



# **Évaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France**

**UN RAPPORT MANDATÉ PAR LA COMMISSION DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE**

Novembre 2015



<b>Synthèse</b>	<b>1</b>
<b>1 Introduction et contexte</b>	<b>5</b>
1.1 <i>Travaux réalisés dans le cadre de l'étude</i> .....	5
1.2 <i>Structure du rapport</i> .....	5
<b>2 Notes préliminaires</b>	<b>7</b>
2.1 <i>Perspectives macroéconomiques</i> .....	7
2.2 <i>Analyse comparative des cadres de régulation européens</i> .....	19
<b>3 Estimation des paramètres du taux de rémunération</b>	<b>47</b>
3.1 <i>Estimation du coût de la dette</i> .....	47
3.2 <i>Estimation du coût des fonds propres</i> .....	72
<b>4 Prise en compte des scénarios macroéconomiques</b>	<b>103</b>
4.1 <i>Impact des scénarios sur le taux de rémunération réalisé</i> .....	103
4.2 <i>Analyse des évolutions de la méthodologie de détermination du taux de rémunération</i> .....	105
<b>5 Recommandation pour le taux de rémunération</b>	<b>110</b>
5.1 <i>Traitement de l'impôt</i> .....	110
5.2 <i>Fourchette de paramètres et taux de rémunération</i> .....	113
<b>6 Annexes</b>	<b>116</b>
6.1 <i>Annexe A: Analyse des obligations émises par des entités comparables</i> .....	116
6.2 <i>Annexe B: Détail de l'analyse de prise en compte des incertitudes macroéconomiques dans la méthodologie</i> .....	123
6.3 <i>Annexe C: Sources pour la présentation des prévisions macroéconomiques</i> .....	140
6.4 <i>Annexe D: Sources de l'analyse comparative</i> .....	147

<b>Figure 1.</b> Rendements nominaux sur les obligations du trésor français	48
<b>Figure 2.</b> Estimation du rendement futur sur les obligations à 10 ans	50
<b>Figure 3.</b> Prévion du rendement sur les obligations d'État françaises à 10 ans	51
<b>Figure 4.</b> Prévisions pour les rendements des obligations d'État de maturité 10 ans dans la zone Euro	52
<b>Figure 5.</b> Point mort d'inflation en France	57
<b>Figure 6.</b> Moyenne pondérée de la prime de dette pour ENGIE et RTE	66
<b>Figure 7.</b> Prime de dette observée sur des indices de comparables européens	70
<b>Figure 8.</b> PRM historique moyenne, 1900-2014	75
<b>Figure 9.</b> Coût du capital et taux d'endettement pour un bêta de l'actif constant de 0,4	81
<b>Figure 10.</b> Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau européens	90
<b>Figure 11.</b> Bêtas de l'actif estimés pour les énergéticiens intégrés européens	91
<b>Figure 12.</b> Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation ENGIE 2023	118
<b>Figure 13.</b> Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation ENGIE 2026	119
<b>Figure 14.</b> Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation RTE 2023	121
<b>Figure 15.</b> Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation RTE 2029	122
<b>Figure 16.</b> Taux d'inflation	142
<b>Figure 17.</b> Rendement des obligations d'État à 10 ans	143
<b>Figure 18.</b> Prime de risque de marché selon un modèle d'évaluation des actions fondé sur l'actualisation des dividendes	145

**Figure 19.** Rendement sur les obligations corporate en Euro, notées A et BBB, de maturité supérieure ou égale à 10 ans 146

**Tableau 1.** Fourchettes de valeurs recommandées pour les taux de rémunération ..... 2

**Tableau 2.** Scénarios macroéconomiques ..... 9

**Tableau 3.** Résumé des impacts attendus de chaque scénario..... 10

**Tableau 4.** Prévisions de marché dans le scénario 1 ..... 12

**Tableau 5.** Prévisions de marché dans le scénario 2..... 14

**Tableau 6.** Prévisions de marché dans le scénario 2a..... 14

**Tableau 7.** Prévisions de marché dans le scénario 3..... 16

**Tableau 8.** Prévisions de marché dans le scénario 3a..... 16

**Tableau 9.** Prévisions de marché dans le scénario 4..... 18

**Tableau 10.** Prévisions de marché dans le scénario 5..... 19

**Tableau 11.** Champ de l'analyse comparative ..... 20

**Tableau 12.** Vue d'ensemble du cadre de couverture des charges de capital dans les pays étudiés..... 23

**Tableau 13.** Caractéristiques du cadre de régulation impactant le CMPC..... 24

**Tableau 14.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de transport d'électricité en Europe..... 28

**Tableau 15.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de distribution d'électricité en Europe..... 32

**Tableau 16.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de transport de gaz en Europe..... 36

**Tableau 17.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de distribution de gaz en Europe..... 40

<b>Tableau 18.</b> Rendement moyen des obligations d'État françaises (nominal) .....	49
<b>Tableau 19.</b> Méthode de détermination du taux sans risque nominal en Europe.....	53
<b>Tableau 20.</b> Moyennes historiques du point mort de l'inflation française à 10 ans.....	57
<b>Tableau 21.</b> Prévisions d'inflation de la BCE pour la zone Euro .....	58
<b>Tableau 22.</b> Taux sans risque réels .....	60
<b>Tableau 23.</b> Méthodologie de détermination de la prime ou du coût de la dette en Europe .....	62
<b>Tableau 24.</b> Coût de la dette autorisé dans les pays étudiés.....	64
<b>Tableau 25.</b> Obligations ENGIE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance .....	64
<b>Tableau 26.</b> Obligations RTE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance .....	65
<b>Tableau 27.</b> Analyse de la prime de dette pour les opérateurs français .....	66
<b>Tableau 28.</b> Analyse des primes de dette des opérateurs français – obligations à échéance plus longue .....	67
<b>Tableau 29.</b> Analyse de la prime de dette sur des obligations comparables – moyennes sur un an .....	69
<b>Tableau 30.</b> Fourchettes de valeurs proposées pour les réseaux de gaz et d'électricité.....	71
<b>Tableau 31.</b> Coût de la dette existante pour les réseaux français.....	72
<b>Tableau 32.</b> Données historiques sur la PRM.....	74
<b>Tableau 33.</b> Estimations du Rendement Total de Marché historique	76
<b>Tableau 34.</b> Enquêtes sur la PRM .....	77
<b>Tableau 35.</b> Méthodologies de détermination de la PRM et valeur retenue pour la PRM et le RTM associé.....	78
<b>Tableau 36.</b> Méthodologies d'estimation des bêtas par les régulateurs européens .....	82

<b>Tableau 37.</b> Comparables pour l'estimation du bêta – Réseaux européens .....	83
<b>Tableau 38.</b> Comparables pour l'estimation du bêta – Réseaux australiens et néo-zélandais.....	83
<b>Tableau 39.</b> Comparables pour l'estimation du bêta – énergéticiens intégrés européens.....	84
<b>Tableau 40.</b> Bêta de l'actif moyen pour les différents groupes de comparables.....	91
<b>Tableau 41.</b> Valeur du bêta de l'actif retenue par les régulateurs européens (période tarifaire précédente entre parenthèses le cas échéant) .....	92
<b>Tableau 42.</b> Taux d'endettement moyen dans plusieurs groupes de comparables.....	99
<b>Tableau 43.</b> Décisions tarifaires sur le taux d'endettement.....	100
<b>Tableau 44.</b> Fourchettes de valeur recommandées pour le coût des fonds propres .....	101
<b>Tableau 45.</b> Impact des scénarios macroéconomiques – écart entre taux de rémunération réalisé et taux de rémunération fixé au milieu de la fourchette recommandée .....	104
<b>Tableau 46.</b> Approches de détermination du taux de rémunération envisagées .....	106
<b>Tableau 47.</b> Évaluation qualitative des approches de détermination du taux de rémunération .....	108
<b>Tableau 48.</b> Fourchettes de valeurs recommandées pour les taux de rémunération .....	114
<b>Tableau 49.</b> Obligations comparables à l'obligation ENGIE à échéance en 2023 .....	116
<b>Tableau 50.</b> Obligations comparables à l'obligation ENGIE à échéance en 2026 .....	118
<b>Tableau 51.</b> Obligations comparables à l'obligation RTE à échéance en 2023 .....	120
<b>Tableau 52.</b> Obligations comparables à l'obligation RTE à échéance en 2029 .....	121

<b>Tableau 53.</b> Évaluation qualitative des approches de détermination du CMPC.....	129
<b>Tableau 54.</b> Taux d'inflation (données annuelles depuis 2003) .....	142
<b>Tableau 55.</b> Moyennes annuelles des rendements sur la dette souveraine.....	144

## Synthèse

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a mandaté Frontier Economics pour la réalisation d'une étude sur la détermination du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, en amont des prochaines revues tarifaires.

Plusieurs travaux ont été réalisés dans cette optique, notamment :

- Une étude des perspectives macroéconomiques actuelles et des évolutions correspondantes de certains paramètres de marché intervenant dans la détermination du taux de rémunération - taux sans risque, inflation, prime de risque de marché et prime de dette -,
- Une comparaison de différentes méthodologies permettant de prendre en compte ce contexte macroéconomique dans la détermination du taux de rémunération,
- Une analyse comparative de sept pays européens, portant sur le cadre de rémunération des investissements, la méthodologie de détermination des paramètres de rémunération (coût moyen pondéré du capital – CMPC – ou autre), et le profil de risque des investissements dans les réseaux correspondants au regard des caractéristiques du cadre tarifaire local.

Le présent rapport s'appuie sur les résultats de ces travaux afin de formuler notre recommandation pour la détermination du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France.

Pour les réseaux de transport et de distribution de gaz, ainsi que pour le réseau de transport d'électricité, les paramètres nécessaires à la détermination d'un CMPC sont estimés.

Depuis le tarif TURPE 4, les actifs de l'opérateur de distribution d'électricité ERDF ne sont plus rémunérés via l'application d'un CMPC à une BAR (Base d'Actifs Régulée). Pour autant, certains des paramètres constitutifs du CMPC sont utilisés afin de calculer la rémunération de l'opérateur, notamment le taux sans risque, le bêta de l'actif, la prime de risque de marché et le taux d'impôt.

Le **Tableau 1** présente les fourchettes de valeurs recommandées pour le taux de rémunération pour chaque type de réseau.

**Tableau 1.** Fourchettes de valeurs recommandées pour les taux de rémunération

	Transport d'électricité (nominal)	Distribution d'électricité* (nominal)	Transport de gaz (réel)	Distribution de gaz (réel)
Taux sans risque	2.6%-3.4%	2.6%-3.4%	1.2%-1.7%	1.2%-1.7%
Prime de dette	0.6%-0.8%		0.6%-0.8%	0.6%-0.8%
<b>Coût de la dette avant IS</b>	<b>3.2%-4.2%</b>		<b>1.8%-2.5%</b>	<b>1.8%-2.5%</b>
Prime de risque de marché	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%
Bêta de l'actif	0.30-0.35	0.30-0.35	0.35-0.44	0.35-0.44
Endettement	40%-60%		40%-60%	40%-60%
Taux d'IS	34.43%	34.43%	34.43%	34.43%
Bouclier fiscal	25.82%		25.82%	25.82%
Bêta des fonds propres	0.43-0.69		0.50-0.87	0.50-0.87
Coût des fonds propres après IS	4.5%-7.1%		3.4%-6.3%	3.4%-6.3%
Coût de la dette après IS	2.4%-3.1%		1.3%-1.8%	1.3%-1.8%
<b>CMPC après IS</b>	<b>3.7%-4.7%</b>		<b>2.6%-3.6%</b>	<b>2.6%-3.6%</b>
<b>CMPC avant IS</b>	<b>5.6%-7.2%</b>		<b>3.9%-5.5%</b>	<b>3.9%-5.5%</b>
<i>CMPC avant IS sans plafonnement du bouclier fiscal**</i>	<i>5.4%-6.8%</i>		<i>3.8%-5.3%</i>	<i>3.8%-5.3%</i>

Source: Frontier Economics

\* Pour la distribution d'électricité, seuls sont indiqués les paramètres utilisés pour calculer la rémunération de l'opérateur depuis TURPE 4.

\*\* Ce calcul suppose une déductibilité à 100% des charges financières.

Le corps du rapport décrit et explique précisément l'approche retenue pour estimer les paramètres du taux de rémunération. Les principes suivants ont notamment été suivis :

- Le taux de rémunération cherche à couvrir le coût d'opportunité du capital investi dans les réseaux français,
- Une approche normative est adoptée, tout en effectuant un contrôle de cohérence avec les valeurs effectivement affichées par les réseaux français,
- Le taux de rémunération est estimé selon une approche prospective,
- Les paramètres du taux de rémunération sont estimés en priorité à partir de données de marché, selon les techniques et modèles de référence en la matière,
- Les estimations sont réalisées selon une période de référence à moyen-long terme,
- L'estimation de valeurs prospectives à partir des données historiques prend en compte la volatilité forte observée sur les marchés financiers ces dernières années,
- Les principes décrits ici et les méthodologies d'estimation appliquées pendant l'étude sont en ligne avec les pratiques établies dans le corpus de décisions tarifaires en vigueur en Europe,
- Lorsque cela est pertinent, une comparaison est effectuée avec les valeurs retenues par les autres régulateurs européens, afin d'éviter le risque de sur- ou sous-rémunérer les réseaux français par rapport à leurs pairs étrangers.

En outre, les travaux préliminaires ont montré que les prévisions macroéconomiques récentes envisagent explicitement la possibilité de situations extrêmes qui seraient amenées par des événements perturbateurs, notamment concernant le futur de la zone euro. Ceci signifie que les années à venir pourraient voir des valeurs très disparates pour des paramètres clés du taux de rémunération, en particulier le taux sans risque, la prime de risque de marché, la prime de dette (et l'inflation). Plusieurs approches possibles pour prendre ces éventualités en compte lors de la détermination du taux de rémunération pour les périodes tarifaires à venir ont donc été évaluées. Cette analyse a mené aux conclusions suivantes :

- En premier lieu, les résultats de l'analyse ne justifient pas un changement dans la méthodologie générale de détermination du taux de rémunération. L'analyse montre que des écarts significatifs dans le taux de rémunération réalisé seraient entraînés par les scénarios extrêmes : le recours à une

approche de plus long terme ou l'indexation des paramètres à une moyenne mobile actualisée en cours de période tarifaire ne réduiraient pas ce risque.

- Ensuite, il pourrait être pertinent d'introduire une clause de réouverture dans l'approche actuelle. Le déclenchement de cette clause interviendrait en cas de matérialisation des scénarios macroéconomiques les plus problématiques (selon des critères définis en début de période tarifaire) et aurait pour objectif de permettre de réévaluer la pertinence du taux de rémunération en cours de période tarifaire.

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

- Une deuxième partie présente les résultats des travaux préliminaires concernant le contexte macroéconomique et le cadre de régulation tarifaire des réseaux d'énergie dans les pays européens retenus dans le cadre de l'étude,
- Une troisième partie présente l'estimation des composantes du CMPC,
- Une quatrième partie présente le calcul du CMPC à partir des fourchettes de valeur retenues pour chaque paramètre,
- En cinquième partie, les éléments de contexte macroéconomique sont repris et des approches alternatives de détermination du CMPC sont envisagées au regard de l'impact du contexte macroéconomique sur l'estimation telle qu'appréhendée aux parties précédentes,
- La partie 6 conclut sur nos recommandations.

La CRE a également demandé à Frontier Economics de réaliser l'audit de la demande de Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) présentée par GRDF. Cet audit fait l'objet d'un rapport séparé qui met en regard la méthodologie et les fourchettes de valeur recommandées dans le présent rapport de la demande de GRDF et du rapport d'expert l'accompagnant.

# 1 Introduction et contexte

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a mandaté Frontier Economics pour la réalisation d'une étude sur la détermination du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, en amont des prochaines revues tarifaires.

## 1.1 Travaux réalisés dans le cadre de l'étude

Le présent rapport présente la restitution des résultats de l'étude et les recommandations de Frontier Economics concernant la détermination du taux de rémunération des gestionnaires de réseau. Il s'appuie sur plusieurs travaux réalisés dans le cadre de la mission, notamment :

- Une étude des perspectives macroéconomiques actuelles et des évolutions correspondantes de certains paramètres de marché intervenant dans la détermination du coût moyen pondéré du capital (CMPC) - taux sans risque, inflation, prime de risque de marché et prime de dette -, ainsi que des approches permettant de prendre en compte ce contexte macroéconomique dans la détermination du taux de rémunération,
- L'élaboration d'un cadre de référence pour comparer différentes méthodologies de détermination du taux de rémunération,
- Une analyse comparative de sept pays européens, portant sur le cadre de rémunération des investissements, la méthodologie de détermination des paramètres de rémunération (CMPC ou autre), et le profil de risque des investissements dans les réseaux correspondants au regard des caractéristiques du cadre tarifaire local.

Le présent rapport s'appuie sur les résultats de ces travaux afin de formuler notre recommandation pour la détermination du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France.

## 1.2 Structure du rapport

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

- Une deuxième partie présente les résultats des travaux préliminaires concernant le contexte macroéconomique et le cadre de régulation tarifaire des réseaux d'énergie dans les pays européens retenus dans le cadre de l'étude,
- Une troisième partie présente l'estimation des composantes du CMPC,

- Une quatrième partie présente le calcul du CMPC à partir des fourchettes de valeur retenues pour chaque paramètre,
- En cinquième partie, les éléments de contexte macroéconomique sont repris et des approches alternatives de détermination du CMPC sont envisagées au regard de l'impact du contexte macroéconomique sur l'estimation telle qu'appréhendée aux parties précédentes,
- La partie 6 conclut sur nos recommandations.

La CRE a également demandé à Frontier Economics de réaliser l'audit de la demande de Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) présentée par GRDF. Cet audit fait l'objet d'un rapport séparé qui met en regard la méthodologie et les fourchettes de valeur recommandées dans le présent rapport de la demande de GRDF et du rapport d'expert l'accompagnant.

## 2 Notes préliminaires

Cette partie présente les résultats des recherches préliminaires réalisées dans le cadre de l'étude :

- Sur les perspectives macroéconomiques,
- Sur les cadres de régulation européens.

### 2.1 Perspectives macroéconomiques

#### 2.1.1 Approche

La méthodologie actuelle utilisée par la CRE pour la détermination du taux de rémunération s'appuie sur un certain nombre de paramètres qui sont sensibles aux conditions macroéconomiques : le taux sans risque, la prime de risque de marché (PRM), la prime de dette et, dans le cas du CMPC réel, l'inflation. La CRE a donc demandé à Frontier Economics d'envisager la nécessité et, le cas échéant, les modalités d'une prise en compte des perspectives macroéconomiques actuelles dans la détermination du taux de rémunération pour les réseaux d'électricité et de gaz en France.

Nous avons étudié un panel de publications externes proposant des prévisions macroéconomiques pour la France et la zone euro<sup>1</sup>. De telles prévisions sont publiées par des entités administratives en charge de la prévision macroéconomique (par exemple banques centrales nationales et européenne, ministères des finances), des entités commerciales du secteur financier (par exemple banques d'investissement), ainsi que des organismes de recherche et des *think tanks*. Les publications revues dans le cadre de l'étude ont tendance à être structurées d'une des deux façons suivantes :

- un certain nombre de publications (en particulier celles issues des gouvernements) fournissent une prévision centrale de conjoncture macroéconomique (l'horizon temporel variant par publication, mais typiquement à court-moyen terme) et identifient des facteurs de risque qui pourraient entraîner des écarts à la hausse ou à la baisse par rapport à leur prévision de référence,
- d'autres choisissent de formaliser explicitement trois ou quatre scénarios, identifiant clairement des événements qui sous-tendent chacun d'eux – par exemple, selon l'issue de l'actuelle crise de la zone

---

<sup>1</sup> Voir Annexe 1 pour la liste des références.

euro (également désignée crise de la dette européenne) – et en analysant les impacts macroéconomiques de chaque scénario.

Le but de l'analyse de ces publications est d'évaluer la pertinence de l'approche historique de la CRE pour la détermination du taux de rémunération au regard des prévisions macroéconomiques actuelles. Plus précisément, il s'agit de tester la robustesse du cadre tarifaire aux conjonctures de marché envisageables dans les périodes à venir, étant donné l'éventail de scénarios macroéconomiques possibles et leur impact sur les paramètres du CMPC. Si des risques apparaissaient, par exemple risque de déviation forte entre coût du capital autorisé et réalisé, alors des approches alternatives devraient être envisagées. Étant donné cet objectif, l'analyse se concentre sur l'identification de plusieurs scénarios plausibles, y compris des scénarios relativement extrêmes, permettant de soumettre l'approche de la CRE à ces tests de robustesse.

Les scénarios envisagés sont décrits ci-dessous. Ils reprennent principalement les analyses des sources suivantes :

- Allianz Economic Research : « Scenarios for government debt in the Eurozone (2014) » (*Allianz Recherche Economique : scénarios pour la dette gouvernementale dans la zone euro*)
- McKinsey : « The future of the euro » (*McKinsey : le futur de l'euro*)
- FES (*think tank* basé en Allemagne) : « Future scenarios for the Eurozone » (2013) (*scénarios futurs pour la zone Euro*)

Les analyses présentées dans ces documents ont été adaptées afin que les scénarios soient les plus pertinents au regard de l'objectif de la démarche décrite ci-dessus.

### 2.1.2 Scénarios macroéconomiques

Cinq scénarios apparaissent comme pertinents et sont présentés dans le tableau ci-dessous. La probabilité relative de chaque scénario est également qualifiée : il n'est pas possible, ni nécessaire pour l'exercice, d'attribuer des probabilités précises à chacun de ces scénarios, mais il est important de prendre en compte le fait que certains scénarios sont plus probables que d'autres.

**Tableau 2. Scénarios macroéconomiques**

	Nom	Description	Probabilité relative
1	« Bon an mal an »	Scénario dans la lignée des conditions économiques actuelles	Moyenne
2	Eclatement de la zone Euro I	Eclatement de la zone Euro, la France restant dans un groupe de pays qui conservent l'euro	Faible
3	Eclatement de la zone Euro II	Eclatement de la zone Euro, la France comptant parmi les pays périphériques	Très faible
4	Reprise inflationniste	Reprise économique avec pression inflationniste croissante	Faible
5	Reprise durable	Reprise économique et inflation durables, rétablissement budgétaire	Faible

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

Ces scénarios sont décrits ci-dessous et, pour chacun, leur impact est explicité en termes :

- d'inflation,
- de taux sans risque, représenté par le rendement nominal observé sur les obligations de l'État français de maturité moyen terme,
- de prime de risque de marché,
- de prime de dette *corporate* par rapport aux obligations d'État.

Le tableau ci-dessous résume ces impacts.

Le scénario 1 étant considéré comme le plus probable dans les publications étudiées, il est retenu comme scénario de base pour l'analyse dans la partie 3.

Les impacts attendus et quantifiés ci-dessous pour certains paramètres de marché correspondent aux niveaux qui seraient observés sur une proportion significative de l'horizon de prévision (sur une période de deux-trois ans). Étant donné que l'incertitude concernant la situation macroéconomique augmente avec l'horizon temporel des prévisions, ces valeurs doivent être interprétées comme s'appliquant à la deuxième moitié de la période 2016-20. Ces valeurs ne correspondront pas forcément aux fourchettes recommandées pour les paramètres du taux de rémunération correspondant dans la partie 3, car (1) celui-ci n'est pas déterminé uniquement pour cette période (deuxième moitié de l'intervalle 2016-20) et car (2) une approche de plus long terme pourra être retenue pour certains paramètres.

En outre, dans certains de ces scénarios, des paramètres pourront connaître des pics élevés et courts, avant de retrouver leur niveau normal. Dans la perspective de la détermination du CMPC ces pics seront de moindre importance.

**Tableau 3.** Résumé des impacts attendus de chaque scénario

Scénario	1	2	3	4	5
<b>Inflation</b>	0.5 - 2.0%	0 - 2.0%	4 - 6%	2.5 - 3.5%	1.5 - 2.5%
<b>Rendement des obligations d'État (nominal)</b>	1.0 - 2.5%	0.5 - 2.5%	5 - 7%	3.5 - 5.5%	3.5 - 4.5%
<b>PRM</b>	5.5 - 6.5%	5.5 - 6.0%	6% +	4 - 4.5%	4 - 4.5%
<b>Prime de dette</b>	1.0 - 1.5%	2.0 - 2.5%	4% +	0.5 - 1.5%	0.50 - 1.0%

Source: Frontier Economics

Deux variantes sont également envisagées ci-dessous, afin d'appréhender des situations très spécifiques qui pourraient venir impacter l'estimation du CMPC :

- Scénario 2a : variante du scénario 2 avec une période durable de pression déflationniste ;
- Scénario 3a : variante du scénario 3 dans laquelle le rendement de certaines obligations *corporate* est inférieur au rendement des obligations d'État.

### Scénario 1: Bon an, mal an

Ce scénario correspond à une conjoncture à moyen terme similaire aux trois dernières années, à la fois du point de vue politique et du point de vue économique<sup>2</sup>. Dans les publications étudiées, une telle conjoncture est expliquée par le fait que la France et les autres pays de la zone Euro continuent de gérer la crise de la dette de façon réactive, faisant appel à des fonds de secours lorsque la situation devient critique<sup>3</sup>. Ces solutions de court terme subviennent aux besoins immédiats de liquidité et de financement, mais aucune solution budgétaire de long terme n'est mise en place<sup>4</sup>. Ainsi, la réduction de la dette serait limitée, au mieux, et mise à mal par une opposition grandissante à l'austérité et aux réformes. Par conséquent, l'incertitude économique et la croissance lente

<sup>2</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone

<sup>3</sup> Tels que le Mécanisme Européen de Stabilité, le Mécanisme Européen de Stabilisation Financière, ou le Fonds Monétaire International

<sup>4</sup> McKinsey, The Future of the Euro

persisteraient<sup>5</sup>. Ce scénario est le plus probable des scénarios envisagés dans les publications de référence.

- **Les taux de croissance** en France restent significativement inférieurs à leur moyenne de long terme, tirés vers le bas par une confiance limitée des acteurs économiques. Les niveaux de croissance observés ces trois dernières années sont de bons indicateurs des taux de croissance à moyen terme dans ce scénario.
- **L'inflation** est faible du fait de la stagnation de la croissance, et la menace de déflation persiste. Depuis 2012, les niveaux d'inflation IPCH en France ont chuté de 2,2% à 0,6% en 2014 (voir **Figure 16** et **Tableau 54** en annexe). Il est probable que cet indice reste inférieur à 2% dans ce scénario.
- **Les taux sans risque** sont également inférieurs aux moyennes de long-terme (environ 3,5% d'après les rendements sur les obligations de l'Etat français à dix ans, voir **Figure 17** et **Tableau 55** en annexe). Malgré le déficit budgétaire, qui reste élevé, la BCE met en place des mécanismes et des fonds de soutien de façon continue, de sorte que les taux restent bas. Ces taux reflètent également le fait que les investisseurs s'attendent à des niveaux limités de croissance de la productivité, et ont donc peu intérêt à investir dans la consommation future.
- **La prime de risque de marché (PRM)** est soumise à une pression à la hausse du fait du contexte risqué. Ceci est néanmoins partiellement contrebalancé par l'injection continue de liquidités dans l'économie. La PRM affiche une moyenne de long terme d'environ 5%<sup>6</sup>, et dans ce scénario elle se positionnerait légèrement au-dessus de cette valeur. La conjugaison du taux sans risque bas et d'une PRM légèrement surélevée entraîne un rendement total du marché légèrement inférieur aux moyennes de long-terme.
- **Les primes de dette**, comme la PRM, s'affichent à leur niveau moyen de long terme car l'appétence des acteurs pour les obligations *corporate* suit celle pour les actions. Ceci pourrait se traduire par des rendements sur des obligations notées A et BBB de l'ordre de 3 à 5% (voir **Figure 19**), et donc une prime de la dette d'environ 1% à 1,5%.

---

<sup>5</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone

<sup>6</sup> PRM sur l'Euro Stoxx, selon un modèle d'évaluation des actions fondé sur l'actualisation des dividendes. Voir **Figure 18** en Annexe.

**Tableau 4.** Prévisions de marché dans le scénario 1

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	0.5% - 2.0%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	1.0% - 2.5%
<b>PRM</b>	5.5% - 6.5%
<b>Prime de la dette</b>	1.0% - 1.5%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

### *Scénario 2: Éclatement de la zone Euro, la France restant dans un noyau de pays qui conservent l'Euro*

Ce scénario correspond à l'éventualité d'un éclatement de la zone Euro. La France ferait partie d'un noyau de pays qui conserveraient l'Euro, tandis que d'autres pays européens sortiraient de la zone Euro et réintroduiraient leurs monnaies historiques<sup>7</sup>. Les publications étudiées considèrent qu'un tel scénario pourrait résulter d'un aggravement de la crise de la dette, les pays périphériques ayant besoin d'un niveau croissant de soutien des institutions financières européennes. En même temps, les faiblesses structurelles et des réformes insuffisantes au sein de ces institutions viendraient limiter les fonds disponibles et entraîneraient des restrictions du crédit<sup>8</sup>. Les pays périphériques se verraient forcés de sortir de l'union monétaire, poussés par la récession économique et le manque de synchronisation macroéconomique entre le cœur et la périphérie de la zone Euro<sup>9</sup>.

La France et les autres pays du noyau, en revanche, auraient pris des mesures pour réduire le niveau de leur dette et rassurer les investisseurs. Il est probable dans ce scénario que la coordination et la coopération s'amélioreraient entre ces pays<sup>10</sup>, et que des mesures seraient mises en place vers une intégration budgétaire croissante. La stabilité grandissante du noyau contribuerait à restaurer la confiance des investisseurs, mais cela aurait un coût élevé à court et moyen terme.

<sup>7</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone

<sup>8</sup> McKinsey, The Future of the Euro (p23).

<sup>9</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone (p7)

<sup>10</sup> McKinsey, dans le rapport sur le Futur de l'Euro, envisage l'introduction d'un « Pacte de Croissance et Stabilité » stricte au sein de la nouvelle zone Euro.

- **La croissance** pâtirait de l'éclatement dans un premier temps, du fait de l'incertitude généralisée. Une période de récession, y compris dans les pays du noyau, pourrait ainsi survenir dans les années suivant l'éclatement. Néanmoins la croissance devrait revenir à des niveaux de l'ordre de 1%, à moyen terme, et rester sur une tendance à la hausse lente<sup>11</sup>. La croissance du PIB à long terme est estimée à 0,6% dans ce type de scénario<sup>12</sup>.
- **L'inflation**, dans la période initiale d'incertitude, s'effondre à un niveau proche de 0%<sup>13</sup>, pour ensuite remonter assez rapidement vers des niveaux de l'ordre des moyennes de long-terme observées en France depuis 2007, soit 2% environ (voir **Tableau 54**) car la France est reconnue comme une zone refuge.<sup>14</sup>
- **Les taux sans risque** seraient assez bas dans ce scénario. En effet, du fait d'une politique monétaire stable et d'une incertitude assez élevée sur le futur du noyau de la zone Euro, les investisseurs acquerraient des obligations d'État sans redouter que leur rendement soit éliminé par une inflation élevée. Les taux s'afficheraient ainsi à des niveaux assez faibles, de l'ordre de ceux observés ces dernières années (de 0,5% à 2,5%, voir **Tableau 55**).
- **La prime de risque de marché** serait légèrement surélevée dans ce scénario. Bien que la France soit perçue comme un pays refuge, un niveau élevé d'incertitude persisterait dans l'Union européenne, et les actions européennes seraient perçues comme étant plus risquées qu'elles ne l'ont été historiquement. Ceci se traduit par des taux entre 5,5% et 6%.
- **Les primes de dette** sont légèrement supérieures à leurs moyennes de long-terme du fait de l'accroissement du risque au moment de l'éclatement de la zone Euro, ce qui est ensuite contrebalancé par le statut de refuge des pays qui restent dans le noyau.

---

<sup>11</sup> McKinsey, The Future of the Euro (p17).

<sup>12</sup> Allianz, Scenarios for government debt in the Eurozone (p11).

<sup>13</sup> McKinsey, The Future of the Euro (p17).

<sup>14</sup> Allianz, Scenarios for government debt in the Eurozone (p8).

**Tableau 5.** Prévisions de marché dans le scénario 2

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	0% - 2.0%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	0.5% - 2.5%
<b>PRM</b>	5.5% - 6.0%
<b>Prime de la dette</b>	2.0% - 2.5%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

Dans la variante 2a, le contexte est similaire à celui qui est décrit ci-dessus, mais l'impact de l'éclatement de la zone Euro entraîne une croissance négative et une déflation prolongée dans le noyau. Cette variante est résumée dans le **Tableau 6**.

**Tableau 6.** Prévisions de marché dans le scénario 2a

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	-1.0% - -0.5%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	0.5% - 1.5%
<b>PRM</b>	5.5% - 6.0%
<b>Prime de la dette</b>	1.5% - 2.5%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

### *Scénario 3. Éclatement de la zone Euro, la France comptant parmi les pays périphériques*

Dans ce scénario, la France compte parmi le groupe de pays qui sort de la zone Euro. La France réintroduit le franc<sup>15</sup>. Un groupe plus restreint de pays reste dans la zone Euro. D'après les publications étudiées, ce scénario pourrait survenir du fait d'une gestion insuffisante de la crise de la dette européenne, d'un affaiblissement des institutions, par exemple du fait de ce que la Commission Européenne désigne comme une « fatigue des réformes »<sup>16</sup>. Dans ce scénario, ceci

<sup>15</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone

<sup>16</sup> [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/european\\_economy/2015/pdf/ee2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2015/pdf/ee2_en.pdf) (p44)

serait conjugué à des niveaux de dette de plus en plus insoutenables et une croissance déprimée en France.

Dans de telles circonstances, les pays les plus endettés de l'Europe, dont la France, pourraient ne pas obtenir assez de fonds de la BCE, ce qui entraînerait une restriction du crédit et une récession aggravée. Les pays européens prenant des chemins divergents en termes de croissance, de cycles économiques, d'emplois et de contraintes de politique budgétaire, la France et les autres pays fortement endettés se verraient forcés de sortir de la zone Euro.

Les indicateurs macroéconomiques pertinents seraient dans un premier temps marqués par une très forte incertitude, puis une transition aurait lieu vers des niveaux de croissance et de confiance plus élevés à moyen terme. Il s'agit ici du scénario le moins probable des cinq scénarios envisagés.

- **La croissance** s'effondrerait brusquement dans un premier temps, entraînant une récession dans la période de transition, caractérisée par une grande incertitude et des niveaux d'investissement faibles. Les taux de croissance pourraient rester négatifs pendant deux ans<sup>17</sup>. La croissance reprendrait ensuite et s'inscrirait à un niveau assez bas d'environ 1% à moyen terme.
- **L'inflation** serait très élevée dans un premier temps. Au moment de la réintroduction du franc, la monnaie se déprécierait fortement dès lors que les contrôles de capitaux seraient levés. Ceci pousserait l'inflation à la hausse vers des niveaux de l'ordre de 3% ou 5%<sup>18</sup>, celle-ci s'ajustant ensuite graduellement vers sa moyenne de long terme (voir **Tableau 54** en Annexe) légèrement inférieure à 2%<sup>19</sup> à moyen terme.
- **Les taux sans risques** seraient légèrement supérieurs à leurs niveaux de long terme dans ce scénario. Du fait de l'inflation élevée, les investisseurs demandent un niveau de rendement nominal plus élevé. Au regard des rendements de long terme des obligations françaises (voir **Figure 17** en annexe), ils pourraient s'inscrire dans une fourchette allant de 5% à 7%.
- **La prime de risque de marché** serait quant à elle significativement supérieure aux moyennes de long-terme d'environ 5% (voir **Figure 18** en

<sup>17</sup> McKinsey, The Future of the Euro (p17)

<sup>18</sup> McKinsey, dans le rapport sur le Futur de la Zone Euro (p19), envisage une hausse marquée de l'inflation au-delà de 11% pour la Grèce, l'Italie, l'Irlande, le Portugal et l'Espagne, faisant suite à leur sortie de la zone Euro. Elle diminue ensuite jusqu'à 2,5% sur les deux années suivantes. Nous retenons une valeur inférieure pour la France du fait de son positionnement économique historique différent de ces autres pays périphériques.

<sup>19</sup> Eurostat

Annexe pour une estimation des primes de risque sur l'Euro Stoxx) du fait de l'incertitude suite à la sortie de la France de la zone Euro. Les investisseurs seraient réticents à investir dans les actions françaises, et s'orienteraient plutôt vers les valeurs refuges des pays restés dans le noyau de la zone Euro. Ceci pourrait se traduire par une PRM supérieure à 6%.

- **Les primes de dette**, comme la PRM, seraient significativement supérieures à leurs moyennes de long terme. Le risque pays inclus dans les primes de dette *corporate* augmenterait fortement. A court et moyen terme les rendements sur les obligations *corporate* pourraient dépasser les 10%. A mesure que la confiance serait restaurée à long terme, les primes de dette reviendraient graduellement vers leurs niveaux de long terme.

**Tableau 7.** Prévisions de marché dans le scénario 3

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	4% - 6%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	5% - 7%
<b>PRM</b>	6% +
<b>Prime de la dette</b>	4% +

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

Une variante de ce scénario, le scénario 3a, pourrait intervenir si l'éclatement de la zone Euro faisait encore plus pression à la hausse sur les obligations d'État. Le coût de la dette pour le gouvernement pourrait alors dépasser le coût de la dette *corporate* pendant une période. Ce scénario est résumé dans le **Tableau 8**.

**Tableau 8.** Prévisions de marché dans le scénario 3a

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	4.0% - 6.0%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	7.0% - 9.0%
<b>PRM</b>	5.5% - 6.0%
<b>Prime de la dette</b>	-1.0% - 0%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

### Scénario 4. Reprise économique avec pression inflationniste

Un scénario de reprise économique rapide en France entraînerait probablement des déséquilibres économiques. D'après les publications étudiées, un tel scénario pourrait advenir du fait de décisions politiques fortes<sup>20</sup> et de mesures telles qu'une politique monétaire très accommodante pour soutenir la demande nationale<sup>21</sup>. McKinsey appelle un tel remède de court-terme le '*monetary bridging*'.<sup>22</sup> Ceci entraînerait des taux de croissance en hausse, mais au prix d'une inflation assez élevée. Les réformes fondamentales au niveau des institutions européennes n'auraient pas lieu, et les investisseurs pourraient s'interroger sur la durabilité de la croissance.

- **Les taux de croissance** en France seraient significativement supérieurs à ceux observés ces dernières années, et légèrement supérieurs aux moyennes de long terme.
- **Les niveaux d'inflation** seraient significativement plus élevés que la cible de la BCE de 2%, s'inscrivant potentiellement dans une fourchette allant de 2,5% à 3,5%, du fait des politiques monétaires et économiques de soutien à la croissance.
- **Les taux sans risque** seraient également supérieurs aux niveaux moyens du fait de l'inflation. Les investisseurs exigeraient un rendement plus élevé sur les obligations d'État pour compenser l'érosion de la valeur de leur investissement. Les taux pourraient s'afficher à des niveaux comparables à ceux observés dans les années ayant précédé la crise, de l'ordre de 3,5%-5,5%.
- **La prime de risque de marché** s'inscrirait légèrement en dessous des niveaux de long-terme du fait de la conjoncture plus positive en termes de croissance et de confiance des investisseurs. Ceci pourrait se traduire par des niveaux observés de l'ordre de 4% à 5%.
- **Les primes de dette** sont, de la même manière, assez basses du fait de l'amélioration des perspectives économiques, la prime de risque pays étant proche des 0,5% à 1,5% observés ces dernières années (voir **Figure 19** et **Tableau 55**).

---

<sup>20</sup> FES, Future Scenarios for the Eurozone

<sup>21</sup> EC. European Economic Forecast (p84)

<sup>22</sup> McKinsey, The Future of the Euro (p16)

**Tableau 9.** Prévisions de marché dans le scénario 4

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	2.5% - 3.5%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	3.5% - 5.5%
<b>PRM</b>	4% - 4.5%
<b>Prime de la dette</b>	0.5% - 1.5%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

### Scénario 5. Reprise économique durable

Dans ce scénario optimiste, la France et la zone Euro dans son ensemble connaissent la reprise économique, potentiellement portée par une croissance soutenue à l'échelle mondiale. Ceci permettrait la mise en place de politiques nationales permettant de réduire la dette<sup>23</sup> ainsi que des réformes européennes et le renforcement des institutions financières. Les pays de la zone Euro deviendraient plus intégrés budgétairement<sup>24</sup>.

- Les **taux de croissance** retrouveraient leurs niveaux normaux, et pourraient potentiellement être plus élevés du fait d'une conjoncture mondiale favorable, permettant à la France de rattraper la croissance manquée ces dernières années.
- Les **taux d'inflation** s'inscriraient à des niveaux sains, de l'ordre des cibles de la BCE de 2%.
- Les **taux sans risque** retrouveraient leur niveau d'avant la crise, reflétant les contextes monétaires et inflationnistes stables. Ceci se traduirait par des taux supérieurs à l'inflation de 1,5% à 2,5%.
- La **prime de risque de marché** resterait sous la moyenne de long-terme du fait du contexte de risque faible. Les taux pourraient être de l'ordre de 4% à 5%.
- Les **primes de dette** seraient également basses. Le risque pays lié à l'éventualité du défaut des entités commerciales serait bien plus faible que

<sup>23</sup> Allianz, Scenarios for Government Debt in the Eurozone (p.9).

<sup>24</sup> McKinsey, The Future of the Euro.

ces dernières années. Les taux observés pourraient être de l'ordre de 0,5% à 1%.

**Tableau 10.** Prévisions de marché dans le scénario 5

	Fourchette de valeurs
<b>Inflation</b>	1.5% - 2.5%
<b>Rendement des obligations d'État</b>	3.5% - 4.5%
<b>PRM</b>	4% - 4.5%
<b>Prime de la dette</b>	0.5% - 1.0%

Source: Frontier Economics à partir de sources externes

Sur la base de ces scénarios, une recommandation quant à la prise en compte de l'incertitude macroéconomique dans la détermination du taux de rémunération fait l'objet de la partie 4 du rapport.

## 2.2 Analyse comparative des cadres de régulation européens

La deuxième phase de l'étude a porté sur la documentation et l'analyse comparative des cadres de rémunération européens. Les informations recueillies sont présentées ici. Elles sont ensuite analysées dans la perspective de la recommandation d'une fourchette de valeurs pour les paramètres du taux de rémunération en partie 3.

### 2.2.1 Champ de l'étude

Le cadre de régulation économique et les décisions tarifaires afférentes ont été revus pour sept pays:

- L'Allemagne,
- L'Autriche,
- La Belgique,
- L'Espagne,
- L'Italie,
- Les Pays-Bas,
- La Grande-Bretagne.

**Tableau 11.** Champ de l'analyse comparative

	Régulateur	Périodes de régulation étudiées
<b>Allemagne</b>	BundesNetzAgentur	Électricité : 2014-18 ; Gaz : 2013-17
<b>Autriche</b>	E-Control	Électricité : 2014-18 ; Gaz : 2013-17
<b>Belgique</b>	CREG, CWAPE, VREG, BRUGEL	Transport : 2016-19 ; Distribution : 2015-16
<b>Espagne</b>	CNE	Électricité : 2013-18 ; Gaz T : 2014-19
<b>Italie</b>	AEEGSI	Électricité : 2012-15 ; Gaz : 2014-17
<b>Pays-Bas</b>	ACM	2014-16
<b>Grande-Bretagne</b>	Ofgem	Transport : 2013-21 ; Gaz D : 2013-21 ; Électricité D : 2015-23

Source : Frontier à partir des décisions tarifaires

La revue a porté en particulier sur :

- Le cadre de rémunération des investissements et de couverture du coût du capital (modèle de type CMPC appliqué à la base d'actifs, ou autre) et le niveau de rémunération autorisé sur ces éléments,
- Le profil de risque emporté par les décisions tarifaires.

Les recherches ont également cherché à apporter des éclairages sur la prise en compte des régimes concessifs dans les cadres tarifaires.

## 2.2.2 Cadre et niveau de rémunération

Le tableau ci-dessous présente le type de cadre de rémunération du capital investi pour chacun des réseaux étudiés et indique le niveau de rémunération autorisé dans la dernière décision tarifaire en date au moment de l'étude. La valeur des paramètres sous-jacents et les méthodologies retenues par les régulateurs pour les déterminer sont discutées dans les parties 3 et 3.2 du rapport.

Dans quatre des pays étudiés (Autriche, Italie, Pays-Bas, Grande-Bretagne), les charges de capital sont calculées selon un cadre de rémunération similaire à celui retenu par la CRE pour les secteurs du gaz et du transport d'électricité : le taux de rémunération de référence, calculé comme le CMPC, est appliqué à la valeur de la base d'actifs.

Un cadre similaire est appliqué en Espagne dans les secteurs de l'électricité et du transport de gaz, mais le taux de rémunération de référence n'y est pas calculé comme le CMPC<sup>25</sup>.

En Allemagne et en Belgique, les charges de capital sont fixées comme la somme :

- Des charges financières, estimées à partir des valeurs reportées au compte de résultat du gestionnaire de réseau,
- Du produit de la base d'actifs régulée par le coût des fonds propres, déterminé en amont de la période tarifaire par le régulateur.

---

<sup>25</sup> Il n'existe pas de calcul clair en Espagne et la méthodologie n'est pas publique. La loi du secteur de l'Énergie dit que le taux de rémunération doit être égal au niveau de rendement des obligations d'État de 10 ans augmenté d'une prime.



**Tableau 12.** Vue d'ensemble du cadre de couverture des charges de capital dans les pays étudiés

	Allemagne	Autriche	Belgique	Espagne	Italie*	Pays-Bas	Grande-Bretagne**
<b>Cadre de rémunération</b>	Coût des fonds propres x BAR  Charges financières répercutées en OPEX jusqu'à un plafond	CMPC x BAR	Coût des fonds propres x BAR  Charges financières répercutées en OPEX	Taux de rémunération x BAR  Cas particulier dans la distribution de gaz	CMPC x BAR	CMPC x BAR	CMPC x BAR
<b>Base de calcul</b>	Nominal pour les actifs depuis 2006 / réel avant 2006  Après IS	Nominal  Avant IS	Nominal  Après IS	Nominal  Avant IS	Réel  Avant IS	Réel  Avant IS	Réel  Vanilla
<b>Niveau de référence</b>	CFP  Nominal 7.39%  Réel 5.83%	CMPC  6.42%	CFP  Non publié	Taux de rétribution financière  Elec : 6.5%  Gaz T : 5.1%  Gaz D : n/a	CMPC  Elec T : 7.4%  Elec D : 7.6%  Gaz T : 6.3%  Gas D : 6.9%	CMPC  3.59%	CMPC  Elec T : 4.55% et 4.76%  Elec D : 3.76% et 3.93%  Gaz T : 4.4%  Gaz D : 4.2%

Sources : Décisions tarifaires

\*Valeur publiée dans la décision tarifaire, fait l'objet d'une actualisation en cours de période

\*\*Valeurs estimées à partir des éléments publiés ou valeurs publiées dans les décisions. Lorsque deux valeurs sont présentées, il s'agit des valeurs estimées d'abord pour les opérateurs ayant eu une décision accélérée puis pour les autres opérateurs. Le CMPC fait en outre l'objet d'une actualisation en cours de période tarifaire, du fait de l'indexation du coût de la dette sur un indicateur de marché.

### 2.2.3 Comparaison du profil de risque emporté par les cadres tarifaires

Le taux de retour attendu sur un investissement reflète le niveau de risque du secteur concerné par rapport au marché. En effet, le coût du capital correspond au coût d'opportunité pour l'investisseur de ne pas se positionner sur d'autres activités au profil de risque similaire.

Dans le cadre de la détermination d'un CMPC, le profil de risque relatif de l'activité viendra impacter le coût des fonds propres et le coût de la dette. Plus précisément, ce profil de risque sera reflété dans le bêta (si le coût des fonds propres est déterminé selon la méthode MEDAF<sup>26</sup>) et dans la prime de dette.

En ce qui concerne le coût des fonds propres, il convient que le bêta reflète le risque non diversifiable – c'est-à-dire les risques contre lesquels les investisseurs ne peuvent se prémunir en diversifiant leur portefeuille d'actifs. Notamment, les risques non-diversifiables auxquels sont exposés les actifs de réseau incluent la forme générale du cadre de régulation et l'exposition à des variations de coût et de volume entraînées par le contexte économique.

Le coût de la dette reflète quant à lui l'ensemble du profil de risque de l'activité – notamment en sus des risques reflétés dans le bêta, la prime de dette peut refléter des risques diversifiables tels que des risques coût, spécifiques à chaque réseau.

L'analyse comparative des cadres de régulation européens vise à appréhender l'impact du cadre tarifaire sur le profil de risque. Les caractéristiques du cadre de régulation décrites ci-dessous influencent ce profil de risque et, partant, le coût du capital :

**Tableau 13.** Caractéristiques du cadre de régulation impactant le CMPC

Caractéristique	Impact sur le profil de risque et le CMPC
<b>Forme du contrôle tarifaire</b>	Le choix d'une régulation au niveau du revenu autorisé plutôt qu'un price cap peut protéger le gestionnaire de réseau du risque volume (selon les détails de prise en compte dans l'équivalent local du CRCP)
<b>Durée de la période tarifaire</b>	La durée de la période tarifaire a un impact sur l'ordre de grandeur de l'exposition aux autres facteurs de risque. Le recours à des mécanismes de gestion de l'incertitude et des clauses de rendez-vous peut néanmoins venir limiter le risque à cet égard via la réouverture de tout ou partie de la décision.
<b>Indexation du contrôle tarifaire</b>	L'indexation affecte le risque lié aux investissements: dans un contrôle nominal le risque peut être supérieur selon la méthodologie d'indexation. Plus généralement le risque d'inflation dépend de l'indexation de

<sup>26</sup> Modèle d'évaluation des actifs financiers

	l'ensemble des charges tombant sous le champ du contrôle tarifaire.
<b>Base d'Actifs Régulée</b>	
Durée de vie des actifs	Plus la durée de vie est longue, plus le risque de recouvrement peut être perçu comme élevé par l'investisseur, selon les garanties apportées par le régulateur.
Protection de la valeur de la base d'actifs	Toute possibilité de révision de la valeur de la base d'actifs en début de période peut entraîner un risque de recouvrement des investissements passés.
Degré de répercussion des charges de capital (Traitement des écarts entre coûts autorisés et réalisés)	Le traitement des dépenses d'investissements est un facteur de risque clef. Le risque est le plus faible s'ils sont répercutés à coûts réels dans la base d'actifs.
Incitations spécifiques sur les investissements stratégiques	Certains investissements peuvent porter un profil de risque différent des CAPEX récurrents de type renouvellement ou maintenance ; ceci peut être pris en compte via des dispositifs spécifiques (traitement spécifique des écarts entre coûts autorisés et réels, octroi d'une prime de rémunération...) et limiter l'impact sur le profil de risque global du gestionnaire de réseau.
Traitement du besoin en fonds de roulement (BFR)	L'inclusion dans la base d'actifs et donc la rémunération du BFR vient en diminution des risques financiers encourus par le gestionnaire de réseau.
Traitement des immobilisations en cours	Les modalités de rémunération des immobilisations en cours (avant rémunération de l'investissement au CMPC) sont un facteur clef du coût réel du capital rémunéré par le cadre tarifaire.
<b>Degré de répercussion des charges d'exploitation</b> (Traitement des écarts entre coûts autorisés et réalisés)	L'allocation des risques entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final a un impact déterminant sur le CMPC. Les coûts peuvent également être impactés par des événements que le gestionnaire ne contrôle pas, et qui peuvent être communs aux acteurs du secteur – un taux élevé de répercussion des variations de coûts dans le tarif limite l'exposition du gestionnaire.
<b>Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)</b>	La mise en place de dispositifs incitatifs sur la qualité de service vient impacter le profil de l'exploitation, en fonction de l'exposition à la hausse et à la baisse du revenu de l'opérateur à l'atteinte des objectifs fixés. L'exposition est quantifiée pour chaque réseau dans la mesure du possible.

Source: Frontier Economics

Pour chaque secteur et type de réseau, un tableau récapitulatif des caractéristiques du cadre tarifaire et une brève comparaison internationale sont présentés ci-dessous. Ces éléments sont repris dans la suite du rapport et pris en compte dans les recommandations pour la détermination du CMPC.

## Transport d'électricité

Le tableau ci-dessous compare les cadres tarifaires pour les réseaux de transport d'électricité. Il apparaît notamment que :

- Le risque de volume apparaît comme limité pour l'ensemble des opérateurs européens, notamment du fait de la régulation sous forme de *revenue cap*.
- La durée des périodes tarifaires varie significativement d'un pays à l'autre. La France s'inscrit dans le milieu de la fourchette des durées des périodes tarifaires. Une durée plus longue implique potentiellement plus de risque en cas d'évolutions majeures en cours de période, mais apporte également une forme de stabilité pour les investisseurs.
- L'indexation des tarifs et, dans les cadres tarifaires en base réelle, de la base d'actifs participent de la protection de la valeur des actifs de réseaux dans tous les pays sauf en Espagne. De façon de plus en plus répandue, certains paramètres 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, en Espagne et en Grande-Bretagne.
- Recouvrement des investissements :
  - Les durées de vie des actifs sont similaires dans les pays étudiés, bien que légèrement inférieures en Belgique et en Italie. Les durées de vie ont récemment été allongées (doublées) en Grande-Bretagne.
  - Aucun des pays n'affiche un réel risque de révision de la valeur de la base d'actifs. Cependant, en Allemagne et aux 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 couverts au coût réalisé dans plusieurs pays (Italie, Autriche et Belgique), comme c'est le cas en France<sup>27</sup>. Dans les autres pays, l'opérateur fait face au risque de dépassement des coûts si ceux-ci sont estimés maîtrisables (Allemagne), supérieurs aux coûts normatifs fixés par le régulateur (Espagne) ou associés à des investissements récurrents (Pays-Bas). Seule la Grande-Bretagne emploie un taux intermédiaire de partage des écarts entre coût réalisés et coûts autorisés au sein de la période tarifaire (environ 50%).

---

<sup>27</sup> Répercussion des coûts réalisés, avec une pénalité potentielle en cas de dépassement pour les interconnexions, selon décision ad-hoc de la CRE

- Dans quatre des pays étudiés, le besoin en fonds de roulement n'est pas inclus dans la base d'actifs, comme c'est le cas en France. En revanche les régulateurs allemand et italien autorisent et rémunèrent un niveau normatif de BFR, tandis que le régulateur belge rémunère le niveau effectif du BFR.
- Les immobilisations en cours sont rémunérées dans la moitié des cas étudiés, comme c'est le cas en France ; en revanche elles le sont au CMPC et non au coût de la dette (comme c'est le cas en France).
- Les charges d'exploitation ne sont couvertes au niveau du coût réalisé dans leur ensemble qu'en Autriche. Cependant, la plupart des régulateurs continuent de traiter en répercussion les charges considérées comme non-maitrisables. Le taux d'incitation aux gains de productivité est le plus souvent 100% pour les autres charges (50% environ en Grande-Bretagne).
- La qualité de service fait l'objet d'incitations dans quatre des cas étudiés, néanmoins l'impact des incitations sur le revenu global est systématiquement plafonné.

**Tableau 14.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de transport d'électricité en Europe

	France	Autriche	Belgique	Allemagne	Italie	Pays-Bas	Espagne	Grande-Bretagne
<b>Forme du régime (risque volume)</b>	Revenue cap	Régulation cost-plus – pas de risque volume	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap
<b>Durée de la période tarifaire</b>	4 ans	1 an	4 ans	5 ans	4 ans	3 ans	6 ans	8 ans
<b>Indexation</b>	Tarifs indexés sur l'inflation	N/A	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	Tarifs et BAR indexés, ainsi que le coût de la dette
<b>Base d'Actifs Régulée / CAPEX</b>								
Durée de vie des actifs	Lignes : 45 ans	Actifs de réseau : 50 ans	Actifs de réseau : 33-50 ans	Câbles : 40-50 ans	Lignes : 30-40 ans	Lignes : 20-40 ans	40 ans	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 révision 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	Révision annoncée, mais impact anticipé moindre	Pas de risque
Degré de répercussion des charges de capital	100%	Totale sans décalage	Totale si autorisées préalablement	Totale pour les charges non-maitrisables	Totale	Aucune sauf pour investissements d'expansion	Risque dû à l'utilisation de coûts normalisés et non réels	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
Incitations spécifiques sur investissements stratégiques	Mécanisme incitatif sur les interconnexions – bonus pouvant atteindre jusqu'à 0.7% en équivalent CMPC)	Non	Début de mise en place d'incitations additionnelles pour investissements contribuant à la qualité de service, l'intégration du marché et la R&D	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	Non	Pas d'incitations spécifiques, mais les investissements significatifs sont soumis à une revue par le régulateur
Traitement du BFR	Pas inclus	Pas inclus	Inclus dans la BAR en fonction de son	Inclus selon un niveau normatif (1/12)	Inclus selon un niveau normatif (1%)	Pas mentionné – supposé non inclus		Pas d'indemnisation

Traitement des immobilisations en cours	Rémunérées au coût de la dette jusqu'à la mise en service	Rémunérées au CMPC	évolution au bilan Rémunérées au CMPC	ou 2/12 des charges) Pas de rémunération	des actifs nets) CAPEX entrent dans la BAR avec un décalage de 2 ans non rémunéré		Pas de rémunération	n/a car capitalisation d'un % fixe des TOTEX
<b>OPEX</b> Degré de répercussion	Partielle pour les charges non-maîtrisables	Totale si raisonnables	Charges non maîtrisables répercutées, charges maitrisables soumises à un taux de partage de 100%, et charges influençables partiellement répercutées (15% des écarts imputés à l'opérateur)	Totale pour les charges non-maitrisables	Partage des risques (environ 50%) avec les clients	Services auxiliaires uniquement	Répercussion sur la base de valeurs normalisées	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
<b>Quote-part des charges traitées en répercussion</b>	100% CAPEX ; minorité des OPEX	100% CAPEX ; OPEX non quantifiable	Pas de quantification possible, mais impact de l'incitation sur les OPEX influençables limité à -2m€ / +6m€	Pas de données publiques	Pas de données publiques	40% des coûts totaux	Pas quantifiable car incitation sur la différence entre coûts standards et coûts audités	Pas quantifié
<b>Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)</b>	Mécanisme incitatif sur deux indicateurs	Non	Nouvelles incitations concernant la satisfaction de clients en relation aux raccordements; possible extension du mécanisme en cours de période	Non	En cours d'introduction et seront élargies dans le futur	Non	Incitations sur la fiabilité	Une gamme d'outputs est désormais sujette à incitations, y compris la fiabilité
Quantification de l'impact potentiel des incitations sur la qualité	Plafonnés à +/- EUR 30m€ par an	n/a	Impact maximal 27.5m€ / an (pas de donnée sur le revenu régulé correspondant)	n/a	Plafonnées vers le haut et le bas, quantification pas possible	n/a	Plafonnées à +2.5%/-3.5% du revenu autorisé	Plafonné output par output, estimé à +/- 3%

### *Distribution d'électricité*

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

- La grande majorité des gestionnaires réseaux ne portent pas de risque volume du fait d'une régulation en *revenue cap*, sauf pour les Pays-Bas où un *price cap* est retenu.
- Les durées des périodes tarifaires s'échelonnent pour la plupart de trois à huit ans : ce sont les mêmes que pour le transport d'électricité sauf dans le cas de l'Autriche. On remarque la durée de deux ans en Belgique – cependant cette disposition a vocation à être transitoire, dans un contexte de transfert des compétences de régulation tarifaire du régulateur national vers les régulateurs régionaux.
- L'indexation des tarifs et, dans les cadres tarifaires en base réelle, de la base d'actifs participent de la protection de la valeur des actifs de réseau dans tous les pays sauf en Espagne. De façon de plus en plus répandue, certains paramètres 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, en Espagne et en Grande-Bretagne.
- Recouvrement des investissements :
  - Les durées de vie des actifs sont similaires dans les pays étudiés, bien que légèrement inférieures en Autriche. Les durées de vie ont récemment été allongées (doublées) en Grande-Bretagne.
  - Aucun des pays n'affiche un réel risque de révision de la valeur de la base d'actifs. Cependant, en Allemagne et aux 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 impactée).
  - Les CAPEX sont couverts au coût réalisé dans plusieurs pays (Italie, Autriche et Belgique), comme c'est le cas en France. Dans les autres pays, l'opérateur fait face au risque de dépassement des coûts. Seule la Grande-Bretagne emploie un taux d'incitation intermédiaire.
  - Dans quatre des pays étudiés, le besoin en fonds de roulement n'est pas inclus dans la base d'actifs, comme c'est le cas en France. En revanche les régulateurs allemand et italien autorisent et rémunèrent un niveau normatif de BFR, tandis que le régulateur belge rémunère le niveau effectif du BFR.

- Seul le régulateur autrichien semble rémunérer les immobilisations en cours, et ce au CMPC.
- La plupart des régulateurs continuent de couvrir au coût réalisé les charges considérées comme non-maitrisables. Le taux d'incitation aux gains de productivité est le plus souvent 100% pour les autres charges, sauf en Italie et en Grande-Bretagne où il est d'environ 50%.
- La qualité de service fait l'objet d'incitations dans tous les pays étudiés sauf en Autriche et en Belgique, et l'impact des incitations sur le revenu global est systématiquement plafonné contrairement au dispositif français.

**Tableau 15.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de distribution d'électricité en Europe

	France*	Autriche	Belgique	Allemagne	Italie	Pays-Bas	Espagne	Grande-Bretagne
	*Cadre de rémunération différent du CMPC							
<b>Forme du régime (risque volume)</b>	Revenue cap	Régulation cost-plus – prise en compte du risque de volume prévisible	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Price cap – risque volume	Revenue cap	Revenue cap
<b>Durée de la période tarifaire</b>	4 ans	5 ans	2 ans pendant la transition vers des régulateurs régionaux, incertain après	5 ans	4 ans	3 ans	6 ans	8 ans
<b>Indexation</b>	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	Tarifs et BAR indexés, ainsi que le coût de la dette
<b>Base d'Actifs Régulée / CAPEX</b>								
Durée de vie des actifs	Lignes : 45 ans	Lignes : 20-33 ans	Actifs de réseau : 33-50 ans	Actifs de réseau : 25-40 ans	Lignes : 30-40 ans	Câbles : 50 ans	40 ans	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 révision 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	Révision annoncée, mais impact anticipé moindre	Pas de risque
Degré de répercussion des charges de capital	Totale	Totale avec parfois un décalage de 2 ans	Totale si autorisées préalablement	Non	Totale	Aucune sauf pour investissements d'expansion	Risque dû à l'utilisation de coûts normalisés et non réels	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
Incitations spécifiques sur investissements stratégiques	Mécanisme incitatif pour le déploiement intelligents (Linky)	Non	Non	Pas d'incitation mais traités en répercussion	Prime sur CMPC (1% à 2%) pour plusieurs investissements	Non	Pas d'incitations spécifiques	Pas d'incitations spécifiques, mais investissements significatifs sont

					nouveaux, mais réduction de la portée et niveau de la prime			soumis à une revue par le régulateur
Traitement du BFR	Pas inclus	Pas inclus	Pas inclus	Inclus selon un niveau normatif (1/12 ou 2/12 des charges)	Inclus selon un niveau normatif (1% des actifs nets)	Pas mentionné – supposé non inclus		Pas d'indemnisation
Traitement des immobilisations en cours	Pas de rémunération	Rémunérées au CMPC	Pas de mention	Pas de rémunération	CAPEX entrent dans la BAR avec un décalage de 2 ans non rémunéré			n/a car capitalisation d'un % fixe des TOTEX
<b>OPEX</b> Degré de répercussion	Partielle pour les charges non- maîtrisables	Charges non maitrisables ; et 50% pour charges maitrisables	Charges non maîtrisables répercutées; partage de 100% pour charges maîtrisables	Non	Partage des risques (environ 50%) avec les clients	Aucune	Répercussion sur la base de valeurs normalisées	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
<b>Quote-part des charges traitées en répercussion</b>	100% CAPEX, minorité des OPEX	100% CAPEX ; OPEX non quantifiable	Pas de quantification possible	Pas de données publiques	Pas de données publiques	n/a	Pas quantifiable car incitation sur la différence entre coûts standards et coûts audités	Pas quantifié
<b>Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)</b>	Mécanisme incitatif sur des indicateurs	Non	Non	Oui	En cours d'introduction et seront élargies dans le futur	Oui	Incitations sur la fiabilité, les pertes et les fraudes	Une gamme d'outputs est désormais sujette à incitations, y compris la fiabilité
Quantification de l'impact potentiel des incitations sur la qualité	Plafonnée à 54,2 M€ pour la continuité d'alimentation (à c. 54M€), déplafonné pour les autres incitations	n/a	n/a	Plafonnées à +/- 4% du revenue cap	Plafonnées vers le haut et le bas, quantification pas possible	Pas de données publiques	Plafonnées à +2%/- 3% du revenu autorisé	Plafonné output par output, estimé à +/- 3%

## Transport de gaz

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

- Le risque de volume est limité pour l'ensemble des opérateurs européens, notamment du fait de la régulation sous forme de *revenue cap*. Néanmoins en France et aux Pays-Bas, les opérateurs font face à un risque sur le volume de certains types de souscriptions (mais pas sur les volumes de gaz acheminés). L'opérateur autrichien fait face à un risque volume réputé compensé par une hausse du coût des fonds propres de 3,5%.
- La durée des périodes tarifaires varie de trois à huit d'un pays à l'autre, mais la durée de quatre ans est la plus fréquente.
- L'indexation des tarifs et, dans les 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, en Espagne 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 gazoducs, dans l'ensemble des pays étudiés sauf en Autriche.
  - Aucun des pays n'affiche un réel risque de révision de la valeur de la base d'actifs. En Allemagne et aux 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 couverts au niveau des coûts réalisés dans plusieurs pays (Italie, Autriche et Belgique), comme c'est le cas en France<sup>28</sup>. Le risque de non couverture est cependant réel aux Pays-Bas, en Grande-Bretagne et en Espagne. Un traitement spécifique des grands projets limite l'exposition des gestionnaires de réseau dans ces pays.
  - Dans quatre des pays étudiés, le besoin en fonds de roulement n'est pas inclus dans la base d'actifs, comme c'est le cas en France. En revanche

---

<sup>28</sup> Répercussion des coûts réalisés, avec potentielle pénalité en cas de dépassement du budget pour certains grands projets.

les régulateurs allemand et italien autorisent et rémunèrent un niveau normatif de BFR, tandis que le régulateur belge rémunère le niveau effectif du 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 et non au coût de la dette (comme c'est le cas en France).
- Les charges d'exploitation ne sont couvertes au coût réalisé dans leur ensemble qu'en Autriche. Un taux d'incitation de 50% environ est retenu pour les charges maîtrisables en Belgique, en Italie, et en Grande-Bretagne. Dans les autres pays les charges maîtrisables sont typiquement incitées à 100%, et les autres traitées en répercussion.
- 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.

**Tableau 16.** Caractéristiques du cadre tarifaire ayant un impact direct sur le taux de rémunération des réseaux de transport de gaz en Europe

	France	Autriche	Belgique	Allemagne	Italie	Pays-Bas	Espagne	Grande-Bretagne
<b>Forme du régime (risque volume)</b>	Revenue cap avec couverture partielle du risque volume	Price cap – risque volume	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Price cap	Revenue cap	Revenue cap
<b>Durée de la période tarifaire</b>	4 ans pour TIGF, 4 ans pour GRTGaz	4 ans	2 ans pendant la période de transition vers les régulateurs régionaux, incertain après	5 ans	4 ans	3 ans	6 ans	8 ans
<b>Indexation</b>	BAR et tarifs indexés sur l'inflation	BAR et 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	Tarifs et BAR indexés, ainsi que le coût de la dette
<b>Base d'Actifs Régulée / CAPEX</b>								
Durée de vie des actifs	Gazoducs : 50 ans	Selon âge et mode de financement (dette ou fonds propres) – de 12 à 50 ans	Gazoducs : 50 ans	Gazoducs : 45-65 ans	Gazoducs : 50 ans	Gazoducs : 45-55 ans	40 ans	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 révision 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	Pas de risque
Degré de répercussion des charges de capital	Totale	Totale avec décalage de 2 ans pour certains CAPEX	Totale si jugé raisonnable (benchmarking possible)	Charges non-maitrisables uniquement	Totale	Aucune sauf pour investissements d'expansion	Risque dû à l'utilisation de coûts normalisés et non réels	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
Incitations spécifiques sur investissements stratégiques	Grands projets rémunérés à CMPC +3% ; Pour ces projets et autres grands projets sans primes, incitation à la	Non	Possibilité d'une prime pour de nouvelles installations (ou extensions) GNL et investissements	Pas d'incitation mais traités en répercussion	Prime sur CMPC (1% à 2%) pour plusieurs investissements nouveaux,	Non mais traités en répercussion	Non	Pas d'incitations spécifiques, mais investissement significatifs sont soumis à une revue

	maitrise des coûts		contribuant à la sécurité d'approvisionnement		mais réduction de la portée et niveau de la prime		par le régulateur	
Traitement du BFR	Pas inclus	Pas inclus	Inclus dans la BAR en fonction de son évolution au bilan	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 d'indemnisation
Traitement des immobilisations en cours	Rémunérées au coût de la dette jusqu'à la mise en service	Rémunérées au CMPC	Pas de mention	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	n/a car capitalisation d'un % fixe des TOTEX
<b>OPEX</b> Degré de répercussion	Partielle pour les charges non-maîtrisables	Charges non maîtrisables	Facteur de partage de 50% pour coûts maîtrisables uniquement (ajustement de l'inflation)	Charges non-maîtrisables uniquement	Partage des risques (environ 50%) avec les clients	Non	Répercussion sur la base de valeurs normalisées	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
<b>Quote-part des charges traitées en répercussion</b>	100% CAPEX, minorité des OPEX	100% CAPEX ; OPEX non quantifiable	Pas de quantification possible	Pas de données publiques	Pas de données publiques	0%	Pas quantifiable car incitation sur la différence entre coûts standards et coûts audités	Pas quantifié
<b>Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)</b>	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 par indicateur, c. +/- 1.9m€ pour GRTGaz et EUR +/-0.8m€ par an pour TIGF	n/a	n/a	n/a	Plafonnées vers le haut et le bas. + EUR 30m/ - EUR 12m	n/a	n/a	Plafonné output par output, estimé à +/- 3%

### *Distribution de gaz*

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

- 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, seuls les Pays-Bas conservent 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 aux 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 allemand et italien 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 se fait au CMPC.
- Les charges d'exploitation sont couvertes à hauteur du coût réalisé uniquement si elles sont considérées comme non maitrisables 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 maitrisables 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.

**Tableau 17.** 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
<b>Forme du régime (risque volume)</b>	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Revenue cap	Price cap	Revenue cap	Revenue cap
<b>Durée de la période tarifaire</b>	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
<b>Indexation</b>	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
<b>Base d'Actifs Régulée / CAPEX</b>								
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	Non	Non	Pas d'incitation mais traités en répercussion	Prime sur CMPC (1% à 2%) pour plusieurs investissements	Non mais traités en répercussion	Non	Pas d'incitations spécifiques, mais investissement significatifs sont

	intelligents (Gazpar)				nouveaux, mais réduction de la portée et niveau de la prime			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
<b>OPEX</b> Degré de répercussion	Partielle pour les charges non- maîtrisables	Charges non maîtrisables	Charges non maîtrisables	Totale pour les charges non- maîtrisables	Partage des risques (environ 50%) avec les clients	Non	Non	Taux de partage des écarts de coûts fixé selon un menu, entre 40- 50%
<b>Quote-part des charges traitées en répercussion</b>	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
<b>Incitations sur la qualité (et/ou les outputs)</b>	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%

## 2.2.4 Prise en compte de l'exploitation sous régime de concession

L'étude a également cherché à apporter des éclairages sur la prise en compte des régimes concessifs dans les cadres tarifaires. En particulier, les recherches ont porté sur :

- Les situations où les réseaux sont exploités sous régime de concession
- Les situations 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.

### 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'offre, 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.

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%<sup>29</sup>.

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 cela soit financé via un prélèvement sur les consommateurs. À partir de là, les

---

<sup>29</sup> *Deliberazione 310/2014/R/GAS*

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 d'une concession (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.

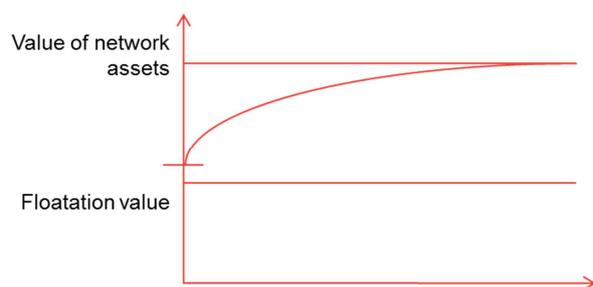
### *Grande-Bretagne*

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.

## 3 Estimation des paramètres du taux de rémunération

Cette partie présente l'estimation des paramètres du taux de rémunération des gestionnaires de réseau en France.

Pour les réseaux de transport et de distribution de gaz, ainsi que pour le réseau de transport d'électricité, les paramètres nécessaires à la détermination d'un CMPC sont estimés.

Depuis le tarif TURPE 4, les actifs de l'opérateur de distribution d'électricité ERDF ne sont plus rémunérés via l'application d'un CMPC à une BAR. Pour autant, certains des paramètres constitutifs du CMPC sont utilisés afin de calculer la rémunération de l'opérateur, notamment le taux sans risque, le bêta de l'actif, la prime de risque de marché et le taux d'impôt.

### 3.1 Estimation du coût de la dette

Cette partie présente l'estimation du coût de la dette, paramètre par paramètre – taux sans risque, taux d'inflation, prime de dette – au regard des données disponibles et des décisions des autres régulateurs européens.

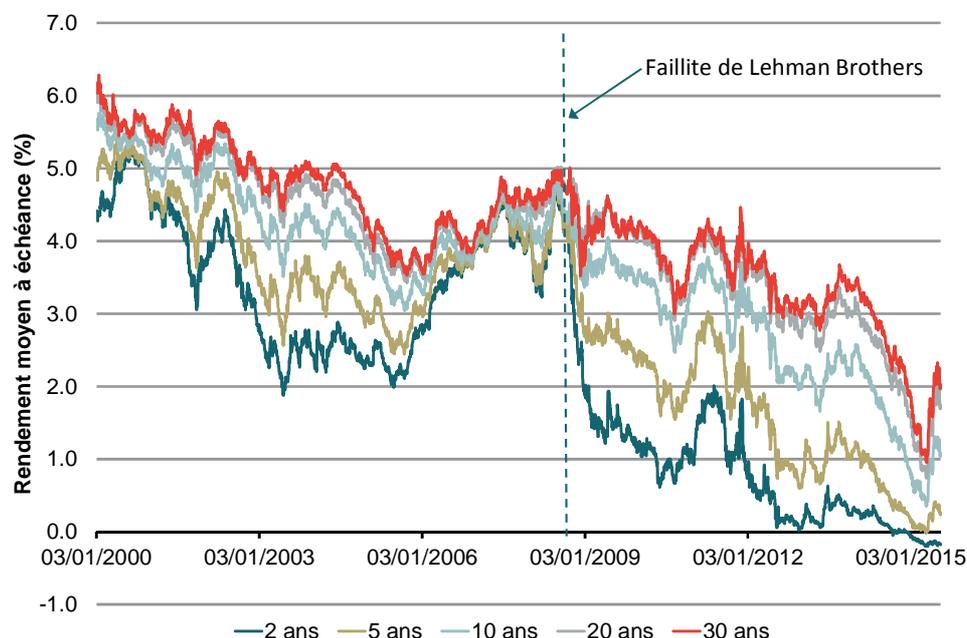
#### 3.1.1 Taux sans risque

Les réseaux d'électricité français font l'objet d'un contrôle tarifaire dit nominal, c'est-à-dire que, par exemple dans le cas du transport d'électricité, le CMPC est déterminé en base nominale, tandis que les réseaux de gaz font l'objet d'un contrôle tarifaire réel. Par conséquent, le taux sans risque nominal et le taux sans risque réel doivent être estimés.

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.

#### *Taux sans risque nominal*

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 1** 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 1.** Rendements nominaux 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'Etat 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'État, 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 18** ci-dessous présente le rendement moyen de cinq obligations d'État sur plusieurs périodes de référence. Les moyennes de court terme sont

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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

**Tableau 18.** Rendement moyen des obligations d'État françaises (nominal)

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

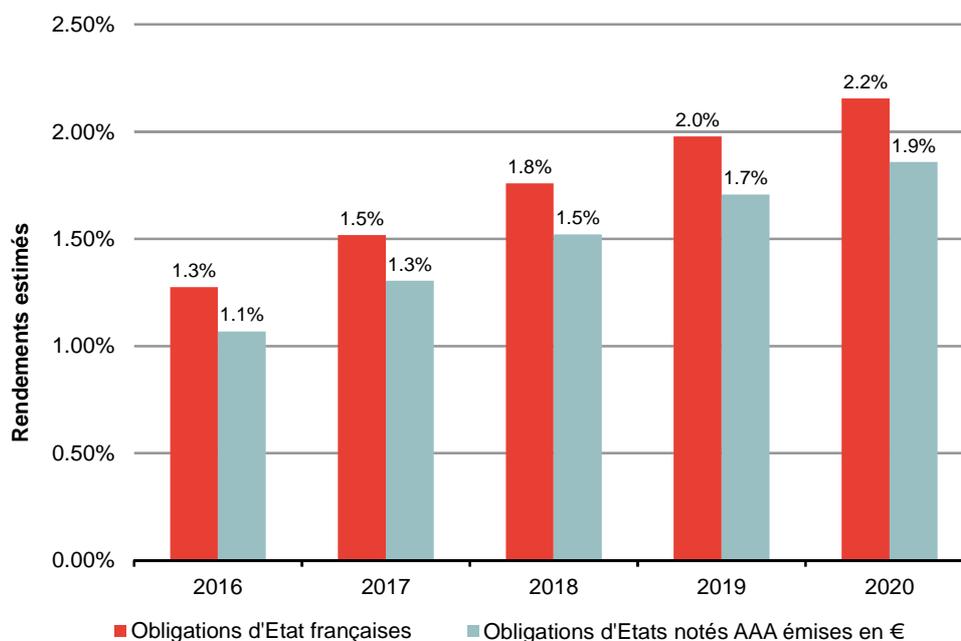
<sup>30</sup> Nous positionnons le début de la période post-crise à la date de la faillite de Lehman Brothers (15 Septembre 2008).

### 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 an<sup>31</sup>. 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 2** 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 2.** Estimation du rendement futur sur les obligations à 10 ans

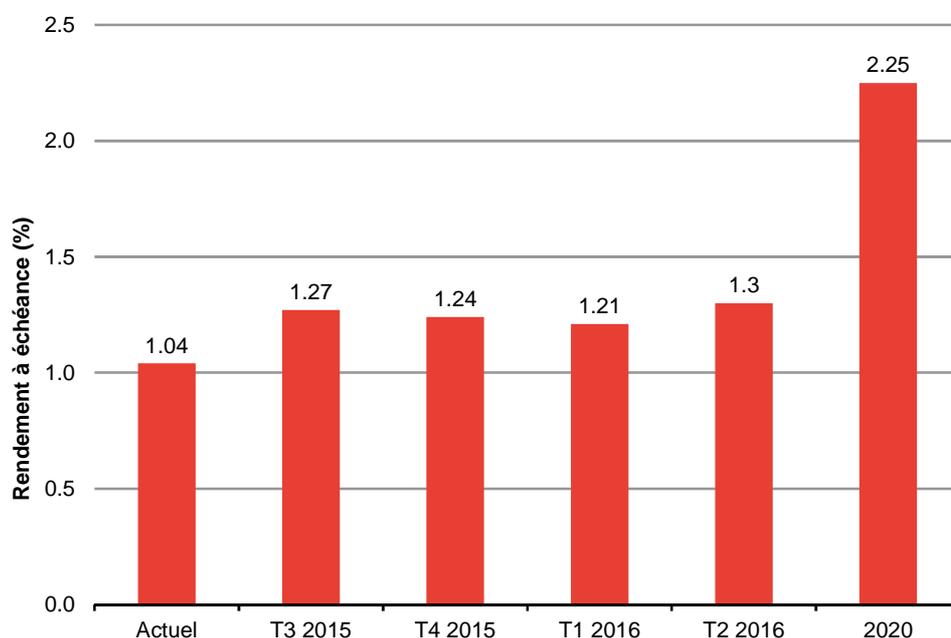


Source: Analyse Frontier de données Bloomberg et BCE

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 avec les prévisions réalisées par Trading Economics présentées dans la **Figure 3** ci-dessous.

<sup>31</sup> 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  $((1+r_{11})^{11}/(1+r_1)^{11})^{1/10}-1$

**Figure 3.** Prédiction du rendement sur les obligations d'État françaises à 10 ans



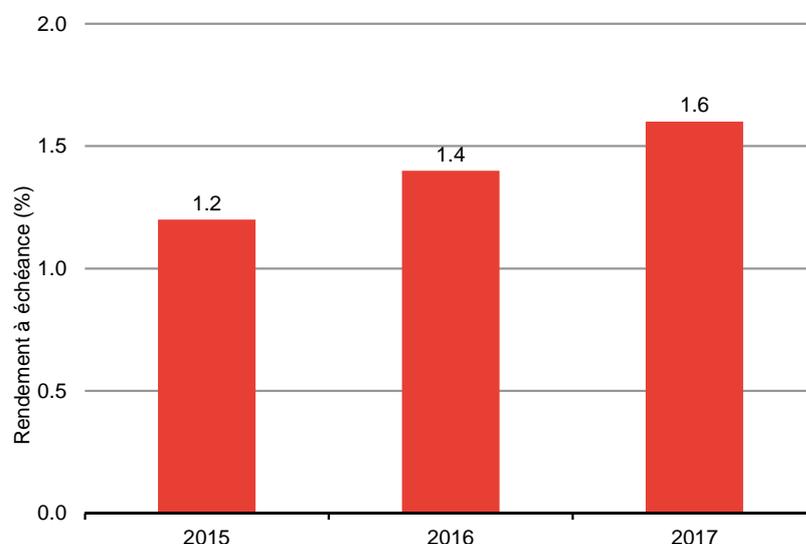
Source: Prévisions Trading Economics

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'État 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'État français 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'État émises en Euro. La **Figure 4** ci-dessous montre que ces rendements augmentent selon un rythme similaire à celui observé dans les estimations présentées en **Figure 2**, 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 4.** Prévisions pour les rendements des obligations d'État 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."<sup>32</sup>

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%.

<sup>32</sup> "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."

## Études 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 19.** Méthode de détermination du taux sans risque nominal en Europe

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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 allemand et autrichien, 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

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.

Dans la partie 4 du rapport est examinée l'éventualité qu'un autre scénario macroéconomique se matérialise et vienne impacter le taux sans risque. Une telle éventualité pourrait justifier de retenir une approche différente d'estimation du taux sans risque, et les approches alternatives sont étudiées. Néanmoins la méthode retenue ici est celle qui apparaît comme pertinente dans le scénario macroéconomique le plus probable.

### 3.1.2 Taux sans risque réel

Lorsque le contrôle tarifaire est exprimé en base réelle, la BAR est indexée sur l'inflation réalisée et le taux de rémunération fixé en base réelle.

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 (indexées). Néanmoins, les données disponibles sur Bloomberg quant aux obligations du trésor français indexées ne permettent pas d'appliquer l'approche de détermination du taux sans risque nominal au taux sans risque réel, c'est-à-dire de calculer des moyennes sur différentes périodes de référence et pour plusieurs maturités (plusieurs séries de données sont incomplètes sur les périodes de référence). Par conséquent nous recommandons de convertir directement la fourchette de valeurs pour le taux sans risque nominal en base réelle, à partir d'une hypothèse d'inflation qui soit cohérente avec l'approche de détermination de la fourchette mais sans faire correspondre à chaque obligation nominale un taux d'inflation spécifique.

#### *Inflation*

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.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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

- Le « point mort d'inflation », correspondant aux attentes d'inflation du marché, estimé à partir du différentiel de rendement entre des obligations d'État 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.

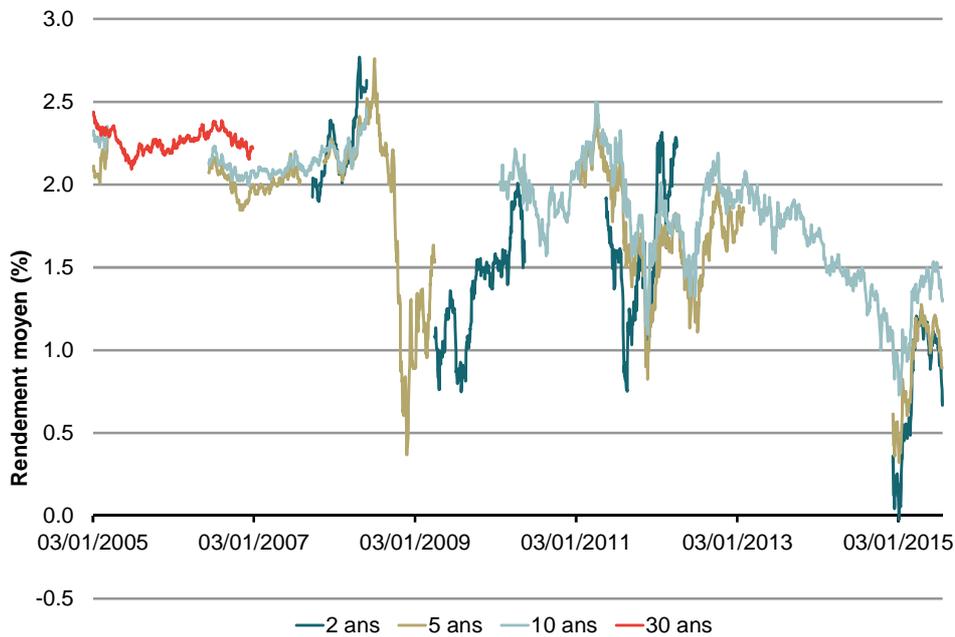
La méthode du point mort d'inflation est techniquement la plus cohérente avec l'approche de détermination du taux sans risque : elle permet de déterminer l'attente du marché quant au taux sans risque réel. La prise en compte des publications d'institutions de références peut permettre de s'assurer qu'il 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'obligations d'État 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'État en base nominale.

La **Figure 5** 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 5.** Point mort d'inflation en France


Source : Bloomberg

Les discontinuités dans les séries représentées ici attestent du manque de liquidité des obligations OATi en France mentionné ci-avant, bien que la liquidité s'améliore sur la période, en particulier pour les obligations de maturité 10 ans. Ainsi seules les données sur les obligations de maturité 10 ans, les plus exhaustives, sont retenues. Elles permettent de calculer des moyennes historiques, présentées dans le **Tableau 20** ci-dessous.

**Tableau 20.** 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 1**. À cet égard, nous considérons que la moyenne sur les

deux dernières années pourrait constituer une borne inférieure adéquate pour l'hypothèse d'inflation, et la moyenne à cinq ans une borne supérieure<sup>33</sup>.

### Prévisions d'inflation

Les prévisions d'inflation de la zone Euro de la BCE peuvent être recoupées avec les valeurs déduites des données de marché ci-dessus<sup>34</sup>. Le **Tableau 21** présente ces prévisions.

**Tableau 21.** Prévisions d'inflation de la BCE pour la zone Euro

Source	Région	Prévision d'inflation annuelle			
		2015	2016	2017	2020
<b>BCE, 2015</b>	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 valeurs proposée ci-dessus à partir des moyennes sur deux et cinq ans de cet indicateur. Il n'est pas recommandé ici d'ajuster la 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.

### 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

<sup>33</sup> 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.

<sup>34</sup> L'étude n'a pu s'appuyer sur les prévisions équivalentes pour la France

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.

### 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 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 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'empêche 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.

### Taux sans risque réel

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 22** ci-dessous présente les résultats du calcul du taux sans risque réel en appliquant la formule de Fischer<sup>35</sup>.

**Tableau 22.** Taux sans risque réels

	Inflation 1,4%	Inflation 1,7%
<b>2,6% nominal</b>	1.2%	0.9%
<b>3,4% nominal</b>	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 5** 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.

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%**.

### 3.1.3 Prime de dette

Pour estimer la prime de dette pour les réseaux d'énergie en France, plusieurs sources peuvent être mobilisées :

<sup>35</sup> Taux sans risque nominal = (1 + taux sans risque réel) × (1 + taux d'inflation) – 1.

- Les décisions récentes des régulateurs européens sur ce sujet,
- 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 de détermination de la prime de dette*

Le **Tableau 23** décrit les approches retenues par les régulateurs pour déterminer le coût de la dette retenu dans le taux de rémunération.

**Tableau 23.** Méthodologie de détermination de la prime ou du coût de la dette en Europe

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

Source: Décisions tarifaires

En Autriche, aux 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.

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 24** 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 24.** Coût de la dette autorisé dans les pays étudiés

	Transport d'électricité	Distribution d'électricité	Transport de gaz	Distribution de gaz
<b>Autriche (nominal)</b>	4.72%	4.72%	4.72%	4.72%
<b>Italie (nominal)</b>	5.69%	5.69%	4.86%	4.86%
<b>Pays-Bas (nominal)</b>	3.70%	3.70%	3.85%	3.85%
<b>Grande-Bretagne (réel)*</b>	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 25** ci-dessous liste les obligations en cours émises à taux fixe et en Euro par ENGIE.

**Tableau 25.** Obligations ENGIE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance

Date d'émission	Échéance	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

### Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 26** liste les obligations émises par RTE.

**Tableau 26.** Obligations RTE – taux nominal fixe, dénomination en Euro, remboursement à échéance

Date d'émission	Échéance	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

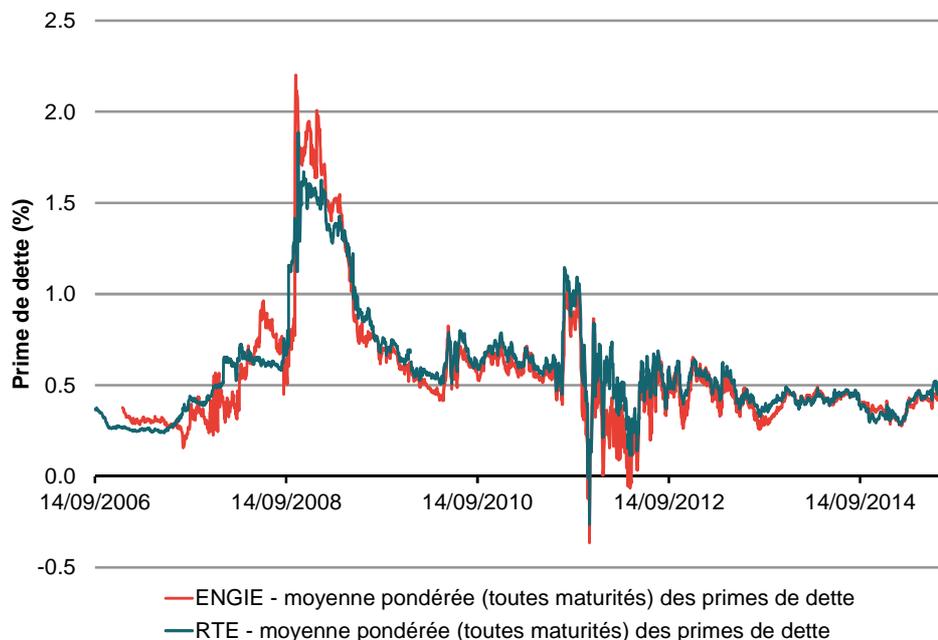
Source: Bloomberg

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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

journalière pour chaque obligation. Une moyenne pondérée<sup>36</sup> 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'État 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 27** présente les moyennes historiques des primes de dette pour ENGIE et RTE.

**Tableau 27.** 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
----------------------	--	--

<sup>36</sup> Les poids sont les montants restants sur l'obligation.

	ENGIE (pbs)	RTE (pbs)
<b>1 an</b>	39	40
<b>2 ans</b>	40	41
<b>5 ans</b>	45	51
<b>Depuis la crise</b>	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 28**.

**Tableau 28.** 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)
<b>1 an</b>	47	44
<b>2 ans</b>	46	46

<b>5 ans</b>	48	56
<b>Depuis la crise*</b>	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 des gestionnaires de réseau 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.

Pour chaque opérateur, les deux obligations 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<sup>37</sup>. Le **Tableau 29** compare l'estimation de la prime de dette sur les obligations émises par les acteurs français avec la prime observée sur le groupe de comparables. Les données ne permettent pas de calculer des moyennes sur plus d'un an.

<sup>37</sup> Voir en annexe pour la liste complète des obligations retenues dans la comparaison.

**Tableau 29.** 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
<b>Engie 2023</b>	101	113
<b>Engie 2026</b>	147	172
<b>RTE 2023</b>	120	112
<b>RTE 2029</b>	180	202

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Note: les spreads sont estimés par Bloomberg par comparaison au rendement des obligations d'État 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 ; tandis que pour les maturités plus longues, la prime de dette sur les obligations émises par ENGIE et RTE était légèrement inférieure (20 pbs). Ce résultat tend à montrer 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 :

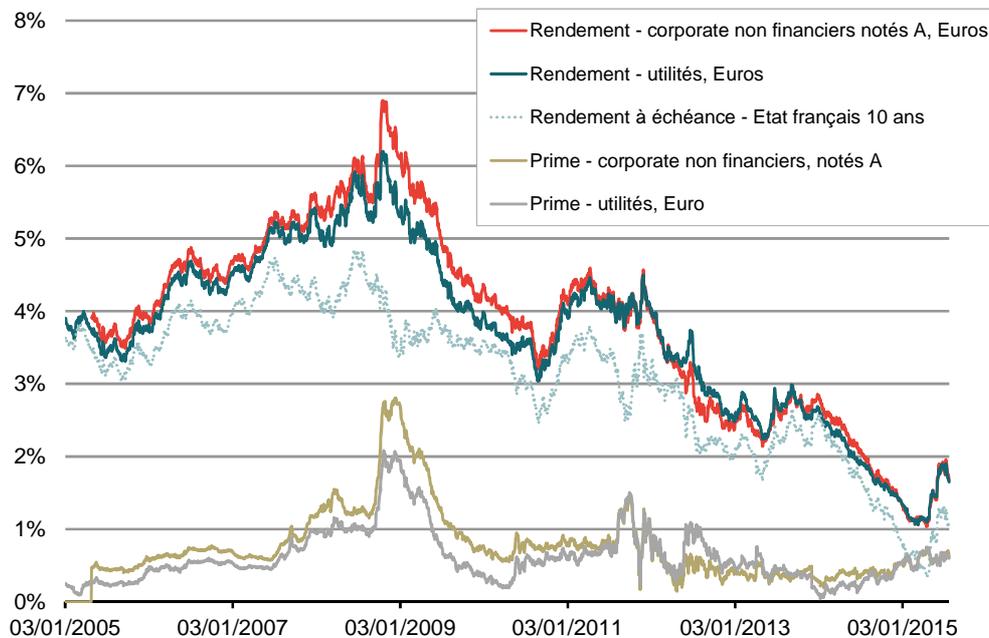
- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité 7 à 10 ans,
- L'indice iBoxx des obligations émises en Euro par des *corporate* hors institutions financières, notées A, de maturité supérieure à 10 ans,
- L'indice iBoxx des obligations 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.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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.

**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 des opérateurs français 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.**

### 3.1.4 Coût de la dette global

Le **Tableau 30** ci-dessous récapitule les recommandations de fourchettes de valeurs pour le coût de la dette.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

**Tableau 30.** Fourchettes de valeurs proposées pour les réseaux de gaz et d'électricité

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

Source: Analyse Frontier

Ces fourchettes sont globalement en ligne avec le scénario macroéconomique 1, bien que le taux sans risque et la prime de dette soient ici appréhendés de façon différente. En effet, dans l'analyse macroéconomique, les prévisions reflètent les taux spot actuels ainsi que les éventuelles prévisions, tandis que les fourchettes recommandées sont calibrées par rapport à l'analyse des données historiques.

### 3.1.5 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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

nominaux associés aux obligations ENGIE et RTE listées aux **Tableau 25** et au **Tableau 26** est calculée. Le **Tableau 31** présente les résultats.

**Tableau 31.** Coût de la dette existante pour les réseaux français

	Moyenne pondérée des taux (nominal)	Moyenne pondérée des taux réels (inflation 1.4% - 1.7%)
<b>Obligations Engie</b>	3.45%	1.7% - 2.0%
<b>Obligations RTE</b>	3.76%	N/A

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 bancaires ou dette à court terme).

Par mise en regard du **Tableau 30**, il est clair que le coût de la dette existante s'inscrit au sein de la fourchette de valeurs recommandée aussi bien pour Engie que pour RTE.

## 3.2 Estimation du coût des fonds propres

Cette partie présente l'estimation du coût des fonds propres<sup>38</sup>, paramètre par paramètre – prime de risque de marché, bêta de l'actif, taux d'endettement<sup>39</sup> – au regard des données disponibles et des décisions des autres régulateurs européens.

Le modèle de référence retenu pour l'estimation du coût des fonds propres est le Modèle d'Evaluation des Actifs Financiers (MEDAF). La grande majorité des régulateurs européens – et notamment ceux étudiés dans le cadre de l'étude – s'appuient sur ce modèle pour déterminer le taux de rémunération. Les investisseurs également s'y réfèrent dans leurs décisions.

Il existe d'autres modèles pour estimer le coût des fonds propres, comme les modèles théoriques de valorisation d'actifs (Arbitrage Pricing Theory – APT), le modèle à trois facteurs Fama-French et le modèle de croissance des dividendes (Dividend Growth Model – DGM). Nous retenons le MEDAF car :

- C'est une méthode établie sur des fondements théoriques clairs, ce qui rend son interprétation et sa mise en pratique aisées,

<sup>38</sup> Dans le cas d'ERDF, estimation des paramètres mobilisés dans le cadre de rémunération en vigueur depuis le TURPE4.

<sup>39</sup> On se reporte pour le taux sans risque à la partie 3.1.

- Les modèles APT et Fama-French, peuvent être considérés comme plus performants empiriquement, mais n'ont pas, dans le contexte présent, de fondement rationnel aussi établi que le MEDAF<sup>40</sup>,
- Les estimations basées sur le DGM sont généralement très sensibles aux hypothèses faites sur la croissance future des dividendes.

La formule MEDAF à appliquer est la suivante :

$$\text{Coût des fonds propres} = \text{Taux sans risque} + \text{Bêta} \times \text{Prime de risque}$$

La détermination du taux sans risque est traitée en partie 3.1.1. Les autres paramètres sont traités ci-dessous.

### 3.2.1 Prime de risque de marché

Plusieurs sources peuvent être mobilisées pour la détermination de la prime de risque de marché :

- Données historiques sur la prime de marché observée dans plusieurs pays,
- Attentes des investisseurs et experts des marchés financiers sur la prime de risque future, estimées à partir d'enquêtes et autres rapports externes,
- Décisions prises par les autres régulateurs.

La recommandation formulée ici vise en particulier à prendre en compte le risque de distorsion des moyennes historiques sur les rendements observés. 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

---

<sup>40</sup> Par rapport au MEDAF, le modèle Fama-French prend en compte la taille de l'entreprise et le ratio entre valeur de marché (capitalisation boursière) et valeur comptable de l'entreprise.

D'après Fama-French, les entreprises dont le ratio valeur de marché sur valeur comptable est faible sont sous-évaluées par le marché, suggérant qu'une hausse du cours peut être attendue à mesure que le marché corrige ce décalage – un ajustement est donc fait pour le refléter dans les rendements des actifs correspondants. Nous considérons qu'une telle approche, si elle peut être appropriée dans un contexte d'optimisation de portefeuille d'actifs, est moins justifiée dans le contexte de l'estimation du coût du capital, a fortiori dans un contexte régulé. En effet, utiliser cette approche reviendrait à attribuer un CMPC supérieur aux entreprises les moins performantes toutes choses égales par ailleurs. Ceci ne nous semble pas approprié dans le contexte de la détermination du coût de capital des actifs régulés.

En outre, le modèle Fama-French prévoit un ajustement pour les entreprises les plus petites. Au cas présent, on estime le CMPC de grandes entreprises gestionnaires de réseau – il ne semble pas nécessaire de prévoir un tel ajustement.

croissance future des marchés). La recommandation ne s'appuie donc pas directement sur les résultats de telles estimations.

### *Moyenne historique de long terme*

L'estimation de Dimson, Marsh, Staunton (DMS) constitue l'une des principales sources de références pour la PRM historique de long-terme. Ils publient dans le Credit Suisse Global Equity Return Year Book une estimation de la PRM de chaque pays à partir des rendements observés entre 1900 et 2014. Le **Tableau 32** présente les résultats les plus récents (publiés en 2015), ainsi que les résultats en date de 2012 à des fins de comparaison.

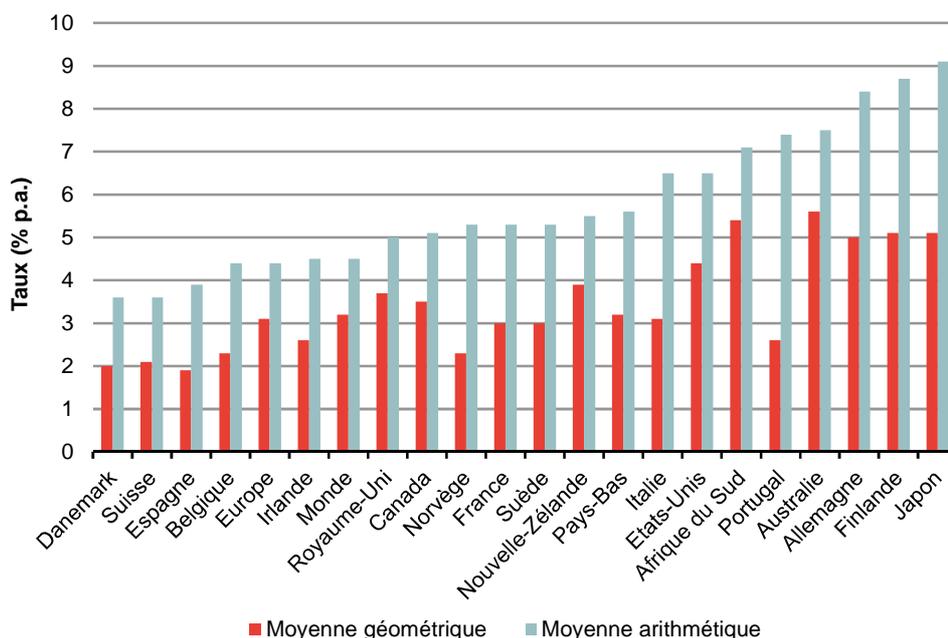
**Tableau 32.** Données historiques sur la PRM

	PRM (1900-2014)	PRM (1900-2011)
<b>France – moyenne géométrique</b>	3.0%	3.0%
<b>France – moyenne arithmétique (annuelle)</b>	5.3%	5.3%
<b>Monde – moyenne géométrique</b>	3.2%	3.5%
<b>Monde – moyenne arithmétique (annuelle)</b>	4.5%	4.8%
<b>Europe – moyenne géométrique</b>	3.1%	3.7%
<b>Europe – moyenne arithmétique (annuelle)</b>	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 35** 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 prospectifs<sup>41</sup>.

### *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 correspondante<sup>42</sup>. 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 33** présente les estimations du RTM d'après la dernière édition du DMS (2015).

**Tableau 33.** 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%

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 34** présente les résultats de telles études.

<sup>41</sup> 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

<sup>42</sup> Ofwat (December 2014) Final price control determination notice: policy chapter A7 – risk and reward.

**Tableau 34.** Enquêtes sur la PRM

Source	Description	Valeur estimée de la PRM
Fernandez et al (2014) <sup>43</sup>	Enquête auprès de plus de 8000 analystes, académiques et corporate, dans 88 pays	5.8% (moyenne 105 réponses France)
OXERA (2000) <sup>44</sup>	Enquête auprès d'entreprises britanniques	5.0%
Welch (2008) <sup>45</sup>	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 35** 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.

<sup>43</sup> 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*.

<sup>44</sup> 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).

<sup>45</sup> Welch, I. (2008), update of the Welch (2000) paper.

**Tableau 35.** Méthodologies de détermination de la PRM et valeur retenue pour la PRM et le RTM associé

	Méthode	PRM	RTM* (réel)	RTM* (nominal)
<b>Autriche</b>	PRM historique de long terme DMS – entre les moyennes arithmétique et géométrique	5.0%	6.25%	8.27%
<b>Belgique</b>	PRM historique de long terme DMS (géométrique et arithmétique) et estimation propre (géométrique)	3.5%	4.43%	6.45%
<b>Allemagne</b>	PRM historique de long terme DMS – moyennes arithmétique et géométrique	3.59%	5.35%	8.35%
<b>Italie</b>	PRM historique de long terme DMS – moyenne géométrique surtout	4.0%	7.17% (élec) 6.36% (gaz)	9.24% (élec) 8.41% (gaz)
<b>Pays-Bas</b>	PRM historique de long terme DMS – moyenne des moyennes arithmétique et géométrique	5.0%	5.49%	7.5%
<b>Grande-Bretagne</b>	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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 actualisé 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. Également, 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 supérieure de la fourchette, car, conjugée au taux sans risque réel de 1,2% (borne inférieure), elle conduit à 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.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

### 3.2.2 Bêta de l'actif

Le bêta mesure la corrélation entre le rendement d'une action et le rendement du marché dans son ensemble<sup>46</sup>. 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.

La comparaison des bêtas doit être réalisée en prenant en compte l'impact du taux d'endettement. D'après la théorie Modigliani-Miller (M-M), le coût du capital d'une entreprise ne doit pas dépendre de son taux d'endettement (à condition que les charges financières ne soient pas déductibles de l'impôt sur les sociétés et que le risque de banqueroute n'existe pas). Ceci implique que lorsque le taux d'endettement augmente, le coût des fonds propres augmente également de sorte que le CMPC reste constant. Étant donné que le taux sans risque et la PRM sont des paramètres de marché, le bêta des fonds propres est le seul paramètre du coût des fonds propres qui puisse évoluer avec le taux d'endettement. D'après la théorie de M-M :

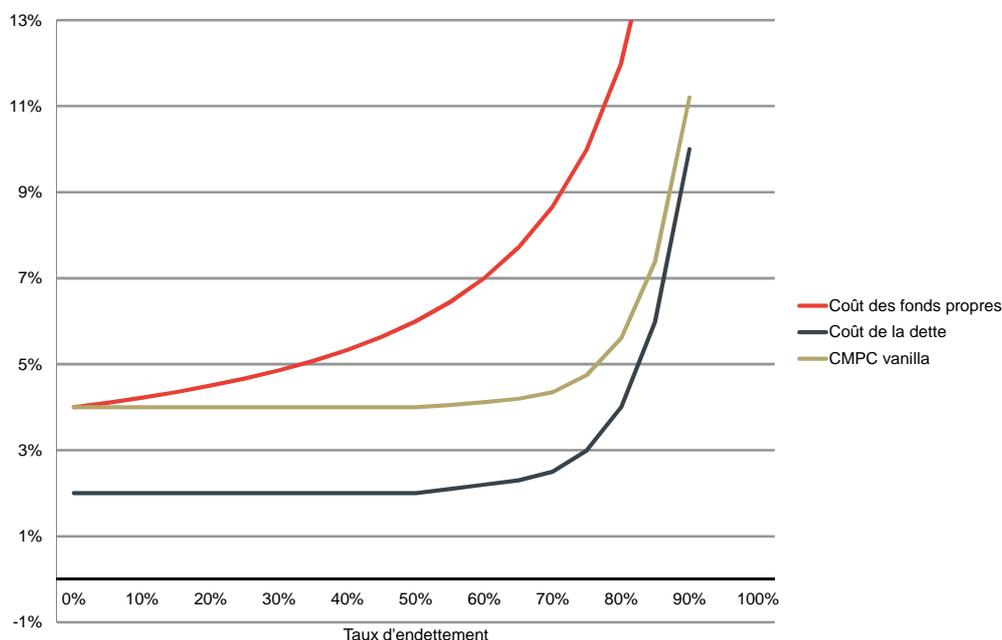
$$\text{Beta des fonds propres} = \frac{\text{Beta de l'actif}}{(1 - g)}$$

où  $g$  est le taux d'endettement et le bêta de l'actif est un bêta des fonds propres hypothétique pour un niveau d'endettement nul (financement par fonds propres uniquement). La théorie M-M suggère ainsi que le bêta de l'actif est le bêta de l'entreprise indépendamment de son taux d'endettement. La **Figure 9** illustre cette relation.

---

<sup>46</sup> 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 bêta directement comme la corrélation du rendement global de l'action et du marché.

**Figure 9.** Coût du capital et taux d'endettement pour un bêta de l'actif constant de 0,4



Source: Frontier Economics (illustratif uniquement)

Hypothèses: bêta de l'actif 0,4; taux sans risque 2%; PRM 5%, coût de la dette 2% et IS 20%.

Le graphique montre qu'à mesure que le taux d'endettement augmente, le bêta des fonds propres augmente, ce qui entraîne un CMPC stable quel que soit le niveau d'endettement. Cette théorie sous-tend la méthode retenue pour comparer les bêtas entre opérateurs. Les bêtas des fonds propres, dits bêtas endettés, sont convertis en bêta désendettés, en faisant l'hypothèse d'un endettement nul. Les bêtas sont ainsi comparables et reflètent le même niveau de risque sous-jacent de l'activité (puisqu'il ne dépend pas du niveau d'endettement).

### *Estimation et comparaison*

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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 36.** Méthodologies d'estimation des bêtas par les régulateurs européens

Pays	Méthodologie
<b>Autriche</b>	Estimation sur données journalières, 3 à 5 ans Ajustement Vasicek Groupe de référence de 9 comparables Modigliani-Miller
<b>Allemagne</b>	Estimation sur données journalières, 3 à 5 ans Groupe de référence de GR internationaux Ajustement Vasicek
<b>Pays-Bas</b>	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

### Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 37** liste les gestionnaires de réseau retenus à l'issue de cette étape.

**Tableau 37.** 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
Hera SpA	Distribution de gaz	Italie
National Grid PLC	Réseaux divers	GB

Source: Bloomberg

Le **Tableau 38** liste les gestionnaires de réseau australiens et néo-zélandais retenus.

**Tableau 38.** Comparables pour l'estimation du bêta – Réseaux australiens et néo-zélandais

GR	Type	Pays
Spark Infrastructure Group	Distribution d'électricité	Australie
APA Group	Distribution de gaz	Australie
Australian Gas Networks Ltd	Distribution de gaz	Australie
DUET Group	Réseaux divers	Australie
Vector Ltd	Réseaux divers	Nouvelle Zélande

Source: Bloomberg

Le **Tableau 39** liste les énergéticiens intégrés retenus.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

**Tableau 39.** Comparables pour l'estimation du bêta – énergéticiens intégrés européens

Comparable	Pays
Endesa SA	Espagne
Electricite de France SA	France
SSE PLC	Grande-Bretagne
Enel SpA	Italie
EDP - Energias de Portugal SA	Portugal
Gas Natural SDG SA	Espagne
Engie	France
Eni SpA	Italie
ACEA SpA	Italie
RWE AG	Allemagne
Centrica PLC	Grande-Bretagne
Iberdrola SA	Espagne
Gas Plus SpA	Italie
Iren SpA	Italie
Direct Energie	France
MVV Energie AG	Allemagne
EVN AG	Autriche

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

### Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 ans<sup>47</sup>. 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 Bêta 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 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 suivante<sup>48</sup>. 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.

<sup>47</sup> Les régulateurs allemand et autrichien indiquent également se référer à des moyennes sur trois et cinq ans.

<sup>48</sup> Blume, M. E. (1971), On the Assessment of Risk, *Journal of Finance* 26(1), 1–10

Vasicek (1973) a proposé un ajustement bayésien pour les bêtas<sup>49</sup>. 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. La procédure est la suivante :

1. Lors de l'estimation du bêta brut  $\beta_{t,i}$  pour l'entreprise  $i$  à l'instant  $t$ , les erreurs types  $s(\beta_{t,i})$  sont enregistrées
2. La variance des bêtas  $\sigma^2(\bar{\beta}_t)$  est calculée au niveau de l'échantillon. Idéalement, la variance des bêtas devrait être calculée pour l'ensemble de l'indice de référence. Par exemple, si l'indice de référence est le FTSE All share, la variance des bêtas de chaque action du FTSE devrait être calculée. Cependant, si des comparables issus d'autres pays sont inclus dans l'échantillon, un compromis raisonnable est de calculer uniquement la variance des bêtas estimés, puisque la taille d'échantillon est assez grande.
3. Le poids qui sera attribué à chaque estimation du bêta est calculé selon la formule suivante :

$$w_{t,i} = \frac{\sigma^2(\bar{\beta}_t)}{\sigma^2(\bar{\beta}_t) + s^2(\beta_{t,i})}$$

où  $\bar{\beta}_t$  est la moyenne du bêta sur l'échantillon,  $\sigma^2(\bar{\beta}_t)$  est la variance de l'échantillon, et  $s^2(\beta_{t,i})$  est la somme des carrés des erreurs standards de l'estimation de  $\beta_{t,i}$ .

4. Le bêta ajusté selon Vasicek est alors :

$$\hat{\beta}_{t+1,i} = \bar{\beta}_t * (1 - w_{t,i}) + \beta_{t,i} * w_{t,i}$$

En pratique, la moyenne théorique des bêtas est communément utilisée comme approximation de  $\bar{\beta}_t$ , au lieu d'utiliser la moyenne mesurée qui pourrait être imprécise.

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

---

<sup>49</sup> Vasicek, O. A. (1973), A Note on Using Cross-Sectional Information in Bayesian Estimation of Security Bêtas, *Journal of Finance* 28(5), 1233–1239.

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.

#### Formule de Miller (approche des praticiens)

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 est 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.

#### Capitalisation sur le marché et valeur comptable des fonds propres

En principe, le taux d'endettement peut être défini de deux façons:

- En valeur de marché (c'est-à-dire en se référant à la valeur de marché des fonds propres et de la dette),
- En valeur comptable (c'est-à-dire en se référant à la valeur comptable des fonds propres et de la dette).

Les régulateurs et praticiens utilisent les deux approches. Dans la théorie financière, le taux d'endettement doit être exprimé en valeur de marché. Le Professeur Aswath Damodaran l'explique dans son ouvrage de référence *Corporate Finance: Theory and Practice*<sup>50</sup>:

*“The weights assigned to equity and debt in calculating the weighted average cost of capital have to be based on market value, not book value. This is so because the cost of capital measures the cost of issuing securities — stocks as well as bond — to finance projects, and these securities are issued at market value, not at book value.”*

La valeur d'une entreprise (ou de n'importe quel actif) est la valeur actuelle de tous les futurs flux de trésorerie, actualisés au taux pertinent. En cas d'incertitude

---

<sup>50</sup> Damodaran, A. (2001), *Corporate Finance: Theory and Practice*, Second Edition, John Wiley: New Jersey, p.216.

concernant l'un ou l'autre de ces paramètres, la valorisation de l'entreprise diffère d'un investisseur à l'autre, ouvrant la voie vers de potentielles transactions entre investisseurs. En supposant l'existence de marchés efficients, la valeur de marché d'un actif peut être observée à travers la dernière transaction opérée sur cet actif. En d'autres termes, la meilleure estimation de la valeur d'entreprise d'un actif est la valeur accordée par le marché à une action et à la dette portée par l'actif.

L'indicateur commun de la valeur de marché d'une action est la capitalisation totale de marché (nombre d'actions multiplié par le prix spot de l'action). Il est donc généralement immédiat d'obtenir la valeur de marché de l'actif des entités cotées. En revanche, la dette fait le plus souvent l'objet d'échanges peu fréquents sur les marchés, rendant parfois difficile la mesure de sa valeur de marché. C'est pourquoi en pratique le taux d'endettement est fréquemment basé sur la valeur de marché des fonds propres et la valeur comptable de la dette<sup>51</sup>.

### Dette nette vs dette brute

La dette nette est égale à la dette brute nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Dans la mesure où la trésorerie et les équivalents de trésorerie peuvent être mobilisés à tout moment afin de rembourser de la dette, la dette nette peut être considérée comme la juste valeur des engagements de l'entreprise. Ainsi, pour les entités ayant des réserves de trésorerie importantes, estimer le taux d'endettement à partir de la dette totale reviendrait très certainement à surestimer l'endettement.

### Formule de Modigliani-Miller

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

---

<sup>51</sup> La valeur comptable peut être acceptée comme un bon indicateur de marché car :

- Le fait que la dette soit émise avec une échéance fixe contribue à limiter l'écart entre valeur comptable et valeur de marché de la dette
- Lorsque la dette est émise à taux variable, alors en cas de changement du risque perçu, le taux d'intérêt sera ajusté plutôt que la valeur de marché.

issus du même pays, le taux d'IS est neutralisé lorsque l'on ré-endette le bêta après l'avoir désendetté : l'approche de Miller est alors plus simple à appliquer<sup>52</sup>.

### Taux d'IS effectif ou taux normatif

La formule de M-M pourrait être appliquée en utilisant le taux d'imposition effectif ou un taux normatif.

Le taux normatif correspond au taux d'IS de référence. Le taux effectif correspond au montant d'impôt versé par l'entreprise sur une année fiscale, qui dépendra des montages mis en place par la société ainsi que de sa performance financière passée (par exemple une entreprise ayant récemment encouru des pertes pourra avoir accumulé des crédits d'impôts pour les périodes suivantes).

On peut considérer le taux d'imposition effectif comme le plus pertinent pour désendetter le bêta car il correspond au coût pris en compte par les investisseurs dans leur valorisation des actions de l'entreprise. Le taux normatif peut cependant être utilisé si on considère qu'à long terme toutes les entités paient à peu près le taux de référence de l'IS en vigueur dans leur juridiction.

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.

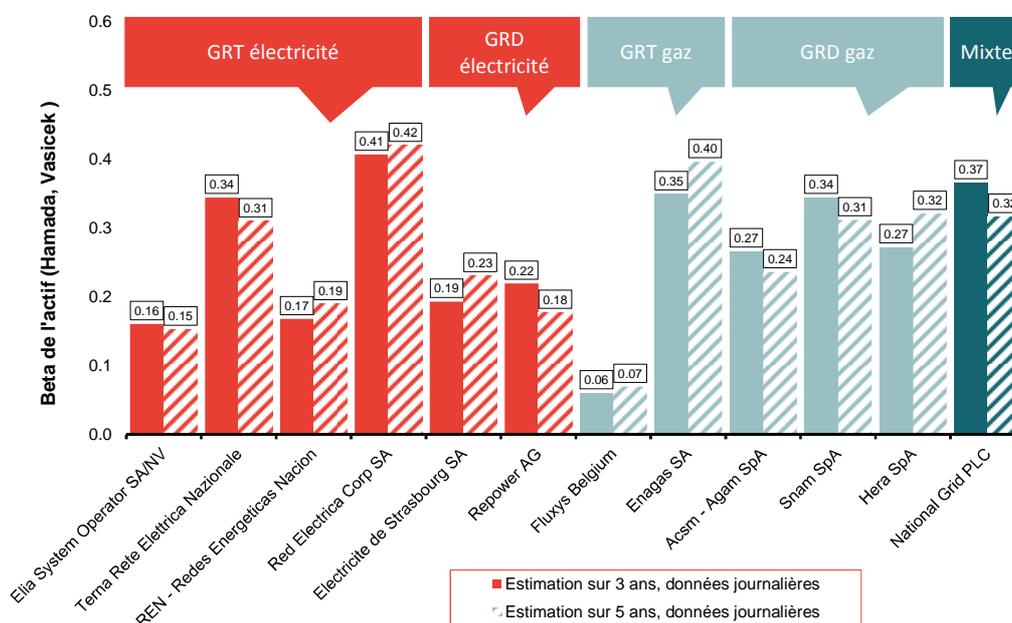
### *Comparaisons et recommandation d'une fourchette de valeurs*

#### Bêtas estimés

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

---

<sup>52</sup> Une exception intervient également si l'on estime les bêtas 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 bêta, et le taux en vigueur pour le ré-endetter.

**Figure 10.** Bêtas de l'actif estimés pour les gestionnaires de réseau européens

Source: Données Bloomberg, analyses Frontier

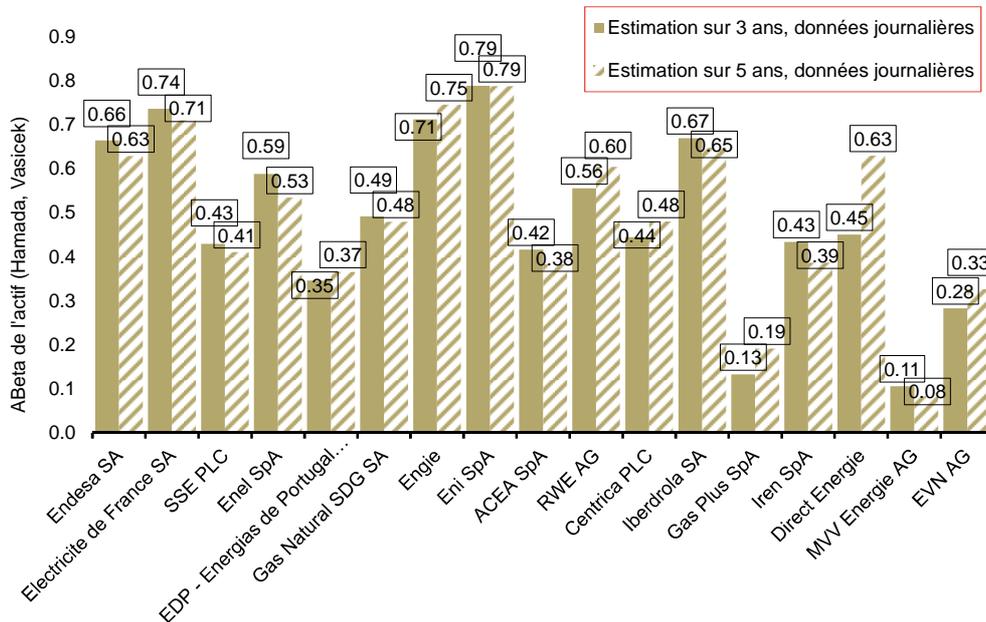
Ces estimations suggèrent que le bêta estimé pour le GRT belge Fluxys est aberrant. Ceci peut s'expliquer par le caractère faiblement incitatif et donc moins risqué du cadre de régulation du transport de gaz en Belgique. Fluxys est exclu de l'échantillon.

Les bêtas estimés ici s'inscrivent entre 0,15 et 0,42 dans le secteur de l'électricité, et entre 0,24 et 0,40 dans le secteur du gaz. Le bêta de l'acteur mixte est intermédiaire (0,32 ou 0,37 selon la méthode).

Les bêtas estimés ici s'inscrivent dans le haut si ce n'est au-delà de l'échantillon de valeurs estimées pour les entités européennes: à 0,46-0,47 en électricité, et entre 0,39 et 0,48 en gaz. Les bêtas des acteurs présents sur plusieurs segments sont néanmoins significativement inférieurs.

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

Les bêtas estimés pour les énergéticiens intégrés sont très variables et s'échelonnent de 0,08 à 0,79. On note cependant que la quasi-totalité sont supérieurs à 0,30 et plus de la moitié supérieurs à 0,45.

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

**Tableau 40.** 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

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 d'électricité s'inscrivent entre 0,26 et 0,30 selon la méthode retenue, et pour le 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 41** présente la valeur du bêta de l'actif retenue 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 41.** Valeur du bêta de l'actif retenue par les régulateurs européens (période tarifaire précédente entre parenthèses le cas échéant)

	Transport d'électricité	Distribution d'électricité	Transport de gaz	Distribution de gaz
<b>Autriche</b>	0.33 (0.33)	0.33 (0.33)	0.33 (0.33)	0.33 (0.33)
<b>Allemagne</b>	0.38	0.38	0.38	0.38
<b>Pays-Bas</b>	0.35 (0.39)	0.35 (0.42)	0.35 (0.40)	0.35 (0.42)

Source: Décisions tarifaires

Pour rappel, les bêtas pris en compte dans les décisions tarifaires en vigueur en France aujourd'hui sont 0,33 pour l'électricité, 0,58 pour le transport de gaz et 0,46 pour la distribution de gaz.

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

### Estimation des paramètres du taux de rémunération

autrichien et néerlandais répercutent mécaniquement le résultat de leurs estimations sur le bêta autorisé.

Dans les cas présentés ci-dessus, le régulateur retient un bêta identique pour tous les secteurs et types de réseau. Les résultats des estimations réalisées dans le cadre de l'étude suggèrent quant à eux un bêta inférieur dans l'électricité (5 à 7 points de base d'écart selon les cas), tandis que les écarts entre GRT et GRD au sein de chaque secteur ne sont pas significatifs.

- En Allemagne, le régulateur justifie son choix par la proximité des cadres de régulation appliqués entre les secteurs. Notamment, si le risque de volume et de substitution peut être supérieur dans le gaz, le régulateur estime que la régulation en revenue cap protège les opérateurs de ce risque en cours de période – l'exposition potentielle liée au risque sectoriel à plus long terme n'est pas reflétée dans le bêta.
- En Autriche, les bêtas sont fixés à des dates distinctes pour les deux secteurs. Le régulateur ne justifie pas le choix de bêtas de l'actif égaux d'un secteur à l'autre.
- Aux Pays-Bas, le régulateur n'aborde pas non plus la question dans sa décision. Cependant on note que les Pays-Bas se caractérisent historiquement par un fort taux de pénétration du gaz (raccordement de près de 100% des ménages, et plus haute part du gaz dans le mix énergétique en Europe), ce qui peut venir limiter la perception d'un risque lié à l'utilisation du réseau<sup>53</sup>.

De plus, dans les autres pays étudiés, des bêtas des fonds propres différents sont retenus d'un secteur à l'autre. On ne peut cependant en déduire avec certitude que les bêtas de l'actif sous-jacents diffèrent également (cela dépend des hypothèses des taux d'endettement et d'imposition, et des formules retenues pour passer des bêtas de l'actif aux bêtas des fonds propres)<sup>54</sup>. Les bêtas de l'actif

---

<sup>53</sup>

[http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/850/original/Economic\\_Impact\\_of\\_the\\_Dutch\\_Gas\\_Hub\\_Strategy\\_on\\_the\\_Netherlands\\_MEAAI\\_Brattle\\_Sep\\_2010.pdf?1378772134](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/850/original/Economic_Impact_of_the_Dutch_Gas_Hub_Strategy_on_the_Netherlands_MEAAI_Brattle_Sep_2010.pdf?1378772134)

<sup>54</sup>

A titre indicatif :

- en Belgique, le bêta des fonds propres retenu pour les réseaux de distribution est supérieur à celui retenu pour le transport (dans chaque secteur), et le bêta des fonds propres retenu dans le secteur du gaz est supérieur à celui qui est retenu dans l'électricité,
- en Italie, il est également supérieur dans le secteur de la distribution. En revanche, le bêta du transport d'électricité est égal au bêta du transport de gaz, ce qui n'est pas le cas au niveau de la distribution,
- en Grande-Bretagne, le bêta des fonds propres en distribution d'électricité n'est pas publié. Pour les autres, le plus élevé est celui du transport d'électricité, suivi du transport de gaz puis de

autorisés en Allemagne, en Autriche et aux Pays-Bas sont mis en regard ci-dessous de l'analyse des profils de risque des activités de réseau dans ces pays.

### Réseaux d'électricité

Dans le secteur de l'électricité, le bêta de l'actif est fixé à 0,33 en Autriche, 0,35 aux Pays-Bas et 0,38 en Allemagne. En France, une valeur de 0,33 est retenue actuellement. Les estimations ci-dessus indiquent un bêta de l'actif moyen entre 0,26 et 0,30 selon la méthode retenue et l'échantillon de référence.

- Dans l'ensemble, les cadres de régulation des réseaux d'électricité présentent des similitudes fortes :
  - Durées des périodes tarifaires allant de trois à cinq ans (sauf pour le transport d'électricité en Autriche, avec une durée de un an),
  - Absence de risque volume via la régulation en revenue cap,
  - Cadre de rémunération transparent et bien établi,
  - Hors exceptions, couverture par le tarif du coût réalisé des coûts des grands projets d'investissement.
- Le cadre de régulation autrichien peut être considéré, de façon relative, comme le moins risqué des pays étudiés.
  - En transport, le contrôle tarifaire est annuel et l'ensemble des charges encourues par les gestionnaires de réseau sont traitées en répercussion (sous réserve qu'elles soient « raisonnables » en ce qui concerne les OPEX).
  - En distribution, la période tarifaire est plus longue (cinq ans), mais les durées de vie des actifs sont également plus courtes. Le taux de rémunération réalisé sur une année donnée peut fluctuer autour du taux de rémunération autorisé car certaines charges sont couvertes avec un décalage de deux ans – mais à l'échelle de la période, ceci n'impacte pas le rendement. Les écarts entre OPEX maîtrisables réalisés et autorisés sont couverts à 50% par le tarif.
  - Dans les deux cas, les immobilisations en cours sont rémunérées au CMPC, et aucun autre mécanisme incitatif ne vient impacter le potentiel de sur- ou sous-rémunération de l'opérateur.
- Le cadre de régulation tarifaire aux Pays-Bas semble relativement plus risqué. En particulier, il se caractérise par l'approche déterministe prise par le

---

la distribution de gaz. Les écarts semblent néanmoins très faibles (1 point de base entre transport et distribution de gaz par exemple).

régulateur pour fixer la majorité des paramètres de la décision tarifaire ; notamment le calibrage des charges d'exploitation et des charges de capital (amortissement + BAR x CMPC) en fonction des résultats des analyses de benchmarking (sans répercussion des écarts entre coûts réalisés et coûts autorisés) et l'estimation des paramètres du CMPC à partir des analyses de données de marché. La période de référence retenue (trois ans) pour ces analyses est en outre plus courte que dans d'autres pays.

Appliquée sur des périodes tarifaires de trois ans, cette approche contribue à la transparence et à la prévisibilité des décisions du régulateur (pas d'ajustements arbitraires) ; en revanche elle peut mener à de fortes variations d'une période à l'autre. En outre, le benchmarking des charges de capital peut entraîner une sous-couverture des charges de capital (amortissement et rémunération de la BAR) sur une période tarifaire donnée.

Le niveau de risque est néanmoins mitigé par le traitement différencié des investissements d'expansion permettant de couvrir leurs coûts réalisés. De plus, le gestionnaire de réseau de transport ne fait pas l'objet d'incitations sur la qualité de service.

- En Allemagne enfin, un degré élevé de transparence et de prévisibilité est apporté par l'inscription dans la loi de nombreuses caractéristiques du cadre de régulation – jusqu'à la règle permettant de choisir entre les différentes méthodologies de benchmarking par exemple.

Néanmoins, le profil de risque des activités de réseau est fortement impacté par le risque de sous-couverture des charges sur certaines périodes tarifaires : comme aux Pays-Bas, les charges de capital (amortissement + RAB x coût des fonds propres) font l'objet d'un benchmarking et les écarts entre charges réalisées et charges autorisées au sein de la période tarifaire ne sont pas répercutés.

Au titre des caractéristiques venant limiter le niveau de risque global porté par les opérateurs, on retiendra notamment que :

- Pour chaque opérateur, la loi dicte que le régulateur choisit la méthode de benchmarking donnant le résultat qui est le plus favorable,
- Le coût de la dette est couvert par les OPEX au niveau réalisé (jusqu'à un certain point),
- Un dispositif spécifique permet la couverture du coût réalisé des investissements d'expansion en cours de période tarifaire.

### Réseaux de gaz

Dans l'ensemble, les cadres tarifaires sont assez proches des cadres tarifaires appliqués en électricité – choix d'une approche de benchmarking, niveau de transparence et prévisibilité des décisions, etc.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

Certaines particularités sectorielles font néanmoins l'objet d'un traitement différencié :

- Plusieurs gestionnaires de réseau portent un certain risque volume, par exemple les gestionnaires de réseau néerlandais (risque sur les souscriptions, comme en France), et le gestionnaire du réseau de transport en Autriche (régulation en price cap).
- Les durées de vie varient aussi: elles sont plus longues en Allemagne, dans le transport de gaz aux Pays-Bas, et dans la distribution de gaz en Autriche.

Ainsi, le profil de risque relatif des réseaux entre eux reste le même que dans l'électricité, et le niveau de risque global peut, en raison des éléments décrits ci-dessus, être considéré comme supérieur bien que, comme discuté plus tôt, ceci ne soit pas répercuté sur les bêtas de l'actif.

Par rapport aux gestionnaires de réseau français, les différences clefs du cadre de régulation 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 de plusieurs dispositifs incitatifs (sur les grands projets en transport et sur le déploiement de Gazpar en distribution) et des systèmes de bonus/malus sur plusieurs indicateurs de la qualité de service qui, même si leur impact sur le revenu global est plafonné à la hausse comme à la baisse dans le transport, différencient le cadre de régulation français de celui des trois autres pays étudiés ici.

En outre, 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.

### *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.

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

- 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 des gestionnaires de réseau français sur les périodes tarifaires à venir<sup>55</sup>.
- Un bêta de l'actif de 0,33 est retenu dans le secteur de l'électricité en Autriche, alors que le cadre de régulation peut sembler mitiger les risques portés par les gestionnaires de réseau de façon plus marquée qu'en France. En revanche, un bêta de l'actif de 0,35 et de 0,38 est retenu respectivement aux Pays-Bas et en Allemagne, deux pays dans lesquels le cadre de régulation peut être considéré comme plus risqué pour les gestionnaires de réseau d'électricité.

**Par conséquent, les moyennes les plus hautes issues de l'estimation des bêtas (respectivement pour les réseaux d'électricité et de gaz) sont retenues comme bornes inférieures pour la fourchette de valeurs recommandée, soit 0,30 pour les réseaux d'électricité et 0,35 pour les réseaux de gaz.**

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 l'électricité à 0,35, en ligne avec le niveau retenu aux Pays-Bas. Ce même ajustement reporté dans le secteur du gaz résulte en une borne supérieure 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.

Ces valeurs sont recoupées avec les bêtas moyens des énergéticiens intégrés. Ceux-ci s'affichent autour de 0,49. Étant donné que les activités de réseau

---

<sup>55</sup> 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.

comptent parmi les activités les moins risquées de ce type d'acteurs, ces valeurs sont cohérentes avec la borne supérieure de 0,44 envisagée pour le secteur du gaz.

Enfin, comme mentionné ci-dessus, les estimations ne permettent pas de conclure à un différentiel statistiquement robuste entre le bêta des activités de transport et de distribution au sein de chaque secteur pris séparément. C'est pourquoi une unique fourchette de valeurs est recommandée pour chaque secteur. Ceci n'implique pas que la valeur précise retenue pour le bêta de l'actif sera nécessairement la même pour les deux types de réseaux, car d'autres éléments du processus d'élaboration de la décision tarifaire pourront être pris en compte dans la décision finale.

**Une fourchette de valeurs de 0,30 à 0,35 est ainsi recommandée pour le bêta de l'actif des réseaux de transport et distribution d'électricité, et une fourchette de valeurs de 0,35 à 0,44 est recommandée pour le bêta de l'actif des réseaux de transport et de distribution de gaz.**

### 3.2.3 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.

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 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 en partie 3.2.2, le taux d'endettement y a été calculé en référence à la valeur de marché des entreprises. Cependant, lorsqu'il s'agit

## Estimation des paramètres du taux de rémunération

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 comptables 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 42** présente les estimations du taux d'endettement pour les échantillons retenus pour l'estimation des bêtas.

**Tableau 42.** 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 43** récapitule l'approche et le niveau retenus pour le taux d'endettement dans les décisions tarifaires étudiées dans le cadre de l'étude.

**Tableau 43.** Décisions tarifaires sur le taux d'endettement

	Approche	Elec T	Elec D	Gaz T	Gaz D
<b>Autriche</b>	Normative	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%
<b>Belgique</b>	Normative – notation A	67.00%	67.00%	67.00%	67.00%
<b>Allemagne</b>	Taux plafonné selon un niveau normatif	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%
<b>Italie</b>	Normative et « conservatrice »	44.44%	44.44%	44.44%	37.50%
<b>Pays-Bas</b>	Normative	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
<b>Grande-Bretagne</b>	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 praticiens<sup>56</sup>.

### 3.2.4 Coût des fonds propres

Le coût des fonds propres peut être calculé en appliquant la formule du MEDAF spécifiée précédemment. Avant cela, il convient de convertir le bêta de l'actif en bêta des fonds propres. La formule de Modigliani-Miller est appliquée, par cohérence avec la formule retenue pour calculer les bêtas de l'actif précédemment :

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

Les résultats sont présentés dans le **Tableau 44** pour les quatre types de réseaux.

**Tableau 44.** Fourchettes de valeur recommandées pour le coût des fonds propres

	Elec T (nominal)	Elec D (nominal)	Gaz T (réel)	Gaz D (réel)
<b>Taux sans risque</b>	2.6%-3.4%	2.6%-3.4%	1.2%-1.7%	1.2%-1.7%
<b>PRM</b>	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%
<b>Bêta de l'actif</b>	0.30-0.35	0.30-0.35	0.35-0.44	0.35-0.44
<b>Endettement</b>	40%-60%	n/a	40%-60%	40%-60%
<b>Taux d'IS</b>	34.43%	34.43%	34.43%	34.43%
<b>Bêta des fonds propres</b>	0.43-0.69	n/a	0.50-0.87	0.50-0.87
<b>Coût des fonds propres après IS</b>	4.5%-7.1%	n/a	3.4%-6.3%	3.4%-6.3%

Source: Frontier Economics

Les estimations présentées dans cette partie permettent le calcul des taux de rémunération des gestionnaires de réseaux français dans la partie 3. Avant cela,

<sup>56</sup> 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.

une analyse de prise en compte des scénarios macroéconomiques (voir partie 2.1) dans la détermination des paramètres et du cadre de rémunération est réalisée.

## 4 Prise en compte des scénarios macroéconomiques

Comme discuté en partie 2.1, les prévisions macroéconomiques récentes envisagent explicitement la possibilité de situations extrêmes qui seraient amenées par des événements perturbateurs, notamment concernant le futur de la zone euro. Ceci signifie que dans les années à venir, des valeurs très disparates des paramètres clés du taux de rémunération pourraient voir le jour, en particulier le taux sans risque, la prime de risque de marché, la prime de dette (et l'inflation). Ici, les approches possibles pour prendre ces éventualités en compte lors de la détermination du taux de rémunération pour les périodes tarifaires à venir sont évaluées.

### 4.1 Impact des scénarios sur le taux de rémunération réalisé

Des scénarios macroéconomiques ont été définis en partie 2.1. Le **Tableau 45** présente l'impact de ces scénarios sur l'écart constaté entre le taux de rémunération réalisé et les valeurs recommandées ci-dessus. Ces écarts reposent sur plusieurs hypothèses :

- L'écart est calculé par rapport au milieu de la fourchette de valeurs recommandée. En effet les décisions tarifaires à venir comprendront une valeur unique pour chaque paramètre. Cette approche laisse la question du positionnement de la valeur des paramètres aux prochaines périodes tarifaires par rapport à la fourchette de valeurs recommandée. On remarque que les régulateurs choisissent souvent de positionner leur détermination dans la moitié supérieure de la fourchette estimée. Cependant, par simplicité, les calculs sont effectués ici par rapport au milieu de la fourchette – cela peut biaiser les résultats.
- La variation du coût de la dette est impactée sur 50% des engagements. En pratique, le portefeuille de dette des gestionnaires de réseau comporte souvent de la dette à taux fixe de différentes maturités. Par conséquent, le coût de la dette réalisé sur la période est en partie protégé des évolutions à court terme des marchés financiers. On ici retient ici l'hypothèse que 50% du coût de la dette réalisé reflète les taux observés sur le marché. Ceci peut surestimer l'exposition des gestionnaires de réseau à l'évolution des taux sur les marchés.

- La dette est également considérée comme émise en base nominale. Par conséquent les écarts sur l'inflation impactent l'intégralité du coût de la dette pour les réseaux de gaz.
- L'analyse porte sur l'écart entre taux de rémunération réalisé et taux de rémunération fixé dans la décision tarifaire. Une analyse de risque plus large prendrait également en compte l'écart entre le taux de rémunération réalisé et le résultat de l'opérateur, mais ceci sort du champ de l'étude.

Dans le **Tableau 45**, une valeur négative indique que le taux de rémunération réalisé est inférieur au taux de rémunération emporté par la fourchette de valeurs recommandée, et donc un gain pour le gestionnaire de réseau. À l'inverse, une valeur positive indique un taux de rémunération réalisé supérieur à la valeur de référence, et donc une perte pour l'opérateur. Les écarts mesurés sont identiques pour les différents types de réseau (transport et distribution) au sein de chaque secteur (électricité et gaz).

**Tableau 45.** Impact des scénarios macroéconomiques – écart entre taux de rémunération réalisé et taux de rémunération fixé au milieu de la fourchette recommandée

Scénario	GRT électricité (nominal)	Réseaux de gaz (réel)
1 « Bon an mal an »	-1.6% to 0.6%	-0.5% to 0.3%
2 Eclatement de la zone Euro I	-1.8% to 0.9%	-0.2% to 0.6%
2a Variante 2a	-1.9% to 0.1%	0.7% to 2.2%
3 Eclatement de la zone Euro II	2.3% to 4.5%	-0.1% to 0.2%
3a Variante 3a	2.8% to 4.6%	0.2% to 0.4%
4 Reprise inflationniste	-0.1% to 2.1%	-1.1% to 0.1%
5 Reprise durable	-0.1% to 1.2%	-0.1% to 0.3%

Source: Frontier Economics

Pour les raisons listées ci-dessus, ce tableau doit être interprété à titre indicatif. Néanmoins, il indique un ordre de grandeur des écarts potentiellement constatés et permet de comparer entre les scénarios et entre les secteurs. Les principaux enseignements sont les suivants :

- Les réseaux d'électricité sont plus exposés à l'environnement macroéconomique que les réseaux de gaz. Ceci s'explique par la

## Prise en compte des scénarios macroéconomiques

détermination du taux de rémunération en base nominale en électricité, qui le rend plus exposé aux variations de l'inflation. Dans le secteur du gaz, l'évolution conjointe du taux sans risque nominal et du taux d'inflation mitige la variation du taux sans risque réel d'un scénario à l'autre. Cet effet d'atténuation n'intervient pas dans le cas de l'électricité, car le taux sans risque est pris en compte en base nominale dans le taux de rémunération.

- L'exposition des réseaux de gaz semble limitée. L'impact le plus extrême se matérialise dans le scénario 2a. L'ampleur de l'écart constaté dépend de l'hypothèse retenue pour la déflation et de la hausse du coût réel de la dette existante.
- Pour les réseaux d'électricité, l'impact le plus marqué intervient dans le scénario 3, où le taux de rémunération réalisé est significativement supérieur au taux de rémunération issu de la fourchette recommandée. Néanmoins, ce scénario, qui repose sur une sortie de la France de la zone euro, est le moins probable des scénarios envisagés. Le cadre tarifaire en base réelle dans le secteur du gaz est particulièrement robuste à ce scénario.

## 4.2 Analyse des évolutions de la méthodologie de détermination du taux de rémunération

Dans le cadre de l'étude, plusieurs options ont été envisagées afin de prendre en compte les perspectives macroéconomiques et financières. Ces approches sont décrites dans le **Tableau 46**.

**Tableau 46.** Approches de détermination du taux de rémunération envisagées

Approche	Description
1	Conservation de l'approche actuelle – les paramètres sont fixés pour la période tarifaire, à partir d'un corpus de sources comportant des données actuelles et de plus long terme
2	Engagement plus explicite ou mécanique à une vision à long-terme des paramètres de marché (par exemple basée sur une moyenne à très long terme, ou une moyenne mobile)
3	Actualisation (par exemple annuelle) au sein de la période tarifaire de certains paramètres, selon une indexation à un indicateur préalablement désigné (rendements des obligations d'État, rendements sur les obligations corporate d'entités comparables)
4	Traitement du coût de la dette par répercussion des charges financières effectives (et donc détermination ex-ante d'un coût des fonds propres)
5	Introduction d'une clause de réouverture permettant de réévaluer la pertinence du taux de rémunération en cours de période tarifaire. Cette clause de réouverture peut intervenir à une date convenue par avance (clause de rendez-vous) ou être déclenchée par un événement (par exemple variation du rendement des obligations d'État de +/-0.25%). La réouverture peut donner lieu à une mise à jour mécanique des paramètres ou bien une revue plus générale du taux de rémunération.

Source: Frontier Economics

Cinq critères ont été retenus pour l'évaluation de ces alternatives :

- **Gestion du risque marché.** L'approche retenue doit permettre au gestionnaire de réseau de minimiser tout risque de différence négative entre son coût de financement effectif et le coût de financement autorisé à travers le CMPC. Ce critère pourrait amener à favoriser un mécanisme d'indexation du coût de la dette sur un indicateur de marché. Cependant, ceci n'est pertinent que dans la mesure où cela reflète la réalité des stratégies de financement des gestionnaires de réseau.
- **Incitation à un financement efficient.** Du point de vue du régulateur, l'approche retenue doit également justifier de bonnes propriétés incitatives. D'abord, l'approche doit en effet inciter le gestionnaire de réseau à lever des capitaux de façon efficiente. Par exemple, la répercussion des charges financières effectives peut présenter le risque de réduire cette incitation.

Ensuite, l'approche doit encourager la flexibilité dans les décisions de financement.

- ***Incitation aux investissements efficaces.*** Un des critères clefs dans le choix d'une méthodologie de détermination du coût du capital qui soit dans l'intérêt de tous est de s'assurer que le niveau de rémunération est suffisant pour attirer les investissements nécessaires pour le réseau. Plusieurs aspects du cadre de régulation, au-delà de la méthode de détermination du taux de rémunération, participent à inciter à des investissements efficaces à chaque période tarifaire et cela sur le long terme. Dans le lien entre la détermination du taux de rémunération et les incitations aux investissements, deux dimensions sont importantes :
  - Tout d'abord, une approche stable, transparente, et crédible dans sa volonté affichée de préserver des bonnes conditions d'investissement à long terme fournira les incitations nécessaires, même si cela doit se faire aux dépens d'écarts de court terme entre le taux de rémunération autorisé et effectif.
  - Ensuite, une approche qui minimise les écarts de court terme entre le taux de rémunération autorisé et le taux de rémunération effectif minimisera également les incitations du gestionnaire de réseau à manipuler le cadencement des investissements. Les approches basées sur une vision à long terme des paramètres de marché peuvent être favorables à l'investissement à long terme mais peuvent aussi à court terme entraîner l'opérateur à revoir le calendrier d'investissement<sup>57</sup>.
- ***Qualités génériques d'un cadre de régulation.*** L'approche choisie pour déterminer le taux de rémunération doit également présenter les qualités typiquement attendues d'un cadre de régulation, notamment : prévisibilité, transparence, et simplicité.
- ***Stabilité des prix.*** Enfin, toutes choses égales par ailleurs, plusieurs parties prenantes peuvent valoriser la stabilité des prix d'une période tarifaire à l'autre. Ainsi, pour un niveau de rendement de long terme donné, il pourra être préférable d'éviter les variations de court terme entraînant une structure en dents de scie des tarifs pour les utilisateurs du réseau.

---

<sup>57</sup> Il convient de noter que les approches qui créent une incitation à différer les investissements lorsque le taux de rémunération effectif est supérieur à la moyenne ne sont pas forcément inefficaces du point de vue du bien-être social. Au contraire, cela refléterait les situations observées dans des marchés concurrentiels. Cependant la valeur placée par la société sur la continuité des investissements dans le secteur des infrastructures peut être opposée à ce raisonnement.

Le **Tableau 47** présente une évaluation qualitative des approches envisagées au regard de ces critères<sup>58</sup>. La performance précise de chaque approche au regard des différents critères dépend de la méthodologie plus précisément retenue.

La comparaison globale suggère que l'approche actuelle (approche 1) ainsi que les approches 2 et 3 respectent bien les critères retenus. L'approche 5 (clause de réouverture) peut également être satisfaisante si les conditions de déclenchement de la réouverture sont clairement définies en amont de la période tarifaire.

**Tableau 47.** Évaluation qualitative des approches de détermination du taux de rémunération

	1. Approche actuelle	2. Engagement explicite à une approche de LT et moyenne mobile	3. Indexation du coût de la dette au sein de la période	4. Répercussion des charges financières effectives	5. Clause de réouverture
<b>Gestion du risque marché</b>	Bonne	Modérée	Modérée	Bonne	Bonne
<b>Incitation au financement efficient</b>	Bonne	Bonne	Modérée	Poor	Modérée
<b>Incitation à l'investissement</b>	Bonne	Bonne	Bonne	Bonne	Bonne
<b>Qualités génériques du cadre de régulation</b>	Modérée	Bonne	Modérée	Modérée	Modérée / Faible
<b>Stabilité des prix</b>	Bonne	Bonne	Modérée	Modérée	Bonne

Source: Frontier Economics

La mise en regard de ces approches et des perspectives macroéconomiques amène aux conclusions suivantes :

- En premier lieu, les résultats de l'analyse ne justifient pas un changement dans la méthodologie générale de détermination du taux de rémunération. Ni l'approche 2 ni l'approche 3 n'apporteraient une protection plus forte par rapport au contexte macroéconomique. L'analyse montre que des écarts significatifs dans le taux de rémunération réalisé seraient entraînés par les scénarios extrêmes : les approches de long terme ou d'indexation des paramètres à une moyenne mobile ne réduiraient pas ce risque.
- Ensuite, il pourrait être pertinent d'introduire une clause de réouverture dans l'approche actuelle. Le déclenchement de cette clause serait alors défini par

<sup>58</sup> Détail de l'évaluation en annexe.

rapport aux scénarios macroéconomiques les plus problématiques. Dans le cas des réseaux d'électricité, il pourrait s'agir d'une hausse marquée des rendements sur les obligations d'État françaises (en base nominale). Dans le cas des réseaux de gaz, il pourrait s'agir d'une période prolongée de déflation.

## 5 Recommandation pour le taux de rémunération

Une recommandation est formulée ici pour la fourchette de valeurs pour les paramètres et le taux de rémunération de chacun des types de réseau en France. Celle-ci passe en premier lieu par une recommandation quant à la prise en compte de l'impôt sur les sociétés.

### 5.1 Traitement de l'impôt

#### 5.1.1 Formule

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.

Ainsi, dans le cadre d'un contrôle tarifaire appuyé sur un coût du capital nominal, celui-ci est calculé directement à partir des données sous-jacentes.

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. Nous recommandons de conserver cette approche.

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 :

## Recommandation pour le taux de rémunération

- **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 sont ajustés 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 en 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 pour 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 réseau<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> Cas dans le secteur de l'eau en Angleterre par exemple

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 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.**

### 5.1.2 Hypothèses d'imposition

#### *Taux de référence*

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 actuellement<sup>60</sup> qui porte ce taux de référence à 34,43%.

#### *Bouclier fiscal*

La déductibilité des charges financières de l'assiette de l'impôt sur les sociétés fait actuellement l'objet d'un plafonnement à 75%<sup>61</sup>. 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 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

<sup>60</sup> Article 235 ter ZC du Code Général des Impôts.

<sup>61</sup> Articles 212 bis et 223 B bis du Code Général des Impôts

## Recommandation pour le taux de rémunération

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 financières<sup>62</sup>. 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.

## 5.2 Fourchette de paramètres et taux de rémunération

Le **Tableau 48** présente les fourchettes de valeur recommandées pour le taux de rémunération pour chaque type de réseau.

---

<sup>62</sup> 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.

**Tableau 48.** Fourchettes de valeurs recommandées pour les taux de rémunération

	Transport d'électricité (nominal)	Distribution d'électricité* (nominal)	Transport de gaz (réel)	Distribution de gaz (réel)
Taux sans risque	2.6%-3.4%	2.6%-3.4%	1.2%-1.7%	1.2%-1.7%
Prime de dette	0.6%-0.8%		0.6%-0.8%	0.6%-0.8%
<b>Coût de la dette avant IS</b>	<b>3.2%-4.2%</b>		<b>1.8%-2.5%</b>	<b>1.8%-2.5%</b>
PRM	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%	4.4%-5.3%
Bêta de l'actif	0.30-0.35	0.30-0.35	0.35-0.44	0.35-0.44
Endettement	40%-60%		40%-60%	40%-60%
Taux d'IS	34.43%	34.43%	34.43%	34.43%
Bouclier fiscal	25.82%		25.82%	25.82%
Bêta des fonds propres	0.43-0.69		0.50-0.87	0.50-0.87
Coût des fonds propres après IS	4.5%-7.1%		3.4%-6.3%	3.4%-6.3%
Coût de la dette après IS	2.4%-3.1%		1.3%-1.8%	1.3%-1.8%
<b>CMPC après IS</b>	<b>3.7%-4.7%</b>		<b>2.6%-3.6%</b>	<b>2.6%-3.6%</b>
<b>CMPC avant IS</b>	<b>5.6%-7.2%</b>		<b>3.9%-5.5%</b>	<b>3.9%-5.5%</b>
<i>CMPC avant IS sans plafonnement du bouclier fiscal**</i>	<i>5.4%-6.8%</i>		<i>3.8%-5.3%</i>	<i>3.8%-5.3%</i>

Source: Frontier Economics

\* Pour la distribution d'électricité, seuls sont indiqués les paramètres utilisés pour calculer la rémunération de l'opérateur depuis TURPE 4.

\*\* Ce rang est à titre illustratif uniquement et suppose une déductibilité à 100% des charges financières.

Le dernier rang du tableau vise à illustrer l'impact sur la fourchette de valeurs du CMPC du plafonnement de la déductibilité des charges financières. Dans ce scénario, les bornes supérieures des fourchettes recommandées s'inscrivent en

## Recommandation pour le taux de rémunération

deçà du niveau autorisé dans les décisions tarifaires en vigueur : ce résultat semble cohérent avec les données de marché analysées dans le cadre de l'étude ainsi qu'avec les autres décisions tarifaires en vigueur en Europe.

La baisse s'explique en majorité par la baisse du taux sans risque. Cependant, la fourchette recommandée pour la PRM compense en partie cette baisse qui ne se répercute donc pas mécaniquement sur le coût des fonds propres. Le coût de la dette en revanche est impacté ; ceci semble en ligne avec les évolutions observées sur les marchés de dette ces dernières années, ainsi qu'avec les conditions de marché attendues à court et moyen terme (sur les périodes tarifaires à venir).

## 6 Annexes

### 6.1 Annexe A: Analyse des obligations émises par des entités comparables

La recommandation d'une fourchette de valeurs pour la prime de dette s'appuie notamment sur l'analyse d'un ensemble de données sur les primes de dette affichées par des entités comparables aux gestionnaires de réseaux français.

Cette comparaison est réalisée pour les obligations émises par ENGIE et RTE dont la maturité est la plus proche de la maturité de référence pour l'estimation de la prime de dette à dix ans. Il s'agit de deux obligations émises par ENGIE, à échéance 2023 et 2026, et de deux obligations émises par RTE, à échéance 2023 et 2029. Pour chacun de ces quatre obligations, des obligations comparables sont identifiées à partir des critères suivants :

- obligation émise par une entreprise du secteur des utilities en Europe,
- obligation émise en Euros,
- même type de taux et même maturité,
- note de crédit similaire (au maximum un sous-niveau d'écart),
- date d'échéance similaire.

Une moyenne pondérée du rendement observé sur ces obligations comparables est ensuite calculée. Les résultats sont présentés de la **Figure 12** à la **Figure 15**. Ces graphiques suggèrent que les obligations ENGIE affichent une prime de dette supérieure à celle observée sur les comparables, tandis que les obligations RTE affichent une prime inférieure à celle observée sur les comparables.

Le **Tableau 49** liste les obligations comparables retenues pour l'obligation ENGIE à échéance 2023.

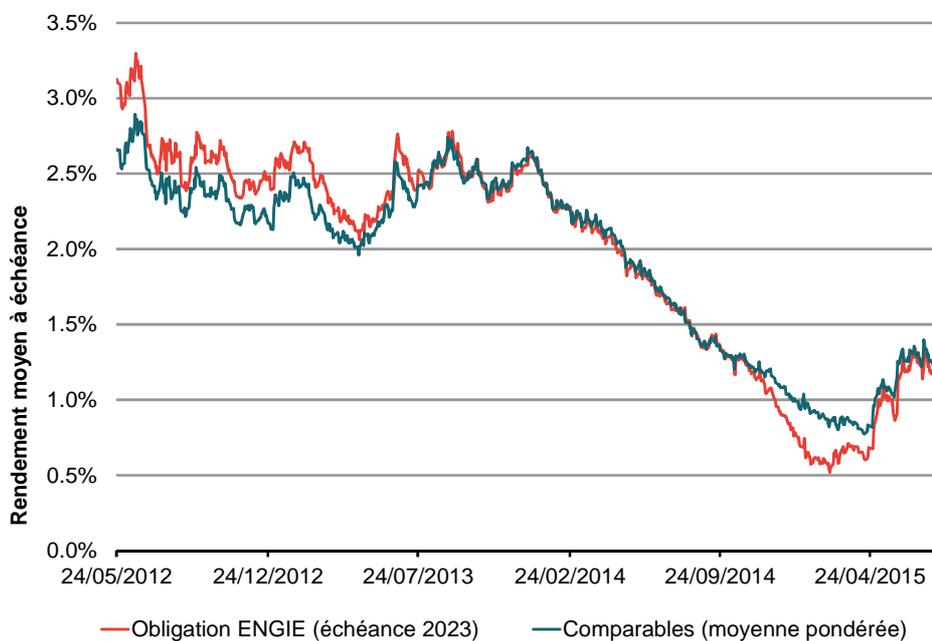
**Tableau 49.** Obligations comparables à l'obligation ENGIE à échéance en 2023

Emetteur	Echéance	Montant restant	Taux (%)	Moody's	S&P	Fitch
ENGIE	01/02/2023	908,735,000	3	A1	A	N/A
STATKRAFT AS	28/11/2022	700,000,000	2.5	Baa1	A-	BBB+
EANDIS CVBA	30/11/2022	500,000,000	2.75	A1	N/A	N/A

TENNET HOLDING BV	21/02/2023	500,000,000	4.625	A3	A-	N/A
NEDERLANDSE GASUNIE N.V.	13/07/2022	500,000,000	2.625	A2	A+	N/A
VATTENFALL AB	29/04/2024	500,000,000	5.375	A3	A- /*-	A-
ESB FINANCE LIMITED	12/01/2024	300,000,000	3.494	Baa1	A-	A-
STATE GRID EUROPE DEVELO	26/01/2022	700,000,000	1.5	A1	A+	A+
VATTENFALL AB	17/03/2021	1,100,000,000	6.25	A3	A- /*-	N/A
CEZ AS	19/10/2021	750,000,000	5	A3	A-	A-
ENEXIS HOLDING NV	26/01/2022	300,000,000	3.375	Aa3	A+	N/A
FINGRID OYJ	03/04/2024	300,000,000	3.5	NR	A+	A+
TENNET HOLDING BV	09/02/2022	500,000,000	4.5	A3	A-	N/A
NV NEDERLANDSE GASUNIE	20/06/2021	300,000,000	4.5	A2	A+	N/A
NEDERLANDSE GASUNIE N.V.	13/10/2021	500,000,000	3.625	A2	A+	N/A
CEZ AS	05/12/2021	50,000,000	4.102	A3	N/A	A-

Source: Bloomberg

La **Figure 12** représente la comparaison du rendement à maturité moyen des obligations comparables à celui de l'obligation ENGIE.

**Figure 12.** Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation ENGIE 2023

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

Le **Tableau 50** liste les obligations comparables retenues pour l'obligation ENGIE à échéance 2026.

**Tableau 50.** Obligations comparables à l'obligation ENGIE à échéance en 2026

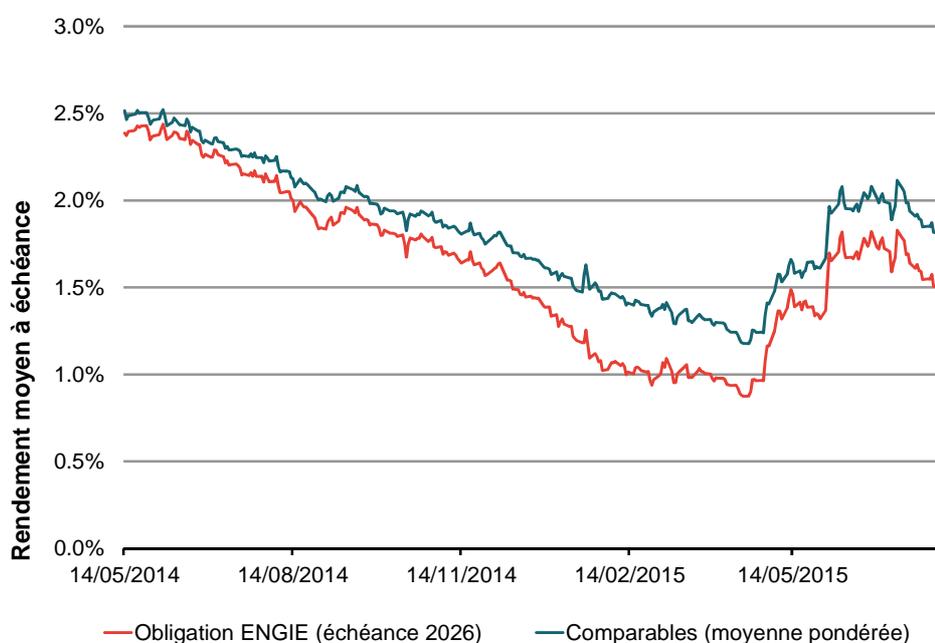
Emetteur	Echéance	Montant restant	Taux (%)	Moody's	S&P	Fitch
ENGIE	19/05/2026	1,300,000,000	2.375	A1	A	N/A
ENBW INTL FINANCE BV	04/06/2026	500,000,000	2.5	A3	A-	A-
EANDIS CVBA	04/12/2026	400,000,000	1.75	A1	N/A	N/A
ESB FINANCE LIMITED	08/06/2027	500,000,000	2.125	Baa1	A-	A-
ELIA SYSTEM OP SA/NV	04/04/2028	550,000,000	3.25	N/A	A-	N/A
TENNET HOLDING BV	04/06/2027	500,000,000	1.75	A3	A-	A-e
CEZ AS	16/04/2025	750,000,000	4.875	A3	A-	A-

STATE GRID EUROPE DEVELO	26/01/2027	300,000,000	2.45	A1	A+	A+
ENBW INTL FINANCE BV	16/01/2025	500,000,000	4.875	A3	A-	N/A
FINGRID OYJ	27/03/2028	25,000,000	2.71	A1	N/A	A+

Source: Bloomberg

La **Figure 13** représente la comparaison du rendement à maturité moyen des obligations comparables à celui de l'obligation ENGIE.

**Figure 13.** Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation ENGIE 2026



Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

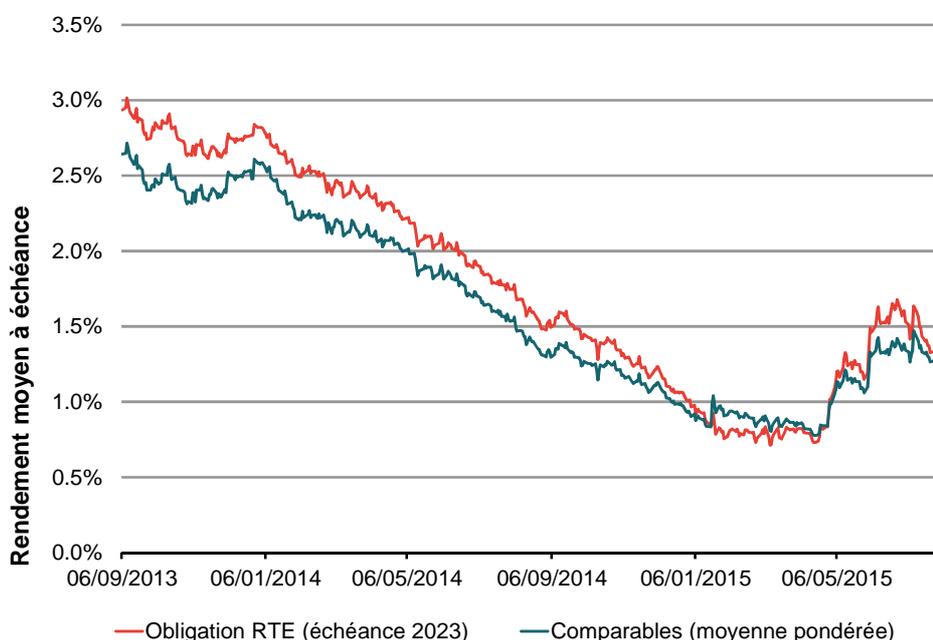
Le **Tableau 51** liste les obligations comparables retenues pour l'obligation RTE à échéance 2023.

**Tableau 51.** Obligations comparables à l'obligation RTE à échéance en 2023

Emetteur	Echéance	Montant restant	Taux (%)	Moody's	S&P	Fitch
<i>RTE EDF TRANSPORT S.A</i>	12/09/2023	500,000,000	2.875	N/A	A+	N/A
ALLIANDER NV	14/11/2022	400,000,000	2.25	Aa2	AA-	N/A
NEDERLANDSE GASUNIE N.V.	13/07/2022	500,000,000	2.625	A2	A+	N/A
STATE GRID EUROPE DEVELO	26/01/2022	700,000,000	1.5	A1	A+	A+
ENEXIS HOLDING NV	26/01/2022	300,000,000	3.375	Aa3	A+	N/A
ALLIANDER NV	14/06/2024	400,000,000	2.875	Aa2	AA-	N/A
FINGRID OYJ	03/04/2024	300,000,000	3.5	NR	A+	A+
NEDERLANDSE GASUNIE N.V.	13/10/2021	500,000,000	3.625	A2	A+	N/A
CEZ AS	05/12/2021	50,000,000	4.102	A3	N/A	A-

Source: Bloomberg

La **Figure 14** représente la comparaison du rendement à maturité moyen des obligations comparables à celui de l'obligation RTE.

**Figure 14.** Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation RTE 2023


Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

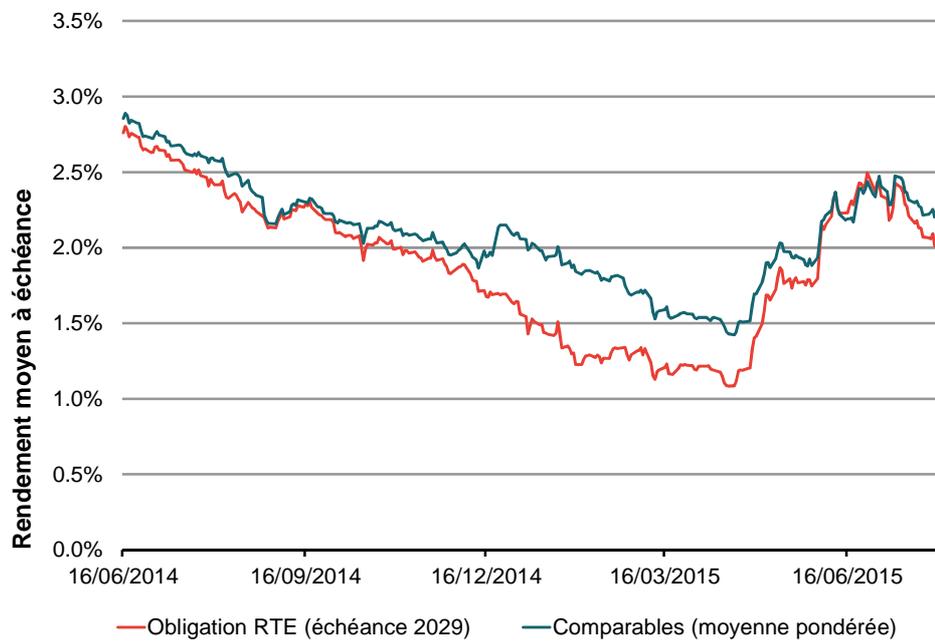
Le **Tableau 52** liste les obligations comparables retenues pour l'obligation RTE à échéance 2029.

**Tableau 52.** Obligations comparables à l'obligation RTE à échéance en 2029

Emetteur	Echéance	Montant restant	Taux (%)	Moody's	S&P	Fitch
RTE	20/06/2029	600,000,000	2.75	N/A	A+	N/A
KELAG-KAERNTNER ELEKTR.	25/06/2026	150,000,000	3	N/A	A	N/A
FINGRID OYJ	24/04/2029	80,000,000	2.95	A1	N/A	A+
FINGRID OYJ	30/05/2029	30,000,000	2.888	A1	N/A	A+
FINGRID OYJ	27/03/2028	25,000,000	2.71	A1	N/A	A+

Source: Bloomberg

La **Figure 15** représente la comparaison du rendement à maturité moyen des obligations comparables à celui de l'obligation RTE.

**Figure 15.** Prime de dette sur les obligations comparables à l'obligation RTE 2029

Source: Données Bloomberg, analyse Frontier

## 6.2 Annexe B: Détail de l'analyse de prise en compte des incertitudes macroéconomiques dans la méthodologie

*Comme discuté en partie 2.1, les prévisions macroéconomiques récentes envisagent explicitement la possibilité de situations extrêmes qui seraient amenées par des événements perturbateurs, notamment concernant le futur de la zone euro. Ceci signifie que l'on pourrait observer les années à venir des valeurs très disparates pour des paramètres clés du CMPC, en particulier le taux sans risque, la prime de risque de marché, la prime de dette (et l'inflation). Ici, un cadre d'analyse est élaboré pour évaluer les approches possibles pour prendre ces éventualités en compte lors de la détermination du CMPC pour les périodes tarifaires à venir.*

### 6.2.1 Approche actuelle

Jusqu'à présent, la CRE détermine le taux de rémunération selon les principes généraux suivants :

- le taux de rémunération CMPC est calculé comme la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût de la dette et appliqué à la BAR<sup>63</sup>,
- tous les paramètres sont fixés pour l'ensemble de la durée de la période tarifaire,
- le coût des fonds propres est déterminé via le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF),
- le coût de la dette est calculé comme la somme du taux sans risque et d'une prime de dette.

En outre, la CRE a tendance à adopter une vision de long terme pour les paramètres dont l'estimation s'appuie sur des données de marché (y compris le taux sans risque et la prime de risque de marché), reflétant l'horizon de financement des gestionnaires de réseau et assurant la stabilité du cadre de régulation.

### 6.2.2 Prise en compte des incertitudes dans la détermination du CMPC.

Plusieurs méthodes de détermination du CMPC existent, et chacune emporte un degré différent de réactivité à la volatilité des marchés.

1. Conservation de l'approche actuelle

---

<sup>63</sup> La présente note ne prend pas en compte les spécificités du cadre de rémunération du GRD électricité.

2. Engagement plus explicite ou mécanique à une vision à long-terme des paramètres de marché (par exemple basée sur une moyenne à très long terme, ou une moyenne mobile)
3. Actualisation (par exemple annuelle) au sein de la période tarifaire de certains paramètres, selon une indexation à un indicateur préalablement désigné (rendements des obligations d'État, rendements sur les obligations *corporate* d'entités comparables)
4. Traitement du coût de la dette par répercussion des charges financières effectives (et donc détermination *ex-ante* d'un coût des fonds propres)
5. Introduction d'une clause de réouverture permettant de réévaluer la pertinence du CMPC en cours de période tarifaire. Cette clause de réouverture peut intervenir à une date convenue par avance (clause de rendez-vous) ou être déclenchée par un événement (par exemple variation du rendement des obligations d'État de +/-0.25%). La réouverture peut donner lieu à une mise à jour mécanique des paramètres ou bien une revue plus générale du CMPC.

### 6.2.3 Critère d'évaluation des options

Les alternatives décrites ci-dessus doivent être évaluées au regard de plusieurs critères, classifiés ainsi :

- Gestion du risque marché,
- Incitation à un financement efficient,
- Incitation aux investissements,
- Qualité générique d'un cadre de régulation,
- Stabilité des prix.

Chacun de ces critères est décrit brièvement ci-après. Les méthodes de détermination du CMPC décrites précédemment sont ensuite évaluées au regard de ces critères.

#### *Gestion du risque marché*

L'approche retenue doit permettre au gestionnaire de réseau de minimiser tout risque de différence négative entre son coût de financement effectif et le coût de financement autorisé à travers le CMPC.

Ce critère pourrait amener à favoriser un mécanisme d'indexation du coût de la dette sur un indicateur de marché. Cependant, ceci n'est pertinent que dans la mesure où cela reflète la réalité des stratégies de financement des gestionnaires de réseau. Le niveau pertinent de flexibilité sera potentiellement spécifique à chaque réseau. Par exemple, si le portefeuille de dette d'un gestionnaire de réseau

consiste principalement en des lignes à taux fixe, alors une indexation du coût de la dette sera moins pertinente. La maturité de la dette existante peut également entrer en jeu : une indexation du coût de la dette sera plus pertinente lorsque la dette est mature et un refinancement nécessaire en cours de période tarifaire.

### *Incitation à un financement efficient*

L'approche retenue doit également justifier de bonnes propriétés incitatives. En particulier, il convient de prendre en compte le traitement d'une éventuelle surperformance du gestionnaire de réseau, ainsi que la marge de manœuvre dont celui-ci dispose sur son financement.

En termes de surperformance, il convient d'analyser si l'approche retenue réduirait l'intérêt du gestionnaire de réseau à lever des capitaux de façon efficiente. Par exemple, la répercussion des charges financières effectives peut présenter le risque de réduire cette incitation.

En termes de marge de manœuvre, l'indexation sur un indicateur faisant référence à une source donnée de financement peut inciter le gestionnaire de réseau à se limiter à cette source et, partant, enfreindre sa capacité à être efficient et innovant en matière de levée de dette. L'importance de ce critère dépend de la mesure dans laquelle les gestionnaires de réseau valorisent et exploitent la marge de manœuvre qu'ils ont en matière de financement.

### *Incitation aux investissements efficients*

Un des critères clefs dans le choix d'une méthodologie de détermination du coût du capital qui soit dans l'intérêt de tous est de s'assurer que le CMPC résultant est suffisant pour attirer les investissements nécessaires pour le réseau<sup>64</sup>. Les infrastructures de réseau sont un type d'investissement plutôt à long terme, où les investisseurs sont fréquemment confrontés au choix entre la perception de dividendes à court-terme et le réinvestissement des bénéfices en vue de rendements futurs. Les incitations aux investissements inscrites dans le cadre de régulation sont donc cruciales pour maintenir l'intérêt des investisseurs pour l'actif et assurer un bon afflux d'investissement dans le secteur de la part d'acteurs existants et prospectifs.

Néanmoins, plusieurs aspects du cadre de régulation, au-delà de la méthode de détermination du CMPC, participent à inciter à des investissements efficients à

---

<sup>64</sup> L'investissement dans des réseaux existants peut prendre différentes formes, comme des transactions pouvant entraîner un changement d'actionnariat, des émissions de capital à travers lesquelles les investisseurs injectent des fonds propres supplémentaires dans l'activité, ou encore le réinvestissement des bénéfices non distribués. On considère le réinvestissement comme la source de financement la moins chère, dans la mesure où les fonds correspondants font déjà partie de l'entreprise. Elle repose sur la décision par les actionnaires de ne pas percevoir de dividendes sur une période donnée.

chaque période tarifaire et cela sur le long terme, comme par exemple l'implication de la CRE dans le processus de planification des investissements (à travers les plans de développement du réseau) ou par les incitations portant sur la qualité de service.

Dans le lien entre la détermination du CMPC et les incitations aux investissements, deux dimensions sont importantes :

- Tout d'abord, une approche stable, transparente, et crédible dans sa volonté affichée de préserver des bonnes conditions d'investissement à long terme fournira les incitations nécessaires, même si cela doit se faire aux dépens d'écarts de court terme entre le CMPC autorisé et effectif.
- Ensuite, une approche qui minimise les écarts de court terme entre le CMPC autorisé et le CMPC effectif minimisera également les incitations du gestionnaire de réseau à manipuler le cadencement des investissements. Les approches basées sur une vision à long terme des paramètres de marché peuvent être favorables à l'investissement à long terme mais peuvent aussi à court terme entraîner l'opérateur à revoir le calendrier d'investissement.

Il convient de noter que les approches qui créent une incitation à différer les investissements lorsque le CMPC effectif est supérieur à la moyenne ne sont pas forcément inefficaces du point de vue du bien-être social. Au contraire, cela refléterait les situations observées dans des marchés concurrentiels. Cependant la valeur placée par la société sur la continuité des investissements dans le secteur des infrastructures peut être opposée à ce raisonnement.

### Traitement différencié de la dette et des fonds propres

Certaines des approches discutées ici entraînent un traitement différencié du coût de la dette et du coût des fonds propres. En effet, alors qu'il est possible de mettre en place un mécanisme assurant que le coût de la dette reflète des données récentes (par exemple via une indexation), ce n'est pas le cas pour les fonds propres. Les propriétés incitatives discutées ci-dessus peuvent en être affectées.

De plus, un mécanisme d'indexation aura un effet différent sur le profil de risque du réseau selon qu'il s'applique au coût de la dette ou à celui des fonds propres. Par exemple, l'indexation du coût de la dette réduit le niveau de risque global et pourrait entraîner une diminution du coût du capital. En revanche, pour les fonds propres c'est plutôt une approche de long-terme, potentiellement contra-cyclique, qui pourrait entraîner une baisse du bêta et donc du CMPC.

### Qualités génériques d'un cadre de régulation

L'approche choisie pour déterminer le CMPC doit également présenter les qualités typiquement attendues d'un cadre de régulation :

## Annexes

- Prévisibilité,
- Transparence,
- Simplicité.

### Stabilité des prix

Enfin, toutes choses égales par ailleurs, plusieurs parties prenantes peuvent valoriser la stabilité des prix d'une période tarifaire à l'autre. Ainsi, pour un niveau de rendement de long terme donné, il pourra être préférable d'éviter les variations de court terme entraînant une structure en dents de scie des tarifs pour les utilisateurs du réseau.

#### 6.2.4 Évaluation des approches

Les approches décrites ci-dessus sont évaluées ici. Certaines des alternatives peuvent faire l'objet de plusieurs déclinaisons lors de leur mise en place – l'évaluation porte donc à titre illustratif sur les variantes suivantes :

1. **Conservation de l'approche actuelle.** Est évaluée ici l'approche actuelle basée sur une estimation des paramètres à partir de données à moyen et long terme, sans prescription explicite et affichée de la façon dont les différentes données sont interprétées et prises en compte.
2. **Engagement plus explicite ou mécanique à une vision à long-terme du Rendement Total du Marché (RTM) et moyenne mobile sur 10 ans pour le coût de la dette.** Le RTM est la somme de la prime de risque de marché (PRM) et du taux sans risque. Cette approche met l'accent sur l'estimation du RTM dans sa totalité plutôt que sur l'estimation séparée de la PRM et du taux sans risque. Le taux sans risque est estimé séparément et la PRM calculée comme la différence entre RTM et taux sans risque. Le coût de la dette serait quant à lui basé sur la moyenne à 10 ans d'un indicateur tel que l'iBoxx.
3. **Calcul du coût de la dette comme la moyenne mobile à 10 ans d'un indicateur pertinent, cette valeur étant mise à jour à chaque exercice au sein de la période tarifaire.** Le coût de la dette varie donc d'année en année. Un indicateur pertinent pourrait ici également être un indice *corporate* iBoxx.
4. **Traitement du coût de la dette par répercussion des charges financières effectives** (et donc détermination *ex-ante* d'un coût des fonds propres uniquement)<sup>65</sup>

---

<sup>65</sup> Les quatre autres approches peuvent être appliquées à structure financière normative ou effective. Dans l'approche 4 cependant, le recours à une structure financière normative peut entraîner un

**5. Introduction d'une clause de réouverture déclenchée par une variation des paramètres de marché impliquant une variation du CMPC de plus de 25bps en valeur absolue.** La réouverture donnerait lieu une revue plus générale du CMPC, sans engagement de revoir la valeur du CMPC autorisé.

---

risque de double-comptabilisation si le niveau effectif d'endettement est supérieur au niveau normatif.

**Tableau 53.** Évaluation qualitative des approches de détermination du CMPC<sup>66</sup>

	6. Approche actuelle <sup>67</sup>	7. Engagement explicite à une approche de LT et moyenne mobile	8. Indexation du coût de la dette au sein de la période	9. Répercussion des charges financières effectives*	10. Clause de réouverture
<b>Gestion du risque marché</b>	+	-	+/-	++	+
	Permet de combiner risque marché et spécificités du GR	Potentiellement moins adapté à chaque GR	Bonne en principe, mais très sensible au choix de l'indice	Répercussion totale	Uniquement en cas de déclenchement
<b>Incitation au financement efficient</b>	+	+	-	--	-
	Incitation tout au long de la période à battre le benchmark	Incitation tout au long de la période à battre le benchmark	Incitation à court terme à battre le benchmark	Incitation limitée	Intervention attendue si nécessaire
<b>Incitation à l'investissement</b>	+	++	+/-	+	+
			Bonne en principe mais risque de TRI diminué sur les investissements passés	Pas de risque	Intervention attendue pour préserver les investissements
<b>Qualités génériques du cadre de régulation</b>	+/-	+	+/-	++	-
	Transparence limitée mais prévisible	Meilleure transparence et prévisibilité	Meilleure transparence et prévisibilité mais + de calculs	Prévisible et transparent	Moins prévisible et transparent
<b>Stabilité des prix</b>	+	+/-	-	-	+
	De la volatilité mais le degré d'appréciation devrait promouvoir la stabilité	Favorise la stabilité des paramètres mais risque de volatilité du fait du moindre degré d'appréciation	Potentiellement plus volatile	Selon la volatilité des charges (dette à taux fixe vs taux variable)	Possible d'utiliser la réouverture pour préserver la stabilité

<sup>66</sup> GR = Gestionnaire de Réseau

<sup>67</sup> Cette évaluation fait l'hypothèse que l'approche actuelle entrainerait une modification légère du taux sans risque et de la PRM (cette évolution serait a priori à la baisse mais pas forcément significative en termes réels du fait de l'inflation faible attendue) – mais l'évaluation serait la même si l'évolution devait être à la hausse. De plus cette évaluation est qualitative et illustrative et ne s'appuie pas sur des données de marché.



## Gestion du risque marché

**L'approche actuelle de la CRE (approche 1)** semble assurer un degré satisfaisant de gestion du risque de marché pour les gestionnaires de réseau. La prise en compte de données de marché permet au CMPC de refléter jusqu'à un certain point les coûts de financement effectivement encourus. De plus, la part laissée à l'appréciation de la CRE dans la fixation des paramètres laisse une marge de manœuvre suffisante pour adapter le CMPC aux circonstances particulières des gestionnaires de réseau lorsque cela est pertinent.

Cette part d'appréciation pourrait se voir restreinte si la CRE choisissait d'opter pour ***l'approche 2 et de s'engager de façon plus explicite à prendre en compte une vision à long terme du RTM et à calibrer le coût de la dette à chaque période tarifaire sur une moyenne*** des rendements observés sur un ensemble prédéfini d'obligations *corporate*.

**La répercussion des charges financières (approche 4)** peut être considérée comme le moyen le plus efficace pour limiter le risque encouru par les opérateurs en termes de coûts de financement. Ceci ne sera néanmoins le cas qu'à condition que le régulateur ait accès à toute l'information nécessaire sur les charges financières. Ainsi, cette approche pourrait s'avérer moins efficace dans le cas d'acteurs verticalement intégrés pour lesquels l'accès à cette information est plus difficile.

**L'indexation du coût de la dette (approche 3)** chaque année sur un indicateur de marché peut également permettre de limiter largement le risque marché pour le gestionnaire de réseau. Du fait de la mise à jour fréquente des paramètres du CMPC, l'opérateur ne devrait pas faire face à un écart significatif entre le coût de financement autorisé et effectif, à condition cependant que l'indicateur identifié ou construit suive bien l'évolution des coûts de financement du gestionnaire de réseau.

La mise en place d'un tel indicateur pourrait s'avérer complexe :

- Il n'est pas forcément évident de trouver un indice d'obligations *corporate* idéal sur lequel appuyer l'indexation, par exemple étant donné la faible disponibilité des données sur les indices d'obligations *corporate* les plus comparables,
- Même avec un indice approprié, il n'est pas évident de concevoir un mécanisme d'indexation qui fournisse un bon équilibre entre rémunérer précisément le coût de la dette chaque année et fournir des incitations à un financement efficient (voir ci-dessous).

En dehors de l'approche de répercussion des charges financières, on peut s'attendre à ce qu'il y ait toujours un écart entre coût de financement autorisé et effectif. Étant donné cela, le cadre tarifaire pourrait se concentrer sur le fait de

protéger les acteurs des situations extrêmes où cet écart serait élevé. Le recours à une **clause de réouverture (approche 5)** déclenchée par une déviation significative des paramètres de marché de leurs valeurs prévues peut constituer une approche adéquate et proportionnée pour fournir une telle protection. Le régulateur peut alors évaluer au cas par cas si cette déviation est susceptible d'entraîner un coût significatif pour le gestionnaire de réseau, au regard le cas échéant des informations les plus récentes quant aux besoins de financements de l'opérateur à ce moment-là.

### **Incitations à un financement efficient**

Le fait de fixer une valeur ex-ante pour l'ensemble des paramètres du CMPC, tel que **la CRE le fait actuellement (approche 1)**, fournit aux gestionnaires de réseau une incitation à atteindre ce niveau, si ce n'est à faire mieux. En revanche, si l'opérateur obtient un coût de la dette supérieur à celui autorisé à travers le CMPC, alors ceci constitue une charge non couverte par le tarif. De plus, le gestionnaire de réseau conserve les bénéfices d'une éventuelle surperformance au moins jusqu'à la fin de la période tarifaire.

Dans cette approche, l'opérateur a une incitation forte à se financer de la façon la plus efficiente possible, et à capitaliser les gains correspondants. De plus l'opérateur a toute la flexibilité qu'il souhaite pour choisir les instruments lui permettant d'atteindre ce but.

A priori **l'approche 2** n'entraînerait pas de changement significatif à cet égard, par rapport à l'approche actuelle. Cependant, en raison de l'engagement explicite du régulateur sur sa méthodologie de détermination du CMPC, il est possible que certaines sources ou certains types de financement retiennent plus l'attention des opérateurs, les amenant à restreindre leur choix de stratégies financières afin de répliquer le benchmark du régulateur. Par exemple, si le régulateur s'est engagé explicitement à utiliser une moyenne à 10 ans d'un indice iBoxx pour l'estimation du coût de la dette, le gestionnaire de réseau pourrait être incité à lever des fonds en utilisant des véhicules aux caractéristiques proches de celles de l'index (en termes de maturité, types de véhicules, etc) même si ces instruments ne sont pas les plus efficaces en termes de coût. Un tel risque n'existe cependant que si le gain potentiel en cas de surperformance par rapport au benchmark du régulateur est perçu comme moins bénéfique que le fait de n'encourir aucun risque sur la couverture des coûts de financements.

Si le coût de la dette est **indexé à un indicateur externe et actualisé chaque année (approche 3)**, l'incitation à répliquer le coût de financement emporté par l'indicateur est encore plus forte. Le gestionnaire de réseau reste incité à surperformer dès lors qu'il est prévu qu'il conserve les gains associés à cette surperformance. Néanmoins, les équipes de direction pourraient choisir de répliquer l'indicateur plutôt que d'essayer d'être aussi efficace que possible, prenant un risque de sous-performance et de réputation. Ces considérations

s'appliquent par exemple au type d'instruments et à la maturité de dette que les acteurs souscrivent. La méthodologie d'indexation pourrait inciter les gestionnaires de réseau à échelonner les maturités et montants de dette afin de maximiser la probabilité de répliquer l'index, aboutissant à un profil de dette différent de celui qui aurait résulté en le coût le plus faible.

En principe, le mécanisme de ***répercussion des charges financières de l'approche 4*** emporte des incitations faibles à un financement efficient, car tous les coûts sont transférés aux utilisateurs du réseau. Une répercussion partielle des charges financières pourrait limiter ce risque. Néanmoins il serait très complexe de concevoir un mécanisme d'évaluation ex-post du niveau efficient des charges financières dans le but de ne transférer que ce coût aux utilisateurs<sup>68</sup>.

Une approche alternative pour introduire un degré d'incitation dans l'approche 4 consiste à ce que le régulateur se réserve le droit de ne pas répercuter certaines charges financières si elles semblent largement supérieures aux charges attendues d'un opérateur efficient. Ceci reviendrait néanmoins à limiter significativement la prévisibilité de la décision (voir qualités du cadre de régulation ci-dessous).

***Dans l'approche 5 (réouverture)***, le degré d'incitation est en principe comparable à celui des approches 1 et 2. Cependant il se peut que toute surperformance significative soit due à un changement des conditions de marché, qui lui-même déclencherait la clause de réouverture.

### ***Incitations aux investissements***

Dans le contexte particulier des réseaux français, le degré d'implication du régulateur dans la planification des investissements réduit le potentiel de différenciation des approches au regard de ce critère. Cette implication du régulateur semble moindre dans le cas des réseaux de distribution, par conséquent les décisions d'investissement dans ces réseaux pourraient être plus sensibles aux écarts entre conditions de marché et retour sur investissement autorisé via le CMPC.

Il convient également de noter qu'aucun des opérateurs de réseau à part TIGF n'a fait l'objet d'un changement significatif d'actionnariat ou d'un investissement par un tiers récemment<sup>69</sup>.

Du fait d'un ***engagement explicite à s'appuyer sur des moyennes à long terme (approche 2)***, la valeur future des niveaux de CMPC pourrait être perçue comme plus prévisible qu'actuellement – c'est là une caractéristique de cadre tarifaire que les investisseurs en infrastructures valorisent fortement. Ainsi, en

<sup>68</sup> Les dispositifs de type menu mis en place en Grande-Bretagne pour l'ensemble des charges illustrent ce genre de démarche.

<sup>69</sup> Le cas particulier des concessions d'électricité dans lesquelles une partie des investissements sont décidés par les collectivités n'est pas traité ici.

principe, cette approche devrait être attractive pour les investisseurs. Par exemple nous considérons qu'estimer le RTM dans sa totalité et le taux sans risque séparément, pour en déduire la PRM, est préférable pour les investisseurs à une estimation directe de la PRM. Des analyses suggèrent que la RTM est plus stable à travers les cycles économiques que la PRM et le taux sans risque. Ainsi prendre en compte le niveau relativement stable de la RTM dans la détermination du CMPC serait une façon de s'engager à une approche de long terme pour le rendement des fonds propres.

L'inconvénient potentiel de cette approche réside dans le risque d'augmenter les écarts entre CMPC autorisé et effectif à court terme, ce qui viendrait influencer le cadencement des investissements. D'autres interventions du régulateur peuvent néanmoins contribuer à limiter ce risque (notamment dans le secteur du transport d'énergie).

***L'approche 1 (approche actuelle)*** peut être considérée comme efficace pour inciter à l'investissement (de façon efficiente). En outre la flexibilité de cette approche permet de gérer les variations de court terme entre CMPC autorisé et effectif.

Par conséquent le bénéfice de s'engager de façon plus explicite sur une approche de détermination du CMPC pourrait être assez restreint au regard de ce critère. En effet, dans les décisions les plus récentes, Dans les conditions de marché actuelles, une formule de calcul trop rigide pourrait entraîner un ajustement à la baisse significatif par rapport aux décisions les plus récentes. Par exemple, si la valeur à long terme du taux sans risque est calculée comme la moyenne à dix ans du rendement des obligations d'État, en période d'assouplissement monétaire et de distorsion du marché, le mécanisme pourrait résulter dans des valeurs basses, par exemple inférieures à 1%. Expliciter une méthode donnée réduit la marge de manœuvre du régulateur pour fixer un taux plus élevé si cela était considéré comme pertinent.

Ainsi, si un engagement explicite sur des valeurs de long terme peut être intéressant en termes d'incitation à l'investissement, il convient de prendre en considération les conséquences de l'adoption d'une telle approche dans une période où les indicateurs de marché affichent des valeurs bien plus basses qu'il y a quatre ou cinq ans.

***En indexant le coût de la dette chaque année (approche 3)***, le degré d'incertitude serait réduit. Ainsi ce mécanisme devrait être en principe fortement valorisé en termes de confiance des investisseurs dans la prévisibilité des retours sur investissements et donc en termes d'incitations à l'investissement.

***En répercutant les charges financières comme charges d'exploitation (approche 4)***, les incitations à l'investissement seraient également préservées. Malgré l'absence de surperformance potentielle, la couverture garantie de tous les

coûts de financement par la dette encouragerait les investissements dans la mesure où les frais de dette supplémentaire afférents seraient couverts.

***Une clause de réouverture (approche 5)*** pourrait être utile pour contenir le risque de mouvements brusques et imprévus des marchés financiers à court terme. Les investissements en seraient protégés. Cependant cela reste conditionnel à ce que le cadre tarifaire soit par ailleurs robuste et transparent. L'intérêt d'une clause de réouverture serait moindre si le régulateur était susceptible de prendre des décisions imprévisibles et de créer une asymétrie dans les arbitrages réalisés en cas de réouverture. Par exemple, une déclinaison dommageable de cette approche consisterait à ce que le régulateur ajuste à la baisse le coût du capital en cas de déclenchement de la clause de réouverture par une baisse des paramètres de marché, mais pas (ou pour le moins pas autant) dans le cas d'un déclenchement du fait d'une évolution à la hausse de ces paramètres.

### **Qualités génériques d'un cadre de régulation**

***L'approche actuelle (approche 1)*** semble vertueuse en termes de stabilité dans la mesure où la CRE n'a historiquement pas dévié fortement de ses propres décisions précédentes. Cependant le régulateur n'a pas non plus souhaité partager les détails techniques de ses déterminations du CMPC, ce qui a pu créer une perception de manque de transparence.

***Un engagement plus explicite à une vision de long terme (approche 2)*** représenterait une amélioration de la transparence et de la prévisibilité du régime. Cela simplifierait également la lecture du cadre tarifaire pour les investisseurs actuels et futurs.

Également, ***le mécanisme d'indexation du coût de la dette (approche 3)*** serait a priori perçu favorablement en termes de transparence et, dans une certaine mesure, prévisibilité. Cependant, en fonction des spécificités du mécanisme, la simplicité pourrait faire défaut.

***La répercussion des charges financières (approche 4)*** constitue une approche prévisible, transparente, et a priori simple. Elle permet aux investisseurs de comprendre précisément le mécanisme de couverture des coûts de financement. Il faut néanmoins s'attendre à ce que le fardeau réglementaire associé à la mesure du coût de la dette augmente avec cette approche.

***La clause de réouverture (approche 5)*** ne renforce pas en soit la confiance des investisseurs dans la rémunération de leurs engagements. Au contraire, une forme d'incertitude est introduite du fait du degré d'appréciation du régulateur en cas de déclenchement de la réouverture. Bien que la réouverture puisse servir à protéger les intérêts des investisseurs comme discuté ci-avant, un risque persiste que la clause soit utilisée afin de confisquer d'éventuels gains dans le cas où le marché évoluerait dans une direction favorable au gestionnaire d'infrastructure. Ainsi

cette approche pourrait ne pas être perçue favorablement au regard du présent critère, surtout si l'ensemble du régime n'est pas considéré comme suffisamment robuste. Ce risque ne concerne pas forcément la CRE, mais il convient de le prendre en considération dès lors qu'une clause de réouverture est envisagée.

### **Stabilité des prix**

**L'approche actuelle (approche 1)** a entraîné une relative stabilité des tarifs malgré les mouvements observés sur les marchés de capitaux ces dernières années.

**Un engagement à une approche de long terme (approche 2)** contribuerait en principe à la stabilité des prix. Néanmoins le point de comparaison dans le cas présent est une approche de la CRE déjà basée sur le long terme. Sans engagement explicite, le régulateur a su utiliser son degré d'appréciation pour minimiser les mouvements du CMPC dans un contexte d'instabilité des conditions de marché. Il n'est donc pas évident qu'une prise d'engagement plus explicite entraînerait une plus grande ou une moindre stabilité des prix, a minima à court terme.

La stabilité des prix risquerait de pâtir d'**une indexation du coût de la dette (approche 3)**, car le CMPC suivrait les évolutions des marchés financiers de façon bien plus marquée qu'actuellement, bien que probablement avec un décalage dans le temps. Finalement, le régulateur perdrait le degré d'appréciation qui lui permet aujourd'hui de conserver un coût de la dette relativement stable même lorsque certaines données de marché le sont moins.

**Si les charges financières sont répercutées (approche 4)**, la volatilité du CMPC serait plus élevée dans le cas d'une dette à taux variable, et plus faible dans le cas d'une dette à taux fixe. Cependant, même avec de la dette à taux fixe, la volatilité du coût de la dette pris en compte dans le tarif sera d'autant plus élevée que le gestionnaire de réseau se rendra fréquemment sur les marchés pour lever de nouveaux financements, dans la mesure où le coût de ces nouveaux financements suivra les évolutions des marchés de capitaux.

**L'impact de la mise en place d'une clause de réouverture (approche 5)** sur la stabilité des prix dépendra des objectifs alloués à cette clause. Si celle-ci vise à permettre une révision du CMPC, elle contreviendra à la stabilité du tarif puisqu'elle donnera lieu à un changement du cadre tarifaire et des tarifs. Néanmoins, si la clause de réouverture est conçue de façon à éviter que les coûts de financement autorisés – par exemple s'ils font l'objet d'une indexation – ne prennent des valeurs extrêmes, alors la clause de réouverture contribuera dans ce cas à la stabilité des prix.

### **Autres considérations**

D'autres critères peuvent intervenir qui ne sont pas traités ci-dessus.

## **Annexes**

### ● **Approche multi-périodes**

Il est crucial que le régulateur ne cherche pas à récupérer les potentiels de surperformance lorsqu'ils apparaissent suite à des périodes de sous-performance, et vice versa. Il s'agit ici de la cohérence des décisions du régulateur dans le temps. Les régulateurs peuvent être incités à promettre des gains aux opérateurs afin de les inciter à l'efficacité, puis à transférer les bénéfices de cette efficacité aux utilisateurs du réseau une fois qu'ils ont été réalisés. Cependant, les dommages causés à long terme par une telle démarche en dépassent les gains à court terme. Ce risque est exacerbé dans les cas où le régulateur a tendance à transférer tous les gains (qu'ils soient liés à une efficacité de la part de l'opérateur ou qu'ils résultent d'une aubaine) et à laisser le gestionnaire de réseau conserver les pertes. Les investisseurs, actuels et futurs, prendraient ceci en compte et cela pèserait sur l'attractivité du secteur. Il est commun d'observer une hausse du coût du capital du fait de la perception d'une asymétrie dans le traitement tarifaire des bénéfices et des pertes.

### ● **Changement d'approche de régulation**

Tout changement dans la méthodologie tarifaire significatif et pouvant se traduire par une évolution imprévue du retour sur investissement au cours de la durée de vie de l'actif peut venir peser sur l'attractivité de cet investissement dans le futur. Un changement de méthodologie sera typiquement acceptable s'il est dûment justifié et communiqué, et que des mécanismes de transitions appropriés sont mis en place.

Une façon d'éviter l'écueil d'un changement d'approche de régulation consiste à introduire la nouvelle méthodologie de façon progressive, par exemple en ne l'appliquant qu'aux nouveaux actifs (si cette méthodologie concerne la valorisation des actifs) ou aux nouveaux financements (si cette méthodologie concerne le coût de la dette). Cependant la conjugaison de l'ancienne et de la nouvelle méthodologie peut être source de complexité ; il est nécessaire de trouver un équilibre entre acceptabilité et commodité.

### ● **Traitement différencié de la dette existante et de la dette nouvelle**

La nécessité de prendre en compte le contexte spécifique de chaque gestionnaire de réseau, par exemple au regard des perspectives de refinancement en cours de période tarifaire, est mis en évidence ci-dessus. Par exemple, les incitations à l'efficacité des financements peuvent être moins cruciales dans le cas d'un opérateur venant de lever des fonds, selon les possibilités de refinancement qui s'offrent à lui. Le régulateur pourrait donc envisager de fixer le coût de la dette de sorte que celui-ci reflète à la fois :

- Le coût de la dette existante, calibré sur des données de marché historiques ou sur des données concernant les charges financières du gestionnaire de réseau,
- Le coût de la dette nouvelle, fixé selon une approche plus prospective, éventuellement avec indexation et actualisation au sein de la période tarifaire.

Néanmoins une telle approche duale implique de réaliser également une prévision quant au ratio entre dette existante et nouvelle. Elle peut de plus aboutir à figer la politique de financement de l'opérateur (en l'incitant à suivre la trajectoire fixée par le régulateur, comme c'est envisagé dans la partie sur l'impact sur l'incitation à un financement efficient ci-dessus).

### 6.2.5 Benchmark des approches retenues par les régulateurs européens

Les approches retenues par les régulateurs européens sont résumées ici, reprenant les recherches détaillées réalisées lors de l'étude et présentées dans les documents de travail.

#### *Taux sans risque et indexation du coût de la dette*

Le coût de la dette est indexé et actualisé en cours de période dans plusieurs pays étudiés, notamment la Belgique, l'Italie et la Grande-Bretagne, bien que les mécanismes (fréquence, indice de référence, etc) diffèrent d'un pays à l'autre.

En Belgique, le taux sans risque est estimé à partir du rendement sur les obligations d'État belges, et actualisé chaque année de façon ex-post. En Italie, le taux sans risque est estimé à partir de la moyenne sur 12 mois du rendement des obligations d'État italiennes de maturité 10 ans, et fait l'objet d'une actualisation à mi-parcours (soit tous les deux ans). En Grande-Bretagne enfin, le coût de la dette est indexé sur l'indice *iBoxx GBP corporate non-financial A and BBB rated*<sup>70</sup>. Ce calcul est fait à partir d'une moyenne mobile à 10 ans pour les réseaux de gaz et de transport d'électricité, ainsi que pour les réseaux de distribution d'électricité ayant fait l'objet d'une décision tarifaire accélérée. Pour les autres GRD électricité, une moyenne en trombone<sup>71</sup> est utilisée. Le coût de la dette autorisé est mis à jour à chaque exercice au sein de la période tarifaire selon cette méthodologie.

---

<sup>70</sup> Indice des obligations *corporates* émises en livre sterling par des organismes non financiers notés A et BBB

<sup>71</sup> La date de départ de la moyenne est fixée en début de période tarifaire et reste la même chaque année. En revanche la date de fin de la moyenne évolue pour intégrer une année supplémentaire de données chaque année.

### *Prime de risque marché/Rendement total du marché*

La PRM est estimée directement dans la majorité des pays étudiés (Autriche, Belgique, Allemagne, Italie, Pays-Bas et Royaume-Uni). La grande majorité des régulateurs s'appuie sur le DMS Global Investment Returns comme principale source de données pour procéder à l'estimation des rendements à long terme.

Les régulateurs au Royaume-Uni prennent également en considération des méthodes d'estimation prospectives telles que la méthode par actualisation des dividendes. De plus, ils ont tendance à accorder une attention particulière aux estimations du RTM<sup>72</sup>. Ils estiment ainsi en général le taux sans risque, le RTM et la PRM. La valeur de la PRM résultant des estimations de la PRM et du taux sans risque est ensuite confrontée à la valeur de la PRM résultant de son estimation directe afin d'en vérifier la pertinence.

De plus, la plupart des pays étudiés s'appuient sur les moyennes arithmétiques et géométriques de la PRM historique. La seule exception est l'Italie où le régulateur utilise uniquement la moyenne géométrique. L'utilisation d'une moyenne géométrique revient à supposer que l'action est détenue de façon infinie par l'investisseur, tandis que dans la moyenne arithmétique l'action est supposée être détenue pour un an exactement avant d'être revendue. Typiquement la moyenne géométrique s'inscrit légèrement en-deçà de la moyenne arithmétique d'après les données DMS. Cependant il est raisonnable de prendre en compte les deux valeurs en estimant une fourchette de valeurs pour la PRM.

---

<sup>72</sup> On ne peut écarter l'éventualité que d'autres régulateurs prennent également en considération les estimations du RTM, sans le mentionner explicitement dans leurs décisions.

## 6.3 Annexe C: Sources pour la présentation des prévisions macroéconomiques

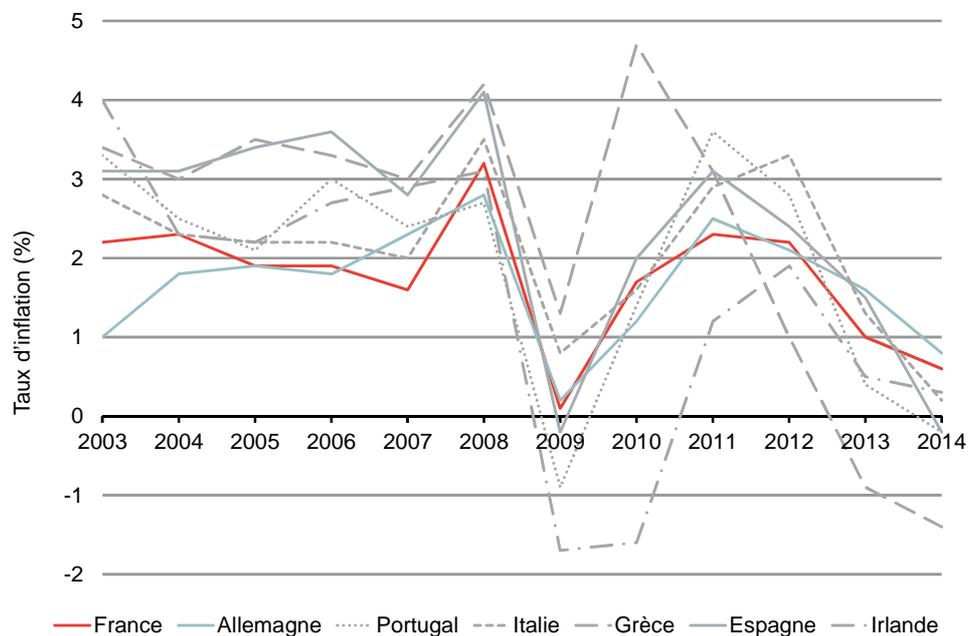
### 6.3.1 Sources

- Allianz Economic Research, 2014. Scenarios for government debt in the eurozone. Available at: [https://www.allianz.com/v\\_1417703168000/media/economic\\_research/publications/working\\_papers/en/Schuldenszenarien2014eng.pdf](https://www.allianz.com/v_1417703168000/media/economic_research/publications/working_papers/en/Schuldenszenarien2014eng.pdf)
- EC, 2015. European Economic Forecast. Available at: [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/european\\_economy/2015/pdf/ee2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2015/pdf/ee2_en.pdf)
- EC, 2012. Global Europe 2050. Available at: [http://ec.europa.eu/research/social-sciences/pdf/policy\\_reviews/global-europe-2050-report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/social-sciences/pdf/policy_reviews/global-europe-2050-report_en.pdf)
- European Systemic Risk Board, 2014. The macroeconomic adverse scenario. Available at: [https://www.esrb.europa.eu/documents/10180/669262/2014-04-29\\_ESRB\\_Adverse\\_macroecomic\\_scenario\\_-\\_specification\\_and\\_results\\_final\\_version.pdf](https://www.esrb.europa.eu/documents/10180/669262/2014-04-29_ESRB_Adverse_macroecomic_scenario_-_specification_and_results_final_version.pdf)
- National Intelligence Council, 2012. Global Trends 2030: Alternative Worlds. Available at: [http://www.dni.gov/files/documents/GlobalTrends\\_2030.pdf](http://www.dni.gov/files/documents/GlobalTrends_2030.pdf)
- Eurostat, 2015. HICP – inflation rate [online] Available at: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tec00118&plugin=1>
- FES International Policy Analysis, 2013. Future scenarios for the Eurozone. Available at: <http://library.fes.de/pdf-files/id/ipa/09723.pdf>
- McKinsey. The future of the euro. Available at: [http://www.mckinsey.de/sites/mck/files/files/The%20future%20of%20the%20euro\\_McKinsey%20report.pdf](http://www.mckinsey.de/sites/mck/files/files/The%20future%20of%20the%20euro_McKinsey%20report.pdf)
- Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Centre d'analyse stratégique, 2011. France 2030: cinq scénarios de croissance. Available at: [http://archives.strategie.gouv.fr/cas/en/system/files/rapport\\_france\\_2030\\_web\\_0.pdf](http://archives.strategie.gouv.fr/cas/en/system/files/rapport_france_2030_web_0.pdf)

- Morgan Stanley, 2012. Euro Area Scenarios. Available at: <<http://www.morganstanley.com/institutional/research/pdf/GMA05022012.pdf>>
- Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, 2014. Three scenarios for European economic recovery.
- <[http://www.google.co.uk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=0CDYQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.cpb.nl%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fpublicaties%2Fdownload%2Fachtergronddocument-three-scenarios-european-economic-recovery.pdf&ei=AT2MVbvIHIIn67AaAio7YBQ&usg=AFQjCNFnJ52rm8fhF44DQqVx31ZfIbaOjA&sig2=f9\\_p\\_1PPCLSCN9IoUs-umg&bvm=bv.96782255,d.ZGU](http://www.google.co.uk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=0CDYQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.cpb.nl%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fpublicaties%2Fdownload%2Fachtergronddocument-three-scenarios-european-economic-recovery.pdf&ei=AT2MVbvIHIIn67AaAio7YBQ&usg=AFQjCNFnJ52rm8fhF44DQqVx31ZfIbaOjA&sig2=f9_p_1PPCLSCN9IoUs-umg&bvm=bv.96782255,d.ZGU)>
- OECD, 2012.: Medium and long term scenarios for global growth and imbalances. Available at: <<http://www.oecd.org/berlin/50405107.pdf>>

### 6.3.2 Données utilisées pour positionner les fourchettes de valeur

La **Figure 16** représente les taux d'inflation observés dans la zone Euro depuis 2003. L'inflation s'est inscrite entre -1,7% et 4,7% sur la période.

**Figure 16.** Taux d'inflation

Source: Eurostat

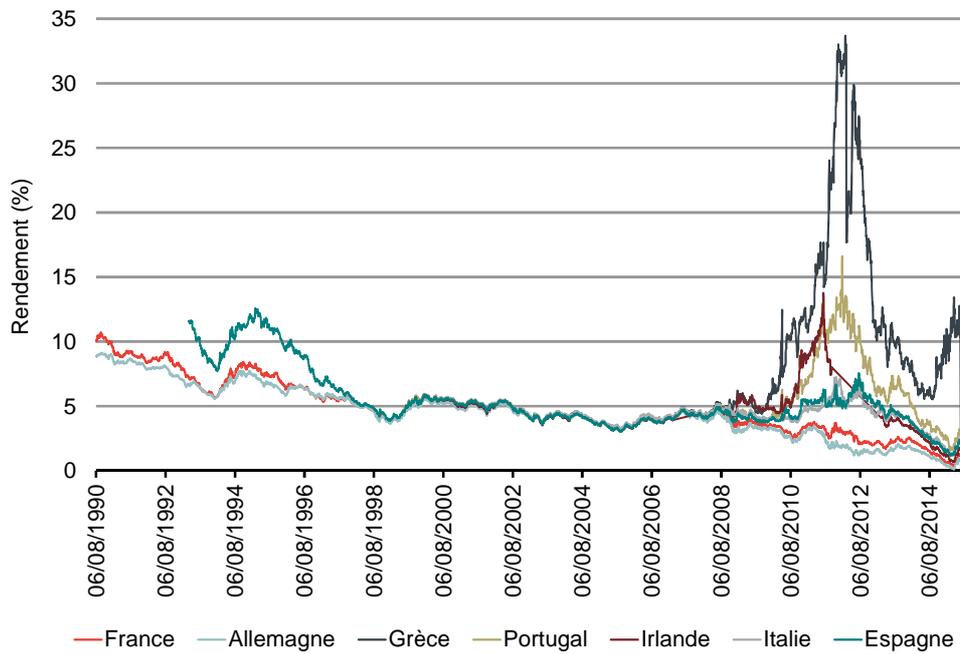
Ces données sont reprises dans le **Tableau 54**.**Tableau 54.** Taux d'inflation (données annuelles depuis 2003)

	Moyenne 2003-14 (%)	Moyenne 2003-07 (%)	Moyenne 3 dernières années (%)	Taux le plus élevé depuis 2003 (%)	Taux le plus bas depuis 2003 (%)
<b>France</b>	1.75	1.98	1.27	3.2	0.1
<b>Allemagne</b>	1.67	1.76	1.50	2.8	0.2
<b>Portugal</b>	1.93	2.66	1.00	3.6	-0.9
<b>Italie</b>	2.09	2.30	1.60	3.5	0.2
<b>Grèce</b>	2.35	3.24	-0.43	4.7	-1.4
<b>Espagne</b>	2.39	3.20	1.23	4.1	-0.2
<b>Irlande</b>	1.48	2.82	0.90	4.0	-1.7

Source: Eurostat

La **Figure 17** représente le rendement des obligations d'État à 10 ans pour le même groupe de pays, depuis 1990.

**Figure 17.** Rendement des obligations d'État à 10 ans



Source: Bloomberg

Le **Tableau 55** présente le détail de ces données depuis 2000. Suite à la crise financière, les rendements ont augmenté jusqu'à environ 10% en Irlande et au Portugal, et encore plus en Grèce. Ceci donne un ordre de grandeur des niveaux de rendement qui pourraient être observés dans les scénarios d'éclatement de la zone Euro.

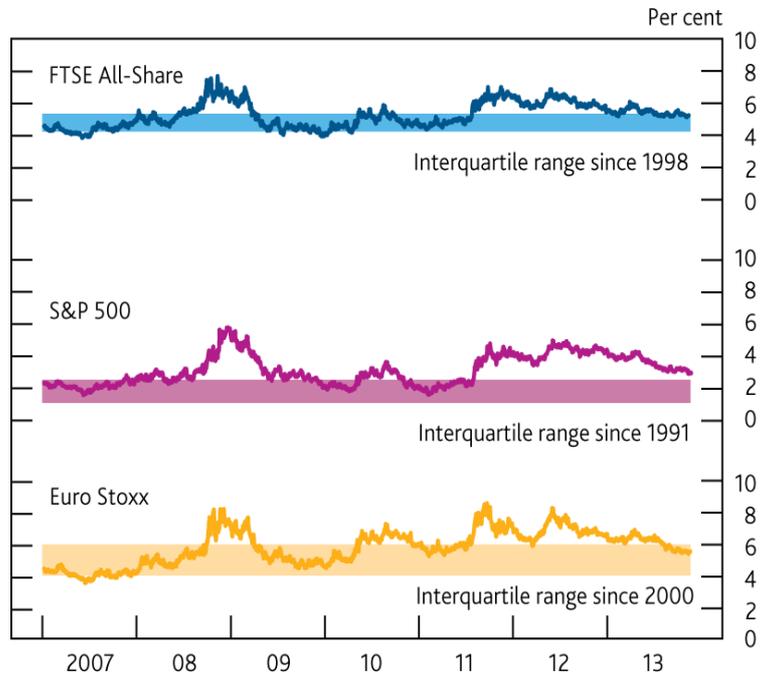
**Tableau 55.** Moyennes annuelles des rendements sur la dette souveraine

Année	France	Allemagne	Grèce	Portugal	Irlande	Italie	Espagne
2015	0.74	0.45	10.51	2.31	1.14	1.67	1.61
2014	1.67	1.23	6.83	3.74	2.35	2.87	2.72
2013	2.20	1.63	9.92	6.21	3.76	4.29	4.56
2012	2.52	1.56	23.39	10.38	N/A	5.46	5.84
2011	3.29	2.64	18.06	9.91	9.73	5.33	5.43
2010	3.11	2.77	9.21	5.32	5.77	4.05	4.28
2009	3.64	3.27	5.14	4.19	5.14	4.30	4.01
2008	4.23	4.00	4.81	4.52	4.50	4.66	4.38
2007	4.30	4.23	4.55	4.42	4.18	4.49	4.32
2006	3.80	3.78	N/A	3.87	3.78	4.05	3.79
2005	3.40	3.38	N/A	3.47	3.41	3.56	3.38
2004	4.10	4.06	N/A	4.17	4.18	4.25	4.09
2003	4.14	4.10	N/A	4.22	4.13	4.24	4.13
2002	4.87	4.79	N/A	5.01	5.01	5.04	4.95
2001	4.95	4.82	N/A	5.18	5.01	5.19	5.12
2000	5.40	5.27	N/A	5.62	5.52	5.60	5.54
<b>Moyenne</b>	3.52	3.25	10.27	5.16	4.51	4.32	4.26

La **Figure 18** présente les données sur la prime de risque de marché à court terme telle que calculée par la Banque Centrale d'Angleterre. Cette estimation est basée sur une approche DGM (*Dividend Growth Model*), conjuguant les niveaux instantanés de dividendes sur les marchés d'actions avec une vision à long terme sur le taux de croissance des dividendes, ajusté du taux sans risque. La figure montre que l'intervalle interquartile de la PRM européenne va de 4% à 6%. Il est donc plausible d'envisager des scénarios macroéconomiques où la PRM s'inscrirait au-delà de 6% ou en-deçà de 4%. Néanmoins, ces données pourraient surestimer la variation de la PRM du fait de la référence à une valeur constante pour le taux de croissance à long terme des dividendes<sup>73</sup>.

<sup>73</sup> En réalité on s'attendrait à une corrélation négative entre le niveau des dividendes et le taux attendu de croissance des dividendes.

**Figure 18.** Prime de risque de marché selon un modèle d'évaluation des actions fondé sur l'actualisation des dividendes



Source: Banque d'Angleterre

La **Figure 19** présente le rendement des obligations *corporate* depuis 2003. Sur la majorité de la période, la prime de dette par rapport aux obligations d'État dans les pays de la zone Euro a été de l'ordre de 0,5% à 2,5%, s'affichant généralement entre 1% et 2%.

**Figure 19.** Rendement sur les obligations corporate en Euro, notées A et BBB, de maturité supérieure ou égale à 10 ans



Source: iBOXX, 2014

## 6.4 Annexe D: Sources de l'analyse comparative

### 6.4.1 Allemagne

- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV), 2013
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Stromversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), 2013
- Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV), 2013
- Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, January 21<sup>st</sup>, 2015
- Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 7 Abs.6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen für die zweite Regulierungsperiode in der Anreizregulierung (BK4-11-304), 2011
- “Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes”, Florence School of Regulation and Microeconomics, [http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29677/2013\\_Glachant\\_et-al\\_IncentivesForInvestments\\_dig.pdf?sequence=1](http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29677/2013_Glachant_et-al_IncentivesForInvestments_dig.pdf?sequence=1)
- “Pressemitteilung: Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze fest“, Bundesnetzagentur, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111102EigenkapitalrenditeInvestitionStromGas.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111102EigenkapitalrenditeInvestitionStromGas.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

### 6.4.2 Autriche

- Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilnetzbetreiber, E-Control, <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8edbbe>

- Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode GAS, E-Control <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/10bba9e5-c533-441c-8500-2c83689e9fa4>
- Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gem § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt, 2011.

### 6.4.3 Belgique

- [Décision relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016, CWaPE, Août 2014, http://www.cwape.be/docs/?doc=1470](http://www.cwape.be/docs/?doc=1470)
- [Décision relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz actifs en Wallonie pour la période 2015-2016, Août 2014, CWaPE, http://www.cwape.be/docs/?doc=1471](http://www.cwape.be/docs/?doc=1471)
- [Lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité applicables aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Wallonie pour les années 2015 et 2016, CWaPE, http://www.cwape.be/docs/?doc=1554](http://www.cwape.be/docs/?doc=1554)
- [«Arrête fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport», CREG, http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1109-7FR.pdf](http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1109-7FR.pdf)
- [«Arrête fixant la tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL», CREG, http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1110-7FR.pdf](http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1110-7FR.pdf)
- “Offre de maximum 12.071.043 Actions Nouvelles avec Strips VVPR d'Elia System Operator SA/NV (la “Société”) au prix de Eur 24,80 par Action Nouvelle dans la proportion de 1 Action Nouvelle pour 4 Droits de Préférence”, ELIA System Operator, 3 June 2010 [http://www.ing.be/xpedio/groups/internet/@public/@internet/@ingbe/documents/portalcontent/452831\\_fr.pdf](http://www.ing.be/xpedio/groups/internet/@public/@internet/@ingbe/documents/portalcontent/452831_fr.pdf)
- “Electricity Distribution: Royal Decree”, 2 Sept 2008, [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/loi\\_a.pl?language=fr&caller=list&c](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=fr&caller=list&c)

[n=2008090230&claf=f&fromtab=loi&sql=dt='arrete%20royal'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2008090230&claf=f&fromtab=loi&sql=dt='arrete%20royal'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1)

- “Electricity Transmission: Royal Decree”, 8 Jun 2007  
[http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2007060845&table=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2007060845&table=loi)
- “Gas Distribution: Royal Decree”, 2 Sept 2008:  
[http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2008090231&table\\_name=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2008090231&table_name=loi)
- “Gas Transmission: Royal Decree”, 8 June 2007:  
[http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2007060848&table\\_name=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2007060848&table_name=loi)
- “Annual Report 2010”, CREG, <http://www.creg.info/pdf/Ra/creg-ra2010fr.pdf>
- “Annual Report 2009”, CREG,  
<http://www.creg.info/pdf/Ra/2009/rep2009uk.pdf>

#### 6.4.4 Espagne

- “Annual report to the European Commission 2009” (E09\_NR\_Spain-EN), CNE, 22 July 2009
- “Annual report to the European Commission 2010” (E10\_NR\_Spain-EN), CNE, 15 July 2010 [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202010/NR\\_En/E10\\_NR\\_Spain-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202010/NR_En/E10_NR_Spain-EN.pdf)
- Gaz :
  - Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia
  - Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia
  - REAL DECRETO 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- Electricité :

- REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Propuesta de retribución a reconocer a la empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2015 Aplicación de las metodologías del real decreto 1047/2013 y del real decreto-ley 9/2013

#### 6.4.5 Italie

- “Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes”, Florence School of Regulation and Microeconomix, [http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29677/2013\\_Glachant\\_et-al\\_IncentivesForInvestments\\_dig.pdf?sequence=1](http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29677/2013_Glachant_et-al_IncentivesForInvestments_dig.pdf?sequence=1)
- “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019”, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/367-14air.pdf>
- “Criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017”, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/514-13rt%20.pdf>
- “Disposizioni dell’autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione”, Autorità per

l'energia elettrica e il gas,  
[http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/157-12\\_air.pdf](http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/157-12_air.pdf)

#### 6.4.6 Pays-Bas

- „Methodebesluit Transporttaken Tennet 2014 – 2016“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=11999>
- „Bijlage 1 Uitwerking van de methode in rekenkundige formules“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11563>
- „Bijlage - Uitwerking van de methode voor de WACC“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=11999>
- „Methodebesluit GTS 2014-2016“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=12001>
- „Bijlage 1 Uitwerking van de methode in rekenkundige formules“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11560>
- „Methodebesluit Regionale Netbeheerders Elektriciteit 2014 – 2016“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=12002>
- „Bijlage 1 Uitwerking van de methode in formules“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11561>
- „Methodebesluit Regionale Netbeheerders Gas 2014 – 2016“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=12003>
- „Bijlage 1 Uitwerking van de methode in formules“, ACM,  
<https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11562>
- Consultation documents method decisions 2017-2019,  
[https://www.acm.nl/nl/publicaties/zoeken-in-publicaties/?zf\[\]=et%3Apub&zf\[\]=th%3A2&zf\[\]=kw%3A75&zf\[\]=kw%3A97&zf\[\]=kw%3A71&zf\[\]=kw%3A87&zf\[\]=qu%3Aklankbordgroep%20Met hodebesluiten%20elektriciteit%20en%20gas%20vanaf%202017](https://www.acm.nl/nl/publicaties/zoeken-in-publicaties/?zf[]=et%3Apub&zf[]=th%3A2&zf[]=kw%3A75&zf[]=kw%3A97&zf[]=kw%3A71&zf[]=kw%3A87&zf[]=qu%3Aklankbordgroep%20Met%20hodebesluiten%20elektriciteit%20en%20gas%20vanaf%202017)
- X-factors and Q factors electricity DNOs 2014-2016,  
<https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/elektriciteit/regulering-regionale-netbeheerders/x-factoren-regionaal-netbeheer-elektriciteit-2014-2016/>
- Cas récents:

- <http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:CBB:2015:45>
- <http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:CBB:2013:52&keyword=12-738>
- <http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:CBB:2015:272>

#### 6.4.7 Grande-Bretagne

Toutes les décisions et consultations sont publiées sur le site de l’Ofgem:

- “Handbook for implementing the RIIO model”, Ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbook.pdf>
- Transport: <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/riio-t1-price-control>
- Distribution d’électricité: <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/riio-ed1-price-control>
- Distribution de gaz: <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/riio-gd1-price-control>

#### 6.4.8 Portugal

- ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO, “REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SECTOR ELÉCTRICO - Documento de Discussão”, 12 de Fevereiro 2001
- EDP Distribuição, “Contributos na generalidade para a revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico a emitir pela ERSE”, 9 de Março de 2001
- Despacho n.º 18 413-A/2001 (2.ª série).
- ERSE, REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, Dezembro 2014

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

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](http://www.frontier-economics.com)