de la déductibilité des charges financières, tandis que GRDF demande de ne pas le prendre en compte.

Le **Tableau 1** présente la recommandation de Frontier, la demande de GRDF, la recommandation de NERA, et les niveaux retenus à l'ATRD4.

Tableau 1. CMPC pour l'ATRD5

	Fourchette FRONTIER	Estimation NERA	Demande GRDF	ATRD4
Taux sans risque nominal	2.6%-3.4%	3.2%	3.2%	4.2%
Inflation	1.4%-1.7%	1.2%	1.2%	2%
Taux sans risque réel	1.2%-1.7%	2.0%	2.0%	2.2%
Prime de dette	0.6%-0.8%	1.2%	1.2%	0.6%
Coût de la dette av. IS	1.8%-2.5%	3.2%	3.2%	2.8%
PRM	4.4%-5.3%	5.0%	5.0%	5.0%
Bêta actif	0.35-0.44	0.46	0.46	0.46
Endettement	40%-60%	50%	50%	50%
IS	34.43%	34.43%	34.43%	34.43%

IS avec bouclier	25.82%			
Bêta fonds propres	0.50-0.87	0.76	0.76	
Coût des fonds propres ap. IS	3.4%-6.3%			
Coût de la dette ap. IS	1.3%-1.8%			
CMPC après IS	2.6%-3.6%			
CMPC avant IS	3.9%-5.5%	6.4%	6.0%	6.0%

Source: Frontier Economics

*Les valeurs reportées dans cette colonne ont été communiquées par la CRE à Frontier, car Frontier n'a pas vu directement la demande de GRDF.

Dans la suite de ce rapport, nous analysons les principes généraux et méthodologies détaillées mobilisées pour l'estimation du CMPC dans le rapport de NERA. Nous adoptons une approche paramètre par paramètre, et justifions le cas échéant lorsque notre recommandation diffère de celle de NERA en termes de méthodologie et de fourchettes de valeurs.

Il convient de noter que, contrairement à NERA, nous ne proposons de valeur unique du CMPC. Par conséquent, nous procédons par positionnement des valeurs recommandées par NERA au sein des fourchettes de valeurs auxquelles nos analyses aboutissent.

La demande de GRDF comme le rapport de NERA reprennent le principe du calcul des charges de capital comme la somme des amortissements et du produit de la base d'actif régulée par le taux de rémunération. Comme demandé dans le cahier des charges de l'étude, Frontier Economics a réalisé une analyse quant à la validité de cette approche de rémunération au regard des spécificités du régime des concessions.

Après cette première partie introductive, le rapport est structuré de la façon suivante :

- La partie 2 porte sur les principes généraux d'estimation du CMPC dans le contexte d'une revue tarifaire,
- La partie 3 porte sur l'hypothèse d'inflation utilisée pour convertir les termes nominaux en base réelle,
- La partie 4 traite de l'estimation du taux sans risque nominal et réel,
- La partie 5 traite de l'estimation de la prime de dette,
- La partie 6 porte sur la prime de risque de marché,

- La partie 7 porte sur l'estimation du bêta de l'actif,
- La partie 8 traite du niveau d'endettement,
- La partie 9 présente la synthèse de ces éléments en termes de CMPC.

2 Analyses préliminaires

La présente partie aborde les principes généraux d'estimation du CMPC pour les réseaux publics d'énergie, au regard notamment de l'objectif de l'estimation du retour sur investissement autorisé et des complexités emportées par les évolutions récentes sur les marchés de capitaux.

2.1 Cadre de rémunération

La demande de GRDF comme le rapport de NERA reprennent le principe du calcul des charges de capital comme la somme des amortissements et du produit de la base d'actif régulée par le taux de rémunération.

Frontier Economics a analysé la validité de ce cadre de rémunération au regard des spécificités du régime des concessions sous lequel GRDF exploite le réseau de distribution de gaz en France. À cet effet, des recherches ont été effectuées de cas internationaux où les réseaux sont exploités sous régime de concession. Également, des situations ont été étudiées où les réseaux ne sont pas exploités sous régime de concession mais où d'autres circonstances ont pu amener à observer un décalage entre la valeur des financements investis directement par l'actionnaire dans le réseau et la valeur comptable des actifs. Les spécificités du régime des concessions sous lequel GRDF opère les réseaux de distribution de gaz en France ont ensuite été interrogées afin de finalement formuler une recommandation quant à la validité du cadre de rémunération historiquement retenu pour les infrastructures de distribution de gaz en France.

2.1.1 Détermination de la Base d'Actifs Régulée et des charges de capital de GRDF

La valeur de la Base d'Actifs Régulée (BAR) de GRDF est établie à partir de la valeur brute des d'investissements, nette des ajustements suivants ¹:

- retraitement des écarts de réévaluation le cas échéant²,
- déduction de la valeur des subventions et participations de tiers³ – notamment « subventions d'investissements » et « contre-valeur des biens remis gratuitement par les tiers,

¹ Délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, para. 2.1

² Par exemple réévaluations autorisés en 1976

³ Lorsque les participations de tiers sont comptabilisées en produit d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

- indexation sur l'inflation,
- amortissement linéaire sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs.

La rémunération des investissements s'appuie depuis 2004 sur l'application du coût moyen pondéré du capital (CMPC) à une BAR égale à la valeur résiduelle des investissements, indexée sur l'inflation, et net des financements de tiers. Les amortissements correspondants sont également couverts par le tarif.

En outre, la CRE a retenu dans la détermination du CMPC aux exercices précédents une approche normative de la structure financière de l'opérateur (taux d'endettement de 50% à l'ATRD4) :

« La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF). »⁴

2.1.2 Études de cas européens

Afin d'interroger la validité de l'approche standard de rémunération selon le modèle BARxCMPC à structure financière normative dans le cas de GRDF, une recherche a été effectuée sur les cas où ce modèle n'est pas appliqué. En particulier, les recherches se sont intéressées :

- Aux contrôles tarifaires fixés alors que le GRD exploite le réseau sous régime de concession,
- Plus généralement au traitement dans les décisions tarifaires des financements par des tiers.

Deux principales conclusions émergent :

- L'Allemagne et l'Autriche sont deux cas de rémunération des GRD selon le cadre BARxCMPC, avec une approche normative de la structure financière, et ce alors que les réseaux de distribution d'électricité et de gaz y sont exploités sous des régimes de concession.

⁴ Délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, para. 2.2

- Plus généralement, les études de cas montrent que les financements de tiers sont exclus du calcul de la BAR et ne sont pas rémunérés par le tarif régulé. Les cas identifiés concernent pour la plupart des subventions d'investissement attribuées au niveau local ou européen. Il convient de noter que ces subventions représentent typiquement des montants faibles par rapport à la taille de la BAR, surtout pour les GRD qui reçoivent moins de financements européens. Dans la mesure où, comme noté plus haut, les financements de tiers sont bien exclus du calcul de la BAR de GRDF, le cadre de rémunération appliqué jusqu'ici à GRDF apparaît comme cohérent avec les précédents européens.

Les cas étudiés sont développés plus en détail ci-après.

Allemagne

Régime des concessions et propriété des actifs

Les réseaux de distribution d'électricité et de gaz sont exploités sous des régimes de concession en Allemagne.

Les concessions sont octroyées par les municipalités pour des périodes de 10-20 ans. Leur renouvellement passe par une mise en concurrence par appel d'offres. Les redevances au concédant étant régulées au niveau fédéral, les concurrents sont par conséquent comparés selon des critères qualitatifs. Les appels d'offres retiennent généralement l'attention de l'opérateur historique, d'un nouvel entrant potentiel, et/ou d'un opérateur issu de la municipalité.

En cas de changement du concessionnaire à l'issue de l'appel d'offres, l'opérateur sortant vend les actifs au nouvel opérateur. Cette démarche dure en général un an, du fait de discussions autour de la valeur comptable des actifs et des ajustements nécessaires, mais sans impact sur le contrôle tarifaire.

Ainsi les GRD allemands sont typiquement propriétaires des actifs de concession qu'ils exploitent. Dans certains cas il se peut qu'ils louent les actifs – les seuls cas recensés lors de l'étude concernent une location de l'actif auprès de la maison mère du GRD. Les actifs n'apparaissent alors pas au bilan du GRD ; cependant dans le cadre tarifaire les charges de capital (rémunération des investissements et amortissements) sont déterminées comme si les actifs figuraient au bilan du GRD. Ceci ne remet pas en cause non plus le traitement normatif de la structure d'endettement.

Valorisation de la Base d'Actifs Régulée

- **Initialisation de la BAR.** La prise en compte des amortissements a fait l'objet de débats lors de l'initialisation de la BAR. D'après la loi, une durée de vie de 40 ans est retenue dans le cadre tarifaire pour la majeure partie des actifs. Cette durée de vie étant plus longue que la durée de vie comptable

dans certains cas, les valeurs nettes comptables des actifs étaient plus faibles qu'elles ne l'auraient été si la durée de vie tarifaire avait été appliquée historiquement. Certains GRD ont alors demandé que la BAR soit initialisée selon un amortissement sur 40 ans depuis la date de mise en service. Le régulateur a refusé cette demande et fixé la valeur d'ouverture de la BAR à la valeur comptable à l'époque, depuis amortie selon la durée de vie tarifaire.

- **Taux de rémunération différencié.** Les actifs sont rémunérés différemment en Allemagne selon leur date de mise en service :
 - Les actifs datant d'avant 2006 sont amortis au coût de remplacement (coût courant) et rémunérés selon un coût des fonds propres réel,
 - Les actifs datant d'après 2006 sont amortis au coût historique et rémunérés à un coût des fonds propres nominal.

Ce traitement différencié a été arrêté suite à un débat quant à la méthode correcte de rémunération (modèle *financial capital maintenance* vs *operational capital maintenance*), débat qui s'est concentré sur l'impact en termes de levée de capitaux pour les opérateurs. Il a été décidé de changer de méthode (passage à un coût des fonds propres nominal), mais uniquement pour les nouveaux actifs. Il convient de noter que cette décision ne reflète pas le souhait de rémunérer les actifs à un niveau différent, ni le fait de considérer que les actifs ont un profil de risque différent – d'ailleurs les paramètres de taux sans risque, PRM et bêtas sont les mêmes pour les deux catégories d'actifs.

Autriche

Régime des concessions et propriété des actifs

Les réseaux de distribution d'électricité et de gaz sont exploités sous des régimes de concession en Autriche. Ces concessions sont octroyées par les Etats fédéraux, la loi fixant les critères d'attribution, la durée du contrat et les obligations du concessionnaire. Il n'y a pas de lien entre ce cadre juridique et le cadre tarifaire.

En particulier, la majorité des GRD possèdent les actifs qu'ils exploitent. Lorsque ce n'est pas le cas, les actifs sont possédés par la maison mère du GRD. Dans ce cas, ils sont inclus dans le calcul de la BAR. Les recherches n'ont pas mis en évidence d'autres cas de propriété des actifs par un tiers.

Enseignements des premières périodes tarifaires

Jusqu'à 2005 (avant l'introduction de la régulation incitative pour les GRD), la base d'actifs régulée était calculée en référence avec l'actif du bilan, net de certaines déductions.

Analyses préliminaires

Cependant, le régulateur considérait qu'une partie des actifs correspondait à de la dette ne portant pas intérêts, et ne devait pas faire l'objet d'une rémunération pour coût de financement. Ceci correspondait à des provisions pour litiges. Le régulateur appliquait donc une déduction de 15% de la base d'actifs (valeur normative appliquée à l'ensemble des réseaux). En revanche les provisions étaient couvertes par les OPEX.

De plus, le BFR ne faisait à l'époque pas l'objet d'un ajustement et était donc rémunéré au CMPC.

Finalement, en 2005 le régulateur a estimé que cette approche de calcul de la BAR entraînait des manipulations comptables par les GRD qui cherchaient à minimiser les déductions entre actif et BAR. Le régulateur a donc décidé de changer de méthodologie et de fonder le calcul de la BAR sur la valeur des immobilisations matérielles et immatérielles, nettes des financements des clients (type raccordement) et du *goodwill*.

Italie

Distribution de gaz

Les réseaux de distribution de gaz en Italie sont exploités sous des régimes de concession. Le système fait l'objet d'une réforme lente depuis le *Decreto Letta* (*Decreto legislativo n. 164*) en 2000, qui introduit la notion de concurrence sur le marché. Un décret subséquent, en 2007, identifia 177 zones locales définies par rapport aux municipalités correspondantes, et sur le périmètre desquelles une mise en concurrence devrait être effectuée pour l'exploitation des réseaux de distribution. Malgré la parution de textes permettant d'appliquer cette mesure en 2011 et 2013, aucun appel d'offres ne semble avoir été lancé à date.

Néanmoins, le décret suggère que si l'exploitant sélectionné via la procédure n'est pas l'exploitant historique, alors celui-ci devra être indemnisé au niveau de la Valeur Industrielle Résiduelle (VIR), valeur qui ne doit pas être trop différente de la BAR. Une procédure est prévue pour résoudre tout conflit quant à un écart entre la VIR et la BAR de plus de 10%⁵.

La VIR semble avoir été fixée au-dessus de la BAR. Malgré un certain manque de transparence sur cette question, l'écart est expliqué par le fait que la BAR aurait été fixée de façon sévère par le régulateur. Pourtant de nombreuses parties s'accordent sur le fait que la VIR devrait être égale à la BAR, et estiment que les exploitants historiques opèrent un lobbying fort sur ce sujet. Les publications montrent qu'un appel de la décision est redouté en cas de VIR égale à la BAR.

Si le montant de la VIR est supérieur à la BAR, des fonds seront nécessaires afin de procéder au versement de la VIR aux exploitants historiques. Il est prévu que

⁵ *Deliberazione 310/2014/R/GAS*

cela soit financé via un prélèvement sur les consommateurs. A partir de là, les tarifs seront fixés en référence à la BAR et, dans les périodes suivantes, en cas de remise en concurrence, la VIR sera égale à la BAR.

Cette problématique est reconnue comme éminemment politique localement, et le cadre tarifaire s'en est jusqu'ici largement abstrait. La valeur de la BAR n'a pas fait l'objet d'ajustements et est rémunérée de façon uniforme au CMPC.

On remarque en outre que de nombreux exploitants sont en charge de plusieurs réseaux. Par exemple, la SNAM exploite 1400 concessions. Par conséquent la BAR pour ces acteurs est calculée comme la somme:

- Des capitaux investis centralement (tels que les coûts liés au siège social) et du BFR ;
- Des capitaux investis localement (nets des participations de tiers).

Également, l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité tombe sous le régime des concessions (à échéance 2030 depuis le décret Bersani de 1999). La BAR est calculée comme la somme des immobilisations nettes et du BFR, déduction faite des participations de tiers, et sans impact apparent du régime des concessions.

Grande-Bretagne

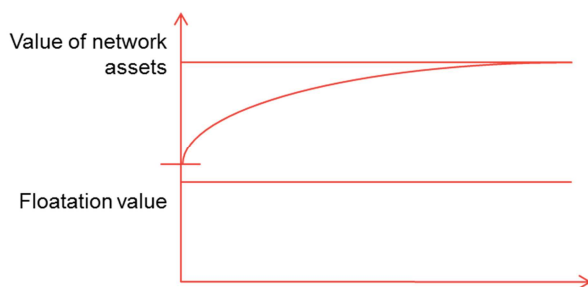
En Grande-Bretagne, les réseaux sont exploités sous le régime de licences qui ne semblent pas comporter de similarités comptables ou juridiques avec le régime français des concessions. Néanmoins l'électricité et la distribution de gaz fournissent des éclairages intéressants sur les écarts entre valeur des actifs constituant le réseau et valeur de la BAR. Ils illustrent également la démarche du régulateur qui a cherché à traiter définitivement la question.

Distribution d'électricité

Lors de leur privatisation dans les années 80, les réseaux de distribution d'électricité furent vendus pour des montants de l'ordre de la moitié des actifs sous-jacents. Le régulateur fit le choix de refléter ceci dans la valeur de la BAR et dans la rémunération de l'investissement des actionnaires dans le réseau.

Si la BAR avait été fixée au niveau de la valeur de vente, cela aurait entraîné une rémunération nulle de la différence entre la valeur des actifs et le prix de vente. Ce montant n'aurait pas fait l'objet d'un amortissement non plus.

Le régulateur choisit une approche légèrement plus généreuse et fixa la BAR 15% au-dessus de la valeur de vente :



Avec le temps la valeur initiale de la BAR a été amortie et les nouveaux investissements sont rentrés dans la BAR, de sorte que la BAR a convergé vers la valeur des actifs sous-jacents.

Distribution du gaz

Dans la distribution de gaz, la BAR a initialement été fixée selon la valeur de marché de British Gas au 31/12/90. Cette décision a fait l'objet d'un appel (dans le cadre d'un appel plus général autour de la privatisation). À cette occasion, l'organe d'appel, la Monopolies and Mergers Commission (MMC) a réexaminé la question.

À l'époque, le ratio de la valeur de marché sur la valeur de l'actif était d'environ 60%. La MMC a pris cela en compte dans le cadre de rémunération mis en place :

- Un CMPC « normal » a été autorisé sur les nouveaux investissements...
- ... mais les actifs mis en service avant 1991 furent rémunérés à un taux égal à 60% du CMPC.

Cette approche, contestée et réexaminée dans les deux décisions tarifaires suivantes, a été maintenue.

2.1.3 Prise en compte des spécificités des concessions dans le cas de GRDF

Sur la base des éléments décrits ci-avant, la validité du cadre de rémunération de GRDF tel qu'il a été appliqué à l'ATRD5 est interrogée. Deux aspects du cadre de rémunération sont analysés :

- La valeur de la BAR,
- La référence à une structure financière normative dans la détermination du CMPC.

Valeur de la BAR

D'après la méthodologie de détermination de la BAR décrite dans les décisions tarifaires passées, et au regard des précédents européens analysés dans le cadre de l'étude, la rémunération des investissements par le cadre BARxCMPC semble

valide. Cette conclusion tient notamment à ce que, dans le cadre tarifaire actuel, la BAR reflète la valeur dépréciée (et indexée) des actifs financés par GRDF.

Un écart peut être constaté entre la valeur nette des immobilisations corporelles (actifs de concession et hors concession) telle qu'elle figure dans les comptes sociaux de GRDF et la valeur de la BAR pour les exercices correspondants. Ceci ne remet pas en cause en soi la validité de l'approche de détermination des charges de capital par la CRE. En effet, il est habituel que la valeur de la BAR ne corresponde pas à la valeur nette des immobilisations correspondantes, même si les durées de vie comptables sont alignées sur les durées de vie tarifaires⁶. Plusieurs facteurs peuvent expliquer un décalage, par exemple dans le cas de GRDF :

- Les financements de tiers, qui sont inclus dans la valeur des immobilisations dans les comptes sociaux mais, comme expliqué précédemment, déduits de la valeur de la BAR. Ceci entraîne un écart positif entre la valeur nette des immobilisations et celle de la BAR.
- L'inflation, sur laquelle la BAR est indexée mais pas les immobilisations dans les comptes sociaux. Ceci entraîne un écart négatif entre la valeur nette des immobilisations et celle de la BAR.

De la même manière, il est habituel que la valeur de la BAR ne corresponde pas à la somme de la valeur des fonds propres et de la dette nette dans les comptes sociaux.

Structure financière

La validité d'une approche normative de la structure financière du GRD dans le calcul du CMPC est interrogée ici.

On désigne par approche normative de la structure financière la pratique largement répandue auprès des régulateurs européens de détermination du taux d'endettement en se référant :

- Au niveau d'endettement associé à la note de crédit des gestionnaires de réseau d'après les agences de notation,
- Aux niveaux d'endettement observés sur un échantillon d'entités comparables (typiquement les entités retenues dans l'échantillon pour la détermination du bêta).

L'approche normative de la structure financière dans le contexte de la détermination du taux de rémunération d'un gestionnaire de réseau ne vise pas à répliquer une valeur estimée du taux d'endettement effectif de l'opérateur. Elle vise plutôt à ce que le niveau du CMPC reflète un taux d'endettement efficient

⁶ Comme c'est le cas pour GRDF, voir note 2 des comptes sociaux.

d'après l'appréciation du régulateur, déterminé selon les approches décrites ci-dessus. Le gestionnaire est ensuite libre de décider de sa structure financière : si une structure financière alternative lui permet de se financer à un coût du capital inférieur sans remettre en question sa capacité à assurer l'exploitation et le développement du réseau, les actionnaires pourront en conserver les bénéfices.

Lors de la détermination du taux de rémunération, la question principale qui est posée est donc celle de la capacité de l'opérateur à financer les investissements et la base d'actifs à un coût efficient avec la structure financière normative retenue.

Ainsi, dans tout cadre de rémunération des investissements en BARxCMPC normatif, il n'y aura pas forcément parité entre la structure financière de l'opérateur et l'hypothèse qui sous-tend le calcul du CMPC. Diverses raisons peuvent expliquer un décalage, par exemple une divergence de vue entre le régulateur et l'opérateur sur la structure financière optimale, ou encore le fait que l'opérateur soit en période de transition entre deux structures financières.

Certains régulateurs opèrent néanmoins un contrôle de cohérence avec le niveau d'endettement affiché par les gestionnaires de réseaux. Dans le cas de GRDF, la structure financière normative retenue n'est pas sans lien avec la structure financière effective de la société. Toutefois, les spécificités comptables de GRDF rendent peu pertinente la mise en regard de la structure financière normative et les comptes sociaux de l'opérateur. Notamment, des immobilisations incorporelles (goodwill) figurent à l'actif bilan de GRDF et les comptes spécifiques des concessions figurent au passif du bilan.

Par ailleurs, ces éléments n'entrent pas en jeu dans la régulation économique des tarifs de GRDF appliquée depuis douze ans. Notamment, les dotations spécifiques aux comptes de concessions (provisions pour renouvellement, fonds de caducité) ne sont pas couvertes par le tarif.

Ainsi, les spécificités comptables du bilan de GRDF, et notamment celles relatives à l'exploitation du réseau sous les régimes de concessions présentées ici, n'invalident en soi ni la détermination du taux de rémunération à structure financière normative ni l'approche retenue consistant à déterminer le taux d'endettement à partir de l'observation des niveaux d'endettement associés à la note de crédit des gestionnaires de réseau d'après les agences de notation et des niveaux d'endettement observés sur un échantillon d'entités comparables (typiquement les entités retenues dans l'échantillon pour la détermination du bêta).

2.2 Principes généraux d'estimation du CMPC

2.2.1 Position de NERA

NERA considère qu'un cadre de régulation efficace affiche trois caractéristiques : transparence, prévisibilité, et stabilité ; ces trois caractéristiques étant « nécessaires afin d'attirer le capital nécessaire à un coût raisonnable sur des projets d'infrastructure qui s'inscrivent dans un temps très long (plusieurs décennies), et qui sont par ailleurs irréversibles et peu liquides ». Par conséquent, les décisions tarifaires sur le coût du capital doivent prendre en compte non seulement les nouveaux investissements mais également continuer de rémunérer comme il se doit les investissements passés.

NERA défend également la nécessité d'adopter une approche économique de l'estimation du coût du capital, par opposition à une approche financière. L'approche économique prend en compte le coût d'opportunité du capital, et considère le caractère endogène de la régulation. L'approche financière, en revanche, est prescriptive et transactionnelle, et appréhende le cadre tarifaire comme une donnée exogène.

Enfin, NERA met l'accent sur le fait que les marchés de capitaux actuels ne peuvent pas être considérés comme des marchés stables, dans lesquels le fait de procéder à une estimation du CMPC à partir de données de court ou de long terme ne ferait pas grande différence. Les marchés actuels sont caractérisés par des politiques monétaires souples et une incertitude significative concernant le futur de la zone Euro. Dès lors que le rendement sur les obligations d'Etat françaises est inférieur à 1%, appuyer l'estimation du CMPC sur des données récentes introduit une asymétrie entre le risque de sur- et de sous-estimation. Une telle approche représentait un risque élevé de non couverture du coût du capital du fait d'une sous-estimation du CMPC sur la période tarifaire, risque que la décision doit prendre en compte.

NERA conclut que le choix de la période de référence pour l'estimation du CMPC doit éviter l'écueil d'une période reflétant un phénomène conjoncturelle qui ne correspond pas à la réalité économique du secteur.

2.2.2 Recommandation de Frontier

Nous partageons la majorité des arguments exposés par NERA et résumés ci-dessus. Nous considérons notamment la transparence, la prévisibilité et la stabilité comme les caractéristiques clefs d'un bon cadre de régulation, qui sous-tendent la capacité du gestionnaire de réseau à financer son activité de façon efficiente sur les marchés de capitaux internationaux.

Nous considérons également que le CMPC doit être estimé comme le coût d'opportunité selon l'approche économique, et que cette estimation doit être

Analyses préliminaires

prospective sans pour autant exclure les données historiques de la base d'information prise en compte lors de la détermination.

Nous reconnaissons enfin le caractère exceptionnel des conditions de marché actuelles, les distorsions associées, et l'incertitude quant à la conjoncture économique dans la zone Euro à court et moyen terme. Par conséquent nous partageons la recommandation de porter une attention toute particulière au choix des périodes de références dans notre estimation du CMPC et notamment de veiller à ce qu'une vision à long terme soit adoptée.

3 Hypothèse d'inflation

Le contrôle tarifaire de GRDF est exprimé en base réelle : la Base d'Actifs Régulée étant indexée sur l'inflation réalisée et le coût du capital autorisé fixé sur la base du CMPC réel. Une hypothèse d'inflation est donc nécessaire afin de procéder à l'estimation du CMPC en base réelle.

3.1 Position de NERA

NERA appuie son hypothèse d'inflation sur deux types de données :

- Des prévisions d'inflation,
- Des données historiques sur l'inflation réalisée.

Pour les prévisions d'inflation, NERA présente deux sources de données de prévisions portant sur l'ATRD5. La première est la prévision du FMI qui, d'après NERA, prévoit une inflation moyenne de 1,15% sur la période 2016-19. La deuxième, publiée par PwC, prévoit une moyenne de 1,2% sur la même période.

De plus, NERA estime l'inflation réalisée sur les dix dernières années à 1,3% en moyenne.

Enfin, NERA considère que la valeur cible de la Banque Centrale Européenne (BCE), « proche mais inférieure à 2% », ainsi que la projection à long terme de la BCE à 1,8%, ne doivent pas être pris en compte dans le contexte de l'estimation du CMPC pour l'ATRD5. D'après NERA, si ces prévisions peuvent être cohérentes avec l'inflation à très long terme (horizon 30 ans), il est très peu probable que l'inflation moyenne sur la période de l'ATRD5 s'affiche à de tels niveaux.

3.2 Recommandation de Frontier

Dans le cadre de la conversion du taux sans risque nominal au taux sans risque réel, il convient d'adopter pour la détermination de l'inflation une approche cohérente avec celle retenue pour déterminer le taux sans risque nominal. Ici, une approche prospective basée sur l'observation des attentes des marchés doit être retenue (et non des valeurs historiques de l'inflation observée en France).

Cette approche est cohérente avec la détermination du coût d'opportunité du capital. En effet, les investisseurs prennent leurs décisions d'investissement en base nominale sans avoir observé l'inflation réalisée mais bien en faisant une hypothèse quant à l'inflation future de sorte que le retour sur investissement en base nominale soit aligné avec le coût du capital en base réelle.

En pratique, la formulation d'une hypothèse d'inflation future peut s'appuyer sur plusieurs méthodes :

Hypothèse d'inflation

- Le « point mort d'inflation », correspondant aux attentes d'inflation du marché, estimé à partir du différentiel de rendement entre des obligations d'Etat émises en base réelle et en base nominale,
- Les publications d'institutions de références et organismes de prévision,
- Les valeurs cibles publiées par les banques centrales.

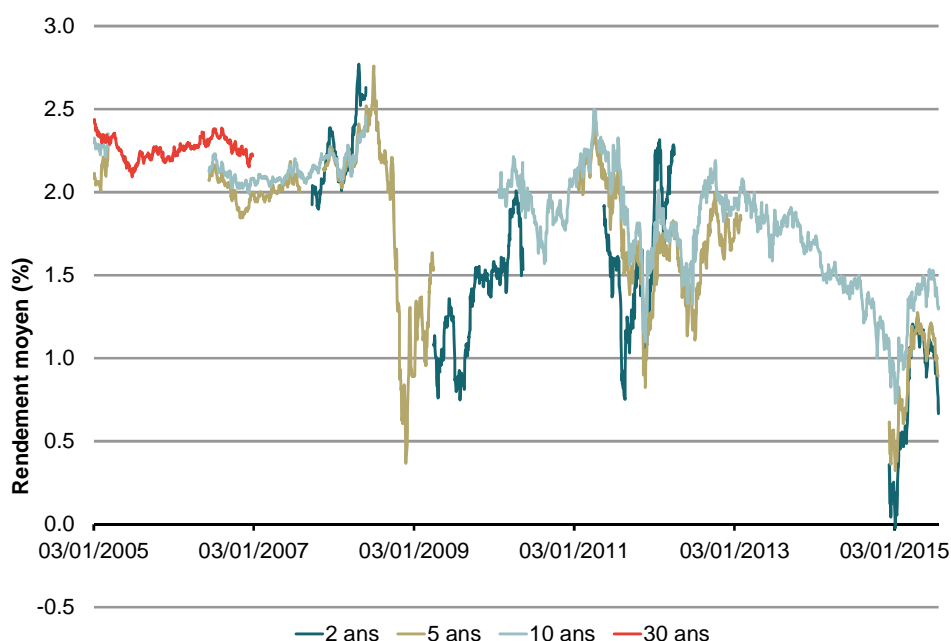
La méthode du point mort d'inflation est techniquement la plus cohérente avec l'approche de détermination du taux sans risque : elle permet de déterminer l'attente du marché quant au taux sans risque réel. La prise en compte des publications d'institutions de références peut permettre de s'assurer qu'il n'existe pas un risque de déviation très significative entre le point mort d'inflation estimé à partir des données de marché et d'autres sources. Nous ne recommandons en revanche pas de prendre en considération les valeurs cibles des banques centrales car celles-ci correspondent à une vision à moyen-long terme peu pertinente étant donné la situation économique actuelle de la zone Euro.

Point mort d'inflation

Le « point mort d'inflation » correspond à la différence entre le rendement d'une obligation et le rendement d'une obligation comparable, de même maturité notamment, mais indexée sur l'inflation. Estimé à partir d'obligation d'Etat françaises de maturité 2, 5 et 10 ans, ce point mort s'inscrit actuellement à 0,67%, 0,89% et 1,3% respectivement. Ces valeurs correspondent à l'inflation moyenne attendue par les investisseurs entre aujourd'hui et l'horizon temporel correspondant (deux, cinq et dix ans).

Néanmoins, il convient également d'analyser les valeurs historiques prises par cet indicateur, en cohérence avec l'approche retenue pour l'analyse des rendements des obligations d'Etat en base nominale.

La **Figure 1** représente la valeur du point mort d'inflation pour différentes maturités, sur les dix dernières années. Les données sont partielles du fait de la disponibilité limitée des données sur les rendements des obligations indexées sur l'inflation.

Figure 1. Point mort d'inflation en France


Source : Bloomberg

Les discontinuités dans les séries représentées ici attestent d'un manque de liquidité des obligations OATi en France, bien que celle-ci s'améliore sur la période en particulier pour les obligations de maturité 10 ans. Ainsi seules les données les plus exhaustives sont retenues (données pour la maturité 10 ans). Elles permettent de calculer des moyennes historiques, présentées dans le **Tableau 2** ci-dessous.

Tableau 2. Moyennes historiques du point mort de l'inflation française à 10 ans

Période de référence	Inflation moyenne
1 an (du 17/06/14 au 16/06/15)	1,25%
2 ans (du 17/06/13 au 16/06/15)	1,44%
5 ans (du 17/06/10 au 16/06/15)	1,71%

Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

Le tableau met en évidence la baisse du point mort de l'inflation sur les deux dernières années, ce qui est cohérent avec la baisse des rendements nominaux observés sur la **Figure 2**. C'est pourquoi nous considérons que la moyenne sur

Hypothèse d'inflation

les deux dernières années pourrait constituer une borne inférieure adéquate pour l'hypothèse d'inflation, et la moyenne à cinq ans une borne supérieure⁷.

Prévisions d'inflation

Comme expliqué ci-dessus, lorsque des investisseurs se positionnent sur des actifs sans risque, le point mort d'inflation sur le marché constitue la meilleure approximation de leurs croyances quant au niveau futur de l'inflation, sur la période correspondant à la maturité de l'actif. Par cohérence avec l'approche de long terme recommandée pour estimer le taux sans risque, nous recommandons de retenir les estimations à long-terme du point mort de l'inflation. La conjugaison d'une hypothèse d'inflation appuyée sur une vision à court terme avec une estimation du taux sans risque nominal appuyée sur une moyenne à long-terme des rendements d'obligations représenterait un risque de surestimer le taux sans risque réel.

Les prévisions d'inflation de la zone Euro de la BCE sont une source fiable pour opérer un recoupement avec les valeurs déduites des données de marché ci-dessus⁸. Le **Tableau 3** présente ces prévisions.

Tableau 3. Prévisions d'inflation de la BCE pour la zone euro

Source	Région	Prévision d'inflation annuelle			
		2015	2016	2017	2020
BCE, 2015	Eurozone	0,2%	1,3%	1,6%	1,9%

Source: Banque Centrale Européenne

Ces données prévoient que le taux d'inflation, estimé aujourd'hui à 1,3% pour 2016, augmente au cours des cinq prochaines années pour atteindre 1,9% en 2020.

Ces valeurs sont assez proches de l'estimation du point mort d'inflation pour conforter la fourchette de valeur proposée ci-dessus à partir des moyennes sur deux et cinq ans de cet indicateur. Il n'est pas recommandé ici d'ajuster la

⁷ Il convient de noter que le taux sans risque nominal couvre dans une certaine mesure le risque d'inflation. Par conséquent le point mort d'inflation peut surestimer le taux d'inflation sous-jacent.

Ceci peut néanmoins être contrebalancé par la moindre liquidité des obligations indexées. Le cas échéant, la prime de liquidité demandée par les investisseurs entraînerait un biais à la baisse de l'écart entre le rendement nominal et le rendement indexé (soit le point mort d'inflation).

En France en particulier, la liquidité s'est significativement améliorée pour les obligations indexées mais elle reste en moyenne sur la période d'estimation largement inférieure à la liquidité observée sur les obligations non indexées.

⁸ L'étude n'a pu s'appuyer sur les prévisions équivalentes pour la France.

Hypothèse d'inflation

fourchette. Les régulateurs qui se réfèrent plus directement aux prévisions de référence le font dans le but d'estimer le coût réel de la dette existante (*embedded cost of debt*) lorsque celle-ci est émise en base nominale. Dans le cadre de l'approche normative retenue ici il convient de se référer aux taux réels attendus par le marché en cohérence avec les taux nominaux.

Focus sur l'inflation dans les contrôles tarifaires

L'approche recommandée pour estimer le taux de rémunération réel s'appuie sur l'estimation du point mort d'inflation, c'est-à-dire la prévision des marchés quant à l'inflation sur un horizon de temps correspondant à celui qui est retenu pour l'estimation des paramètres de marché (notamment l'horizon 10 ans pour le taux sans risque). Cette cohérence est nécessaire pour que le taux de rémunération corresponde bien au coût d'opportunité du capital pour les investisseurs qui arbitrent en fonction des rendements réels attendus sur cet horizon temporel.

Les gestionnaires de réseau ont mis en avant la possibilité que, pendant la période tarifaire, l'indice retenu par la CRE pour l'indexation de la BAR dévie de la fourchette de valeurs ainsi recommandée. Cette éventualité ne remet pas en cause la pertinence de la démarche retenue pour déterminer le taux de rémunération en base réelle, puisque l'on a vu que cette démarche s'imposait par cohérence avec l'approche de détermination des autres paramètres. L'écart possible entre la prévision d'inflation sur l'horizon d'estimation et la valeur prise par l'IPCH pendant la période n'a pas vocation à entrer en jeu ici - en revanche cet écart correspond à un risque auquel fait face l'opérateur, décrit ci-dessous.

- Dans un cadre tarifaire nominal, les gestionnaires de réseau portent un risque d'inflation – à la baisse comme à la hausse. En effet le taux de rémunération est fixé en référence à des données de marché qui elles-mêmes supposent une certaine trajectoire d'inflation : si l'inflation réalisée est plus élevée (resp. basse) sur la période, alors le rendement réalisé en base réelle sera plus faible (resp. élevé) sur la période. Cette exposition à l'inflation compte parmi les facteurs de risques et opportunités pris en compte par les investisseurs.
- Dans un cadre tarifaire réel, l'exposition au risque inflation est moindre.
 - La valeur de la base d'actifs est indexée sur l'inflation réalisée en cours de période. Par conséquent le gestionnaire de réseau ne porte pas ce risque d'écart d'inflation sur la BAR.
 - Un risque peut néanmoins persister quant aux coûts de financement. Par exemple, si le gestionnaire de réseau émet de la dette nominale, en cas de déviation forte de l'inflation par rapport aux prévisions prises en compte dans la détermination du CMPC, alors l'opérateur encourt un risque sur le coût de la dette en base réelle. Ceci compte parmi les risques contre lesquels l'opérateur est en mesure de se prémunir (par

Hypothèse d'inflation

exemple en émettant de la dette réelle, en recourant à des swaps d'inflation...).

Ainsi, l'approche recommandée pour déterminer le taux de rémunération en base réelle n'emporte pas de risque de recouvrement pour le gestionnaire de réseau, et s'inscrit en cohérence avec les principes de rémunération des investissements dans un cadre tarifaire réel.

Fourchette de valeurs

Au regard des deux sources d'information présentées ci-dessus, nous recommandons de retenir une **hypothèse d'inflation située dans une fourchette allant de 1,4% à 1,7%**. Cette fourchette est cohérente avec le point mort d'inflation observé sur ces deux et cinq dernières années, et les prévisions pour 2016 à 2020 s'inscrivent également au sein de cette fourchette.

3.3 Différences méthodologiques

Les méthodologies proposées par Frontier et NERA présentent les différences suivantes :

- NERA utilise une moyenne historique de l'inflation réalisée, tandis que Frontier propose de retenir la moyenne historique de l'inflation attendue,
- NERA prend directement en compte les prévisions d'inflation publiées par le FMI et PwC, tandis que Frontier n'effectue qu'un contrôle de cohérence entre ses estimations et les prévisions, et utilise à cet effet les prévisions de la BCE.

4 Taux sans risque

Le taux sans risque peut connaître une volatilité élevée, notamment en période d'incertitude macroéconomique forte. Toute estimation du taux sans risque dans le cadre d'un contrôle tarifaire doit prendre en compte cette incertitude et les risques de distorsion des paramètres.

Les estimations pourraient s'écarter matériellement des niveaux retenus dans les décisions tarifaires précédentes et/ou par les régulateurs européens, et il convient de veiller à ce que la décision tarifaire future à la fois reflète les conditions de marché et emporte un niveau de rémunération global raisonnable.

4.1 Position de NERA

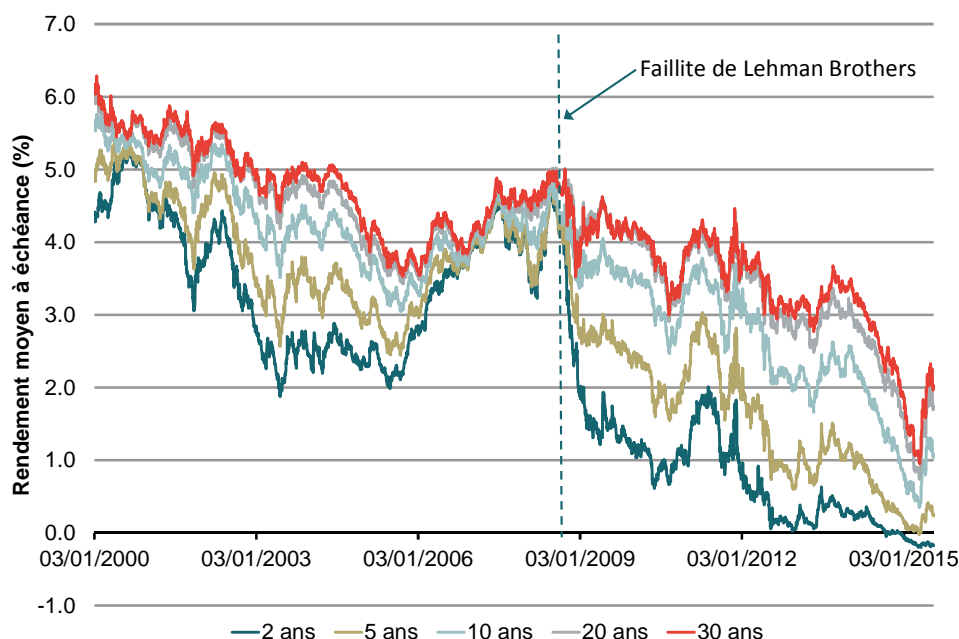
NERA considère qu'étant donné la volatilité actuelle sur le marché, il est nécessaire d'estimer le taux sans risque à partir d'une moyenne à long-terme du rendement des obligations d'État. Par conséquent la période de référence retenue par NERA commence avant la crise financière (y compris avant la crise de la dette souveraine).

NERA présente des données sur le rendement des obligations du trésor français de maturité 10 et 30 ans, et en calcule la moyenne sur différentes périodes. NERA propose de retenir la moyenne sur 10 ans de l'obligation d'État à 10 ans. Cette moyenne s'affiche à 3,2%.

NERA propose d'utiliser l'équation de Fisher pour convertir le taux sans risque nominal en un taux sans risque réel, lequel est donc égal à 2,0%.

4.2 Recommandation de Frontier

Une approche commune d'estimation du taux sans risque nominal consiste à observer le rendement moyen d'obligations d'État de diverses maturités. La **Figure 2** représente les rendements nominaux d'obligations du trésor français pour des maturités allant de 2 à 30 ans, de l'an 2000 à aujourd'hui.

Figure 2. Rendement nominal sur les obligations du trésor français

Source : Analyse Frontier de données Bloomberg

Les rendements observés sont systématiquement plus longs sur les obligations aux maturités les plus longues, surtout depuis la crise financière de 2008, reflétant la prime de terme associée aux emprunts à plus long terme.

La baisse générale des taux depuis la crise financière s'explique en partie par une « mise à l'abri » des investisseurs qui se séparent de leurs actifs risqués et prennent des positions perçues comme « sûres », telles que la dette émise par l'État français. Ceci tire à la baisse les rendements des obligations aux maturités les plus courtes en particulier. Le programme d'assouplissement quantitatif de la BCE, qui se traduit par l'achat massif d'obligations d'Etat, et ce directement sur le marché libre, est un autre facteur ayant contribué largement à la baisse des rendements. Ainsi, alors que les gestionnaires de réseau se financent typiquement avec des obligations *corporate* de maturités moyennes (légèrement inférieures à 10 ans), le rendement observé sur les obligations à maturité plus longue (10 ans, 20 ans, 30 ans) constitue une base plus pertinente aujourd'hui pour l'estimation du taux sans risque.

Le graphique montre également le fait qu'après une chute persistante et l'atteinte d'un plus bas historique début 2015, les rendements sur les obligations à échéance lointaine ont rebondi de façon significative depuis mi-avril 2015 pour retrouver les niveaux de 2014.

Le **Tableau 4** ci-dessous présente le rendement moyen de cinq obligations d'Etat sur plusieurs périodes de référence. Les moyennes de court terme sont plus

Taux sans risque

faibles du fait de la tendance générale à la baisse des rendements, exception faite du deuxième trimestre 2015.

Tableau 4. Rendement moyen des obligations d'Etat françaises (nominal)

Période de référence	Maturité				
	2 ans	5 ans	10 ans	20 ans	30 ans
Un an (23/07/14 – 22/08/15)	-0.07%	0.24%	0.98%	1.62%	1.89%
Deux ans (23/07/13 – 22/08/15)	0.10%	0.63%	1.57%	2.25%	2.55%
Cinq ans (23/07/10 – 22/08/15)	0.51%	1.25%	2.28%	2.92%	3.13%
Depuis la crise⁹ (15/09/08 – 22/07/15)	0.79%	1.62%	2.63%	3.25%	3.40%
Dix ans (23/07/05 – 22/07/15)	1.69%	2.31%	3.07%	3.56%	3.68%

Source: Données Bloomberg, Analyse Frontier

Ce tableau montre que le choix de la période de référence influence fortement la moyenne et donc l'estimation du taux sans risque. Plusieurs options peuvent être envisagées pour une approche pertinente de détermination du CMPC.

- Option 1: Accent sur les données récentes

Cette approche consiste à attribuer une importance plus forte aux données les plus récentes, considérant qu'elles seraient de meilleures approximations du futur proche. Si l'on se réfère aux obligations de maturité 10, 20 et 30 ans, pour lesquelles la distorsion liée à l'assouplissement quantitatif est potentiellement moindre, alors les moyennes de court terme s'inscrivent entre 1,0% à 2,6%.

- Option 2: Approche similaire mais accent sur le long terme

Cette approche consiste à estimer le taux sans risque à partir des moyennes à long terme – ce qui est en ligne avec la méthodologie retenue en Grande-Bretagne par exemple (voir ci-dessous). La moyenne des rendements observés sur les obligations à 10, 20 et 30 ans depuis la crise va de 2,0% à 3,4%. Les moyennes sur 10 ans pour ces mêmes obligations s'inscrivent entre 3,1% et 3,7%.

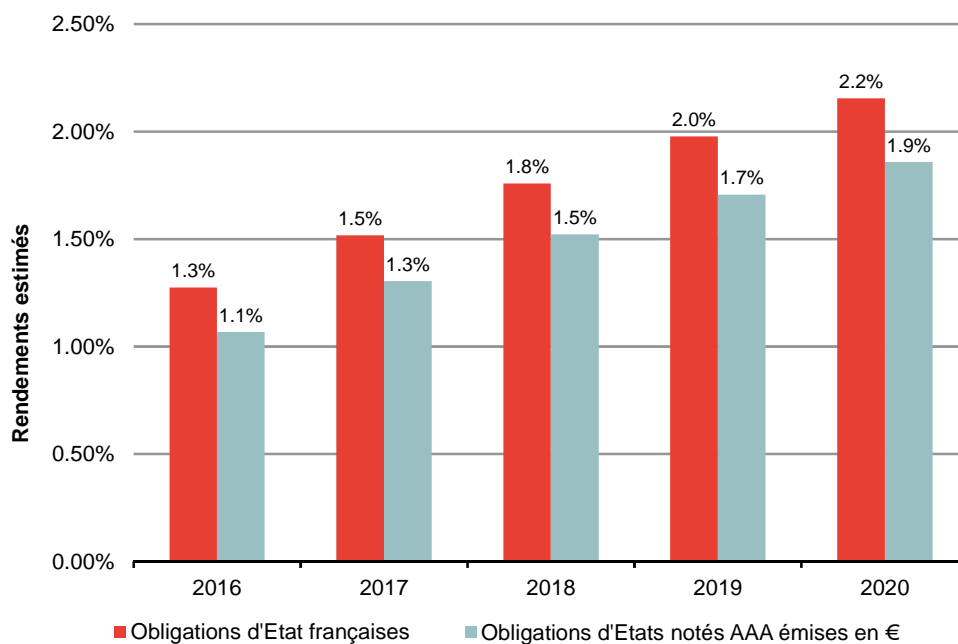
⁹ Nous positionnons le début de la période post-crise à la date de la faillite de Lehman Brothers (15 Septembre 2008).

- Option 3: Rendement futur impliqué par les rendements actuels.

Une troisième approche consiste à estimer les rendements futurs – c’est-à-dire ceux qui seraient observés pendant la période tarifaire – à partir de la courbe des rendements spots pour une obligation donnée. Par exemple, le rendement sur une obligation d’État de maturité 10 ans observé dans 1 an peut être estimé à partir du rendement actuellement observé sur des obligations à 11 ans et à 1 an¹⁰. De même, le rendement sur une obligation à 10 ans dans 5 ans peut être calculé à partir d’obligations de maturité 15 et 5 ans aujourd’hui.

La **Figure 3** présente les résultats de l’application de cette méthode pour calculer le rendement d’une obligation à 10 ans sur les cinq prochaines années, à partir d’obligations émises par l’État français et d’autres obligations émises en Euro par des États notés AAA.

Figure 3. Estimation du rendement futur sur les obligations à 10 ans



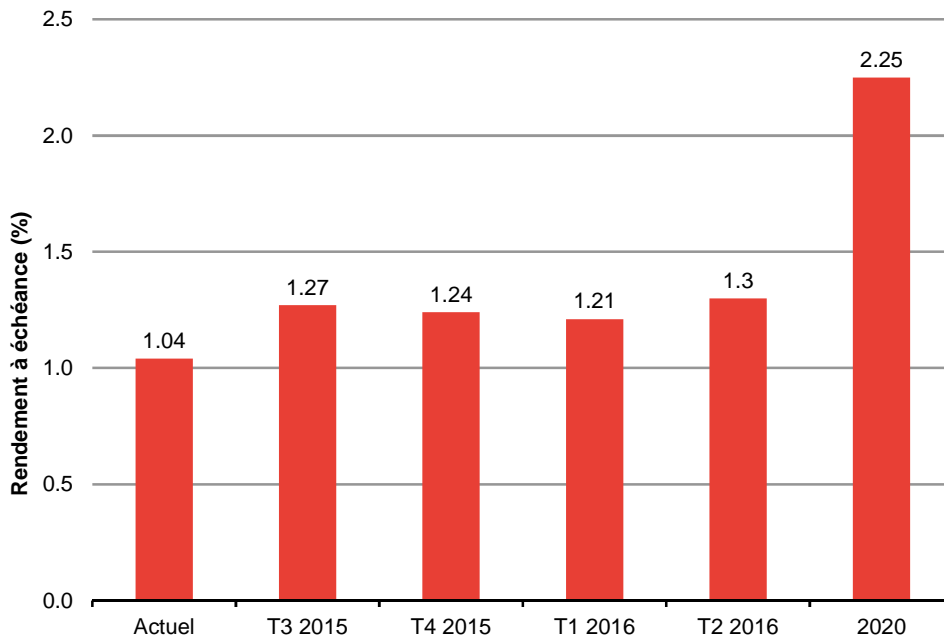
Source: Analyse Frontier de données Bloomberg et BCE

Les rendements estimés pour les obligations d’État françaises sont sensiblement supérieurs à ceux estimés pour les États notés AAA, ce qui est cohérent avec la notation AA de la France actuellement. En outre, ces estimations sont cohérentes

¹⁰ Soit r_1 et r_{11} les rendements sur des obligations à 1 et 11 ans respectivement, le rendement forward à 1 an d’une obligation de maturité 10 ans est égal à $((1+r_{11})^{11}/(1+r_1)^{11})^{(1/10)-1}$

avec les prévisions réalisées par Trading Economics présentées dans la **Figure 4** ci-dessous.

Figure 4. Prévision du rendement sur les obligations d'État françaises à 10 ans



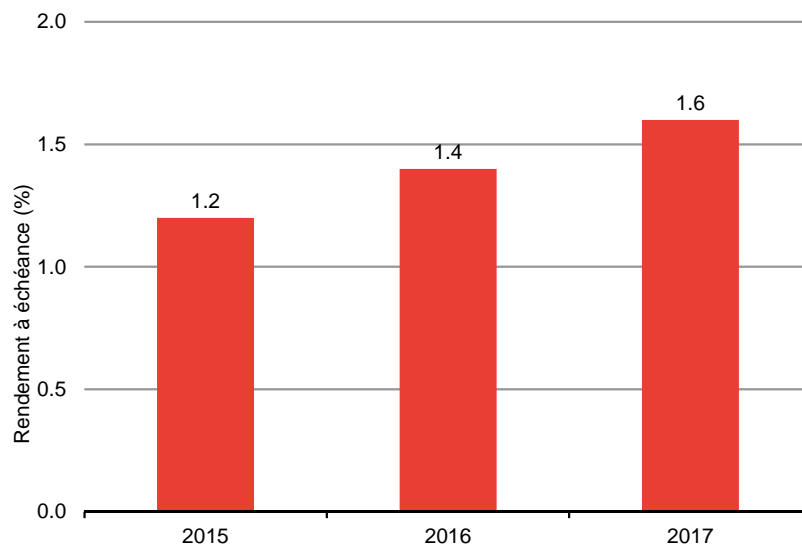
Source: Prévisions Trading Economics

Prévisions des rendements à 10 ans des obligations d'État françaises à partir d'un modèle ARIMA (*autoregressive integrated moving average*) paramétré selon les attentes des analystes de Trading Economics. L'évolution passée des obligations d'Etat françaises à 10 ans est modélisée à partir des données historiques et d'analyses économétriques, puis les valeurs futures sont projetées selon les valeurs attendues pour les variables retenues dans le modèle économétrique et les coefficients correspondants obtenus.

D'après ces estimations, le rendement futur des obligations d'Etat françaises à 10 ans s'inscrit dans une fourchette allant de 1,3% à 2,2%.

Ces résultats sont confrontés à une troisième source, les prévisions à deux ans par la BCE des rendements sur les obligations d'Etat émises en Euro. La **Figure 5** ci-dessous montre que ces rendements augmentent selon un rythme similaire à celui observé dans les estimations présentées en **Figure 3**, mais les valeurs de la BCE sont légèrement supérieures. Ceci reflète probablement le fait que les estimations ci-dessus ne portent que sur des obligations notées AAA.

Figure 5. Prévisions pour les rendements des obligations d'Etat de maturité 10 ans dans la zone Euro



Source: Prévisions BCE

BCE "L'hypothèse de rendement nominal à dix ans des obligations d'Etat émises en Euro s'appuie sur la moyenne pondérée des rendements des obligations à dix ans de référence pour les différents pays. La pondération est effectuée selon le PIB annuel des pays. La trajectoire future suit celle de la courbe BCE des taux au pair à dix ans pour toutes les obligations émises dans la zone euro, l'écart initial entre les deux séries de données étant supposé constant sur l'horizon de prévision. Le spread entre les rendements sur les obligations émises par chaque Etat et la moyenne de la zone euro est supposé constant sur l'horizon de prévision."¹¹

Les différentes approches et sources mobilisées ici donnent des estimations du taux sans risque pouvant aller de 1,0% à 3,7%.

Les rendements futurs estimés à partir des données de marché sont généralement considérés comme très volatiles et sensibles au rendement de la date précise à laquelle l'estimation est réalisée. Par exemple, avec la même méthode que celle utilisée ci-dessus, notre estimation des rendements futurs sur 2016-20 est de 1,3% à 2,2% alors que les rendements futurs estimés en 2011 pour la période 2015-18 s'inscrivaient entre 2,7% et 3,3%.

¹¹ "The assumption for euro area ten-year nominal government bond yields is based on the weighted average of countries' ten-year benchmark bond yields, weighted by annual GDP figures and extended by the forward path derived from the ECB's euro area all-bonds ten-year par yield, with the initial discrepancy between the two series kept constant over the projection horizon. The spreads between country-specific government bond yields and the corresponding euro area average are assumed to be constant over the projection horizon."

Etudes de cas européens

Le taux sans risque est déterminé dans l'ensemble des cadres tarifaires étudiés en phase préliminaire de l'étude. Les régulateurs européens diffèrent en revanche dans les méthodologies retenues : celles-ci sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5. Méthode de détermination du taux sans risque nominal en Europe

		Obligations	Maturité	Période de référence	Indexation en cours de période
Allemagne (2014-18)		Allemandes, surtout d'Etat	Au moins 4 ans	10 ans	Non
Autriche (2013-17 et 2014-18)		Non précisé	7 ans en moyenne	5 ans	Non
Belgique* (2016-19)	Elec T ; Gas T	Linéaires belges	10 ans	1 an	Oui, annuelle et ex-post
Belgique* (2015-16)	Elec D ; Gaz D + prime de 100bps	Etat belge	10 ans	1 an (fixé à 2013 pour actifs pré 2014)	Oui, annuelle pour les actifs post 2014
Espagne (2013-18, 2014-19)		Etat espagnol	Pas précisé	3 ans	Non
Italie (2012-15, 2014-17)		Etat italien	10 ans	1 an	Elec T, Elec D, Gas T : 1 fois Gas D : 2 fois
Pays-Bas (2014-16)		Etats néerlandais et allemand	10 ans	3 ans	Non
Grande-Bretagne**			n/a		

Source: Décisions tarifaires

*Taux sans risque utilisé uniquement pour calculer le rendement sur fonds propres

**Historiquement l'Ofgem adoptait une moyenne de long terme des obligations d'Etat à 10 ans (indexées du fait du contrôle tarifaire réel). Néanmoins l'approche n'est pas stricte. Dans les dernières décisions le taux sans risque autorisé est supérieur à la moyenne sur 10 ans des obligations à 10 ans. L'Ofgem a conservé la même valeur de taux sans risque qu'à la période précédente.

L'ensemble des régulateurs font référence aux rendements observés sur les obligations d'Etat du pays d'exploitation du réseau (et de l'Allemagne pour les

Pays-Bas). La majorité d'entre eux retiennent une maturité de 10 ans, mais l'Allemagne et l'Autriche retiennent des maturités plus faibles.

Les méthodes diffèrent beaucoup plus quant à la période de référence retenue pour le calcul de la moyenne, celle-ci allant de 1 à 10 ans.

- Dans les deux pays où la moyenne est calculée sur 1 an, la Belgique et l'Italie, le taux sans risque fait l'objet d'une indexation en cours de période. Ceci atteste d'une volonté que le taux sans risque reflète les évolutions du marché. Si le taux sans risque n'est mobilisé que pour estimer le coût des fonds propres en Belgique, cette indexation est cohérente avec le traitement des charges financières en répercussion. En outre une prime de 100 points de base est ajoutée à la moyenne, ce qui vient limiter l'impact des faibles rendements de marché actuels.
- La décision espagnole s'inscrit dans un contexte macroéconomique très particulier, où l'horizon de temps de la moyenne porte sur la période de crise associée à des rendements élevés. Cette situation est très différente de celle de la France aujourd'hui.
- Le choix néerlandais reflète quant à lui la démarche déterministe retenue par le régulateur sur l'ensemble de la décision tarifaire : les trajectoires de coût autorisé sont fixées directement à partir des résultats du benchmarking, et la valeur du taux sans risque est fixée strictement en fonction de la moyenne observée sur les obligations de référence sur la période tarifaire précédente. Du fait de cette approche déterministe, le cadre tarifaire dans son ensemble est perçu par les acteurs comme plus risqué et accordant moins d'importance à la stabilité que le cadre français.
- Les exemples allemands et autrichiens, peut-être plus comparables à la France, suggèrent de retenir une période de référence plus longue pour le calcul de la moyenne.

Recommandation

Au regard de l'ensemble des éléments présentés ici, nous recommandons une **fourchette de valeurs pour le taux sans risque nominal allant de 2,6% à 3,4%**.

Cette fourchette est basée sur la moyenne, depuis la crise, des obligations du trésor français de maturité 10, 20 et 30 ans. La période de référence reflète les conditions économiques et politiques qui perdureront le plus probablement sur les années à venir, et la référence à sept années de données devrait apporter une certaine stabilité à l'estimation. Cette approche permet donc de prendre en compte de façon modérée la volatilité observée ces dernières années dans les rendements. Elle reflète l'opinion qu'un retour à un environnement

Taux sans risque

macroéconomique d'avant la crise est peu probable dans les cinq prochaines années, mais reconnaît également que les rendements extrêmement faibles observés ces deux dernières années ont vocation à être un phénomène temporaire.

Le positionnement de cette méthodologie dans le paysage européen est cohérent avec l'environnement macroéconomique et les caractéristiques d'ensemble du cadre tarifaire français par rapport aux pays étudiés.

Taux sans risque réel

En théorie, la meilleure méthode d'estimation du taux sans risque réel consiste à l'observer directement sur le marché grâce aux rendements sur des actifs sans risque indexés sur l'inflation, tels que des obligations d'État. Néanmoins, la faible disponibilité sur Bloomberg de données quant aux obligations du trésor français indexées signale un risque de manque de liquidité sur ces actifs. Par conséquent nous recommandons de convertir notre fourchette de valeurs pour le taux sans risque nominal en base réelle à partir de l'hypothèse d'inflation.

La fourchette de valeurs recommandée pour le taux sans risque nominal est 2,6% à 3,4%, et celle retenue pour l'inflation 1,4% à 1,7%. Le **Tableau 6** ci-dessous présente les résultats du calcul du taux sans risque réel en appliquant la formule de Fischer¹².

Tableau 6. Taux sans risque réels

	Inflation 1,4%	Inflation 1,7%
2,6% nominal	1.2%	0.9%
3,4% nominal	2.0%	1.7%

Source: Frontier

Ce tableau indique une fourchette de valeurs de 0,9% à 2,0%. Cependant on peut faire l'hypothèse que les taux sans risque nominaux et les taux d'inflation suivent une évolution corrélée. La théorie financière suggère qu'un taux d'inflation bas sera plus probablement accompagné d'un taux d'intérêt nominal bas, comme les **Figure 1** et **Figure 2** l'illustrent. Ceci s'explique par le fait que les investisseurs se préoccupent des rendements réels et que le taux d'inflation attendu est reflété dans les rendements nominaux de sorte que les rendements réels souhaités soient bien atteints en espérance.

¹² Taux sans risque nominal = (1 + taux sans risque réel) × (1 + taux d'inflation) – 1.

Selon ce principe, nous choisissons d'associer l'hypothèse basse d'inflation avec la borne inférieure de la fourchette du taux sans risque nominal, et l'hypothèse haute d'inflation avec la borne supérieure. Ceci entraîne une **fourchette de valeurs pour le taux sans risque réel allant de 1,2% à 1,7%**.

4.3 Différences méthodologiques

Les méthodologies proposées par Frontier et NERA présentent les différences suivantes :

- NERA estime le taux sans risque à partir de la moyenne sur 10 ans des rendements des obligations du trésor français à 10 ans.
- Frontier propose une fourchette de valeurs dont la borne inférieure reflète la moyenne du rendement des obligations du trésor français à 10 ans depuis la crise et la borne supérieure reflète la moyenne du rendement des obligations du trésor français à 30 ans depuis la crise.

Les principes sous-tendant ces deux approches sont très proches ; elles se différencient dans l'interprétation qui est faite des données à plus long terme.

De plus, la fourchette de valeurs recommandée par Frontier reste cohérente avec la valeur retenue par NERA. En outre, le milieu de la fourchette de valeur de Frontier, 3,0%, est très proche de la valeur obtenue en mettant à jour l'analyse de NERA au moment de l'étude de Frontier (soit 3,07%, voir **Tableau 4**).

5 Prime de dette

5.1 Position de NERA

NERA considère que la prime de dette doit être estimée selon une approche normative par cohérence avec l'approche normative de la structure financière. Par conséquent, NERA propose de déterminer le coût de la dette à partir d'indices du rendement sur les obligations *corporate* de maturités longues.

Deux indicateurs iBoxx sont envisagés :

- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité supérieure à 10 ans,
- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées BBB, de maturité supérieure à 10 ans.

NERA recommande de retenir la moyenne sur dix ans du rendement nominal de ces deux indices, et en particulier calibre le coût de la dette sur la valeur obtenue pour l'indice noté A. Le coût de la dette ainsi estimé est de 4,4% (nominal). Conjugué au taux sans risque de 3,2%¹³, ce coût de la dette indique une prime de dette de 1,2%.

5.2 Recommandation de Frontier

L'approche de NERA correspond dans son principe à l'un des types d'approche qu'il convient de mobiliser lors de la détermination du coût de la dette pour les activités régulées de GRDF; néanmoins son application doit faire l'objet de quelques ajustements qui sont exposés ci-dessous.

Également, Frontier s'accorde avec NERA sur le fait d'adopter une approche normative plutôt qu'une approche comptable du coût de la dette (bien que Frontier effectue un contrôle de cohérence du coût de la dette normatif avec les niveaux affichés par GRDF). Enfin, Frontier s'accorde également sur le principe d'une prise en compte des moyennes de long terme observées sur des obligations de maturités plus longues.

Cependant, Frontier recommande d'appuyer la détermination de la prime de dette sur une gamme élargie de sources d'information :

- Les décisions récentes des régulateurs européens sur ce sujet,

¹³ Appliquée à la date où les analyses de Frontier ont été réalisées, l'approche de NERA aboutit à une valeur de 3,07%.

- La prime de dette observée sur les obligations émises par les gestionnaires de réseau français,
- La prime de dette observée sur un échantillon de gestionnaires de réseau étrangers comparables,
- La prime de dette observée sur des indices d'obligations *corporate* émises en Euro,
- Le coût de la dette existante des gestionnaires de réseau, pour contrôle de cohérence.

Approches européennes

Le **Tableau 7** décrit les approches retenues par les régulateurs européens pour déterminer le coût de la dette retenu dans le taux de rémunération.

Tableau 7. Méthodologie de détermination de la prime ou du coût de la dette en Europe

Approche	
Allemagne	D'après les charges financières inscrites au compte de résultat jusqu'à un niveau de référence proche du taux sans risque
Autriche	Échantillon de comparables notés A Maturité 7 à 13 ans ; moyenne sur 2 ans
Belgique	Répercuté en OPEX
Espagne	n/a
Italie	« Considérations qualitatives des conditions de marché » (valeur : 0.45% pour tous réseaux)
Pays-Bas	Groupe de référence noté A Maturité 10 ans ; moyenne sur 3 ans Coût de transaction de 0.15% ajouté
Grande-Bretagne	Indice iBoxx non-financier noté A et BBB Maturité 10 ans ; moyenne sur 10 ans et plus

Source: Décisions tarifaires

En Autriche, au Pays-Bas et en Grande-Bretagne, les régulateurs retiennent une approche normative basée sur l'estimation de la prime de dette pour un groupe de comparables notés A, pour des engagements à 10 ans en moyenne.

Prime de dette

Comme pour le taux sans risque, les régulateurs retiennent des périodes de référence pour le calcul du taux moyen de longueurs inégales.

- Le régulateur autrichien s'appuie sur la moyenne à deux ans, ce qui est plus court que la période de référence retenue pour le taux sans risque, traduisant une volonté que le coût de la dette suive au plus près les conditions de marché. Aux Pays-Bas, on retrouve une indexation sur trois ans, durée alignée sur la durée de la période tarifaire.
- Seule la Grande-Bretagne se réfère une période de référence de dix ans, cependant (1) la période de régulation y est de huit ans et (2) le coût de la dette y est actualisé chaque année sur la moyenne mobile sur dix ans mise à jour.
- Le manque de transparence de l'approche italienne ne permet pas de la mettre en regard des autres approches.

Le **Tableau 8** présente les valeurs retenues pour le coût de la dette dans les décisions correspondantes. Ces valeurs ne peuvent pas être directement comparées aux fourchettes recommandées pour les gestionnaires de réseaux français, car :

- Elles correspondent à des décisions tarifaires prises à des dates antérieures, s'appuyant donc sur des données de marché différentes.
- Elles correspondent à des décisions tarifaires s'appliquant dans d'autres pays, caractérisés notamment par des taux d'inflation et des primes de risque pays différents.
- Dans plusieurs cas, le coût de la dette est indexé en cours de période tarifaire : les données présentées ici ne sont qu'une estimation réalisée au moment de la décision tarifaire. Par exemple, le coût de la dette réel qui s'applique en distribution de gaz et en transport pour l'année en cours en Grande-Bretagne est de 2,4%, soit 0,5% plus bas que le niveau affiché dans la décision du régulateur et reporté dans le tableau.

Ainsi une importance plus forte est accordée à la cohérence de l'approche de détermination du coût de la dette retenue par la CRE avec la méthodologie adoptée par les autres régulateurs. Cette cohérence est assurée dans la méthodologie recommandée ci-après.

Tableau 8. Coût de la dette autorisé dans les pays étudiés

	Transport d'électricité	Distribution d'électricité	Transport de gaz	Distribution de gaz
Autriche (nominal)	4.72%	4.72%	4.72%	4.72%
Italie (nominal)	5.69%	5.69%	4.86%	4.86%
Pays-Bas (nominal)	3.70%	3.70%	3.85%	3.85%
Grande-Bretagne (réel)*	2.92% au moment de la décision ; 2,4% pour l'année en cours	2.55% / 2.60%	2.92% au moment de la décision ; 2,4% pour l'année en cours	2.92% au moment de la décision ; 2,4% pour l'année en cours

Source: Décisions tarifaires

* Les valeurs pour la Grande-Bretagne correspondent à la valeur de l'indice de référence au moment des décisions mais pas au niveau effectivement autorisé lors de la période tarifaire, du fait du mécanisme d'indexation et d'actualisation annuelle introduit par le régulateur. Par exemple le coût de la dette réel pour l'année en cours sera d'environ 2.4%

Primes de dette sur les obligations émises par les gestionnaires de réseau français

Le **Tableau 9** ci-dessous liste les obligations en cours émises à taux fixe et en Euro par ENGIE.

Tableau 9. Obligations ENGIE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance

Date d'émission	Echéance	Montant restant (€)	Taux (%)
16/01/2009	18/01/2016	1,043,301,000	5.625
01/06/2012	01/02/2016	1,000,000,000	1.5
20/07/2012	20/07/2017	750,000,000	1.5
18/10/2010	18/10/2017	564,213,000	2.75
19/02/2003	19/02/2018	687,399,000	5.125
01/06/2012	01/06/2018	728,567,000	2.25
17/10/2011	17/10/2018	150,000,000	3.046

Prime de dette

24/10/2008	24/01/2019	833,595,000	6.875
21/11/2011	21/01/2020	423,600,000	3.125
02/07/2012	21/01/2020	400,000,000	2.5
19/05/2014	19/05/2020	1,200,000,000	1.375
16/01/2009	18/01/2021	1,000,000,000	6.375
20/07/2012	20/07/2022	458,146,000	2.625
18/10/2010	18/10/2022	717,661,000	3.5
01/06/2012	01/02/2023	908,735,000	3
19/05/2014	19/05/2026	1,300,000,000	2.375
16/03/2011	16/03/2111	300,000,000	5.95

Source: Bloomberg

De même, le **Tableau 10** liste les obligations émises par RTE.

Tableau 10. Obligations RTE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance

Date d'émission	Echéance	Montant restant (€)	Taux (%)
12/09/2013	12/09/2023	500,000,000	2.875
27/09/2006	27/09/2016	1,000,000,000	4.125
12/09/2008	12/09/2018	1,000,000,000	5.125
20/06/2014	20/06/2029	600,000,000	2.75
20/09/2012	20/09/2019	600,000,000	2.125
28/06/2010	28/06/2022	750,000,000	3.875
03/02/2011	03/02/2021	750,000,000	4.125
30/10/2013	06/11/2028	50,000,000	3.38
30/10/2013	30/10/2028	50,000,000	3.38

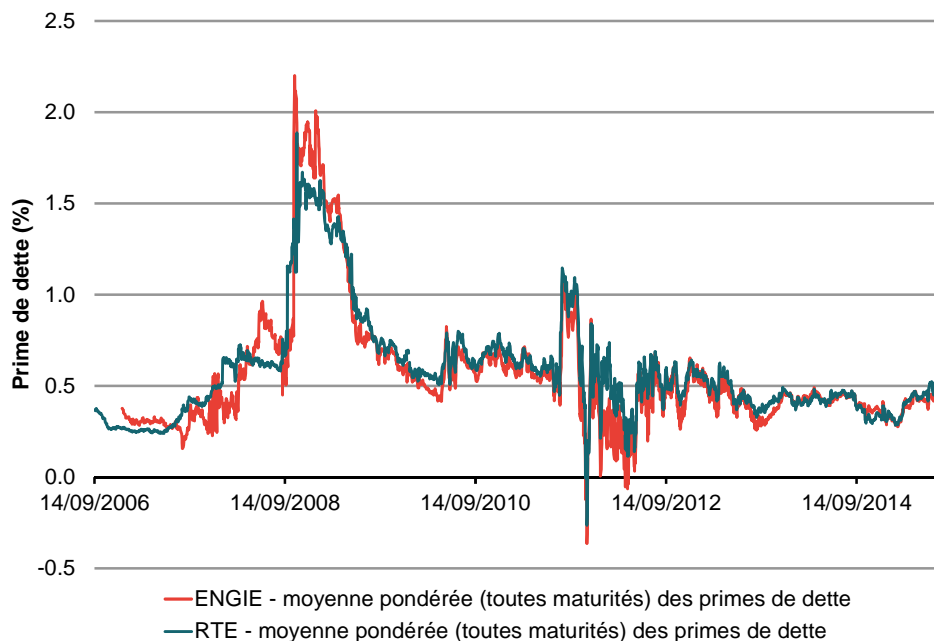
Source: Bloomberg

Afin de mesurer la prime de dette le plus précisément possible, chacune de ces obligations est associée à une obligation du trésor français à date de maturité similaire. Les rendements observés sur l'obligation du gestionnaire de réseau et sur l'obligation du trésor sont comparés afin de calculer la prime de dette

Prime de dette

journalière pour chaque obligation. Une moyenne pondérée¹⁴ de toutes les obligations est calculée pour les obligations ENGIE et RTE séparément. Les résultats de cette analyse sont présentés dans la **Figure 6** ci-dessous.

Figure 6. Moyenne pondérée de la prime de dette pour ENGIE et RTE



Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Note 1: les primes sont calculées à partir du rendement à échéance de l'obligation *corporate*, en déduisant le rendement à échéance de l'obligation d'Etat française dont la maturité est la plus comparable

Note 2 : l'analyse met en évidence une prime de dette négative sur quelques jours en 2011, correspondant à une situation où les taux observés sur les obligations ENGIE et RTE étaient inférieurs aux taux observés sur les obligations du trésor français les plus comparables. C'est là un phénomène qui a été observé dans plusieurs pays européens lors des périodes de tension sur les dettes souveraines en Europe. Ici, seuls quelques jours sont concernés sur les milliers de jours retenus dans la période de référence de l'estimation. Ils ne pèsent donc pas dans la moyenne et ne sont pas exclus de l'échantillon afin d'éviter toute perception d'un risque de sélection arbitraire des données de marché dans la détermination des paramètres du taux de rémunération.

Le **Tableau 11** présente les moyennes historiques des primes de dette pour ENGIE et RTE.

Tableau 11. Analyse de la prime de dette pour les opérateurs français

Période de référence	Moyenne pondérée du spread sur les obligations	Moyenne pondérée du spread sur les obligations
----------------------	--	--

¹⁴ Les poids sont les montants restants sur l'obligation.

	ENGIE (pbs)	RTE (pbs)
1 an	39	40
2 ans	40	41
5 ans	45	51
Depuis la crise	59	62

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Par cohérence avec l'approche retenue pour l'estimation du taux sans risque, la période depuis la crise financière est considérée comme la plus pertinente pour faire la moyenne des primes de dette. Cette période de référence est en ligne avec les périodes de référence retenues par les autres régulateurs en Europe. Elle est plus courte qu'en Grande-Bretagne, cependant le coût de la dette y fait l'objet d'une indexation annuelle. Du fait de cette indexation, l'influence des années précédant la crise (taux plus élevés) diminuera progressivement au cours de la période tarifaire, tandis que la valeur des taux observés depuis la crise deviendra prépondérante dans la moyenne.

La moyenne du spread sur les obligations ENGIE et RTE s'affiche à 60 pbs environ pour le secteur du gaz comme de l'électricité. Il apparaît également que même sur les deux dernières années les primes de dette sont relativement stables (de l'ordre de 40 pbs).

Il convient de prendre en compte le profil de maturité de l'échantillon, car les obligations aux échéances les plus courtes ont typiquement des rendements plus faibles. Une maturité de référence de dix ans est typiquement retenue dans la détermination du coût de la dette (en France comme à l'étranger). Cependant, aucune des obligations listées pour ENGIE et RTE ci-dessus n'affichait une telle maturité au moment de l'étude. On choisit alors de sortir de l'analyse les obligations arrivant à maturité avant 2020. Les résultats sont présentés au **Tableau 12**.

Tableau 12. Analyse des primes de dette des opérateurs français – obligations à échéance plus longue

Moyenne	Moyenne pondérée du spread sur les obligations ENGIE de maturité > 5 ans (pbs)	Moyenne pondérée du spread sur les obligations RTE de maturité > 5 ans (pbs)
1 an	47	44

2 ans	46	46
5 ans	48	56
Depuis la crise*	N/A	N/A

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

*Les obligations dont l'échéance est postérieure à 2020 ont pour la plupart été émises dans les cinq dernières années. Par conséquent les données disponibles ne permettent pas de faire une moyenne sur la période post-crise

Les moyennes présentées ici ne sont que légèrement supérieures aux moyennes des primes sur l'ensemble des obligations. Les valeurs obtenues suggèrent néanmoins que les moyennes à deux ans dans l'échantillon complet pourraient sous-estimer la prime de dette.

Au regard de ces éléments on retient 0,6% comme valeur de référence pour la prime de dette estimée à partir des obligations ENGIE et RTE de maturité moyenne et longue.

Analyse des primes de dette sur les obligations émises par des comparables

L'estimation de la prime de dette d'ENGIE doit également être cohérente avec la prime observée pour des gestionnaires de réseau étrangers. Un écart significatif entre les primes de dette pour les réseaux français et les réseaux étrangers pourrait dénoter un biais dans l'estimation présentée ci-dessus.

Un certain nombre de paramètres doivent être gardés constants dans l'exercice de comparaison des primes de dette – notamment la maturité et la note de crédit – pour que la comparaison soit valide. Une échéance de 10 ans est retenue ici, par cohérence avec la méthode d'estimation du taux sans risque et de l'inflation.

Les deux obligations émises par ENGIE et dont la maturité est la plus proche de 10 ans sont choisies. Une obligation comparable est ensuite choisie selon plusieurs critères : maturité à échéance, note de crédit, type de taux et secteur. Le **Tableau 13** compare l'estimation de la prime de dette sur les obligations émises par ENGIE avec la prime observée sur le groupe de comparables. Les données ne permettent pas de calculer des moyennes sur plus d'un an.

Tableau 13. Analyse de la prime de dette sur des obligations comparables – moyennes sur un an

	Prime sur la dette du GR français	Prime sur la dette du groupe de comparables
Engie 2023	101	113
Engie 2026	147	172

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Note: les spreads sont estimés par Bloomberg par comparaison au rendement des obligations d'Etat allemandes de maturité correspondante. Dans le groupe de comparables, les obligations sont pondérées de leur valeur résiduelle.

Cette analyse indique que, sur l'année dernière, les obligations de maturité plus courte affichaient des spreads comparables (12 bps); tandis que pour les maturités plus longues, la prime de dette sur les obligations émises par ENGIE était légèrement inférieure (25 pbs). Ce résultat tend à suggérer que la valeur de référence estimée à partir des obligations ENGIE et RTE ci-dessus constituerait une borne inférieure de la fourchette de valeurs à retenir pour la prime de dette pour les gestionnaires de réseau français.

Indices iBoxx

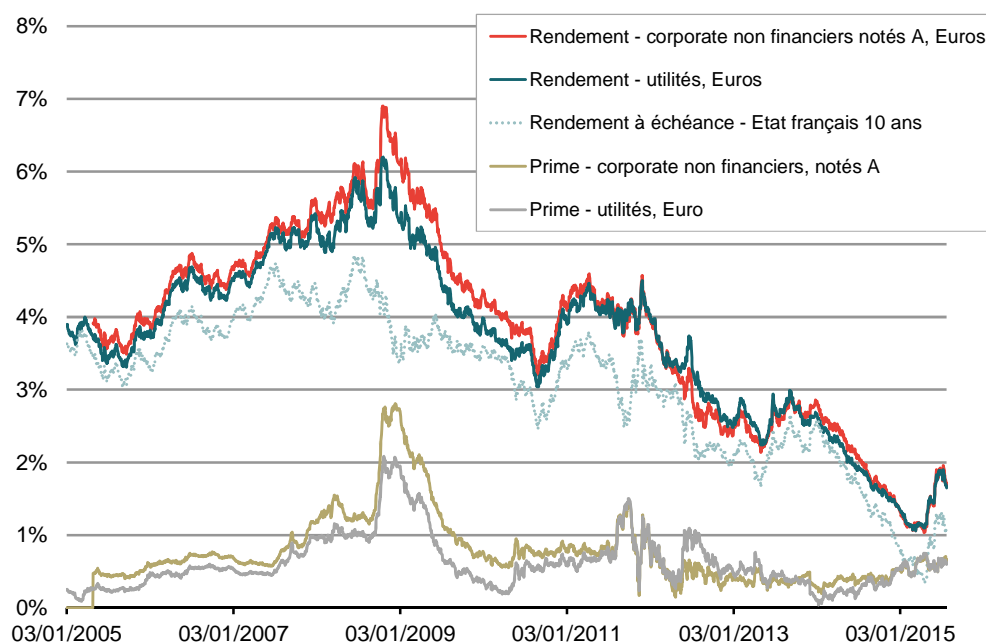
L'observation des rendements d'indices d'obligations *corporate* européennes permet d'enrichir la base d'informations et de recouper les analyses présentées ci-dessus. Les indices analysés sont :

- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité 7 à 10 ans,
- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité supérieure à 10 ans,
- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* du secteur des utilités, dont la maturité est de 6,5 ans en moyenne dans l'échantillon.

Les données des deux premiers indices sont ensuite conjuguées afin de construire un indice des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières de maturité 10 ans, par interpolation linéaire à partir de la maturité à échéance moyenne des indices et leur rendement respectif.

Finalement, la prime de dette sur les indices décrits ci-dessus est calculée en référence au rendement des obligations du trésor français de maturité 10 ans. La **Figure 7** présente les rendements et primes correspondantes.

Prime de dette

Figure 7. Prime de dette observée sur des indices de comparables européens

Source: Index yield data from iBoxx, French bond yield data from Bloomberg, Frontier analysis

Les primes de dette ainsi calculées affichent une certaine volatilité, notamment pendant la crise financière. Cependant la volatilité est moindre depuis 2013. La moyenne post-crise des primes sur les *corporate non financiers notés A* (maturité 10 ans) et sur l'indice des utilités est de 77 pbs et 65 pbs (respectivement).

Ces données confirment le fait que les obligations émises par ENGIE et RTE semblent être associées à des rendements plus faibles que les benchmarks disponibles.

Au regard de ces éléments, une borne supérieure de 0,8% est recommandée pour la prime de dette.

Le **Tableau 14** ci-dessous récapitule les recommandations de fourchettes de valeurs pour le coût de la dette.

Tableau 14. Fourchettes de valeurs proposées pour les réseaux de gaz et d'électricité

	Electricité (nominal)	Gaz (real)
Taux sans risque	2.6% - 3.4%	1.2% - 1.7%
Prime de dette	0.6% - 0.8%	0.6% - 0.8%
Coût de la dette (avant IS)	3.2% - 4.2%	1.8% - 2.5%

Source: Analyse Frontier

Coût de la dette existante

Tout en adoptant une approche normative du CMPC, il revient au régulateur de s'assurer que sa détermination ne remet pas en cause la capacité des gestionnaires de réseau à se financer de façon efficiente. Il convient ainsi de recouper l'approche avec le coût de la dette existante des réseaux.

Il ne convient pas pour autant d'accorder une importance trop forte à la dette existante, car :

- La régulation tarifaire française suit un modèle de régulation incitative dans lequel un écart entre coût de la dette autorisé et coût de la dette réalisé peut être considéré comme une composante de la performance du gestionnaire de réseau.
- Certains des gestionnaires de réseau français obtiennent des financements par le truchement des levées du groupe dont ils font partie, et dont le profil de risque diffère significativement de celui de l'activité de réseau pris indépendamment.
- Le coût de la dette existante a vocation à évoluer au long de la période tarifaire, lorsque les lignes actuelles expirent et que des financements nouveaux sont levés. Dans un contexte où les coûts de la dette futurs sont attendus comme inférieurs au coût de la dette existante, le coût moyen de la dette existante diminuera au cours de la période de régulation.

Dans l'ensemble, il reste pertinent de recouper le coût de la dette pris en compte dans le CMPC avec le coût de la dette existante. Pour cela, la moyenne des taux nominaux associés aux obligations ENGIE listées aux **Tableau 9** est calculée. Le **Tableau 15** présente les résultats.

Prime de dette

Tableau 15. Coût de la dette existante pour ENGIE

	Moyenne pondérée des taux (nominal)	Moyenne pondérée des taux réels (inflation 1.4% - 1.7%)
Obligations Engie	3.45%	1.7% - 2.0%

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Ces moyennes ne prennent pas en compte toute autre dette émise par les acteurs en question (taux variables, obligations indexes, prêts bancaire ou dette à court terme).

Par mise en regard du **Tableau 14**, il est clair que le coût de la dette existante s'inscrit au sein de la fourchette de valeurs recommandée pour ENGIE.

5.3 Différences méthodologiques

L'approche de NERA semble valide mais ne s'appuie que sur une seule source d'information, l'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité supérieure à 10 ans. L'approche de Frontier mobilise un corpus de données (dont l'indice iBoxx), ce qui est considéré comme préférable.

De plus, NERA calcule le rendement moyen de l'indice sur dix ans, tandis que Frontier propose de retenir le rendement moyen affiché depuis la crise financière. Également, Frontier propose d'estimer le rendement pour une maturité 10 ans en combinant l'indice de maturité 10 ans et plus, utilisé par NERA, avec l'indice de maturité 7 à 10 ans.

On peut considérer que l'approche de NERA présente un risque plus élevé que le coût de la dette réalisé sur la période tarifaire soit significativement différent du niveau autorisé dans le calcul du CMPC – l'approche de Frontier réduit ce risque tout en préservant le caractère incitatif (dès lors que le coût de la dette n'est pas déterminé uniquement en référence au coût de la dette existante).

6 Prime de risque de marché

6.1 Position de NERA

NERA a pris en considération les sources suivantes :

- Moyenne historique à long terme du rendement du marché,
- Estimation de la prime de risque de marché (PRM) prospective par Bloomberg,
- Données d'enquêtes,
- Décisions tarifaires passées pour les réseaux d'énergie français et les réseaux de gaz européens.

Pour l'estimation de la moyenne historique à long terme, NERA se réfère aux valeurs les plus récentes publiées par Dimson, Marsh, Staunton (DMS) dans le Credit Suisse Global Equity Return Year Book. NERA choisit d'exclure la Russie du calcul de la moyenne européenne, malgré son inclusion dans le DMS (la Russie n'était pas incluse dans la moyenne dans la version 2011 de DMS). L'exclusion de la Russie porte la moyenne européenne de 4,4% à 4,6%.

NERA propose donc une borne inférieure de 4,6% pour la PRM. Pour la borne supérieure, NERA propose de retenir la moyenne arithmétique pour la France, soit 5,3%.

En ce qui concerne le choix entre moyenne arithmétique et géométrique, NERA considère que la moyenne arithmétique est plus pertinente pour un contrôle tarifaire qui dure quatre ans, car la moyenne géométrique suppose que l'investisseur garde une action pendant plus de 100 ans. NERA se réfère là aux travaux de Blume (1974) sur les estimateurs non biaisés.

Pour l'estimation prospective de la PRM, NERA a utilisé les valeurs de Bloomberg, calculées selon le modèle de croissance des dividendes (DGM). La moyenne sur dix ans pour la France s'affiche à 8,5%.

NERA cite également les derniers résultats d'enquête de Fernandez et al. (2014), d'après lesquels la PRM pour la France s'élève à 5,8%.

À partir de ces deux dernières sources, NERA indique une fourchette de valeurs pour la PRM prospective de 5,8% à 8,5%.

Pour conclure, NERA met en avant la relation négative entre la PRM et le taux sans risque. En raison de cette relation négative, NERA propose de retenir 5% comme valeur de la PRM. Conjugué à un taux sans risque réel de 2%, le rendement total du marché s'élève à 7%. NERA indique que cette approche favorise la stabilité réglementaire et aboutit à une valeur cohérente avec le précédent tarifaire en France.

6.2 Recommandation de Frontier

Frontier s'accorde globalement avec NERA sur l'approche d'estimation de la PRM. Notamment nous considérons qu'il faut porter une attention particulière à la relation potentiellement négative entre la PRM et le taux sans risque, et veiller à une certaine stabilité du rendement total de marché (RTM) en base réelle d'une décision tarifaire à l'autre.

Également, nous prenons en compte le risque de distorsion des moyennes historiques des rendements réalisés. En effet, les crises économiques ont tendance à être associées à des rendements observés plus faibles, alors que dans le contexte du MEDAF la prime de risque de marché, prospective, doit refléter l'attente de meilleurs rendements futurs. Pour autant les modèles prospectifs d'estimation de la PRM, comme le Dividend-Growth-Model, s'appuient sur des hypothèses arbitraires (notamment sur le taux de croissance future des marchés). Ainsi, même si les résultats de telles estimations (comme les valeurs Bloomberg présentées par NERA) peuvent permettre d'effectuer un contrôle de cohérence, une moindre importance leur est accordée.

De plus, les données de marché sur le RTM réel sont prises en compte – tout en veillant à leur bonne interprétation de ces chiffres qui, également basés sur les rendements réalisés, présentent les risques de biais décrits ci-dessus.

Enfin un contrôle de cohérence avec les résultats d'enquête et le précédent tarifaire en Europe est effectué.

Moyenne historique de long terme

Frontier s'accorde avec NERA sur le fait de se référer à l'estimation de la prime de risque marché de DMS, car c'est l'une des principales sources de références pour la PRM historique de long-terme.

Le **Tableau 16** présente les résultats les plus récents (publiés en 2015), ainsi que les résultats en date de 2012 à des fins de comparaison.

Tableau 16. Données historiques sur la PRM

	PRM (1900-2014)	PRM (1900-2011)
France – moyenne géométrique	3.0%	3.0%
France – moyenne arithmétique (annuelle)	5.3%	5.3%
Monde – moyenne géométrique	3.2%	3.5%
Monde – moyenne arithmétique	4.5%	4.8%

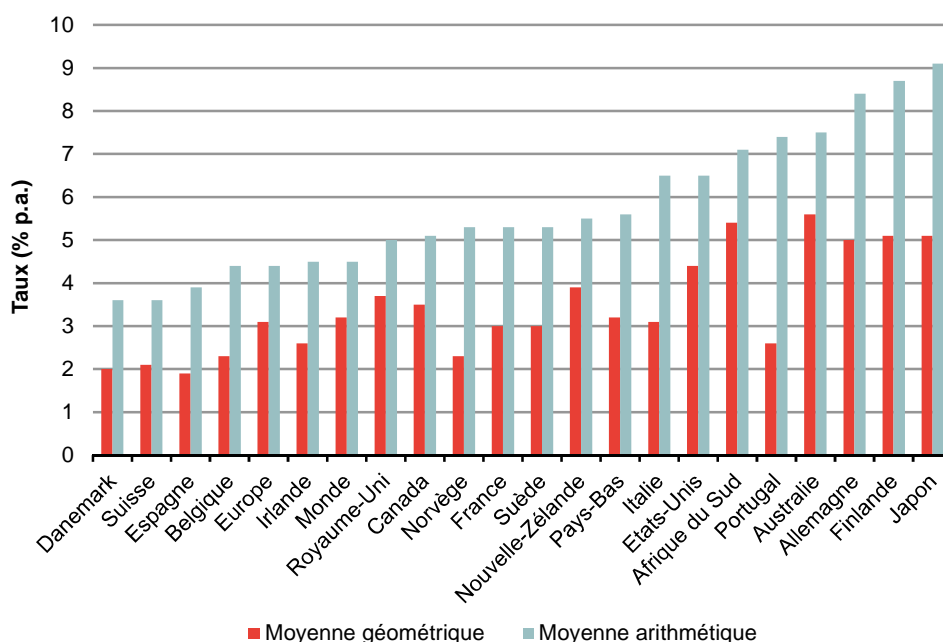
Prime de risque de marché

(annuelle)		
Europe – moyenne géométrique	3.1%	3.7%
Europe – moyenne arithmétique (annuelle)	4.4%	5.0%

Source: Dimson, E., Marsh, P., Staunton, M. (2012, 2015), Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2012, 2015.

Des estimations sont également réalisées pour certains pays en particulier. La **Figure 8** présente ces estimations. La France semble afficher une valeur intermédiaire par rapport au reste de l'échantillon.

Figure 8. PRM historique moyenne, 1900-2014



Source: Dimson, E., Marsh, P., Staunton, M. (2011), Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2015

Le principal reproche formulé à l'égard de l'utilisation d'une moyenne de long terme de la PRM intervient lorsque celle-ci est conjuguée à un taux sans risque moyen estimé à plus court terme, et porte sur le fait que cette approche ne prendrait pas en compte la relation inverse entre ces deux paramètres de marché.

Le raisonnement est le suivant : dans des périodes d'incertitude économique (comme les périodes de crise), la volatilité des marchés d'actions est élevée tandis que le taux sans risque peut être plus bas (souvent du fait de distorsions liées par exemple à l'assouplissement monétaire mis en place par les banques centrales et au phénomène de « mise à l'abri » décrit précédemment). Autrement dit, les

investisseurs se détournent des actifs les plus risqués pour préférer des placements moins risqués, entraînant des pertes à court terme sur les marchés des actions mais augmentant le rendement potentiel futur sur ces mêmes actifs (du fait de la baisse de leur prix). Cependant, les estimations de la PRM à partir des rendements réalisés sur la période en question auront tendance à suggérer exactement l'inverse (des rendements déprimés). Le **Tableau 19** illustre ce phénomène : la PRM estimée en 2015 est inférieure à celle estimée en 2012 (avant l'entrée dans l'échantillon des trois dernières années de crise économique).

Par conséquent, plusieurs régulateurs et praticiens s'accordent sur le fait que l'estimation séparée de la PRM et du taux sans risque à partir de ces estimations historiques ne constitue pas l'approche la plus pertinente pour déterminer un coût des fonds propres prospectifs¹⁵.

Rendement total du marché

Certains régulateurs – notamment en Grande-Bretagne – s'intéressent au Rendement Total du Marché (RTM) comme indicateur alternatif. Le taux sans risque en est ensuite déduit afin d'estimer la PRM correspondante¹⁶. D'autres régulateurs recourent leur estimation de la PRM et du taux sans risque avec une estimation du RTM, sans estimer la PRM directement à partir du RTM.

Le **Tableau 17** présente les estimations du RTM d'après la dernière édition du DMS (2015).

Tableau 17. Estimations du Rendement Total de Marché historique

Mesure	RTM
France – moyenne géométrique	3.2%
France – moyenne arithmétique (annuelle)	5.7%
Monde – moyenne géométrique	5.2%
Monde – moyenne arithmétique (annuelle)	6.6%
Europe – moyenne géométrique	4.3%
Europe – moyenne arithmétique (annuelle)	6.2%

¹⁵ Smithers and Co (2003), A study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK. Wright, Mason and Miles, 2003

¹⁶ Ofwat (December 2014) Final price control determination notice: policy chapter A7 – risk and reward.

Source: *Dimson, E., Marsh, P., Staunton, M. (2015), Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2015*

Autres sources d'estimations

Plusieurs études recensent les attentes d'économistes financiers, de Directeurs financiers et d'analystes quant à la PRM. Le **Tableau 18** présente les résultats de telles études.

Tableau 18. Enquêtes sur la PRM

Source	Description	Valeur estimée de la PRM
Fernandez et al (2014) ¹⁷	Enquête auprès de plus de 8000 analystes, académiques et corporate, dans 88 pays	5.8% (moyenne 105 réponses France)
OXERA (2000) ¹⁸	Enquête auprès d'entreprises britanniques	5.0%
Welch (2008) ¹⁹	Enquête auprès de 400 professeurs de finance	5.0% (moyenne, US) 4.5% (moyenne, hors US)

Source: Analyse Frontier de plusieurs sources

L'étude de Fernandez et al (2014) constitue la source la plus à jour et reflète donc mieux les attentes actuelles des acteurs. Si les résultats d'enquête ne sont pas considérés comme aussi robustes que les estimations présentées précédemment, cette étude relativement récente est néanmoins prise en compte dans le corpus de données sous-tendant la valeur recommandée pour la PRM.

Approches européennes de détermination de la prime de risque de marché

Le **Tableau 19** présente la méthodologie utilisée par les régulateurs européens pour déterminer la PRM, ainsi que les valeurs retenues lors des dernières décisions tarifaires. La PRM compte parmi les paramètres du CMPC les plus stables dans le temps, et ne fait pas l'objet d'indexation en cours de période tarifaire ; une comparaison des valeurs autorisées est donc pertinente.

¹⁷ Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., Corres, L. (2014), Market Risk Premium Used in 88 Countries in 2014: A Survey with 8,228 Answers, *IESE Business School working paper*.

¹⁸ The OXERA (2000) report and the evidence from UK financial institutions were cited by the UK Competition Commission in the report Vodafone, O2, Orange and T-Mobile: Reports on references under section 13 of the Telecommunications Act 1984 on the charges made by Vodafone, O2, Orange and T-Mobile for terminating calls from fixed and mobile networks, (2003, p190).

¹⁹ Welch, I. (2008), update of the Welch (2000) paper.

Tableau 19. Méthodologies de détermination de la PRM et valeur retenue pour la PRM et le RTM associé

	Méthode	PRM	RTM* (réel)	RTM* (nominal)
Autriche	PRM historique de long terme DMS – entre les moyennes arithmétique et géométrique	5.0%	6.25%	8.27%
Belgique	PRM historique de long terme DMS (géométrique et arithmétique) et estimation propre (géométrique)	3.5%	4.43%	6.45%
Allemagne	PRM historique de long terme DMS – moyennes arithmétique et géométrique	3.59%	5.35%	8.35%
Italie	PRM historique de long terme DMS – moyenne géométrique surtout	4.0%	7.17% (élec) 6.36% (gaz)	9.24% (élec) 8.41% (gaz)
Pays-Bas	PRM historique de long terme DMS – moyenne des moyennes arithmétique et géométrique	5.0%	5.49%	7.5%
Grande-Bretagne	Ensemble de données, dont RTM et résultats d'enquêtes pour contrôle de cohérence La Cour d'appel prend aussi en compte les méthodes prospectives	5.25%	7.25%	n/a

Source: Décisions tarifaires

* Ces valeurs sont estimées dans le tableau à partir des valeurs du taux sans risque affiché dans ces décisions, y compris dans les pays où le taux sans risque est actualité en cours de période tarifaire.

Les estimations de DMS apparaissent clairement comme la source de référence pour la détermination de la PRM en Europe. La plupart des régulateurs prennent en compte les moyennes arithmétiques et géométriques. La Grande-Bretagne se distingue ici, d'une part du fait de la mention explicite du RTM dans les décisions tarifaires, et d'autre part du fait que, lors d'appels récents de décisions tarifaires auprès de l'entité compétente (Autorité de la Concurrence), celle-ci a également pris en compte les résultats de méthodes prospectives moins fréquemment mobilisées par les régulateurs.

Les valeurs retenues pour la PRM s'échelonnent entre 3,5% (Belgique, Allemagne à 3,6%) et 5,25% (Grande-Bretagne). Ces valeurs sont en outre restées identiques

Prime de risque de marché

depuis la période tarifaire précédente en Allemagne, Autriche, Belgique, Italie et aux Pays-Bas.

Le rendement total du marché est estimé pour chaque décision tarifaire comme la somme du taux sans risque et de la prime de risque de marché, en base nominale et réelle. Ces valeurs sont estimées dans le tableau à partir des valeurs du taux sans risque affiché dans ces décisions, y compris dans les pays où le taux sans risque est actualité en cours de période tarifaire. La Belgique, qui retient le taux sans risque et la PRM les plus faibles, affiche le RTM le plus bas. Les autres pays s'inscrivent tous dans une fourchette allant de 7,5% (Pays-Bas, tous réseaux) à 9,24% (Italie, électricité) en base nominale, et 5,35% (Allemagne) à 7,25% (Grande-Bretagne) en base réelle.

Fourchette de valeurs recommandée

Nous recommandons de veiller à un certain degré de cohérence dans le temps pour le niveau du RTM lors de l'estimation de la PRM. Egalement, nous considérons que les rendements faibles observés sur les marchés peuvent remettre en cause l'utilisation des moyennes de long terme de DMS, notamment le recours à la moyenne géométrique pour calibrer la borne inférieure de la fourchette de valeurs recommandée.

Par conséquent une moindre importance est accordée à la moyenne géométrique estimée par DMS et la fourchette de valeurs recommandée s'appuie sur les moyennes arithmétiques ainsi qu'un contrôle de cohérence au niveau du RTM. Cette approche permet d'éviter une sous-estimation de la PRM dans un environnement économique très incertain, où la prime s'appliquant sur les actifs risqués est sans aucun doute supérieure à celle qui a pu s'appliquer dans le passé dans un marché en expansion où l'appétence pour le risque était supérieure.

En particulier, la moyenne arithmétique de la PRM pour la France, estimée à 6,3%, apparaît comme une valeur pertinente pour la borne supérieure de la fourchette. Conjugée à la borne supérieure recommandée pour le taux sans risque (1,7%), elle résulte en un RTM réel à 7%, niveau similaire à celui retenu pour les périodes de régulation passées.

La moyenne arithmétique de l'Europe, estimée à 4,4%, constitue un point de référence intéressant pour la borne inférieure de la fourchette, car, conjugée au taux sans risque réel de 1,2% (borne inférieure), elle donne un RTM de 5,6%.

Ainsi, une fourchette de valeurs allant de 5,6% à 7% est recommandée pour le Rendement Total du Marché, soit une fourchette de 4,4% à 5,3% pour la Prime de Risque de Marché. Celle-ci est déterminée selon une méthodologie similaire à celle retenue par les autres régulateurs en Europe, et s'inscrit au sein de la fourchette de valeurs des RTM autorisés présentés ci-dessus.

Prime de risque de marché

6.3 Différences méthodologiques

Les méthodologies proposées par Frontier et NERA présentent les différences suivantes :

- NERA et Frontier s'appuient sur les valeurs publiées par DMS – en revanche l'exclusion de la Russie de l'échantillon européen n'est pas retenue dès lors que les auteurs de DMS eux-mêmes ont considéré qu'au regard de leur méthodologie la Russie devait être incluse dans la moyenne européenne.
- NERA prend en compte explicitement les estimations de la PRM prospective réalisées par Bloomberg, tandis que Frontier ne considère pas ces estimations comme fiables.
- La borne supérieure recommandée par Frontier est cohérente avec l'approche historique de NERA. La borne inférieure de Frontier reflète les données qui suggèrent un RTM réel à 6%.

7 Bêta de l'actif

Le bêta mesure la corrélation entre le rendement d'une action et le rendement du marché dans son ensemble²⁰. Il peut être estimé par régression de type OLS (*ordinary least squares* ou moindres carrés ordinaires) du rendement de l'action sur le rendement du marché. D'après la théorie du MEDAF, la multiplication du bêta par la PRM et l'addition au taux sans risque donne le coût des fonds propres global de l'acteur.

Dans le contexte d'un contrôle tarifaire, l'estimation du bêta a pour objectif de couvrir de façon prospective le coût d'opportunité du capital investi par les investisseurs dans le réseau. Par conséquent, il est également pertinent de déterminer le coût des fonds propres par comparaison avec le coût des fonds propres d'une entreprise fictive exerçant une activité similaire. Cette approche est analogue au fait de déterminer les charges d'exploitation ou d'investissement par comparaison avec les charges encourues par d'autres opérateurs (benchmarking). Le recours à une comparaison du bêta est également pertinent en dehors du contexte du contrôle tarifaire lorsque le bêta de l'entreprise ne peut pas être observé directement.

7.1 Position de NERA

NERA a procédé à l'estimation du bêta des fonds propres de gestionnaires de réseaux d'énergie en Europe (acteurs pure players) sur des périodes de référence de un, deux, trois, cinq et dix ans. Les bêtas estimés sont ajustés selon la méthode de Blume et désendettés selon la formule de Modigliani-Miller afin d'obtenir des bêtas de l'actif.

NERA exclut de l'échantillon le GRT gaz belge Fluxys, car seule une faible proportion de son capital est cotée en bourse (environ 10% d'après NERA). NERA obtient des moyennes sur un, cinq et dix ans de 0,52, 0,40 et 0,44 respectivement.

NERA a également estimé le bêta de grands énergéticiens dont les activités de réseau représente une part minoritaire de l'activité, à la fois en Europe et dans d'autres continents. Les bêtas sont plus élevés que ceux des pure-players de la gestion de réseau en Europe, mais l'écart n'est pas significatif.

NERA conclut que l'échantillon des gestionnaires de réseau est trop restreint, et que l'estimation correspondante du bêta ne peut être reflétée automatiquement dans le contexte de l'estimation du CMPC. NERA considère également

²⁰ Strictement parlant, il s'agit de la corrélation entre les rendements au-delà du taux sans risque. En pratique, du fait des débats sur l'estimation du taux sans risque lui-même, les praticiens ont tendance à mesurer le beta directement comme la corrélation du rendement global de l'action et du marché.

qu'aucune information ne permet de dire que le niveau de risque systématique auquel est exposé l'activité de gestionnaire du réseau de distribution de gaz en France a évolué depuis la dernière décision tarifaire. Étant donné l'intérêt d'un bêta stable en termes de stabilité et prévisibilité du cadre de régulation tarifaire, NERA propose de conserver la valeur du bêta de l'actif de l'ATRD4, soit 0,46.

7.2 Recommandation de Frontier

Afin de procéder à l'estimation des bêtas de l'actif à comparer, une démarche en six étapes est suivie :

1. Sélection des comparables
2. Estimation du bêta
3. Ajustement bayésien
4. Désendettement
5. Obtention de la fourchette de valeurs finale
6. Ré-endettement pour obtenir un bêta des fonds propres

Ces étapes sont décrites en détail ci-dessous.

Au préalable, le tableau ci-dessous présente la méthodologie d'estimation du bêta retenue par les régulateurs européens lorsque ceux-ci communiquent sur la méthode.

Tableau 20. Méthodologies d'estimation des bêtas par les régulateurs européens

Pays	Méthodologie
Autriche	Estimation sur données journalières, 3 à 5 ans Ajustement Vasicek Groupe de référence de 9 comparables Modigliani-Miller
Allemagne	Estimation sur données journalières, 3 à 5 ans Groupe de référence de GR internationaux Ajustement Vasicek
Pays-Bas	Moyenne du bêta estimé pour 10 comparables Ajustement Vasicek

Source: Frontier à partir des décisions tarifaires

Sélection des comparables

Un comparable adéquat est un comparable dont le profil de risque est proche de celui de l'entreprise faisant l'objet de l'analyse, ce qui implique normalement d'exercer une activité similaire, dans un secteur proche. Idéalement, dans le cas des activités régulées, les comparateurs opèreraient dans des environnements régulés similaires en termes de risque d'exploitation et de risque réglementaire.

On commence par identifier sur Bloomberg des gestionnaires de réseau similaires aux opérateurs français, d'abord en Europe puis en élargissant à des pays du Commonwealth qui offrent des cadres tarifaires proches de celui de la Grande-Bretagne, lui-même similaire à celui de la France.

Ensuite, des groupes de comparables sont constitués – transport d'électricité, transport de gaz, distribution d'électricité, distribution de gaz. Certaines entreprises conjuguent des activités de réseau et d'autres activités. C'est notamment le cas des énergéticiens intégrés. Selon la part du résultat d'exploitation global représenté par les activités de réseau, ces acteurs sont classés en pure-players ou pas. Les entreprises pour lesquelles cette part est faible (inférieure à 70%) sont traitées séparément. En effet, il s'agit typiquement de réseaux possédés et exploités au sein d'un énergéticien intégré dont le champ d'intervention dépasse très largement celui du cadre tarifaire. Le bêta de l'actif de ces énergéticiens intégrés est largement influencé par le profil de risque de leurs autres activités, typiquement plus risquées que l'exploitation de réseaux. Par conséquent leur bêta est surestimé par rapport au bêta de l'activité de réseau.

Le **Tableau 21** liste les gestionnaires de réseau retenus à l'issue de cette étape.

Tableau 21. Comparables pour l'estimation du bêta – Réseaux européens

GR	Type	Pays
Elia System Operator SA/NV	Transport d'électricité	Belgique
Terna Rete Elettrica Nazionale	Transport d'électricité	Italie
REN - Redes Energeticas Nacion	Transport d'électricité	Portugal
Red Electrica Corp SA	Transport d'électricité	Espagne
Electricite de Strasbourg SA	Distribution d'électricité	France
Repower AG	Distribution d'électricité	Suisse
Fluxys Belgium	Transport de gaz	Belgique
Enagas SA	Transport de gaz	Espagne
Acsn - Agam SpA	Distribution de gaz	Italie
Snam SpA	Distribution de gaz	Italie

Bêta de l'actif

Hera SpA	Distribution de gaz	Italie
National Grid PLC	Réseaux divers	GB

Source: Bloomberg

Estimation du bêta

Le bêta des fonds propres de chaque entité retenue est estimé par régression du rendement de son action sur le rendement de l'indice de marché local le plus large qui soit disponible.

La théorie du MEDAF suggère que le portefeuille de marché comporte l'ensemble des actifs risqués de l'économie. En ce sens, l'indice de marché retenu devrait être un indice du rendement du marché mondial. En réalité, même les portefeuilles les plus importants et les plus diversifiés font montre d'un biais vers la zone d'origine du portefeuille. Les praticiens s'accordent donc sur le fait de retenir un indice qui regroupe un maximum d'entités cotées mais qui soit limité dans son champ géographique (par exemple au niveau du pays), tout en veillant à prendre en compte le biais lié à la pondération et le manque de liquidité potentielle sur les actions correspondantes. Par exemple, en Grande-Bretagne l'indice de référence est le FTSE All Share (codé ASX Index dans Bloomberg). D'autres exemples sont le PAX pour la France ou le DAX pour l'Allemagne.

Le choix entre données journalières et hebdomadaires fait l'objet de débats. Un arbitrage existe effectivement entre le nombre d'observations (et donc la robustesse statistique des résultats de la régression) et la probabilité d'autocorrélation. De même un arbitrage existe entre le nombre d'observations et la quantité de bruit alors que la période d'estimation est élargie. Au regard de ces arbitrages, plusieurs régressions sont réalisées, dont une estimation à partir de données journalières sur trois ans et une estimation à partir de données journalières sur cinq ans²¹. Également un recoupement est réalisé avec les résultats d'une régression des données hebdomadaires sur cinq ans.

Les calculs sont réalisés avec l'outil Bloomberg Unlevered Beta Calculator.

Ajustement bayésien ou autres ajustements du bêta brut

Un risque d'erreur de mesure peut apparaître, notamment lorsque le résultat de l'estimation est très faible. La théorie financière suggère que le bêta des fonds propres sur l'ensemble du marché doit être égal à 1, et que tout bêta aura tendance à retourner vers sa moyenne de 1 sur le long terme. Toute mesure d'un bêta différent de 1 pourrait donc résulter d'une erreur de mesure. Ce risque peut

²¹ Les régulateurs allemands et autrichiens indiquent également se référer à des moyennes sur trois et cinq ans.

justifier d'ajuster les bêtas estimés vers 1 (ajustement à la hausse si la valeur estimée est inférieure à 1, à la baisse sinon).

Deux approches d'ajustement sont généralement considérées : l'ajustement Blume et l'ajustement Vasicek.

L'ajustement Blume est un ajustement déterministe du bêta des fonds propres estimé, vers 1. Blume (1971) a mis en évidence une tendance au retour à la moyenne des bêtas estimés dans le temps : les valeurs hautes (basses) sur la période semblent converger vers la moyenne à la période suivante²². L'interprétation de ce résultat par les praticiens consiste à considérer qu'il convient d'ajuster le bêta brut en faisant la moyenne pondérée du bêta estimé et de 1, avec des poids respectifs de 2/3 et 1/3. Par exemple si le bêta estimé est 0,6, le bêta ajusté est $0,6 \cdot (2/3) + 1 \cdot (1/3) = 0,73$.

L'ajustement Blume est simple à appliquer mais peut être considéré comme une approche rudimentaire car l'ajustement est toujours réalisé selon les mêmes pondérations et ne prend pas en compte les caractéristiques spécifiques de chaque estimation.

Vasicek (1973) a proposé un ajustement bayésien pour les bêtas²³. Cette méthode conjugue les informations disponibles avant l'échantillonnage du bêta avec les estimations du bêta afin de minimiser l'erreur due à l'échantillon (erreur d'estimation). L'ajustement accorde un poids élevé aux estimations précises et un poids plus faible aux estimations de faible précision.

L'intuition derrière l'ajustement Vasicek est d'accorder plus d'importance aux bêtas bruts dont l'erreur d'estimation est faible par rapport à la variance totale de l'échantillon, et vice versa. La revue des approches retenues par les régulateurs européens n'a pas mis en évidence de cas d'utilisation de l'ajustement Blume et a identifié trois cas d'utilisation de l'ajustement Vasicek.

Nous recommandons l'utilisation de bêtas des fonds propres ajustés selon la méthode Vasicek. Cet ajustement est réalisé à partir de l'erreur standard sur les estimations de chaque bêta et de la variance des bêtas au sein de tout l'échantillon.

Désendettement

Comme mentionné précédemment, le bêta des fonds propres doit être désendetté afin de permettre une comparaison valide des bêtas d'une entité à une autre. Cette opération peut être réalisée de plusieurs façons.

²² Blume, M. E. (1971), On the Assessment of Risk, *Journal of Finance* 26(1), 1–10

²³ Vasicek, O. A. (1973), A Note on Using Cross-Sectional Information in Bayesian Estimation of Security Betas, *Journal of Finance* 28(5), 1233–1239.

La formule de Miller est la plus simple ; elle n'inclut pas de traitement différencié de l'impôt sur les sociétés (IS) :

$$\begin{aligned} \text{Beta de l'actif} &= \text{Beta des fonds propres} * (1 - g) \\ &= \frac{\text{Beta des fonds propres}}{\left(1 + \frac{D}{E}\right)} \end{aligned}$$

où D/E est le ratio dette sur fonds propres.

D fait référence à la dette nette, c'est-à-dire la dette brute nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et E est mesuré par la capitalisation de marché de l'action et non sa valeur comptable. (E+V) est également désigné Valeur de l'Entreprise (VE) et le taux d'endettement g est égal à D/EV.

La formule de Modigliani-Miller (approche Hamada) prend en compte l'IS dans le désendettement du bêta :

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

où t est le taux effectif d'IS.

Lorsque le taux d'imposition effectif d'une entreprise diffère fortement de celui des autres entreprises, ceci vient impacter le bêta à travers le bouclier fiscal. La formule de MM prend ceci en compte de sorte que les bêtas de l'actif sont comparés en faisant abstraction de cet effet lié à l'imposition. Cette formule est donc utile lorsque l'on cherche à comparer le bêta d'entités de différents pays, faisant face à des taux d'imposition différents. Lorsque tous les comparables sont issus du même pays, le taux d'IS est neutralisé lorsque l'on ré-entette le bêta après l'avoir désendetté : l'approche de Miller est alors plus simple à appliquer²⁴.

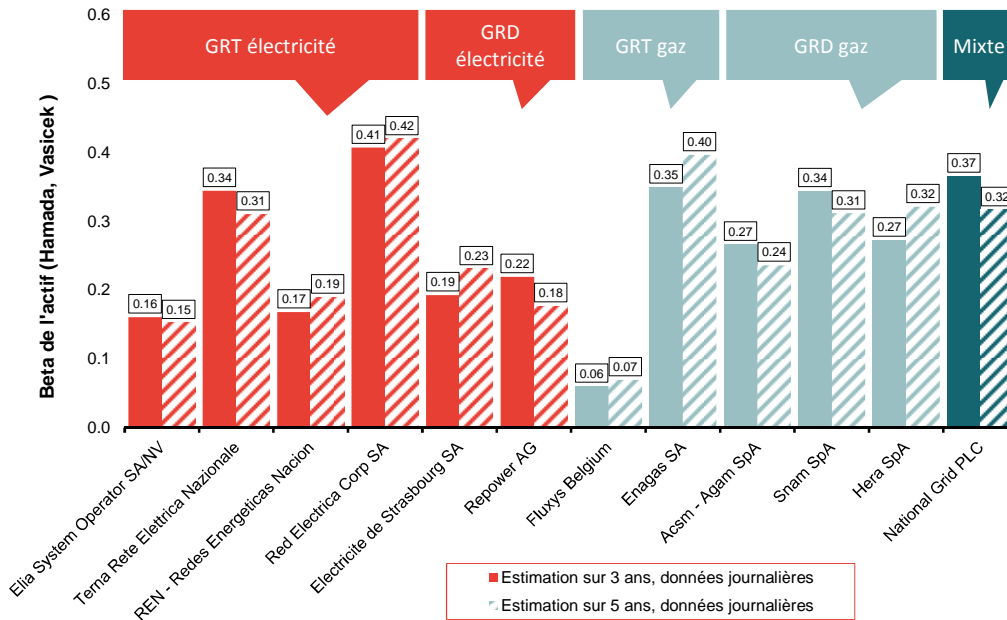
Nous recommandons d'employer la formule de Modigliani-Miller pour désendetter les bêtas. Pour cela nous utilisons la dette nette, la capitalisation de marché, et le taux effectif d'imposition, tous trois mesurés en moyenne sur la période de référence de l'estimation du bêta, et les appliquons aux bêtas des fonds propres ajustés selon Vasicek. En cas d'indisponibilité de données sur le taux d'IS effectif, nous utilisons le taux de référence du pays où l'action est cotée.

Bêtas estimés

La **Figure 9** présente les résultats de l'estimation des bêtas de l'actif pour les gestionnaires de réseau européens.

²⁴ Une exception intervient également si l'on estime les betas de l'actif sur une période de temps où le taux d'IS a pu évoluer fortement : le taux d'IS historique doit être utilisé pour désendetter le beta, et le taux en vigueur pour le ré-entetter.

Figure 9. Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau européens

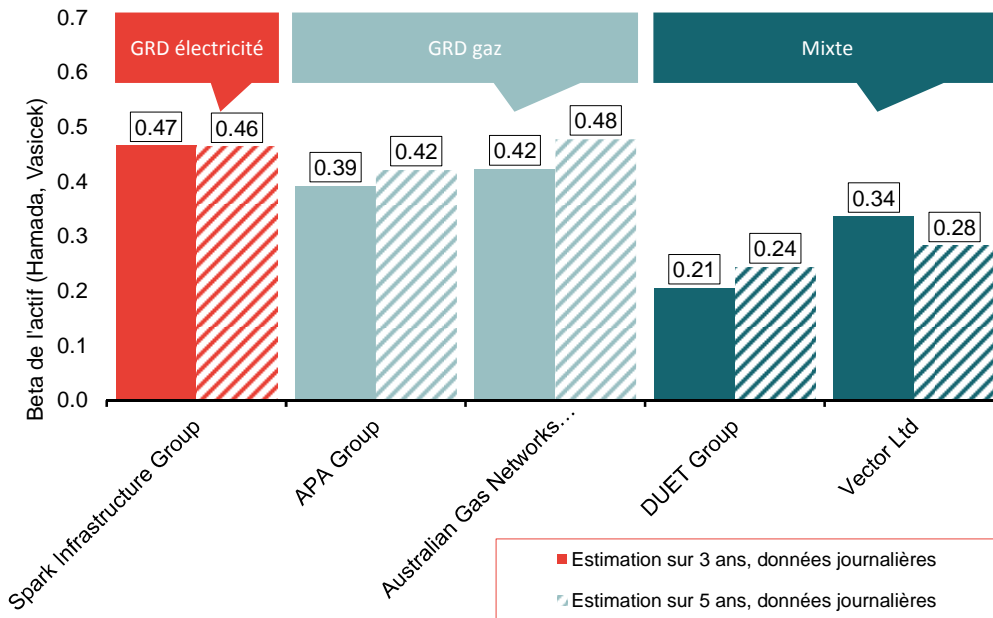


Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

Ces estimations suggèrent que le bêta estimé pour le GRT belge Fluxys est aberrant. Ceci peut s'expliquer par le caractère faiblement incitatif et donc moins risqué du cadre de régulation du transport de gaz en Belgique. Fluxys est exclu de l'échantillon.

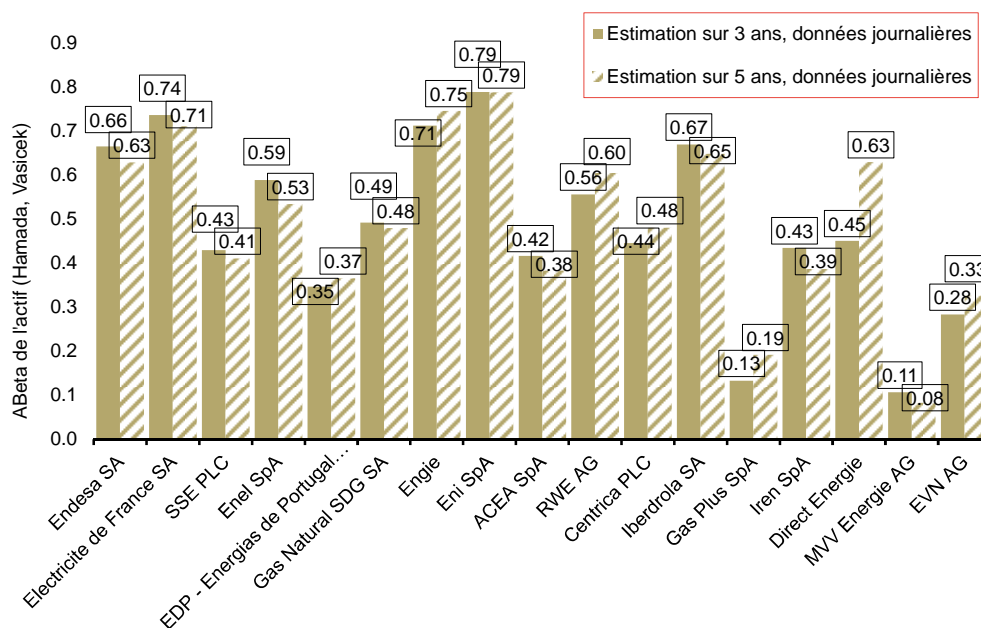
La **Figure 10** présente les résultats de l'estimation des bêtas de l'actif pour les gestionnaires de réseau australiens et néozélandais.

Figure 10. Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau australiens et néozélandais



Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

Enfin, la **Figure 11** présente les bêtas estimés pour les énergéticiens intégrés en Europe.

Figure 11. Bêtas de l'actif estimés pour les énergéticiens intégrés européens


Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

En raison de la variance élevée observée entre les bêtas des comparables, ceux-ci ont été regroupés dans deux catégories : réseaux d'électricité et réseaux de gaz. L'expérience et l'étude des pratiques de régulation dans plusieurs pays révèlent en effet que les deux secteurs sont associés à des bêtas différents qui justifient un traitement séparé.

En revanche nous estimons que les écarts ne sont pas suffisants dans l'échantillon pour justifier un traitement séparé des réseaux de distribution et de transport au sein de ces deux groupes – tout résultat issu d'une telle approche encourt un risque élevé d'erreur de mesure statistique.

Le **Tableau 22** résume la moyenne des bêtas estimés pour les différents groupes de comparables, sur différentes périodes de référence.

Tableau 22. Bêta de l'actif moyen pour les différents groupes de comparables

Groupe	3 ans journalières	5 ans journalières	5 ans hebdomadaires
Réseaux d'électricité	0.27	0.26	0.29
Réseaux d'électricité incl. AU&NZ	0.29	0.28	0.30

Réseaux de gaz	0.32	0.32	0.35
Réseaux de gaz incl. AU&NZ	0.34	0.35	0.35
Energéticiens intégrés	0.49	0.49	0.55

Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

Les moyennes pour les réseaux de gaz entre 0,32 et 0,35.

On note en outre que ces valeurs sont peu sensibles au choix des données journalières plutôt qu'hebdomadaires, ainsi qu'à la durée de la période de référence.

Bêtas pris en compte dans les décisions tarifaires européennes

Le **Tableau 23** présente la valeur du bêta de l'actif retenu par les régulateurs européens. Seuls trois régulateurs affichent cette valeur dans leurs décisions tarifaires. Ceci vient limiter le champ des comparaisons : en effet, en l'absence de détails sur les formules utilisées par le régulateur (M-M vs Miller, taux d'imposition, etc.), on ne peut reproduire la valeur du bêta de l'actif retenue.

Tableau 23. Valeur du bêta de l'actif retenue par les régulateurs européens (période tarifaire précédente entre parenthèses le cas échéant)

	Distribution de gaz
Autriche	0.33 (0.33)
Allemagne	0.38
Pays-Bas	0.35 (0.42)

Source: Décisions tarifaires

Pour rappel, le bêta retenu à l'ATRD4 était de 0,46.

Comme décrit précédemment, les régulateurs autrichien, allemand et néerlandais utilisent une approche d'estimation du bêta qui reprend les principes suivis dans le cadre de la présente étude : constitution d'un groupe de comparables, moyenne sur trois à cinq ans, ajustement Vasicek. On note en outre que les régulateurs autrichien et néerlandais répercutent mécaniquement le résultat de leurs estimations sur le bêta autorisé.

Le tableau ci-dessous compare les cadres tarifaires pour les réseaux de distribution de gaz. Il apparaît notamment que :

Bêta de l'actif

- De manière générale, le cas espagnol se distingue clairement du reste de l'échantillon. Le revenu autorisé y est indexé sur la demande, sans mise à jour du lien avec les charges réelles ou avec les investissements.
- Parmi les autres pays, seul le Pays-Bas conserve un risque volume. Les autres opérateurs en sont protégés par la régulation en revenue cap. Le risque volume est cependant réduit aux Pays-Bas du fait que la plupart des tarifs sont exprimés en capacité réservée (et non en volume de gaz effectivement transporté).
- La plupart des périodes tarifaires durent entre trois et cinq ans, sauf pour la Grande-Bretagne (période de huit ans) et la Belgique (période de transition de deux ans).
- L'indexation des tarifs et, dans le cas des contrôles tarifaires en base réelle, de la base d'actifs participent de la protection des réseaux dans tous les pays (sauf en Espagne). De façon de plus en plus répandue, certains paramètres de couverture du taux de rémunération (taux sans risque et/ou coût de la dette) font l'objet d'une actualisation en cours de période tarifaire – ceci vient réduire le risque financier en Belgique et en Grande-Bretagne.
- Recouvrement des investissements :
 - Les durées de vie des actifs sont plus longues que dans l'électricité, de l'ordre de 40 à 50 ans pour les canalisations, dans l'ensemble des pays étudiés.
 - Aucun des pays n'affiche un réel risque de révision de la valeur de la base d'actifs (outre l'Espagne). Cependant, en Allemagne et au Pays-Bas, le calibrage des charges de capital par benchmarking peut entraîner un déficit de recouvrement des investissements sur certaines périodes tarifaires (bien que la valeur de la base d'actifs n'en soit pas directement impactée).
 - Les CAPEX sont couvertes au niveau du coût réalisé en Belgique et Italie, et partiellement en Autriche, en Grande-Bretagne et en Allemagne. Le risque est le plus élevé aux Pays-Bas et en Espagne.
 - Seuls les régulateurs allemands et italiens autorisent explicitement et rémunèrent un niveau normatif de BFR.
 - Les immobilisations en cours sont rémunérées le plus souvent dans les pays où les budgets de CAPEX sont fixés ligne par ligne. Lorsqu'un niveau global est fixé (par benchmarking), ce n'est pas le cas. Le cas échéant la rémunération a lieu au CMPC.

- Les charges d'exploitation sont couvertes à hauteur du coût réalisé uniquement si elles sont considérées non maîtrisables dans la plupart des pays, sauf aux Pays-Bas et en Espagne. En Italie et en Grande-Bretagne, le taux de partage des gains sur les charges maîtrisables est d'environ 50%.
- La qualité de service ne fait pas l'objet d'incitations dans la grande majorité des pays – c'est-à-dire partout sauf en France et en Grande-Bretagne, et dans une moindre mesure en Italie.

En synthèse, par rapport aux gestionnaires de réseau français, au niveau du cadre de régulation les différences clefs portent sur :

- L'absence de risque de recouvrement des charges de capital, contrairement aux Pays-Bas et à l'Allemagne,
- La mise en place en France d'un dispositif incitatif sur le déploiement de Gazpar et des systèmes de bonus/malus sur plusieurs indicateurs de la qualité de service qui différencie le cadre de régulation français de celui des trois autres pays pour lesquels une comparaison des bêtas de l'actif peut être effectuée.

Il convient finalement de noter que, à cadre de régulation similaire, le degré d'exposition des différents réseaux dépend des caractéristiques locales du secteur du gaz et des évolutions attendues sur la période.

Tableau 24. Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de distribution de gaz en Europe

	France	Autriche	Belgique	Allemagne	Italie	Pays-Bas	Espagne	Grande-Bretagne
Forme du régime (risque volume)	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Price cap	Revenue cap	Revenue cap
Durée de la période tarifaire	4 ans	5 ans	2 ans pendant la période de transition vers les régulateurs régionaux, incertain après	5 ans	4 ans	3 ans	6 ans	8 ans
Indexation	BAR et tarifs indexés sur l'inflation	Tarifs indexés	Tarifs et taux sans risque	Tarifs et BAR pré 2006 indexés	Tarifs et BAR indexés, et le coût de la dette partiellement	Tarifs et BAR indexés	Revenu indexé selon inflation et demande	Tarifs et BAR indexés, ainsi que le coût de la dette
Base d'Actifs Régulée / CAPEX								
Durée de vie des actifs	Canalisations : 45-50 ans	canalisations : 40 ans	canalisations : 50 ans	canalisations : 45-65 ans	canalisations : 50 ans	canalisations : 45-55 ans	n/a	20 ans pour actifs pré 2010, 45 ans pour les nouveaux
Révision de la valeur de la BAR	Pas de risque	Pas de risque	Pas de réévaluation prévue au décret	Risque lié à l'utilisation du benchmarking, limité par exceptions	Pas de risque	Risque lié à l'utilisation du benchmarking, limité par exceptions	Pas de risque mais pas de lien avec revenu autorisé non plus	Pas de risque
Degré de répercussion des charges de capital	Totale	Partielle	Totale	Totale pour les charges non-maitrisables	Totale	Aucune sauf pour investissements d'expansion	Non	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
Incidations spécifiques sur investissements stratégiques	Prime sur le CMPC pour le déploiement de compteurs intelligents (Gazpar)	Non	Non	Pas d'incitation mais traités en répercussion	Prime sur CMPC (1% à 2%) pour plusieurs investissements nouveaux, mais réduction de la portée et niveau de la prime	Non mais traités en répercussion	Non	Pas d'incitations spécifiques, mais investissement significatifs sont soumis à une revue par le régulateur

Traitement du BFR	Pas inclus	Pas inclus	Pas de mention	Inclus selon un niveau normatif (1/12 ou 2/12 des charges)	Inclus selon un niveau normatif (0.8% des actifs bruts)	Pas mentionné – supposé non inclus	Pas de rémunération spécifique	Pas d'indemnisation
Traitement des immobilisations en cours	Pas de rémunération	Rémunérées au CMPC	Rémunérées au CMPC	Pas de rémunération	CAPEX entrent dans la BAR avec un décalage de 2 ans non rémunéré	Pas rémunéré explicitement car CAPEX autorisés selon trajectoire d'efficience	Pas de rémunération spécifique	n/a car capitalisation d'un % fixe des TOTEX
OPEX Degré de répercussion	Partielle pour les charges non maitrisables	Charges non maitrisables	Charges non maitrisables	Totale pour les charges non-maitrisables	Partage des risques (environ 50%) avec les clients	Non	Non	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
Quote-part des charges traitées en répercussion	100% des CAPEX, minorité des OPEX	100% CAPEX ; OPEX non quantifiable	Pas de quantification possible	Pas de données publiques	Pas de données publiques	0%	Aucunes	30% des TOTEX considérés comme contrôlables
Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)	Mécanisme incitatif sur un panel d'indicateurs	Non	Non	Non	En cours d'introduction et seront élargies dans le futur	Non	Non	Une gamme d'outputs est désormais sujette à incitations, y compris la fiabilité
Quantification de l'impact potentiel des incitations sur la qualité	Plafonné pour certains indicateurs (en bonus comme en malus)	n/a	n/a	n/a	Plafonnées vers le haut et le bas. Pas quantifiable	n/a	n/a	Plafonné output par output, estimé à +/- 3%

Fourchettes de valeurs

Bien que les estimations de bêta suivent l'état de l'art en la matière, nous considérons qu'elles encourent un risque de sous-estimation du bêta réel des gestionnaires de réseau français pour les raisons suivantes :

- Le bêta mesure la corrélation entre le rendement de l'action et le rendement du marché. Si la volatilité augmente sur le marché (par exemple comme c'est le cas dans les périodes de récession), à niveau de volatilité donné le rendement d'une action apparaîtra comme moins corrélé avec celui du marché. Or, la fenêtre d'estimation des bêtas, que l'on retienne une période de trois ou de cinq ans, porte sur une des périodes de plus forte récession économique de l'histoire économique récente. Les bêtas sont donc probablement biaisés vers le bas.
- En outre, certains des comparables inclus dans l'échantillon sont des pure-players de la gestion de réseau et affichent des bêtas très faibles. Le GRT belge Fluxys a déjà été exclu de l'échantillon, mais il est possible que certains autres, notamment les GRD électricité et gaz italiens, aient un profil de risque globalement moins élevé que celui de GRDF sur la période tarifaire à venir²⁵.

Par conséquent, la moyenne la plus haute issue de l'estimation des bêtas pour les réseaux de gaz est retenue comme borne inférieure pour la fourchette de valeurs recommandée, soit 0,35.

De plus, les bêtas autorisés dans les périodes tarifaires qui s'achèvent en France affichaient un différentiel de 0,13 entre le transport d'électricité (0,33) et le secteur du gaz (0,46). Bien qu'il ne semble pas que les activités de réseau soient devenues moins risquées sur la période, les résultats d'estimation de bêta et le précédent européen présentés ci-dessus pointent vers un moindre différentiel entre le bêta de l'actif du secteur de l'électricité et du gaz. Ceci suggère qu'il peut être pertinent de calibrer la borne supérieure pour l'électricité légèrement au-dessus du niveau retenu actuellement, et la borne supérieure pour le gaz légèrement en dessous du niveau actuel. Un ajustement de 0,02 positionne la borne supérieure pour le secteur du gaz à 0,44. Le positionnement de cette valeur au-dessus des bêtas estimés dans le cadre de l'étude et des bêtas retenus dans les autres pays étudiés vient réduire d'autant le risque de sous-rémunération des réseaux de gaz français par rapport à leurs pairs.

²⁵ En outre les deux GRD italiens en question ont des activités autres que la distribution d'électricité et de gaz : Hera est également très actif dans les secteurs de l'eau et des services de traitement des déchets, Acsm-Agam est active dans la valorisation énergétique des déchets, la gestion des réseaux de chaleur, la cogénération d'électricité et de vapeur, le chauffage urbain, et la distribution et assainissement de l'eau.

Cette valeur est recoupée avec les bêtas moyens des énergéticiens intégrés. Ceux-ci s'affichent autour de 0,49. Etant donné que les activités de réseau comptent parmi les activités les moins risquées de ce type d'acteurs, ces valeurs sont cohérentes avec la borne supérieure de 0,44.

Une fourchette de valeurs de 0,35 à 0,44 est recommandée pour le bêta de l'actif des réseaux de distribution de gaz.

7.3 Différences méthodologiques

La méthode d'estimation adoptée par NERA est globalement cohérente avec la méthode recommandée par Frontier :

- Prise en compte de gestionnaires de réseau pure-players et recouplement avec le bêta d'énergéticiens intégrés,
- Exclusion de Fluxys de l'échantillon,
- Recommandation d'une fourchette après prise en compte des différentes valeurs estimées et du contexte, plutôt que répercussion automatique des résultats de l'estimation dans la décision tarifaire.

Cependant, Frontier recommande une autre formule d'ajustement des bêtas. L'ajustement Blume peut être considéré comme une approche plus rudimentaire que les approches bayésiennes telles que l'approche de Vasicek utilisée par Frontier.

8 Taux d'endettement

Le taux d'endettement est mesuré comme le ratio de la dette sur la valeur d'entreprise. Le taux d'endettement intervient à deux endroits du calcul du CMPC :

- pour le ré-endettement des bêtas de l'actif en bêtas des fonds propres,
- au moment de pondérer le coût de la dette et le coût des fonds propres dans la formule du CMPC.

Une approche dite normative du taux d'endettement est fréquemment retenue, c'est-à-dire que l'hypothèse faite ne reflète pas forcément le niveau d'endettement effectif de l'entité régulée. Le niveau retenu correspond donc au niveau considéré comme optimal ou au moins raisonnable par le régulateur.

8.1 Position de NERA

NERA propose de calibrer un taux d'endettement normatif principalement en se référant au niveau exigé par l'agence de notation Moody's pour accorder la note de crédit A. Cette exigence correspond à une fourchette allant de 45% à 60%.

De plus, NERA procède à des recoupements avec les décisions tarifaires en vigueur en Europe et avec les niveaux d'endettement affichés par les comparables inclus dans l'échantillon pour l'estimation du bêta (taux d'endettement moyen sur la même période de référence que celle retenue pour estimer le bêta).

NERA recommande de maintenir le niveau de l'ATR4, soit 50%, et positionne une fourchette de valeurs de 45% à 60% autour de cette recommandation.

8.2 Recommandation de Frontier

Le niveau d'endettement normatif peut cependant refléter le niveau constaté d'endettement des opérateurs, et être recoupé avec le niveau d'endettement typiquement observé chez les acteurs du secteur (par exemple les comparables retenus pour l'estimation du bêta). La majorité des réseaux français – et notamment GRDF – ne levant pas de dette indépendamment, cela rend l'estimation de leur taux d'endettement complexe. Si la dette est levée au niveau du groupe, le taux d'endettement du groupe peut ne pas refléter le niveau d'endettement pertinent pour les activités de réseaux régulées. Dans ce cas la moyenne des taux d'endettement affichés par des comparables peut constituer un point de référence plus fiable. On veille également à retenir une hypothèse cohérente avec les décisions tarifaires précédentes en France et en Europe.

Comme expliqué dans la partie 7, le taux d'endettement y a été calculé en référence à la valeur de marché des entreprises. Cependant, lorsqu'il s'agit

d'estimer le niveau d'endettement notionnel, un recoupement est effectué avec le taux d'endettement estimé à partir de la valeur comptable des fonds propres. En effet, dans certains pays européens, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs. Dans ces cas les valeurs comptable et de marché du taux d'endettement devraient être à peu près égales.

Le taux d'endettement a également été calculé à partir de la dette nette. Ceci doit être pris en compte dans l'interprétation des résultats et la comparaison à d'autres estimations potentiellement basées sur la dette brute. Les estimations présentées ici peuvent parfois sembler inférieures à d'autres études – ceci s'explique par la déduction de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Taux d'endettement des comparables

Le **Tableau 25** présente les estimations du taux d'endettement pour les échantillons retenus pour l'estimation des bêtas.

Tableau 25. Taux d'endettement moyen dans plusieurs groupes de comparables

Comparables	Basé sur la valeur de marché des fonds propres	Basé sur la valeur comptable des fonds propres
Réseaux d'électricité	39%	55%
Réseaux d'électricité incl. AU&NZ	37%	53%
Réseaux de gaz	48%	63%
Réseaux de gaz incl. AU&NZ	48%	65%
Energéticiens intégrés	39%	52%

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Les taux d'endettement estimés en référence à la valeur de marché de l'entreprise s'inscrivent dans une fourchette allant de 37% à 48%, alors que ceux estimés en référence à la valeur comptable s'inscrivent dans une fourchette allant de 52% à 65%.

Approches européennes de détermination du taux d'endettement

Le **Tableau 26** récapitule l'approche et le niveau retenus pour le taux d'endettement dans les décisions tarifaires étudiées dans le cadre de l'étude.

Tableau 26. Décisions tarifaires sur le taux d'endettement

	Approche	Elec T	Elec D	Gaz T	Gaz D
Autriche	Normative	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%
Belgique	Normative – notation A	67.00%	67.00%	67.00%	67.00%
Allemagne	Taux plafonné selon un niveau normatif	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%
Italie	Normative et « conservatrice »	44.44%	44.44%	44.44%	37.50%
Pays-Bas	Normative	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
Grande-Bretagne	Normative selon moyenne du secteur et note de crédit	57.50%	65.00%	62.50%	65.00%

Source: Décisions tarifaires

L'ensemble des régulateurs retiennent une approche normative du taux d'endettement, les valeurs correspondantes s'inscrivant dans une fourchette allant de 44.4% à 67%.

Cette valeur est identique d'un secteur et d'un type de réseau à l'autre dans cinq pays sur sept. En Italie, une valeur inférieure est retenue pour la distribution du gaz. En Grande-Bretagne, les valeurs s'échelonnent de 57,5% à 65% selon les secteurs.

Fourchettes recommandées

À la lumière des éléments présentés ci-dessus, une fourchette de 40% à 60% est recommandée.

Le taux d'endettement le plus faible est pris en compte pour calibrer la borne inférieure de la fourchette de CMPC, et respectivement avec les bornes supérieures.

Faire correspondre le taux d'endettement le plus élevé avec les fourchettes basses des paramètres du CMPC aurait abouti à un CMPC avant IS inférieur pour la valeur basse et supérieur pour la valeur haute. Cependant un taux d'endettement faible semble plus cohérent avec un coût de la dette plus faible. L'approche retenue met donc l'accent sur la cohérence entre les valeurs retenues pour les

différents paramètres du CMPC; c'est l'approche conventionnellement retenue par les praticiens²⁶.

8.3 Différences méthodologiques

Les fourchettes de valeur proposées par NERA et Frontier sont globalement alignées. En outre, la valeur précise retenue par NERA – 50% - correspond au milieu de la fourchette recommandée par Frontier.

Une différence porte sur l'importance accordée au niveau demandé par Moody's pour accorder une note de A : Frontier considère que le taux d'endettement effectivement observé dans l'échantillon de comparables fournit une meilleure estimation pour la borne inférieure de la fourchette du taux d'endettement.

²⁶ L'approche alternative consiste à associer le taux d'endettement le plus élevé avec la borne inférieure de la fourchette du CMPC, et vice versa. Cette méthode peut être pertinente dans certains cas (par exemple lorsqu'il est souhaitable d'obtenir une fourchette de valeurs plus large), mais ne semble pas justifiée ici.

9 Traitement de l'impôt

9.1 Formule de calcul du CMPC réel avant impôts

Les données de référence typiquement utilisées pour l'estimation du taux de rémunération sont des données de marché exprimées en termes nominaux – c'est par exemple le cas pour le taux sans risque – et après impôts – c'est par exemple le cas de la prime de risque et donc du coût des fonds propres. Par conséquent, dans le cas d'un contrôle tarifaire appuyé sur un CMPC réel – comme c'est le cas dans le gaz –, il convient de retraiter les données de l'inflation. Pour calculer un CMPC réel avant impôts, deux retraitements sont donc nécessaires : l'un pour l'inflation, l'autre pour l'impôt.

Deux approches sont possibles :

- Approche 1 : calculer le CMPC réel après impôts à partir des données de marché converties en termes réels, avant de déduire un CMPC avant-impôts ;
- Approche 2 : calculer le CMPC nominal après impôts à partir des données de marché, ajuster pour le taux d'imposition afin de déduire un CMPC nominal avant-impôts, puis convertir cette valeur en CMPC réel avant-impôts.

Dans les décisions tarifaires passées, la CRE a retenu l'approche 1. C'est également l'approche retenue par GRDF dans sa demande pour l'ATRD5.

9.1.1 Position de NERA

NERA recommande de changer la formule de calcul afin d'adopter l'approche 2. NERA considère que l'approche 1 entraînerait un déficit de recouvrement des investissements, notamment du fait de la non couverture des impôts payés sur l'inflation.

9.1.2 Recommandation de Frontier

Frontier recommande de conserver l'approche 1.

Avant toute chose, il convient de noter que l'ensemble des formules possibles restent des approximations du taux d'imposition effectif de l'acteur régulé. Ceci est lié aux écarts entre la comptabilité réglementaire et la comptabilité fiscale.

Nous présentons ci-après trois déterminants du taux d'imposition effectif sur lequel intervient le traitement de l'inflation:

- **Taux de rentabilité soumis à l'impôt.** Le CMPC est le taux de profitabilité de référence sur lequel s'appliquera le taux d'imposition.

Dans le cas d'un contrôle tarifaire nominal, le CMPC et donc le taux de rentabilité est ajusté à la hausse afin de couvrir la composante inflation. Ainsi l'entreprise paiera l'impôt sur cette composante inflation. Il convient donc d'appliquer le retraitement de l'impôt sur le CMPC nominal.

Dans le cas d'un contrôle tarifaire réel, ce taux de profitabilité de référence est le CMPC réel avant-impôts. La compensation pour l'inflation intervient ailleurs dans le modèle réglementaire (indexation de la base d'actif, indexation des prix). Ceci vient inflater le montant des bénéfices en base nominale, mais pas le taux de rentabilité. C'est pourquoi il convient d'ajuster les calculs d'abord de l'inflation, puis de l'impôt, afin que le modèle réglementaire rende compte de l'imposition sur la base d'un taux de rentabilité correspondant au CMPC réel – le contraire reviendrait à surestimer le taux d'imposition.

- **Déductibilité des amortissements.** Les amortissements sont déduits de l'assiette de l'impôt sur les sociétés sur la base du coût historique des investissements. Dans un contrôle tarifaire réel, cela peut entraîner que les amortissements fiscaux soient inférieurs aux amortissements régulés indexés sur l'inflation. Le cas échéant, cela revient à surestimer le montant déduit et donc à sous-estimer l'impôt : l'impôt versé sera supérieur au taux emporté par les formules du CMPC.
- **Déductibilité des charges financières.** La majeure partie de la dette est émise par les entreprises sur une base nominale. Ainsi, les charges financières qui feront l'objet d'une déduction de l'assiette de l'impôt sur les sociétés seront des charges financières nominales. Dans un contrôle tarifaire réel, l'approche 1 revient à supposer une déduction de charges financières calculées en termes réels. Cela revient à sous-estimer le montant déduit et donc à surestimer l'impôt : l'impôt versé sera inférieur au taux emporté par les formules du CMPC.

L'effet combiné des facteurs présentés ci-dessus, et de tout autre mécanisme venant impacter le taux d'imposition effectif, variera d'un cas à l'autre.

Il est en pratique impossible de prendre en compte l'ensemble de ces effets dans une formule de CMPC générale. C'est d'ailleurs pourquoi plusieurs régulateurs retiennent une approche après impôts et modélisent séparément et finement l'impôt effectivement dû par le gestionnaire de réseau²⁷.

Dans le cas d'un contrôle tarifaire avant impôt, l'approche retenue emporte donc forcément une approximation du taux d'imposition. Nous notons que, lorsque le régulateur a choisi d'évoluer vers un CMPC après impôts, une des raisons

²⁷ Cas dans le secteur de l'eau en Angleterre par exemple

avancées est que l'approche 1 ci-dessus, que nous proposons, est perçue comme trop généreuse (suppose un taux d'imposition supérieur à la réalité). Or, toutes choses égales par ailleurs, l'approche 2 aboutit à un taux d'imposition encore supérieur à l'approche 1, suggérant que l'approche 1 est la plus adaptée pour limiter ce risque.

C'est pourquoi nous recommandons de retenir l'approche 1, où les formules calculent d'abord le CMPC réel après-impôts, puis le transforment ensuite en CMPC réel avant-impôts.

9.2 Bouclier fiscal

9.2.1 Position de NERA

NERA a retenu un taux d'imposition de 34,43% pour ENGIE. NERA a également proposé de prendre en compte le plafonnement de la déductibilité des intérêts dans la formule de Modigliani-Miller (pour ré-endetter le bêta). Ceci entraîne une hausse du bêta.

9.2.2 Recommandation de Frontier

Le taux de base de l'impôt sur les sociétés en vigueur en France est de 33,33%. Une contribution sociale supplémentaire de 3% s'applique actuellement²⁸ qui porte ce taux de référence à 34,43%.

La déductibilité des charges financières de l'assiette de l'impôt sur les sociétés fait actuellement l'objet d'un plafonnement à 75%²⁹. Pour un taux d'IS de référence de 34,43%, le bouclier fiscal s'applique donc à un taux de 25,82% (75% de 34,43%). Ce plafonnement a un impact sur la formule de conversion des paramètres du CMPC d'une base après IS à avant IS : toutes choses égales par ailleurs le CMPC avant IS augmente, du fait de la hausse du taux d'imposition global entraînée par le plafonnement de la déductibilité.

Deux approches ont été envisagées pour prendre ce plafonnement en compte :

- laisser le coût de la dette inchangé, et répercuter le plafonnement sur le bêta des fonds propres en utilisant le taux de 25,82% dans la formule de Modigliani-Miller,
- laisser le coût des fonds propres inchangé, et répercuter le plafonnement sur le coût de la dette avant IS de sorte que le coût de la

²⁸ Article 235 ter ZC du Code Général des Impôts.

²⁹ Articles 212 bis et 223 B bis du Code Général des Impôts. Il convient de noter que les concessions en cours au moment de l'entrée en vigueur de la nouvelle disposition fiscale bénéficient d'une dérogation (et donc se voient appliquer un abattement à 100%).

dette après IS reste identique à celui qui aurait prévalu avec une déductibilité de 34,43%.

Ces deux approches donnent des résultats similaires en termes de CMPC avant IS. Les valeurs des composantes du CMPC diffèrent cependant : dans la première approche le coût des fonds propres est légèrement supérieur, et dans la deuxième le coût de la dette (avant IS) est supérieur.

Aucune de ces approches n'est plus juste en principe, cependant la deuxième approche est recommandée pour deux raisons :

- l'estimation du CMPC qui en résulte est moins sensible à l'hypothèse faite sur le taux d'endettement,
- le CMPC en base vanilla ne varie pas selon le taux de plafonnement de la déductibilité des charges financières³⁰. Le CMPC vanilla est un bon indicateur du rendement effectivement perçu par les investisseurs, et il est pertinent de considérer qu'il ne devrait pas être sensible au régime d'imposition.

³⁰ Le CMPC en base vanilla est la moyenne pondérée du coût de la dette avant IS avec déductibilité des charges financières à 100% et du coût des fonds propres après IS.

10 Fourchette de CMPC

Le **Tableau 27** résume la recommandation de Frontier Economics pour chaque paramètre du CMPC et pour le CMPC dans son ensemble. Cette recommandation est mise en regard de la demande de GRDF, de la valeur estimée par NERA dans son rapport pour GRDF, et des valeurs retenues à l'ATRD5.

Tableau 27. Comparaison du CMPC recommandé par NERA, de la demande de GRDF pour l'ATRD5, et de la fourchette de valeurs recommandée par FRONTIER

	Fourchette FRONTIER	Valeur NERA	Demande GRDF*	Valeur ATRD4
Taux sans risque nominal	2.6%-3.4%	3.2%	3.2%	4.2%
Inflation	1.4%-1.7%	1.2%	1.2%	2%
Taux sans risque réel	1.2%-1.7%	2.0%	2.0%	2.2%
Prime de dette	0.6%-0.8%	1.2%	1.2%	0.6%
Coût de la dette av. IS	1.8%-2.5%	3.2%	3.2%	2.8%
PRM	4.4%-5.3%	5.0%	5.0%	5.0%
Bêta actif	0.35-0.44	0.46	0.46	0.46
Endettement	40%-60%	50%	50%	50%
IS	34.43%	34.43%	34.43%	34.43%
IS avec bouclier	25.82%			
Bêta fonds propres	0.50-0.87		0.76	0.76
Coût des fonds propres ap. IS	3.4%-6.3%			
Coût de la dette ap. IS	1.3%-1.8%			
CMPC après IS	2.6%-3.6%			
CMPC avant IS	3.9%-5.5%	6.4%	6.0%	6.0%

Source: Frontier Economics

*Les valeurs reportées dans cette colonne ont été communiquées par la CRE à Frontier, car Frontier n'a pas vu directement la demande de GRDF.

La borne supérieure de la fourchette recommandée par Frontier est inférieure à la valeur recommandée par NERA. Plusieurs éléments l'expliquent :

- La valeur retenue pour l'inflation est supérieure, ce qui se traduit par un écart de 0,2% à 0,5% au niveau du CMPC réel avant IS,
- La valeur de la prime dette est inférieure, ce qui se traduit par un écart de 0,4% à 0,7% au niveau du coût de la dette,
- La formule utilisée pour passer des données de marché en base nominale après impôts à un CMPC réel avant impôts, ce qui se traduit d'après NERA par un écart de 0,3% au niveau du CMPC réel avant IS. GRDF n'a pas retenu la formule recommandée par NERA dans sa demande de CMPC pour l'ATRD5.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com