



**OBSERVATIONS TRANSMISES DANS LE CADRE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 6 FÉVRIER AU 13 MARS 2020**

**PORTANT SUR LA MÉTHODE DE DÉTERMINATION DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DANS LE SECTEUR DU GAZ NATUREL.**

**LUXEMBOURG, LE 25 MARS 2020**

---

**SECTEUR ÉLECTRICITÉ**

---

Le présent document reprend les contributions transmises dans le cadre de la consultation publique du 6 février au 13 mars 2020 portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution dans le secteur du gaz naturel. Tout passage indiqué par la partie intéressée comme étant confidentiel, ne fait pas partie du présent document.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a reçu trois contributions dans le cadre de cette consultation.



Institut Luxembourgeois de Régulation  
A l'attention de  
Monsieur Camille Hierzig  
Monsieur Claude Hornick  
L-2922 Luxembourg

Esch-sur-Alzette, le 5 mars 2020

Messieurs,

Veillez trouver en annexe la contribution de Encevo S.A. à la consultation publique portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur de l'électricité et à la consultation publique portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution dans le secteur du gaz naturel (contribution identique pour les deux consultations).

Veillez agréer, Messieurs, l'expression de mes salutations distinguées.



Claude Seywert  
Chief Executive Officer



**Guy WEICHERDING**  
Member of the Executive Committee  
Encevo S.A.

Encevo S.A.  
2, Domaine du Schlassgoard  
L-4327 Esch-sur-Alzette  
B.P. 558  
L-2015 Luxembourg

T +(352) 2737-9000  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu

Consultation publique du 29 janvier 2020 au 5 mars 2020 portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur de l'électricité.

Et

Consultation publique du 6 février 2020 au 13 mars 2020 portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur du gaz naturel.

## Position de Encevo S.A.

### Introduction

Encevo S.A., dans sa qualité d'actionnaire principal de la société Creos Luxembourg S.A. (si après dénommée simplement « Creos ») – société la plus importante du groupe Encevo tant en capital investi qu'en nombre d'employés – a un intérêt évident dans les résultats dégagés par sa filiale. Or les perspectives données par les documents en consultation (dont notamment les paramètres pour le calcul du coût moyen de capital « WACC ») sont alarmantes car son application aboutirait à une très forte réduction du résultat financier de Creos.

La première période de régulation des activités réseaux (électricité et gaz) au Luxembourg a commencée en 2013. Depuis, les attentes générales envers les réseaux d'énergie ont fortement évolué et les obligations des gestionnaires de réseaux se sont multipliées. Creos a répondu à cette évolution par des investissements massifs, par des mesures d'efficience accrues, par une mobilisation générale de son personnel, par une augmentation des ressources dans les domaines fortement sollicités (gestion des flux énergétiques, raccordement de centrales renouvelables, projets de smart grid, ...) – en revanche la régulation en vigueur n'a pas reconnu tous ces efforts et les indicateurs financiers de Creos se sont tous effondrés. Avec les adaptations proposées pour la troisième période de régulation (2021-2024), la situation de Creos se dégraderait davantage et deviendrait précaire; Encevo veut attirer l'attention de l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) sur ce fait.

Cette réponse ne prend donc pas vraiment position sur les détails de la méthodologie proposée par l'ILR, ni sur la proposition du calcul des paramètres du WACC tels que proposé par Frontier Economics. Par contre son but principal est de montrer que la rémunération du gestionnaire de réseau qui serait la conséquence de l'application de cette méthodologie avec les paramètres considérés n'est absolument pas en adéquation avec les moyens engagés, ni les risques portés et ne permet pas à Creos d'affronter les défis de la transition énergétique et du plan national énergie et climat.

## La gestion de réseaux : une activité gourmande en ressources

Le développement des réseaux pour accompagner la croissance économique du pays et répondre aux défis d'une production d'énergie de plus en plus décentralisée consomme beaucoup de ressources. Ainsi, depuis le début de la première période de régulation en 2013, Creos a en moyenne investi plus de 130 millions d'euros par ans (voir Fig.1). Ces investissements massifs ne sont pas vraiment un choix économique de Creos, mais résultent de son obligation légale d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays et de remplir d'autres obligations fixées par loi (roll-out des compteurs intelligents, roll-out de bornes de chargement, etc.) – la nécessité de ces investissements est d'ailleurs validée annuellement et projet par projet par l'ILR lors de fixation du revenu maximal autorisé de Creos.

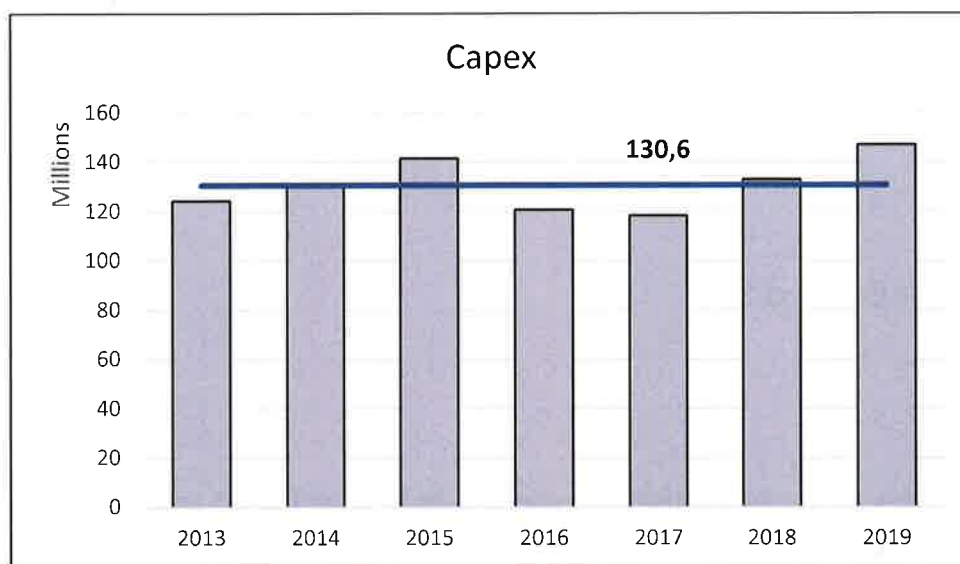


Fig.1 : Investissements annuels (en millions d'Euros) de Creos Luxembourg S.A.

Afin de mener à bien tous ces investissements et de gérer la complexité croissante du réseau, Creos a dû aussi substantiellement augmenter le nombre de ses collaborateurs (et donc également les coûts opérationnels engagés) qui est passé de 640 en début 2013 à 700 à fin 2019 (à périmètre constant hors le transfert des ressources IT vers Creos qui a porté le nombre total de collaborateurs à 750)

Force est de constater que l'activité de Creos, qui est gestionnaire d'infrastructures, a fortement augmenté dans une période de temps assez courte. Cela est bien illustré par le bilan de Creos qui a vu les immobilisations presque doubler en 7 ans (voir Fig.2). D'ailleurs les chiffres clés du réseau montrent aussi cette croissance : ainsi par exemple le réseau électrique est passé de 9'172 km au début 2013 à 10'024 km en fin 2019, les points de connections basse tension sont passés de 238'000 à 279'000 dans la même période.

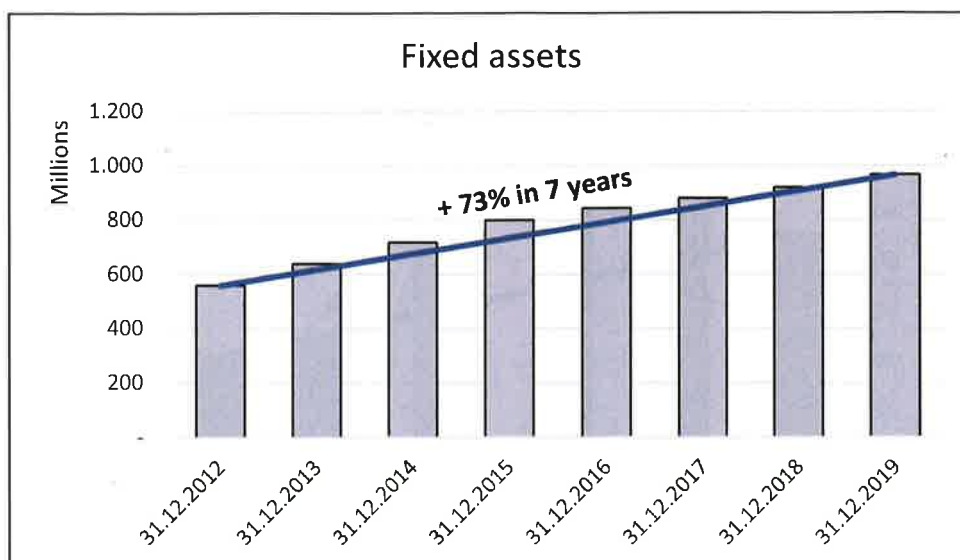


Fig.2 : Actif immobilisé dans le bilan de Creos Luxembourg S.A.

Cette croissance de l'activité a été très largement financée par un accroissement de la dette de Creos Luxembourg S.A. qui est passée de 1 M€ au 1<sup>er</sup> janvier 2013 à 261 M€ à fin 2019 (voir Fig.3). En complément de cet accroissement de l'endettement, les fonds propres sont eux aussi passés de 567 M€ à 682 M€ (donc + 115M€) dans la même période.

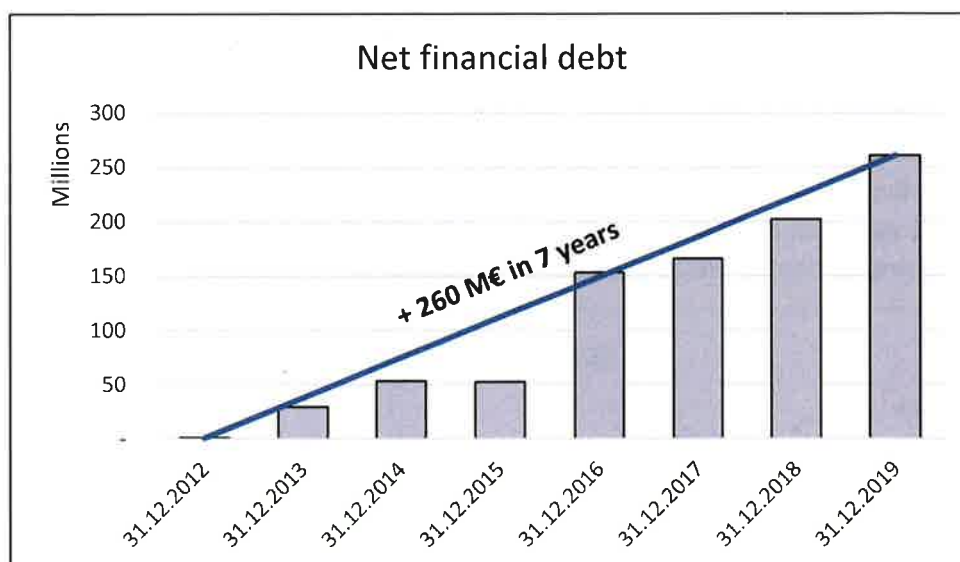


Fig.3 : dette financière nette de Creos Luxembourg S.A.

En effet pendant tout ce temps (donc sur la période 2013-2019, depuis le début de régulation incitative) la génération de cash (càd les rentrées de fonds à travers la collecte des frais de réseaux – définis et autorisés par l'ILR - auprès des clients raccordés) n'a pas été suffisante pour couvrir les dépenses investissements.

La rémunération des activités réseaux perd son attractivité

En parallèle de ce drainage de cash, le résultat financier net de la société Creos Luxembourg S.A. , en faisant abstraction de la dividende touchée de Creos Deutschland, a été réduit de plus de la moitié – passant de 55 M€ en 2013 à 26 M€ en 2019 (voir Fig.4).

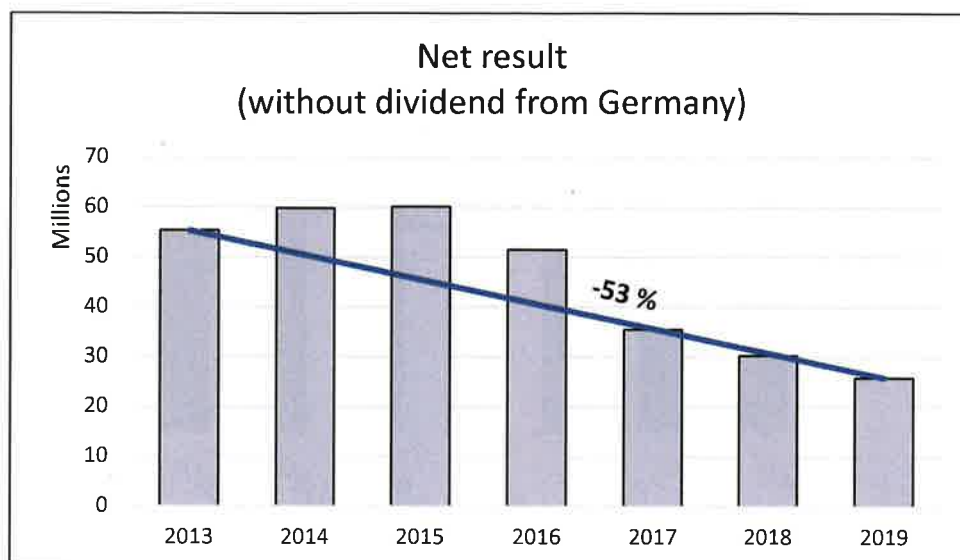


Fig.4 : évolution du résultat financier net de Creos Luxembourg (hors dividendes touchés)

Voici donc une société en pleine croissance, qui investit massivement et se voit octroyer de nouvelles missions, qui pour financer ces investissements doit faire appel à des fonds - mais qui génère un résultat de plus en plus faible ... résultat qui sera proche de zéro avec les paramètres de rémunération mis en consultation.

A ce stade toute société commerciale se doit de revoir son plan d'investissement car il est évident que le résultat dégagé ne permettra pas de rembourser les dettes respectivement de générer un rendement acceptable sur le capital investi ... en effet le retour sur fonds propres de l'activité de Creos Luxembourg (résultat net des activités luxembourgeoises hors contribution Allemagne / fonds propres de Creos Luxembourg) en 2019 n'est plus que 1/3 de celui qu'il était en 2013 (voir Fig.5) alors même que le gearing (rapport entre financement externe et fonds propres) a fortement augmenté – et si on appliquerait la proposition de WACC il tomberait à moins de 0,5% en 2021 !

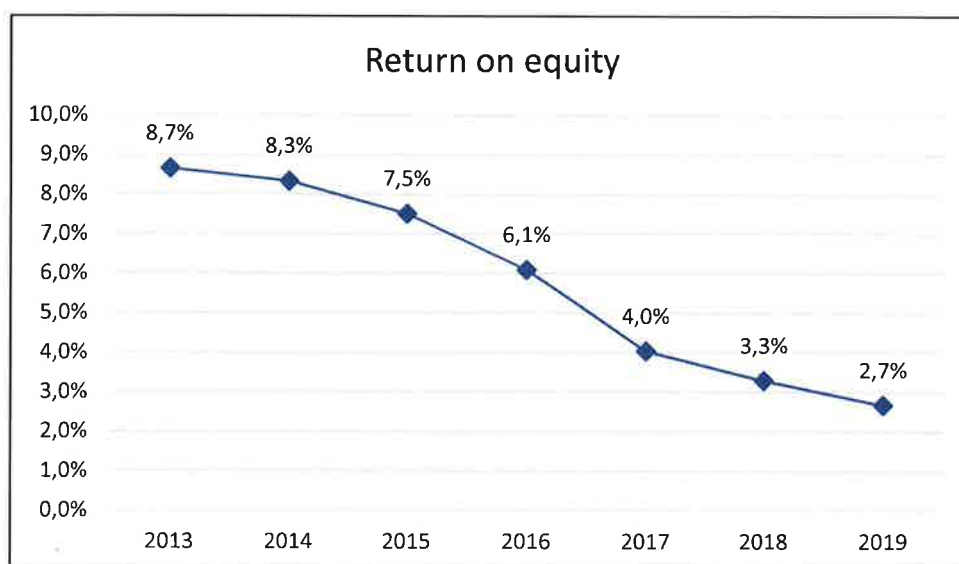


Fig. 5 : Retour sur fonds propres généré par les activités de Creos Luxembourg S.A.

Avec de tels chiffres, un investissement dans la société Creos n'est tout simplement pas attractif et une levée de fonds pour financer un plan d'investissement ambitieux dans le futur (le plan actuel de

Creos prévoit des investissements annuels au moins au même niveau que les dernières années, voire même en augmentation) devient très difficile. Or ce plan d'investissement est nécessaire pour permettre d'un côté la connexion au réseau des installations d'énergie renouvelables prévues dans le plan national énergie et climat et d'un autre côté la croissance et l'électrification (décarbonisation) de l'économie nationale.

Encevo peut affirmer que le rendement sur capital investi est bien supérieur dans d'autres sociétés et activités du groupe – ceci évidemment dans les activités marché à risque plus élevé mais également dans les activités quasi-régulées (tels le photovoltaïque ou l'éolien) voire même dans l'activité identique chez Creos Deutschland. En d'autres mots la régulation allemande, réputée d'être une des plus strictes et sélectives en Europe, rémunère mieux les activités réseaux que la régulation luxembourgeoise. Il est évident que ce critère de rendement est un élément crucial dans les réflexions d'allocation de capital au sein du groupe Encevo.

La régulation ne tient pas comptes de risques réels et existants

Dans ce contexte d'allocation de capital un autre critère important est la prévisibilité des rendements. Par exemple sur le photovoltaïque (ou l'éolien), à travers les tarifs d'injections garantis, un investisseur a une assurance pour un certain niveau de rémunération sur une durée de 15 ans. Force est de constater que pour un investissement dans le réseau, qui de par sa nature court sur une durée très longue (à noter que l'ILR définit des durées d'amortissement dépassant les 30 ans), la rémunération change substantiellement au fil de temps. Ainsi un investissement fait il y a 5 ans en 2016 verra son rendement (avant coûts de financement et avant impôts sur résultat) baisser de 7.60% au moment de la décision d'investissement, en passant par 6.12%, vers la proposition de moins de 3% à partir de 2021. Pour un tel investissement long terme, toute société responsable organise un financement lui aussi long terme en début de projet (et donc basé sur les conditions de marché au moment du lancement de l'investissement) - il en résulte en conséquence que le plan d'affaires du projet a été complètement bouleversé par les changements successifs de la régulation.

En utilisant les conditions actuelles (ou des toutes dernières années) du marché financier comme base de calcul pour les paramètres du WACC, l'ILR semble en outre être d'avis que l'entièreté du capital investi peut être refinancé à tout moment au taux du marché ; une telle hypothèse est tout simplement irréaliste et ne correspond pas à la réalité des marchés financiers et de la planification financière de sociétés.

Finalement, et de manière générale, le régulateur semble considérer que l'activité réseaux est complètement « risk free ». Voyant la forte augmentation de l'activité, des missions et des moyens engagés il est pourtant clair que les risques opérationnels pris en charge par le gestionnaire de réseau ont aussi augmenté. Dans la méthodologie actuelle ces risques opérationnels ne sont absolument pas pris en compte ni valorisés et rémunérés.

Sur le volet des coûts opérationnels (y inclus les coûts de personnel) aucune marge permettant de dégager un résultat financier n'est prévue dans la régulation. Pourtant avec des coûts engagés croissants le risque financier augmente en conséquence. Comme déjà mentionné plus haut pour les investissements, ces coûts additionnels ne sont pas le choix de Creos mais résultent de son obligation légale de remplir de plus en plus de missions (et le plan national énergie et climat en prévoit d'avantage) – or la nature même d'une société de droit privée veut qu'il lui soit permis de dégager un profit de ces activités.

Et même sur les investissements dans des actifs immobilisés il y a des risques. Par exemple, au vu des discussions entamés sur la décarbonisation de l'économie, qui peut prédire avec certitude le futur des réseaux de gaz naturel ? Dans le cas du nucléaire ou maintenant de la sortie du charbon en Allemagne on a bien vu que des décisions politiques peuvent complètement annihiler la valeur des actifs. Le régulateur peut-il vraiment garantir qu'un investissement fait aujourd'hui généra encore des retours financiers dans 30 ans (la durée d'amortissement fixé par le régulateur et donc nécessaire pour récupérer le capital investi) ?

Encevo est d'avis que ces incertitudes et risques devraient être considérés d'un côté dans la fixation du WACC et d'un autre dans des marges accordées pour le travail presté.

## Conclusion

En conclusion, Encevo s'inquiète beaucoup sur la conséquence de la décision proposée et consultée pour sa filiale Creos. Une rémunération aussi basse que celle considérée est absolument inadéquate au vu de l'activité de Creos et met sérieusement en doute la capacité de Creos à continuer à investir dans les réseaux luxembourgeois au niveau requis pour atteindre les buts politiques avancés au niveau national et européen.

Dès lors Encevo ne peut pas être d'accord avec le projet de méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur de l'électricité (ainsi que dans le secteur du gaz naturel) et invite l'ILR à revoir substantiellement vers le haut le WACC à retenir ainsi que de réfléchir sur comment rémunérer de manière appropriée les missions nouvelles (qui n'engendrent pas ou peu d'investissement et ne peuvent donc pas être intégrées dans une approche WACC) de Creos.





# Consultation publique de la troisième période de régulation

Consultation publique du 6 février au 13 mars 2020 portant sur  
la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux  
de transport et de distribution dans le secteur du gaz naturel

Commentaires SUDGAZ

13/03/2019

Dans le présent document, nous présentons la vue de SUDGAZ par rapport au projet de règlement ILR/G20/XX du XX XXXX 2020 fixant la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution dans le secteur du gaz naturel.

Le nouveau règlement part de nouveau sur le principe du calcul des tarifs du type « Revenu Cap ». L'Institut autorise un revenu maximal qui résulte dans des tarifs pour chaque gestionnaire de réseau, ce qui reste cohérent pour SUDGAZ.

De manière plus générale, nous sommes d'avis que le règlement doit être le plus clair, précis et stable durant la période entière et que chaque gestionnaire de réseau doit être informé s'il y a une modification/interprétation différente en cours de route, pour ne pas pénaliser les distributeurs de réseau entre eux.

Si l'ILR part du principe que les gestionnaires de réseau ont encore plein de potentiel d'amélioration de leurs performances (le facteur d'efficience est de 0,5%), nous estimons par contre que les documents de la consultation publique ne tiennent pas suffisamment compte des aspects suivants :

- Les gestionnaires connaissent des risques opérationnels toujours plus élevés avec l'introduction de nouvelles technologies et la digitalisation du monde de l'énergie
- Le PNEC donne une vraie incertitude sur l'investissement de nouvelles infrastructures de gaz naturel, les investissements envisagés (nouveau tubes PE) ont une durée de vie estimée de plus que 50 ans, ce qui correspond à l'amortissement prévu par le projet de loi, tandis que le PNEC prévoit une économie luxembourgeoise sans émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050. Donc l'Etat envisage la non-utilité des infrastructures gazières à partir de 2050. L'article 9, point 6() du projet de règlement prévoit que « *La durée d'utilisation usuelle d'un actif ne peut pas être modifiée pendant la durée de vie de l'actif en question. Des déviations spécifiques dûment justifiées peuvent être accordées par l'Institut sur demande d'un gestionnaire de réseau* »
- La coalition politique actuellement en place s'est mise d'accord « d'aller le plus loin possible dans la décarbonation, une électrification forcée de tous les secteurs de l'économie, dont les transports, le chauffage et l'industrie, semble être le moyen le plus propice » ...
- Après 4 années de régulation incitative avec un taux d'efficience appliqué de 1,5% par année sur nos coûts contrôlables, suivi de 4 années de régulation incitative avec un taux d'efficience appliqué de 1,0% par année sur nos coûts contrôlables nous n'avons plus de marge de manœuvre dans l'optimisation de nos coûts fixes qui sont majoritairement composés de frais de personnel
- Les procédures concernant l'environnement pour poser les infrastructures gazières deviennent de plus en plus compliquées et coûteuses sans prendre en compte le travail administratif plus élevé en interne

- Application de facteurs régulateurs de plus en plus contraignants (facteurs d'efficacité, de qualité, taux d'activation, ...) pèse sur les gestionnaires de réseaux de distribution et implique une complexité et une charge de travail croissante qui n'est pas considérée de façon adéquate dans la formule de régulation

## **Section V. Charges d'exploitation**

Contrairement au projet de règlement portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation de réseau pour la période de régulation 2021-2024, secteur électricité, le projet de règlement pour le secteur gaz ne prévoit pas l'introduction d'un facteur RH au niveau des charges d'exploitation. Le facteur ressources humaines permet aux gestionnaires de réseau, secteur électricité, de se doter de ressources humaines additionnelles pour préparer les défis de la transition énergétique, de réseaux intelligents et de digitalisation.

Le secteur électricité n'est cependant pas le seul à devoir affronter ces défis. Au secteur gaz incombent également des tâches au niveau de la mise en œuvre de la plateforme informatique nationale d'échange de données énergétiques, du comptage intelligent, de la communication de marché et de la transition énergétique. L'introduction d'un facteur RH pour le secteur gaz permettrait aux réseaux de distribution de gaz de refléter ces frais de personnel supplémentaires, qui seront nécessaires et inévitables pendant la 3<sup>e</sup> période de régulation, au niveau des charges d'exploitation contrôlables.

Le fait de n'admettre qu'au secteur électricité l'inclusion de ces frais aux charges d'exploitation constitue une inégalité de traitement de frais, qui sont en réalité imputables à la fois aux secteurs gaz et électricité.

L'article 15, point 3) prévoit de nouveau un facteur d'efficacité de 0,5% après les 1,5% de 2013-2016 et le 1% des années 2017-2020. Donc en faisant la somme, les gestionnaires de réseau de distribution ont dû augmenter de plus de 10% leur efficacité interne les dernières années, tout en ayant de plus en plus de contraintes administratives (à tous les niveaux) et ceci sans parler des nouvelles missions par rapport aux nouvelles organisations des marchés de l'énergie, de la digitalisation et de la transition énergétique.

SUDGAZ remarque que la marge de flexibilité sur les coûts contrôlables vient à ses limites et que le facteur d'efficacité doit être mis à zéro.

## **Chapitre 4 – Révision annuelle du revenu maximal autorisé**

Veillez bien nous fournir une précision sur l'article 16, point d), nous souhaitons avoir une précision sur le IPCHt à estimer, pour éviter que chaque gestionnaire doive faire sa propre estimation du facteur en question.

## Chapitre 5 – Transposition du revenu maximal autorisé en une structure tarifaire

L'article 18, point 8) précise que les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution des catégories 1, 2, 3 doivent être exprimées en €/Nm<sup>3</sup> pour la composante volume à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Nous sommes bien d'accord d'avoir une tarification uniforme pour tout le pays. Néanmoins SUDGAZ est en train d'adapter ses systèmes informatiques pour pouvoir faire tous les calculs des composantes volumes en €/Nm<sup>3</sup> de manière automatique par le système et ceci pour tous les clients raccordés au réseau de SUDGAZ. Malheureusement SUDGAZ ne sera seulement prête pour l'année calendrier de 2022.

## Annexe 3 – Taux de rémunération des capitaux investis

En ce qui concerne le taux de rémunération des capitaux investis, SUDGAZ ensemble avec les autres gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel ont déjà au préalable lancé une étude auprès du bureau renommé NERA ECONOMIC CONSULTING. qui ont recommandé un coût moyen pondéré du capital « WACC » de 5,71%, déjà 0,41% inférieur au WACC de la deuxième période de régulation.

Il faut savoir que le WACC est le plus important élément dans le règlement pour une période de régulation donnée et l'un des rares facteurs d'incitation positifs parmi tout un éventail d'éléments de réduction de coûts et d'incitatifs négatifs. Seulement un WACC adéquat, cohérent et stable dans le temps permet aux gestionnaires de réseau d'avoir la sécurité de planification nécessaire pour les nouveaux investissements. Toute diminution supplémentaire du WACC aurait un impact négatif supplémentaire sur les résultats financiers futurs de l'entreprise et risquerait de mettre SUDGAZ en difficulté pour assurer le financement des investissements en cours.

L'analyse de NERA est également annexée à ce document et fait en sa partie intégrante de nos commentaires. L'analyse de NERA montre clairement les défauts de l'analyse de Frontier Economics et le changement des paramètres suite à l'évolution du temps sur les marchés financiers. De plus Frontier Economics propose des WACC plus élevés dans d'autres pays européens.

SUDGAZ réitère sa position que le risque financier de faire de nouveaux investissements dans les infrastructures gazières commence à augmenter rapidement à cause de la politique (nationale et européenne) de viser sur une économie neutre en CO<sub>2</sub> pour l'année 2050. Donc nous sommes d'avis que le risque supplémentaire concernant les investissements dans les infrastructures du réseau de gaz naturel doit se refléter dans un WACC plus élevé que celui des réseaux de distribution d'électricité.



Steve SCHNEIDERS  
Gestionnaire Portfolio



Alain FÜRPASS  
Directeur



Institut luxembourgeois de Régulation

L-2922 LUXEMBOURG

Strassen, le

**Concerne: Commentaires 3<sup>e</sup> période de régulation – secteur gaz naturel**

Mesdames, Messieurs,

Veillez trouver ci-joint les commentaires de Creos aux documents publiés dans le cadre de la consultation publique du 6 février 2020 au 13 mars 2020 portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur de l'électricité, ainsi que deux études faites par l'expert NERA, mandaté par les gestionnaires de réseau luxembourgeois.

Restant à votre entière disposition pour tout renseignement complémentaire, nous vous prions d'agréer, Mesdames, Messieurs, l'expression de nos sentiments distingués.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Alex Michels', written over a light blue circular stamp.

**Alex MICHELS**  
Head of Asset Management

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Marc Reiffers', written over a light blue circular stamp.

**Marc Reiffers**  
CEO

**Annexes:**

- Nos commentaires
- Etude NERA "Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze – Ergebnispräsentation
- Rapport d'expertise NERA "Kapitalkosten luxemburgischer Netzbetreiber – Begutachtung des Konsultationsentwurfs"

**Creos Luxembourg S.A.**

**Regulation Management**

# **Troisième période de régulation**

**Projet de règlement ILR pour les méthodes de  
détermination des tarifs d'utilisation des réseaux  
de transport, de distribution et des services  
accessoires**

**Secteur Gaz naturel**

**Commentaires Creos**

**Version 2020 03 13**

# TABLE DES MATIERES

Introduction.....	3
1 WACC.....	4
2 Article 5 (5) .....	4
3 Articles 10 (4) et 13 (3).....	4
4 Article 10 (5).....	5
5 Art 13 (2).....	5
6 Article 14 (1).....	5
7 Article 14 (2).....	5
8 Article 14 (5).....	6
9 Article 15 (3-4) .....	6
10 Article 15 (5).....	6
11 Article 15 (6).....	7
12 Article 18 (8).....	7
13 Article 19 (6).....	7
14 Article 21 .....	7
15 Annexe 2: Durées d'utilisation usuelle.....	8
16 Annexe 4: Charges d'exploitation .....	8

## INTRODUCTION

Dans le présent rapport, nous présentons la vue de Creos par rapport aux propositions faites par l'ILR dans les textes :

- Document de support à la consultation publique du 6 février 2020 au 13 mars 2020 portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution dans le secteur du gaz naturel
- Règlement ILR/G20/XX du XX XXXX 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024 – Secteur gaz naturel
- Entwurf « Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber

soumis à consultation publique en date du 6 février 2020 et exposant le résultat des réflexions de l'ILR en matière de règlement pour la troisième période de régulation 2021-2024 dans le domaine du gaz naturel.

Comme remarque générale, nous tenons à rappeler à l'ILR que toutes les contraintes qui pèsent sur les gestionnaires de réseaux (GRD et GRT) impliquent une charge de travail de plus en plus élevée, qui n'est pas toujours considérée de façon adéquate dans la formule de régulation.

En outre, les gestionnaires subissent des risques opérationnels toujours plus élevés, et l'application de facteurs régulateurs plus contraignants (facteurs d'efficience, de qualité etc.).

Nous regrettons également de façon générale que l'accent ait été mis dans le document en question sur les pénalités plutôt que de favoriser un système réellement incitatif pour les gestionnaires de réseau.

Etant donné l'importance du sujet, les gestionnaires de réseau avaient mandaté le bureau de conseil NERA fin 2019 pour un avis indépendant de celui du consultant Frontier Economics, mandaté par l'ILR, pour la détermination d'un coût moyen pondéré du capital (WACC) correct et adéquat pour la rémunération du capital investi. Le rapport de l'expert NERA « Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze – Ergebnispräsentation » du 11 octobre 2019 est annexé à ce document de commentaires et en fait partie intégrante.

Au vu des erreurs de méthodologie de la proposition ILR/Frontier Economics, aboutissant à un niveau bas et injustifié du WACC et faisant partie des documents publiés dans la consultation publique, les gestionnaires de réseau ont ensuite à nouveau mandaté NERA pour analyser cette proposition. Le résultat de l'expertise « Kapitalkosten luxemburgischer Netzbetreiber – Begutachtung des Konsultationsentwurfs » du 3 mars 2020 est également annexé à ce document de commentaires et en fait partie intégrante.



## 1 WACC

Le coût moyen pondéré du capital (WACC) est un élément des plus importants dans le règlement pour une période de régulation donnée et l'un des rares facteurs d'incitation positifs parmi tout un éventail d'éléments de réduction de coûts et d'incitatifs négatifs.

Cet élément est d'autant plus important que Creos met actuellement en œuvre, et dans les années à venir, un programme d'investissement très élevé pour faire face aux demandes du marché, à l'évolution croissante de la population, aux défis de la transition énergétique, de la digitalisation du monde de l'énergie et des réseaux intelligents.

Un WACC adéquat et cohérent dans le temps permet aux gestionnaires de réseau et à leurs actionnaires d'avoir la sécurité nécessaire dans leur planification financière et une rémunération correcte pour les investissements réalisés.

En effet nous rendons attentif au fait que depuis 2013 et surtout depuis la 2<sup>e</sup> période de régulation les ratios financiers (e.a. endettement financier et gearing) de Creos Luxembourg se sont fortement dégradés. Toute diminution supplémentaire du WACC aurait un impact négatif supplémentaire sur les résultats financiers futurs de l'entreprise et risquerait de mettre Creos en difficulté pour assurer le financement du programme d'investissement ambitieux en cours.

Notre expert NERA a proposé un WACC de 5,71%. L'argumentaire est détaillé dans le document « Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze – Ergebnispräsentation » du 11 octobre 2019, annexé à ce document de commentaires.

L'analyse de la proposition ILR/Frontier Economics faite par NERA à la demande des gestionnaires de réseau « Kapitalkosten luxemburgischer Netzbetreiber – Begutachtung des Konsultationsentwurfs » du 3 mars 2020 est également annexée à ce document de commentaires, en fait partie intégrante et démontre les défauts de la proposition faite par Frontier Economics.

## 2 ARTICLE 5 (5)

Tandis que Creos comprend la volonté de l'ILR et en général essaie d'avoir une comptabilité analytique très détaillée, une comptabilité séparée pour chaque service accessoire individuel semble illusoire, respectivement conduirait à trop de clés de répartition de coûts communs et un travail administratif prohibitif. Comme tous les revenus de ces services (qui sont régulés) sont des éléments réducteurs de coûts, il convient à notre avis de maintenir une approche pragmatique.

## 3 ARTICLES 10 (4) ET 13 (3)

Au lieu des 20% proposés, Creos insiste à ce que au moins 50% de la plus-value réalisée sur la vente d'actifs puissent être retenus comme incitatif à la vente, notamment lorsqu'il s'agit de terrains ou d'immeubles se trouvant dans des zones constructibles et pour lesquels nous avons des demandes officielles de les vendre. Tout taux inférieur à 50% ne nous incitera pas à la vente de l'actif. Nous rappelons que le taux de 50% était déjà d'application pendant la 2<sup>e</sup> période de régulation.

Nous proposons ainsi de reformuler le texte de la façon suivante :

10(4) Pour chaque vente d'actif le gestionnaire de réseau détermine la différence entre le prix de vente et la valeur résiduelle de l'actif. Lorsque le gestionnaire de réseau réalise une plus-

value, il peut affecter 50% de cette différence, sous forme d'un montant à percevoir de la part des utilisateurs du réseau, au compte de régulation.

Idem pour l'article 13(3).

## 4 ARTICLE 10 (5)

Pour tout investissement long terme, Creos s'assure d'un financement long terme en début de projet qui est basé sur les conditions de marché au moment du lancement de l'investissement. Tout changement dans la rémunération remet donc en question le plan d'affaires du projet. Voilà pourquoi nous proposons de continuer à rémunérer la RAB au 31.12.2020 avec le WACC de la 2<sup>e</sup> période de régulation et les nouveaux investissements à partir du 1.1.2021 avec le nouveau WACC de la 3<sup>e</sup> période de régulation.

## 5 ART 13 (2)

Creos propose de remplacer le terme « prévisionnelle » par « estimée » étant donné qu'il s'agit d'une vue en arrière dans le temps.

## 6 ARTICLE 14 (1)

Nous saluons l'augmentation de la limite à partir de laquelle un projet devient un projet d'investissement individuel. Nous rendons attentif à la différence de texte entre le document de support et le projet de règlement concernant les projets de réseau de transport. Le texte du règlement devrait être le suivant :

*« Sont notamment considérés comme investissements sortant du cadre ordinaire de la gestion journalière, les investissements dans le réseau de transport qui ont un impact transfrontalier . . . »*

Nous souhaitons que les termes « fibres optiques » et « installation de télécommunication » soient rajoutés à la liste des ouvrages énumérés faisant partie des investissements entrant dans le cadre ordinaire de la gestion journalière et pour lesquels s'applique donc la limite de 2 millions € pour que le projet soit considéré comme projet d'investissement individuel. Dans le cadre du développement des réseaux intelligents et de la digitalisation du monde de l'énergie ces infrastructures de communication font en effet partie des installations de base de nos infrastructures tout comme les stations ou conduites de gaz par exemple et ne constituent pas des projets informatiques.

## 7 ARTICLE 14 (2)

Nous proposons de retirer le terme « au réseau » qui prête à confusion et de le remplacer par « à un projet d'investissement individuel » pour donner le texte suivant :

*(2) Les amortissements et la rémunération des capitaux sont calculés conformément aux articles 12 et 13 du présent règlement. Les dépenses d'investissement en relation avec des actifs qui ne sont pas encore affectés à un projet d'investissement individuel, sont rémunérés au coût de la dette pour une période qui ne peut pas aller au-delà du 31 décembre de la deuxième année après que la dépense d'investissement a été comptabilisée. Au-delà de cette période, le capital engagé n'est plus rémunéré en l'absence d'affectation à un projet d'investissement individuel.*

## 8 ARTICLE 14 (5)

Nous proposons d'augmenter la fourchette de 90%-110% à 70%-130%.

En effet les projets informatiques de grande envergure (projets individuels) sont pour nous des projets non standard, uniques, à risque plus élevé, des projets en conséquence que nous n'avons pas l'habitude de faire tous les jours.

## 9 ARTICLE 15 (3-4)

### Facteur d'efficience

Après une première période de régulation incitative 2013-2016 avec un taux d'efficience de 1.5% et une deuxième période de régulation incitative 2017-2020 avec un taux d'efficience de 1.0%, donc en tout 10% sur 8 ans, et tout en considérant dans la proposition de règlement

- une incitation au niveau du respect budgétaire pour les projets individuels
- une pénalisation au niveau du respect IEC pour les projets individuels
- une incitation au niveau des performances SM

nous sommes d'avis que la marge de flexibilité au niveau des coûts contrôlables est aujourd'hui absorbée et que le facteur d'efficience proposé pour la 3<sup>e</sup> période de régulation est exagéré.

Atteindre l'effort d'efficience fixé par la proposition actuelle sur les charges de personnel qui représentent environ 70% des charges contrôlables est impossible à réaliser sans remettre en cause le haut niveau de fiabilité de nos réseaux et la maîtrise d'un programme d'investissements ambitieux dans les années à venir, sans parler des nouvelles missions en rapport avec l'organisation des marchés de l'énergie et la transition énergétique, l'introduction de nouvelles technologies comme les réseaux intelligents et la digitalisation.

Creos estime avoir fait déjà beaucoup d'efforts d'efficience et propose de mettre ce facteur à 0.0% pour la 3<sup>e</sup> période de régulation.

D'autant plus qu'une étude de l'agence de notation Moody's mentionne une corrélation directe entre un facteur d'efficience trop élevé, et donc le risque d'une entreprise de ne pas pouvoir couvrir ses charges opérationnelles réelles, et le rating de l'entreprise (rating A si un gestionnaire de réseau peut couvrir toutes ses charges opérationnelles, rating Ba s'il ne le peut pas). Ceci risque d'entraîner une augmentation du coût de la dette et un coût de financement plus élevé (*Source: Moody's (2017): Rating Methodology - Regulated Electric and Gas Networks, page12*).

Nous estimons que le facteur RH tel que prévu dans le règlement électricité devrait aussi s'appliquer dans le domaine du gaz vu que là aussi il y a des projets liés à la transition énergétique, les réseaux intelligents et la digitalisation.

## 10 ARTICLE 15 (5)

Creos propose aussi d'inclure les cas suivants dans le processus de demande d'arrangement explicite étant donné qu'ils ne sont pas couverts par les points a) et b) :

- augmentation significative du volume des tâches demandées par le législateur, le régulateur ou le marché, demandant des efforts supplémentaires considérables et entraînant une augmentation du personnel nécessaire ;

- nouvelles tâches ou changement dans les tâches actuels du TSO suite à l'évolution du fonctionnement des marchés européens (intégration marché etc.) ou à l'application des « grid codes » définis au niveau international.

## 11 ARTICLE 15 (6)

Creos propose de remplacer le plafond des 200.000€ par un pourcentage des charges opérationnelles avant activation (p.ex. 2%), plus correct au vu de la différence de taille des GRD au Luxembourg. Nous estimons aussi que le seuil de 10% stipulé dans le texte actuel est beaucoup trop élevé et que cette demande devrait être possible lorsque les charges d'exploitation contrôlables réelles d'une année de la période de régulation dépassent de 2% les charges d'exploitation contrôlables déterminées selon la formule du paragraphe 15(4).

Ce principe d'adaptation des charges d'exploitation contrôlables doit être non-discriminatoire pour chaque GR et proportionnel aux activités de chaque GR. Il convient ainsi de l'appliquer pour Creos aussi bien aux activités GRD que GRT gaz naturel.

## 12 ARTICLE 18 (8)

Au lieu de la proposition du régulateur de changer la réglementation actuelle pour la facturation de la capacité pour les catégories 2 et 3

*« ... La composante capacité pour la catégorie 3 est appliquée au débit horaire maximal autorisé, souscrit ou enregistré au point de comptage au cours de l'année, tel que défini dans les modalités contractuelles du gestionnaire de réseau. La composante capacité pour la catégorie 2 est appliquée au débit horaire maximal installé, tel que défini dans les modalités contractuelles du gestionnaire de réseau... »*,

Creos est d'avis de garder une facturation unique pour ces 2 catégories, basée sur la puissance installée/souscrite et propose le texte suivant :

*La composante capacité pour les catégories 2 et 3 est appliquée à la puissance installée. Si la puissance souscrite, telle que définie dans les modalités contractuelles entre gestionnaire de réseau et client, est inférieure à la puissance installée, la puissance souscrite sera facturée.*

## 13 ARTICLE 19 (6)

Nous suggérons de clarifier explicitement les échéances de remise des tarifs du GRT et des GRD au 1 septembre et au 15 octobre (tarif annuel de sortie au PFD, tarifs réseau et redevances mensuelles fixes).

## 14 ARTICLE 21

Nous proposons d'aligner les décomptes comptage intelligent dans les règlements respectifs au 30 juin 2021 pour les domaines de l'électricité et du gaz, vu que le décompte se base sur la période de rollout définie entre 2017 à 2020 et confirmée par l'ILR en date du 16 janvier 2018).

## 15 ANNEXE 2: DURÉES D'UTILISATION USUELLE

Creos propose, afin de faciliter la gestion des immobilisations :

- de remplacer l'intitulé « Matériel roulant ( $\geq 3,5t$ ) » par « Matériel roulant utilitaire » (selon la définition fiscale)
- de remplacer l'intitulé « Matériel roulant ( $< 3,5t$ ) » par « Matériel roulant commercial » (selon la définition fiscale)

De plus nous proposons d'adapter les durées d'amortissement des catégories suivantes pour les aligner sur les durées de vie économiques (pour les nouveaux investissements) :

- « Mobilier » : durée d'utilisation usuelle de 10 ans au lieu des 3 ans actuels
- « Matériel de bureau » : durée d'utilisation usuelle de 5 ans au lieu des 3 ans actuels

## 16 ANNEXE 4: CHARGES D'EXPLOITATION

### Charges d'exploitation NC

#### Ressources humaines

#### c) Le revenu autorisé supplémentaire pour l'évolution salariale hors indexation automatique *RASt*

Creos renouvelle sa recommandation de remplacer le facteur « évolution des éléments pensionnables de la valeur du point indiciaire du traitement des fonctionnaires de l'Etat (hors évolution de l'échelle mobile des salaires) » par un autre index qui reflète mieux la réalité de l'évolution des charges de personnel. Par exemple, l'évolution du coût salarial du secteur distribution de combustibles gazeux par conduites (code NACE rév2 classe D 35.22) pourrait être utilisée.

#### Définition du facteur RH

Nous estimons que le facteur RH tel que prévu dans le règlement électricité devrait aussi s'appliquer dans le domaine du gaz vu que là aussi il y a des projets liés à la transition énergétique, les réseaux intelligents et la digitalisation.



# Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze Ergebnispräsentation

11. Oktober 2019

Tomas Haug  
*Managing Director*

Lorenz Wieshammer  
*Consultant*

Thomas Rieger  
*Research Associate*

Berlin & Luxemburg

## VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

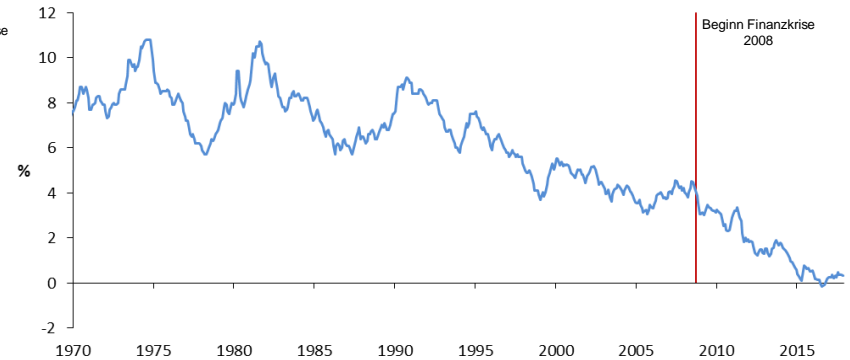
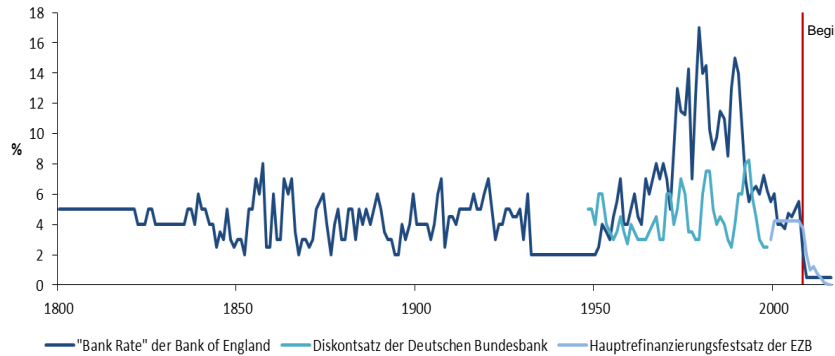
© NERA Economic Consulting

# 1 | Kontext

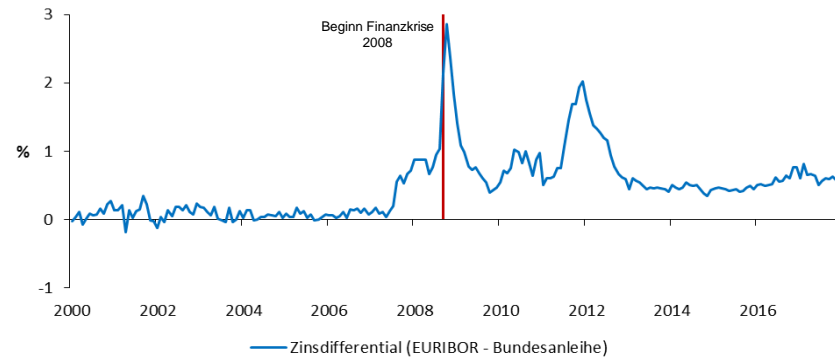


# Kapitalkostenermittlung erfolgt unter Kapitalmarktverhältnissen, die sich von der historischen Norm unterscheiden

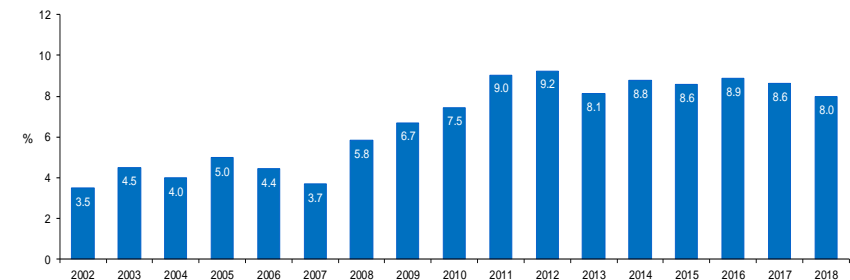
Zentralbankmaßnahmen in Folge der Finanzkrise... führten zu Rückgang von Staatsanleiherenditen...



aber gleichzeitig zu erhöhten Risikoprämien,...



vor allem auf dem Aktienmarkt (Marktrisikoprämie).



## 2 | Fremdkapitalzinssatz

# Fremdkapitalkosten – Vorgehen

## Orientierung am Vorgehen von ILR (2016)

### Vorgehen ILR & Berater (2016)

- Berechnung des FK-Zinssatzes als Summe aus risikolosem Zinssatz und Debt Spread
- Risikoloser Zinssatz: 5-Jahresdurchschnitt luxemburgischer Staatsanleiherenditen mit 10 Jahren Restlaufzeit
- Debt Spread: 5-Jahresdurchschnitt von Debt Spreads internationaler Energieunternehmen mit Restlaufzeiten zwischen 7 und 13 Jahren (d.h. durchschnittlich 10 Jahre) und Bonität von A- oder besser (Berater empfahl Bandbreite aus Median und 75%-Perzentil, Festlegung in Höhe des 75%-Perzentils)

### Methodische Anpassungen

- Langfristige Finanzierung der langlebigen Anlagegüter im Netzbetrieb durch Aufnahme von langfristigen Krediten oder die Emission von Anleihen mit langen Laufzeiten (>10 Jahre) ist ökonomisch sachgerecht
- Diese Finanzierungsstrategie führt dazu, dass Netzbetreiber auch die aus heutiger Sicht vergleichsweise hohen Zinssätze von in der Vergangenheit (bspw. vor 10 Jahren) emittierten Anleihen bezahlen müssen
- Daher: Verwendung eines 10-Jahresdurchschnitts für den risikolosen Zinssatz und den Debt Spread bei ansonsten identischem Vorgehen
- Nur 10-Jahresdurchschnitt ist konsistent mit 10-jähriger Restlaufzeit: Ein Netzbetreiber, der jedes Jahr eine zehnjährige Anleihe emittiert, bezahlt im „Steady State“ die Fremdkapitalzinsen der letzten 10 Jahre

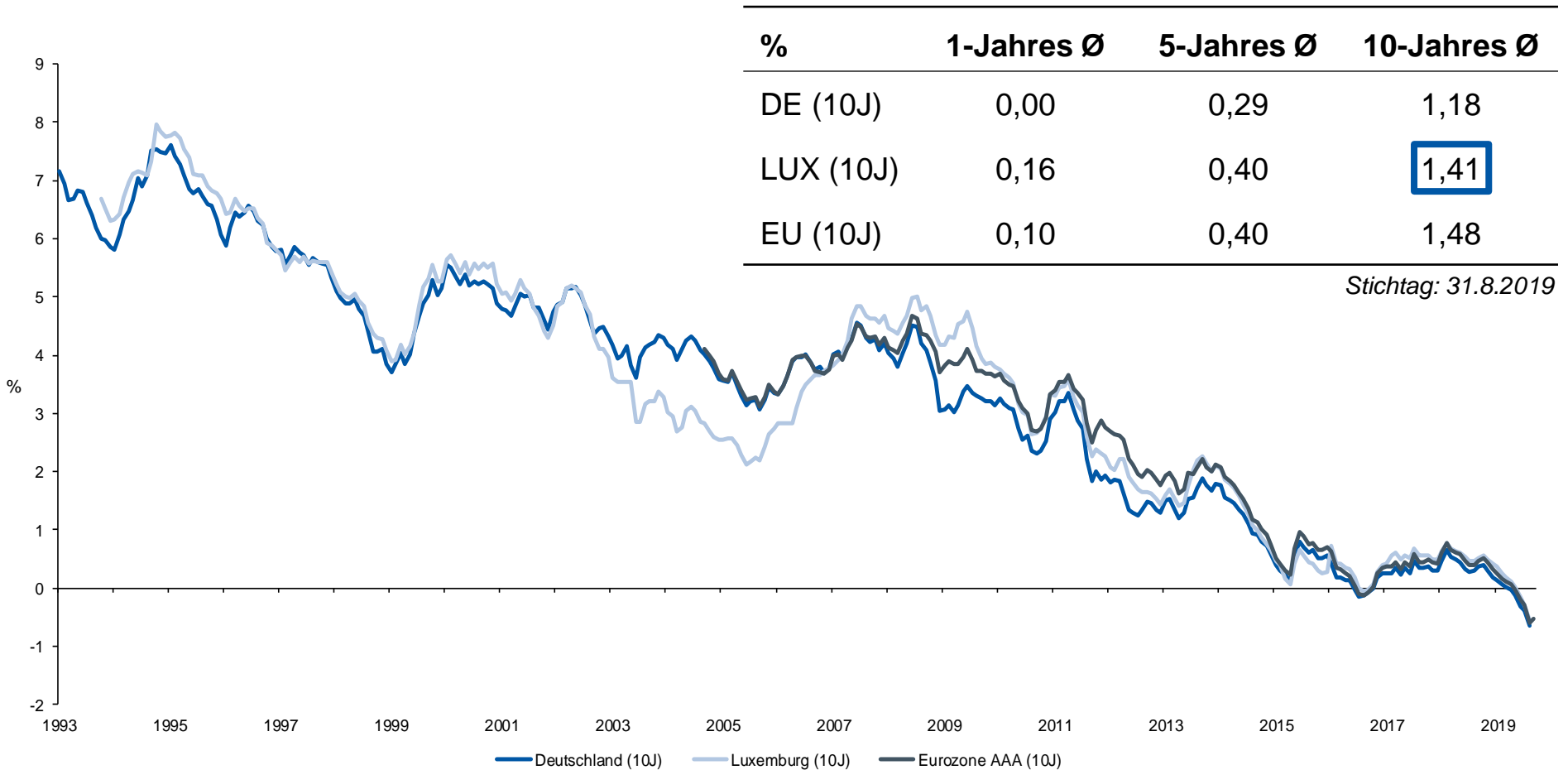
---

**NERA-Vorgehen: Orientierung am Vorgehen des ILR-Beraters aber Verlängerung des Durchschnittsfensters auf 10 Jahre**

---

# Risikoloser Zinssatz

## Renditen europäischer Staatsanleihen auf historisch niedrigem Niveau



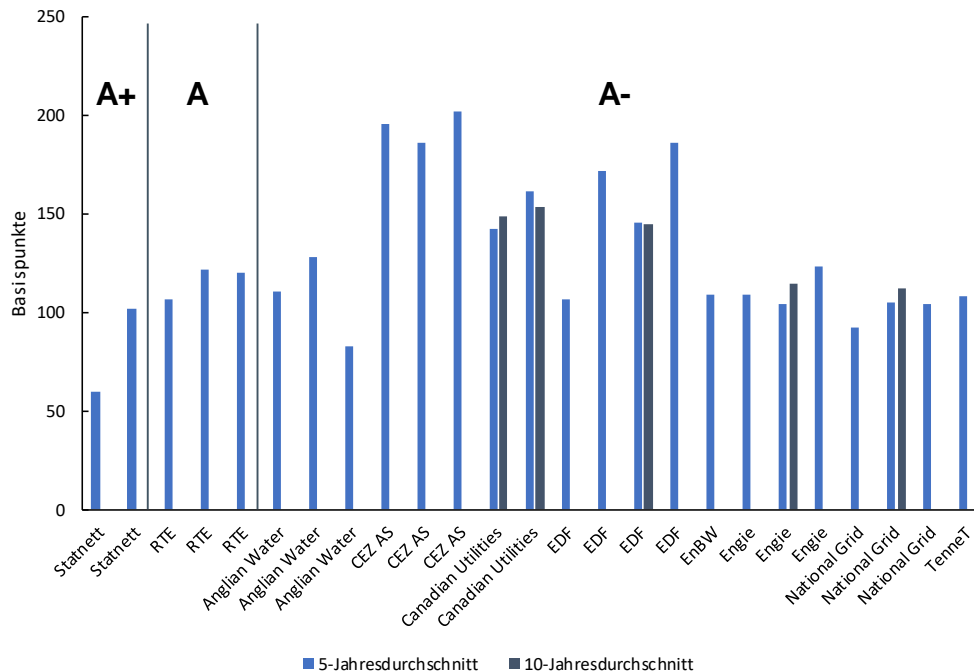
Quelle: ECB Statistical Data Warehouse, „Long-term interest rate for convergence purposes – 10 years maturity“ und „Yield curve spot rate, 10-year maturity - Government bond, nominal, all issuers whose rating is triple A - Euro area (changing composition)“.

Kommentar: Dargestellt sind monatliche Durchschnitte.

# Fremdkapitalkosten - Ergebnisse

## Bestätigung der Bandbreite aus 2016

Aufschläge von Anleihen internationaler Energieunternehmen mit Bonität A+ bis A- (S&P)



Basispunkte	5-Jahres-Ø	10-Jahres-Ø
25%-Perzentil	105	113
Median	111	145
75%-Perzentil	154	151

Stichtag: 30.9.2019

Quelle: NERA-Analyse von Bloomberg-Daten. Identifikation der Vergleichsanleihen ausgehend von der Vergleichsgruppe des ILR-Beraters. Berücksichtigung aller festverzinslichen Anleihen, die vor mindestens 5 Jahren emittiert wurden und heute eine RLZ zwischen 7 und 13 Jahren haben sowie aller Anleihen, die vor mindestens 10 Jahren emittiert wurden und heute eine RLZ von mindestens 5 Jahren haben.

FK-Zinssatz in Höhe von 2,86% (1,41%+1,45%) liegt deutlich unterhalb Festlegung für RP2 (3,60%) und bildet aktuelle Marktverhältnisse ab

## 3 | Eigenkapitalzinssatz

# Eigenkapitalzinssatz – Vorgehen

## Betrachtung verschiedener Ansätze statt Fokus auf eine Methode

### Besondere Kapitalmarktverhältnisse erfordern Betrachtung mehrerer Methoden

- Rein historischer Ansatz wird den historisch präzedenzlosen Kapitalmarktverhältnissen nicht gerecht
- Eignung scheinbar etablierter Methoden muss hinterfragt werden

### Auch das OLG Düsseldorf kritisiert die Vernachlässigung von Alternativen zum gewählten Ansatz

- Grund: historisch einmalige Kapitalmarktverhältnisse erfordern Plausibilisierung der gewählten Marktparameter mit alternativen Methoden und Datenquellen
- BGH hebt OLG-Entscheidung auf, aber: BGH widerspricht ökonomischen Einschätzungen des OLG nicht, sondern stützt Beschluss auf rechtliche Argumente

### ILR hat in Vergangenheit bereits anerkannt, dass mehrere Ansätze betrachtet werden müssen

- ILR-Berater: „*The equity risk premium [...] is typically estimated using long run historical averages, short-run implied risk premiums and survey evidence.*“\*
- ILR: „*As described above, the WACC and its components should be forward-looking.*“\*\*

---

## NERA-Vorgehen: Betrachtung diverser Daten und Methoden

---

\* Frontier Economics, „Input data and intermediate calculations – A report prepared for ILR“, März 2014

\*\* ILR, „Explanatory Note – Regulatory Cost of Capital for the fixed and the mobile network activities“, Mai 2016

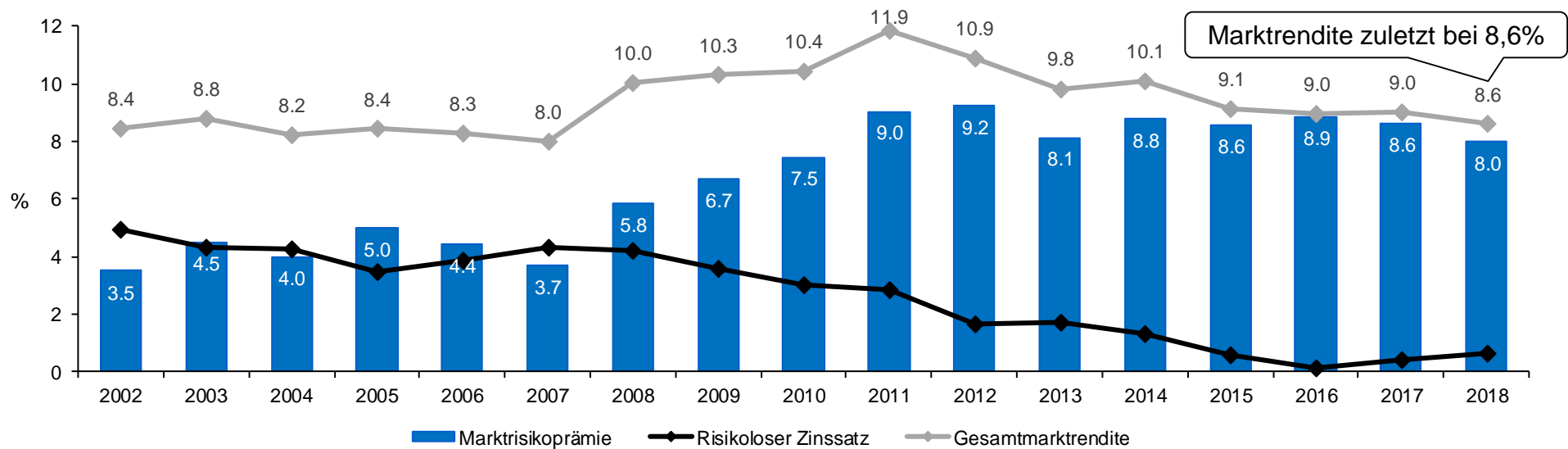
## 3.1 | Eigenkapitalzinssatz Marktrendite



# Marktrendite – Vorwärtsgewandte Modelle (I)

## Europäische Zentralbank – Europa (EUROSTOXX)

### Marktrendite im Zeitverlauf stabiler als Marktrisikoprämie



Quellen: Marktrisikoprämie wurde als jährlicher Durchschnitt der in Abb. 5 von Geiss et Al. (2018, in "EZB Wirtschaftsbericht Ausgabe 4/2018") gezeigten Daten gebildet.

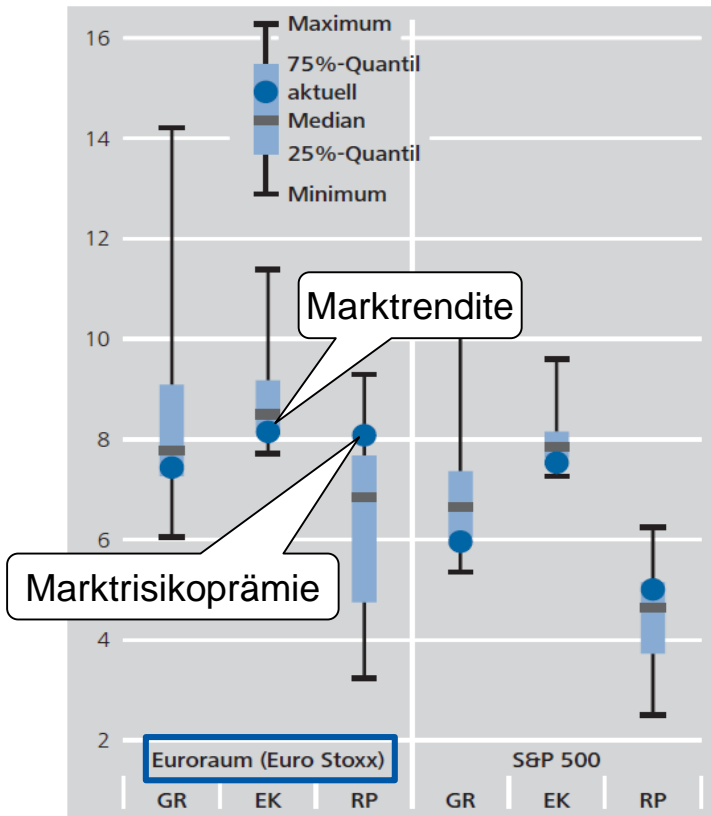
Risikoloser Zinssatz basiert auf Analyse von Bundesbank-Daten „Term structure of interest rates on listed Federal securities (method by Svensson) / residual maturity of 10.0 years / daily data“.

Marktrendite laut Europäischer Zentralbank bei 8,6%

# Marktrendite – Vorwärtsgewandte Modelle (II)

## Deutsche Bundesbank – Europa (EUROSTOXX)

### Aktienmarktanalyse Deutsche Bundesbank



- Marktrendite seit 2004 praktisch durchgängig oberhalb von 8%, meistens im Bereich 8,1% bis 9,1%
- Aktuelle Marktrendite (Mai 2019): ca. 8,1%, etwas unter Median
- Aktuelle Marktrisikoprämie: ca. 8,0%, deutlich über Median und oberhalb des Interquartilsbereichs
- Marktrendite deutlich weniger volatil als Marktrisikoprämie, was Fokus auf Marktrendite anstatt Marktrisikoprämie stützt

Quelle: Deutsche Bundesbank, 2019, „Monatsbericht Mai 2019“.

## Marktrendite laut Bundesbank bei 8,1%

# Marktrendite – Historische Daten

## Fokus auf historische Renditen anstatt auf historische Überrenditen

### Gesamtmarktrendite (Total Market Return)-Ansatz wird Kapitalmarktverhältnissen gerecht

- Vorwärtsgewandte Modelle und Umfragen unterstreichen, dass erwartete Marktrendite im Zeitverlauf stabiler ist als die Marktrisikoprämie und dass der Rückgang der risikolosen Zinssätze mit einem Anstieg der Marktrisikoprämie einherging

### Ansatz umgeht „Golden Age of Bonds“-Problematik

- Im Zuge fallender risikoloser Zinssätze verzeichneten Anleihen mit fixen Coupons Kursgewinne. Dimson, Marsh und Staunton (DMS) bringen diese Kursgewinne bei der Berechnung der historischen Überrendite („Equity vs. Bonds“) in Abzug. Da das risikolose Zinsniveau auf einen historischen Tiefststand gefallen ist, werden diese Kursgewinne nicht anhalten. Die historischen Überrenditen können daher nicht repräsentativ für die derzeitigen Erwartungen der Kapitalmarktteilnehmer sein.
- TMR-Ansatz umgeht diese Problematik, da historische Kursgewinne unberücksichtigt bleiben

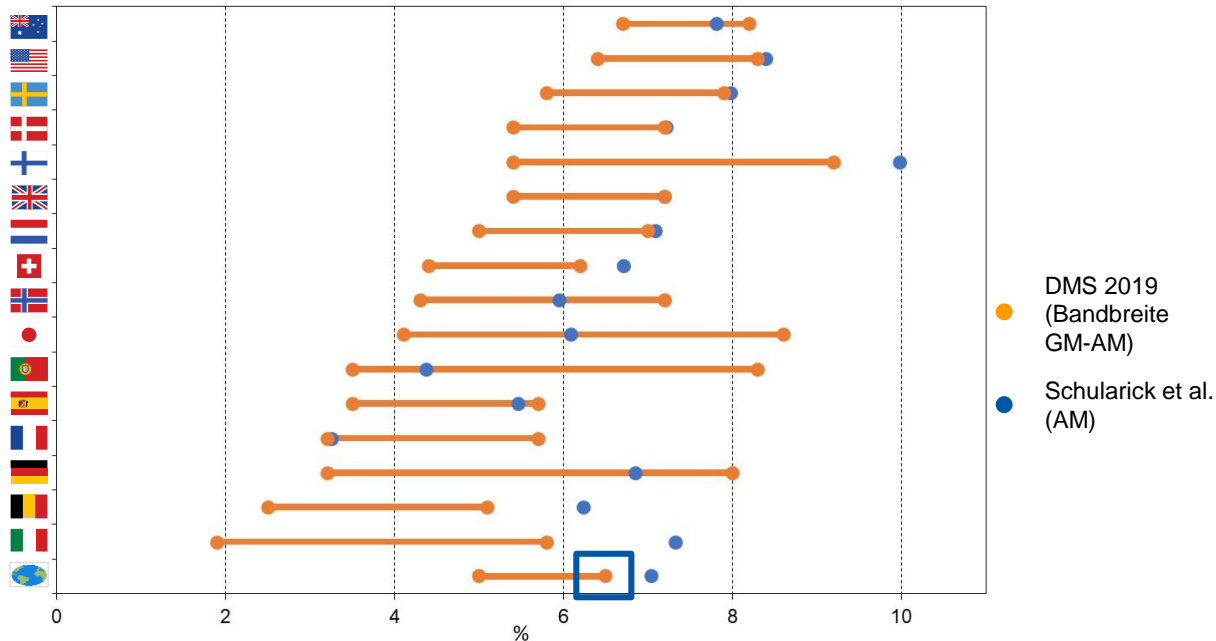
### TMR-Ansatz ist in Wissenschaft und Regulierung etabliert

- Wright et Al. (2014)\* zur Annahme einer konstanten MRP: *„The empirical basis for this assumption was always weak, compared to the [TMR approach]; but it has been further undermined by more recent evidence that risk premia are countercyclical.“*
- TMR-Ansatz wird unter anderem in Großbritannien und Italien angewandt

\* “Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators – An update on Mason, Miles and Wright (2003)”

# Marktrendite – Historische Daten

## Historische Durchschnittsrenditen nach DMS und Schularick



- Jährliche Publikationen von Dimson, Marsh und Staunton (DMS) sind Standardquelle für historische Renditedaten
- Plausibilisierung mit akademischer Publikation „The Rate of Return on Everything“ (Schularick et al. 2019)
- Entscheidung der ILR (2016) sowie allgemeine Regulierungspraxis sprechen für Verwendung des arithmetischen Mittels (AM)

	%	Wert für 2019	Quelle
<b>A</b>	Gesamtmarktrendite (real)	6,50	DMS (2019), AM
<b>B</b>	Inflation	1,30 – 1,70	EZB (Erwartung in 1 bzw. 5 Jahren)*
<b>C</b>	Gesamtmarktrendite (nominal)	7,80 – 8,20	C = A + B

\* „HICP Inflation forecasts“ laut EZB-Website. Stand: 2019 Q3.

# Marktrendite – Umfragen (2019: 5096 Antworten) Fernandez-Ergebnisse für Luxemburg

- Prof. Pablo Fernandez fragt Analysten, Wissenschaftler, Unternehmen, ... nach verwendeten Marktrisikoprämien und risikolosem Zinssatz für verschiedene Länder
  - Standardquelle für umfragebasierte Marktrisikoprämien (seit über 10 Jahren erhoben, im Gegensatz zu Graham & Harvey Fokus Abdeckung europäischer Märkte)
  - Von der ILR in der WACC-Festlegung für Telekommunikationsnetze (2016) hinzugezogen
  - Berücksichtigung auch in Australien, unter anderem auf Empfehlung des ILR-Beraters\*

	%	Median	Mittelwert	Quelle
<b>A</b>	Marktrisikoprämie	6,20	6,10	Fernandez et Al. (2019)
<b>B</b>	Risikoloser Zinssatz	0,80	1,10	Fernandez et Al. (2019)
<b>C</b>	Marktrendite	7,00	7,20	C = A + B

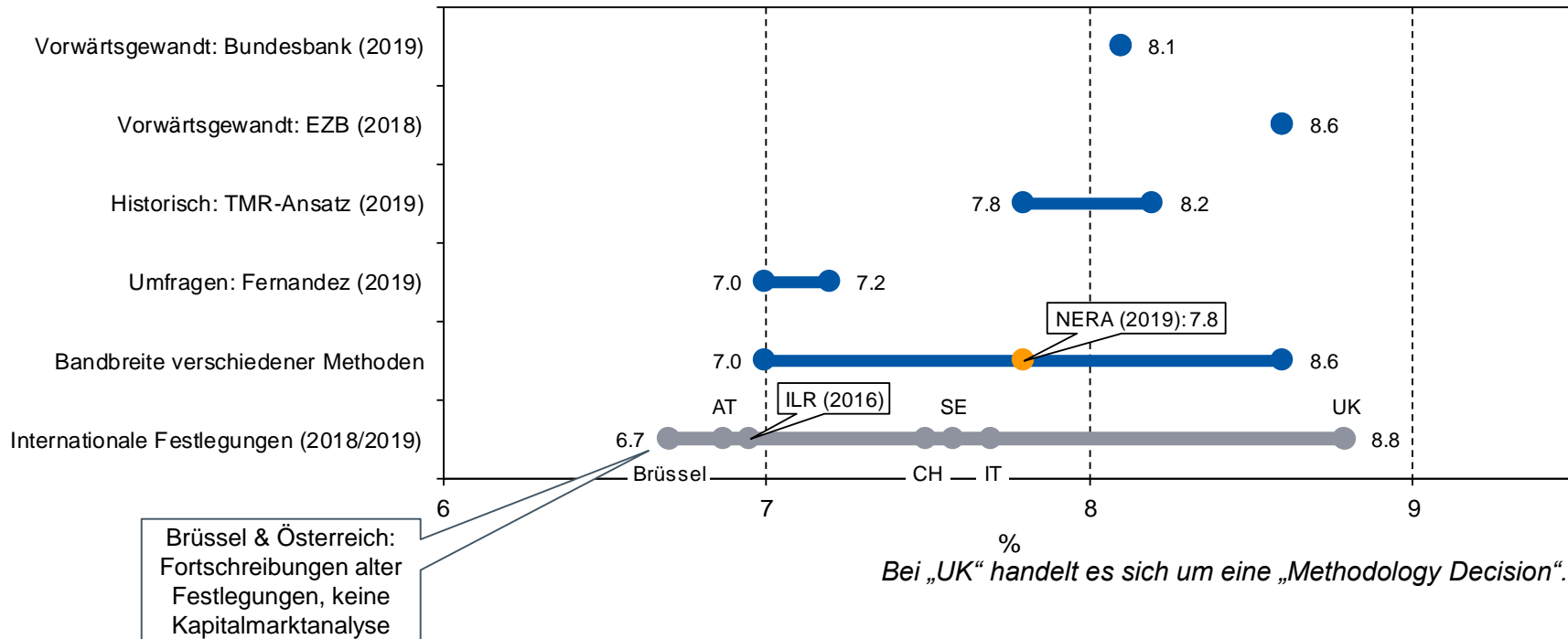
**Marktrendite laut Fernandez für Luxemburg zwischen 7,0% und 7,2%**

\* *Australien Energy Regulator (2018): Market Risk Premium, risk free rate averaging period and automatic application of the rate of return, Discussion Paper, S. 26ff.*

# Marktrendite – Zusammenfassung

## Positionierung in der Mitte der Bandbreite

### Marktrenditen (in %)



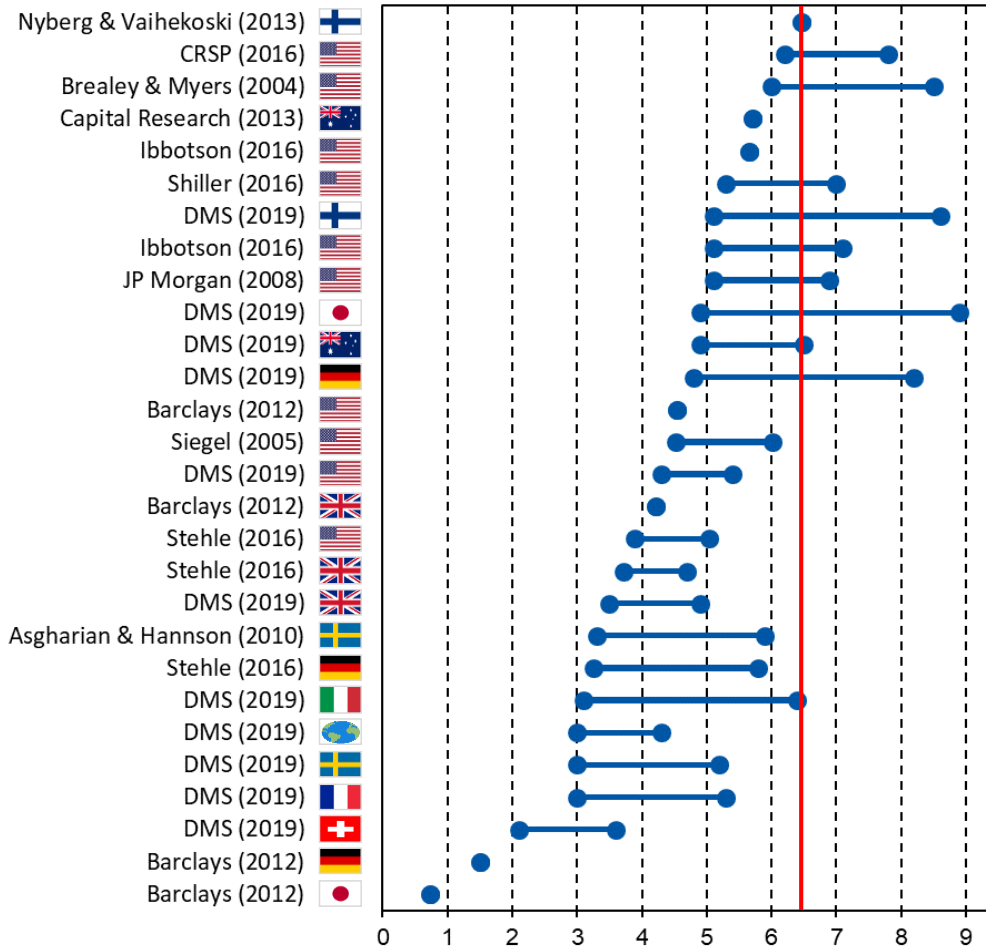
Marktrendite in Höhe von 7,8% abgeleitet aus vorwärtsgewandten Modellen, historischen Daten und Umfragen – Aktuelle Festlegungen plausibilisieren Wert

## 3.2 | Eigenkapitalzinssatz Marktrisikoprämie

# Marktrisikoprämie (MRP)

= Marktrendite – risikoloser Zinssatz = 7,80% - 1,41% = 6,39%

## Historische Überrenditen laut verschiedenen Studien



- Vorgehen ILR 2016:
  - Festlegung der Marktrendite basierend auf durchschnittlichen historischen Überrenditen („Equity vs. Bonds“, Welt) gemäß Dimson, Marsh, Staunton (DMS)
  - ILR hat die Marktrisikoprämie oberhalb der Welt-Bandbreite (2019: 3,0% bis 4,3%) angesetzt
- Betrachtung nur eines Datenpunktes (DMS, Welt) nicht ausreichend, Gesamtbild der zahlreichen Studien spricht für MRP zwischen 3-7%
- MRP aus TMR-Ansatz in Höhe von 6,39% (links rot eingezeichnet) ist konsistent mit der Bandbreite historischer Überrenditen

Marktrisikoprämie ist konsistent mit Bandbreite historischer Überrenditen



### 3.3 | Eigenkapitalzinssatz Betafaktor

# Betafaktor – Methode

## Orientierung am Vorgehen von ILR (2016)

### Vergleichsgruppe

- ILR-Berater ziehen 2016 eine Vergleichsgruppe von 9 Unternehmen aus Europa, USA und Neuseeland heran
- Zwei dieser Unternehmen (Boardwalk Pipeline Partners, ITC Holdings) wurden 2017 bzw. 2016 akquiriert und können daher nicht in der aktualisierten Analyse berücksichtigt werden
- Vier zusätzliche Vergleichsunternehmen: Italgas, Hera, Spark, Ausnet Services
- Vollständige Liste und Detail zu neuen Vergleichsunternehmen im Anhang

### Berechnungsweise

- Datengrundlage: täglich
- Referenzzeiträume: 1, 2, 3 und 5 Jahre
- Stichtag: 27.09.2019
- Referenzindex: national und im Falle europäischer Unternehmen auch kontinental (Annahme eines integrierten europäischen Kapitalmarktes)
- Anpassung der Beta-Werte (Vasicek) und Modigliani-Miller-Formel zur Ermittlung unverschuldeter Betas

---

Orientierung am ILR-Vorgehen bei Vergleichsgruppe und Berechnungsweise

---

# Betafaktor – Ergebnisse

	1-Jahresperiode	2-Jahresperiode	3-Jahresperiode	5-Jahresperiode
Nationale Referenzindizes	0,43	0,44	0,41	0,40
Kontinentale Referenzindizes*	0,44	0,44	0,42	0,44

\* Nur für EU-Unternehmen wurde ein kontinentaler Referenzindex bei der Beta-Berechnung verwendet.  
Kommentar: Unternehmensspezifische Betafaktoren können dem Anhang entnommen werden.

- Bandbreite aus obigen Berechnungen: 0,40 bis 0,44
- ILR-Festlegung 2016: 0,47
- Da keine strukturellen Änderungen am Regulierungsrahmen zu erwarten sind und mithin keine Gründe für eine deutliche Änderung des Betas ersichtlich sind, liegt eine Orientierung am oberen Ende der Bandbreite nahe.

# 4 | WACC

## WACC: ILR-Festlegung (2016) und aktuelle NERA-Empfehlung

### Reduktion reflektiert aktuelle Kapitalmarktentwicklung

	RP2 (2017 - 2020)	NERA-Empfehlung	Δ
Risikoloser Zinssatz	2,15%	1,41%	
FK-Aufschlag	1,45%	1,45%	
<b>FK-Zinssatz (vor Steuer)</b>	<b>3,60%</b>	<b>2,86%</b>	<b>-0,74 ppt</b>
Eigenkapitalquote	50%	50%	
Steuersatz	30,90%	26,66%	
Marktrendite	6,95%	7,80%	
Marktrisikoprämie	4,80%	6,39%	
Unverschuldetes Beta	0,47	0,44	
Verschuldetes Beta	0,79	0,76	
EK-Zinssatz (nach Steuer)	5,96%	6,28%	
<b>EK-Zinssatz (vor Steuer)</b>	<b>8,63%</b>	<b>8,56%</b>	<b>-0,07 ppt</b>
<b>WACC (vor Steuer)</b>	<b>6,12%</b>	<b>5,71%</b>	<b>-0,41 ppt</b>

Anhang | **Betas**

# Anhang 1: Begründung für erweiterte Beta-Vergleichsgruppe

## Erweiterung 1: Hera

- Italienisches Energieversorgungsunternehmen
- Tätigkeiten: Gasverteilung und –verkauf; Stromerzeugung und –verteilung
- Je ein Drittel des Umsatzes stammt aus dem Strom- und Gassektor
- Teil der Beta-Vergleichsgruppe in Frankreich

## Erweiterung 2: Italgas

- Italienisches Gasverteilunternehmen
- 73% des Umsatzes stammen aus dem Verkauf und der Verteilung von Gas
- Teil der Beta-Vergleichsgruppe in derzeitigen Konsultationen in Frankreich

## Erweiterung 3: Ausnet Services

- Australisches Energieversorgungsunternehmen
- Tätigkeiten: Stromübertragung und –verteilung; Gasverteilung
- 50% des Umsatzes aus dem Stromsektor, 12% aus dem Gassektor
- Teil der Beta-Vergleichsgruppe in Deutschland und Österreich

## Erweiterung 4: Spark Infrastructure

- Australischer Infrastrukturfond, der fast ausschließlich in Stromübertragungs- und –verteilunternehmen investiert
- Alle Unternehmen, in die dieser Fond investiert, sind reguliert
- Teil der Beta-Vergleichsgruppe in Deutschland und Österreich

## Anhang 2: Betafaktoren pro Unternehmen Nationale Referenzindizes

### Asset-Betas (unverschuldet, Vasicek-Anpassungen und Modigliani-Miller-Formel)

Unternehmen	1J	2J	3J	5J
Snam Rete Gas	0,49	0,48	0,48	0,41
Terna	0,42	0,46	0,43	0,39
Italgas	0,40	0,44	n.a.	n.a.
Enagas	0,46	0,42	0,38	0,35
Red Electrica	0,33	0,38	0,37	0,38
Hera	0,45	0,47	0,40	0,31
National Grid	0,37	0,40	0,39	0,41
TC Pipelines	0,49	0,51	0,53	0,62
Spark	0,62	0,61	0,53	0,50
Vector Limited	0,37	0,29	0,24	0,25
Ausnet Services	0,36	0,42	0,37	0,36
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,43</b>	<b>0,44</b>	<b>0,41</b>	<b>0,40</b>

*Kommentare: Boardwalk Pipeline Partners und ITC Holdings wurden ausgeschlossen, da sie 2018 bzw. 2016 akquiriert wurden. Für Italgas liegen erst ab Mitte 2017 Daten vor.*



## Anhang 2: Betafaktoren pro Unternehmen

### Kontinentale Referenzindizes für EU-Unternehmen

#### Asset-Betas (unverschuldet, Vasicek-Anpassungen und Modigliani-Miller-Formel)

Unternehmen	1J	2J	3J	5J
Snam Rete Gas	0,50	0,50	0,52	0,51
Terna	0,44	0,46	0,47	0,48
Italgas	0,42	0,45	n.a.	n.a.
Enagas	0,46	0,41	0,39	0,41
Red Electrica	0,33	0,34	0,35	0,42
Hera	0,49	0,47	0,44	0,39
National Grid	0,37	0,40	0,39	0,41
TC Pipelines	0,49	0,51	0,53	0,62
Spark	0,62	0,61	0,53	0,50
Vector Limited	0,37	0,29	0,24	0,25
Ausnet Services	0,36	0,42	0,37	0,36
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,44</b>	<b>0,44</b>	<b>0,42</b>	<b>0,44</b>

*Kommentare: Boardwalk Pipeline Partners und ITC Holdings wurden ausgeschlossen, da sie 2018 bzw. 2016 akquiriert wurden.*

*Für Italgas liegen erst ab Mitte 2017 Daten vor.*

*Da nur für EU-Unternehmen der kontinentale Referenzindex verwendet wird, sind die hier angegebenen Betas der Nicht-EU-Unternehmen dieselben wie auf der vorherigen Folie.*

## QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist.

**NERA**

ECONOMIC CONSULTING



# **Kapitalkosten luxemburgischer Netzbetreiber – Begutachtung des Konsultationsentwurfs**

Gutachten im Auftrag der luxemburgischen Netzbetreiber

4. März 2020

## **Autoren**

Tomas Haug

Lorenz Wieshammer

Adjmal Sirak

## **VERTRAULICHKEIT**

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA Economic Consulting

# Inhalt

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>i</b>
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2. WACC .....</b>	<b>3</b>
2.1. Verhältnis der Festlegungen.....	3
2.2. Verhältnis der Parameter.....	5
2.3. Internationale Regulierungsentscheidungen .....	6
2.4. Einschätzungen von Finanzanalysten .....	7
2.5. Zusammenfassung .....	9
<b>3. Marktrisikoprämie .....</b>	<b>10</b>
3.1. Methodische Aspekte .....	10
3.2. Internationale Regulierungsentscheidungen .....	17
3.3. Zusammenfassung .....	19
<b>4. Beta .....</b>	<b>20</b>
<b>5. Fremdkapitalzinssatz .....</b>	<b>20</b>
<b>6. Zusammenfassung.....</b>	<b>22</b>
<b>Anhang A. Quellen.....</b>	<b>24</b>
A.1. Regulierungsentscheidungen .....	24
A.2. Berichte von Finanzanalysten.....	26

## Kurzfassung

Die luxemburgische Regulierungsbehörde Institut Luxembourgeois de Régulation (kurz: „ILR“) ist für die Regulierung der Strom- und Gasnetze in Luxemburg zuständig. Im Januar 2020 hat das ILR einen Konsultationsentwurf für die Regulierungsperiode von 2021 bis 2024 veröffentlicht. Teil des Konsultationsentwurfs ist ein vom Beratungsunternehmen Frontier Economics Ltd. (kurz: „F.E.“) erstelltes Gutachten zu den Kapitalkosten, die in Luxemburg als gewichteter Durchschnitt zwischen Fremd- und Eigenkapitalkosten ermittelt (englisch: „Weighted Average Cost of Capital“, kurz: „WACC“) werden. F.E. ermittelt eine Bandbreite von 2,46 bis 3,21 Prozent für den WACC. Gegenüber der letzten Festlegung der Regulierungsbehörde ILR entspricht dies ungefähr einer Halbierung des WACCs (siehe Tabelle ES.1). Das ILR hält es sich explizit offen, von der Methodik im F.E.-Gutachten und folglich von den dort ermittelten Parameterwerten abzuweichen.

**Tabelle ES.1: WACC-Ermittlungen 2016 und 2019**

<i>%, außer Beta</i>	<b>F.E. (2019)</b>	<b>ILR (2016)</b>	<b>Berechnung</b>
A Risikoloser Zinssatz	0,35 - 0,36	2,15	
B Risikozuschlag Fremdkapital	1,31 - 1,54	1,45	
<b>C Fremdkapitalzinssatz</b>	<b>1,67 - 1,90</b>	<b>3,60</b>	=A+B
D Marktrisikoprämie	3,00 - 4,30	4,80	
E Asset Beta	0,39 - 0,40	0,47	
F Equity Beta	0,68 - 0,69	0,79	=E*(1+(1-I)*J/(1-J))
G Risikozuschlag Eigenkapital	2,04 - 2,97	3,79	=D*F
<b>H Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)</b>	<b>2,39 - 3,31</b>	<b>5,96</b>	=A+G
I Steuersatz	26,66	30,90	
J Fremdkapitalanteil	50,00	50,00	
<b>K WACC (nominal, vor Steuer)</b>	<b>2,46 - 3,21</b>	<b>6,12</b>	=J*C+(1-J)*H/(1-I)

Quelle: NERA-Analyse, F.E., ILR.

CREOS Luxemburg S.A. (kurz: „CREOS“) hat in Abstimmung mit anderen luxemburgischen Netzbetreibern die NERA Economic Consulting GmbH (kurz: „NERA“, „uns“) beauftragt, den konsultierten WACC ökonomisch zu analysieren. Unsere Analyse beginnt mit den Kapitalmarktverhältnissen. Entscheidende Kapitalmarktindikatoren wie Inflation, risikolose Zinssätze und die Aktienvolatilität sind gegenüber 2016 weitgehend unverändert. Gemäß Analysen der Deutschen Bundesbank ist die Marktrisikoprämie gegenüber 2019 gestiegen. Kapitalmarktentwicklungen, die eine Halbierung des regulatorischen WACCs begründen könnten, haben sich

nicht vollzogen. Die Empfehlung von F.E. steht im Widerspruch zu den Kapitalmarktentwicklungen.

Bereits zwischen den von F.E. ermittelten Parametern bestehen augenscheinliche Inkonsistenzen. F.E. empfiehlt einen gegenüber 2016 nahezu konstanten Risikozuschlag für Fremdkapital und eine Reduktion des Risikozuschlags für Eigenkapital um 34 Prozent. Diese Empfehlung widerspricht finanzökonomischen Grundsätzen, wonach ein Zusammenhang zwischen den Risikozuschlägen für Fremd- und Eigenkapital besteht. Der von F.E. empfohlene Risikozuschlag für Eigenkapital entspricht der Höhe nach eher einem Fremdkapitalzuschlag für mittlere Bonität. Dies spricht dafür, dass der Risikozuschlag für Eigenkapital falsch ermittelt wurde.

Das Hinzuziehen externer Vergleichswerte isoliert den von F.E. ermittelten WACC als präzedenzlos. Ausländische Regulierungsbehörden haben im Jahr 2019 WACCs festgelegt, die im Mittel knapp doppelt so hoch sind wie der in Luxemburg konsultierte WACC. F.E. selbst vertritt in Luxemburgs Nachbarland Frankreich die Auffassung, dass der WACC für regulierte Gasnetze mehr als doppelt so hoch sein müsste wie in Luxemburg empfohlen. Auch Finanzanalysten, die im Aggregat die Marktsicht widerspiegeln, sind der Auffassung, dass der angemessene WACC doppelt so hoch ist wie von F.E. ermittelt. Unter den sechs betrachteten Regulierungsbehörden und den zwölf betrachteten Investmentbanken findet sich nicht eine einzige Institution, die den von F.E. ermittelten WACC für angemessen hält. Selbst die niedrigsten Vergleichswerte liegen jeweils rund einen Prozentpunkt über dem in Luxemburg konsultierten WACC.

Die Analyse der zugrundeliegenden Parameter legt die Gründe für diese Diskrepanz offen, die insbesondere bei der Marktrisikoprämie zu finden sind. F.E. nennt drei Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, aber zieht letztlich nur die historischen Durchschnitte aus der DMS-Datensammlung heran. F.E. begründet diese Methodenwahl mit Objektivierbarkeit, Transparenz und Abhängigkeit von Annahmen. In diesen Kategorien sieht F.E. Vorteile bei der gewählten Methode. Diese Einschätzung ist nicht haltbar. Die von F.E. herangezogene Methode basiert tatsächlich auf starken Annahmen, die gegenwärtig nicht erfüllt sind. Der verwendete Durchschnitt ist in seiner Berechnung nicht nachvollziehbar. Transparenz ist nicht gewährleistet. Die vorgetragenen Einwände gegen die Verwendung vorwärtsgewandter Ansätze und Umfragen sind ebenfalls nicht haltbar. Dementsprechend weicht die Empfehlung von F.E. deutlich von Vergleichswerten für die Marktrisikoprämie aus der europäischen Regulierungspraxis ab. Alle Festlegungen liegen oberhalb der Empfehlung von F.E. Im Mittel liegen vergleichbare Festlegungen ungefähr zwei Prozentpunkte über der von F.E. empfohlenen Bandbreite. Auch das methodische Vorgehen von F.E. steht im Widerspruch zur Regulierungspraxis. Europäische Regulierungsbehörden weichen zunehmend vom von F.E. empfohlenen Ansatz ab und ziehen alternative Ansätze wie vorwärtsgewandte Ansätze und Umfragen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heran. Letzteres empfiehlt auch selbst F.E. in Frankreich.



Auch bei der Ermittlung des Betafaktors und des Fremdkapitalzinssatzes ist das Vorgehen von F.E. nicht nachvollziehbar. Beim Betafaktor werden Unternehmen, die nach den von F.E. selbst definierten Kriterien geeignet wären, nicht in die Vergleichsgruppe aufgenommen. Beim Fremdkapitalzinssatz besteht eine Inkonsistenz zwischen der unterstellten Laufzeit und dem Durchschnittsfenster.

In Folge der methodischen Fehler ist die von F.E. empfohlene Bandbreite für die Anwendung im Regulierungskontext ungeeignet. Erhebliche Abweichungen zu allen Vergleichswerten aus der Regulierungspraxis, den Finanzmärkten und dem eigenen Vorgehen von F.E. in Frankreich untermauern dies. Das ILR sollte die WACC-Ermittlung von F.E. für Luxemburg bei der Festsetzung des regulatorischen WACC vollständig unberücksichtigt lassen. Selbst eine Festlegung am oberen Ende der von F.E. ermittelten Bandbreite würde die dargestellten Probleme nicht beheben.

# 1. Einleitung

Die luxemburgische Regulierungsbehörde Institut Luxembourgeois de Régulation (kurz: „ILR“) ist für die Regulierung der Strom- und Gasnetze in Luxemburg zuständig. Im Januar 2020 hat das ILR einen diesbezüglichen Konsultationsentwurf für die Regulierungsperiode von 2021 bis 2024 veröffentlicht. Die erlaubten Kapitalkosten sind dabei ein Schlüsselparame- ter. Die erlaubten Kapitalkosten werden in Luxemburg als gewichteter Durchschnitt zwischen Fremd- und Eigenkapitalkosten ermittelt (englisch: „Weighted Average Cost of Capital“, kurz: „WACC“). Das ILR hat das Beratungsunternehmen Frontier Economics Ltd. (kurz: „F.E.“) mit der Ermittlung des WACCs beauftragt. In ihrem Gutachten ermittelte F.E. eine Bandbreite von 2,46 bis 3,21 Prozent (nominal, vor Steuer) für den WACC.<sup>1</sup> Das ILR behält es sich expli- zit vor, von den im F.E.-Gutachten ermittelten Parameterwerten abzuweichen.<sup>2</sup>

**Tabelle 1.1: WACC-Ermittlungen 2016 und 2019**

%, außer Beta	F.E. (2019)	ILR (2016)	Δ
Risikoloser Zinssatz	0,35 - 0,36	2,15	
Risikozuschlag Fremdkapital	1,31 - 1,54	1,45	-2%
<b>Fremdkapitalzinssatz</b>	<b>1,67 - 1,90</b>	<b>3,60</b>	
Marktrisikoprämie	3,00 - 4,30	4,80	-24%
Asset Beta	0,39 - 0,40	0,47	-16%
Equity Beta	0,68 - 0,69	0,79	
Risikozuschlag Eigenkapital*	2,04 - 2,97	3,79	-34%
<b>Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)</b>	<b>2,39 - 3,31</b>	<b>5,96</b>	
Steuersatz	26,66	30,90	
Fremdkapitalanteil	50,00	50,00	
<b>WACC (nominal, vor Steuer)</b>	<b>2,46 - 3,21</b>	<b>6,12</b>	<b>-54%</b>

Quelle: NERA-Analyse. Die Änderungsrate in der vierten Spalte bezieht sich auf den Mittelwert der F.E.-Emp- fehlung (2019). \*Berechnet durch Multiplikation der Marktrisikoprämie mit dem Equity Beta.

Tabelle 1.1 vergleicht den von F.E. ermittelten WACC sowie die zugrundeliegenden Parameter mit der letzten Festlegung des ILR aus dem Jahr 2016. Damals hat das ILR für die

<sup>1</sup> Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, online unter [https://assets.ilr.lu/energie/Consultations/20200129\\_Methode\\_tarifaire\\_elec\\_2021-2024/PRE%20-%20WACC%20up- date%20RP3%20-%20ILR%20-%20stc.pdf#search=Frontier%20WACC](https://assets.ilr.lu/energie/Consultations/20200129_Methode_tarifaire_elec_2021-2024/PRE%20-%20WACC%20up- date%20RP3%20-%20ILR%20-%20stc.pdf#search=Frontier%20WACC) [20. Februar 2020].

<sup>2</sup> ILR (2020): Consultation publique du 29 janvier 2020 au 5 mars 2020 portant ur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels dans le secteur de l'électricité - document de support, Seite 10f.

Regulierungsperiode von 2017 bis 2020 einen WACC in Höhe von 6,12 Prozent (nominal, vor Steuer) festgelegt.

Im Vorlauf der Konsultation hat CREOS Luxemburg S.A. (kurz: „CREOS“) in Abstimmung mit anderen luxemburgischen Netzbetreibern die NERA Economic Consulting GmbH (kurz: „NERA“, „wir“) mit der Ermittlung des WACC beauftragt.<sup>3</sup> Unsere Präsentation („NERA-Präsentation“) ermittelt einen WACC in Höhe von 5,71 Prozent (nominal, vor Steuer). F.E. geht auf methodische Unterschiede zwischen der NERA-Präsentation und dem Vorgehen von F.E. teilweise ein. CREOS hat uns (wiederum in Abstimmung mit anderen luxemburgischen Netzbetreibern) außerdem mit der vorliegenden Begutachtung des von F.E. ermittelten WACCs beauftragt. Diese gliedert sich wie folgt.

- Kapitel 2 behandelt das Verhältnis des konsultierten WACCs mit der letzten Festlegung (Kapitel 2.1) und prüft die Parameter des konsultierten WACCs auf interne Konsistenz (Kapitel 2.2). Zudem wird der WACC anhand Vergleichswerten aus der Regulierungspraxis (Kapitel 2.3) und dem Finanzsektor (2.4) plausibilisiert. Kapitel 2.5 fasst die bei diesen Analysen gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

Die Kapitel 3 bis 5 befassen sich mit den Parametern, die der WACC-Ermittlung zu Grunde liegen:

- Kapitel 3 behandelt die Marktrisikoprämie. Dabei wird zunächst die Methodenwahl diskutiert (Kapitel 3.1). Kapitel 3.2 stellt die von F.E. ermittelte Marktrisikoprämie Vergleichswerten aus der Regulierungspraxis gegenüber. Kapitel 3.3 fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen.
- Kapitel 4 diskutiert Unterschiede bei der Beta-Ermittlung, die zwischen F.E. und der NERA-Präsentation bestehen.
- Kapitel 5 behandelt den Fremdkapitalzinssatz.
- Kapitel 6 enthält die Zusammenfassung.

Die Anhänge enthalten Quellenangaben über die analysierten Regulierungsentscheidungen und die ausgewerteten Analystenberichte.

---

<sup>3</sup> NERA (2019): Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze, Präsentation vom 11. Oktober 2019.

## 2. WACC

### 2.1. Verhältnis der Festlegungen

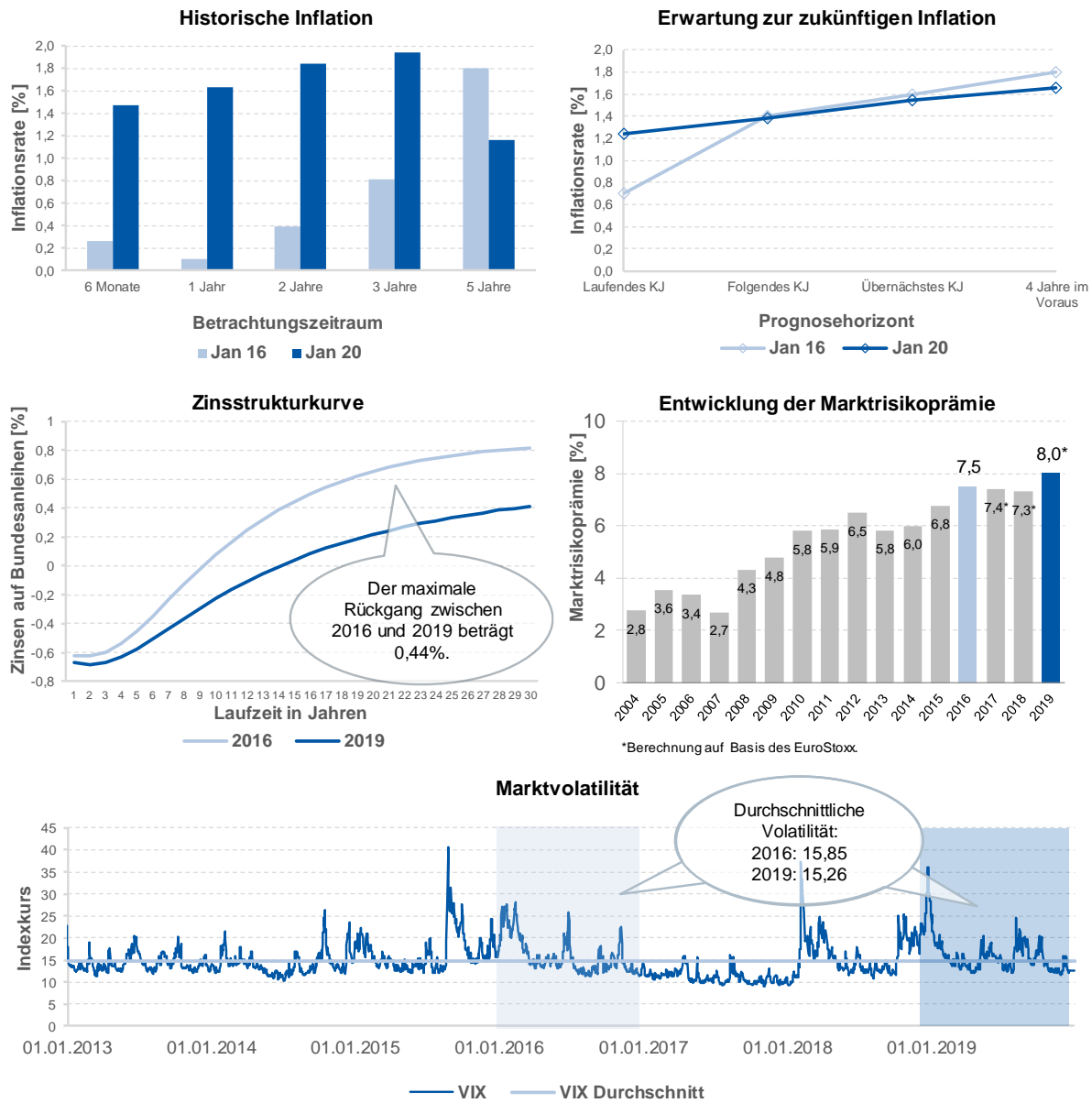
Der regulatorische WACC soll den Kosten entsprechen, die bei den regulierten Netzbetreibern für die Finanzierung ihrer Geschäftstätigkeit anfallen. Für unterschiedliche Finanzierungsformen fallen unterschiedlichen Kosten an – beispielsweise unterscheiden sich die Fremd- von den Eigenkapitalkosten. Letztere sind nicht direkt beobachtbar. Auch aus diesem Grund werden die Kapitalkosten in der Regulierungspraxis üblicherweise kalkulatorisch ermittelt. Die Höhe der Kapitalkosten bildet sich auf internationalen Kapitalmärkten aus Angebot und Nachfrage. Die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten sind daher maßgeblich für die Höhe der angemessenen Kapitalkosten.

Das vorliegende Kapitel untersucht, ob und wie sich die Kapitalmarktverhältnisse seit der letzten Festlegung des ILR im Jahr 2016 verändert haben. Abbildung 2.1 stellt den Vergleich wichtiger Kapitalmarktindikatoren, die maßgeblich für die angemessene Höhe der Kapitalkosten sind, zwischen 2016 und 2019 grafisch dar.

Der Graph oben links in Abbildung 2.1 stellt historische Durchschnitte der Inflationsrate von 2016 und von 2019 gegenüber. 2016 war nach einer Phase sinkender Inflationsraten gerade das Tal erreicht. Die Spannweite der historischen Inflation lag zwischen 0,1 Prozent für den 1-Jahreszeitraum und 1,8 Prozent für den 5-Jahreszeitraum. 2019 ist die Inflation gegenüber 2016 wieder gestiegen. Die durchschnittliche Inflation über einen Zeitraum bis zu drei Jahren ist durchweg höher als es 2016 der Fall war, der 3-Jahreswert beträgt 1,9 Prozent. Nur der 5-Jahresdurchschnitt wird noch von Werten aus dem Inflationstal 2016 beeinflusst und liegt bei 1,2 Prozent. Zum aktuellen Vergleichszeitpunkt ist die historische Inflation also deutlich höher, als es 2016 der Fall war. Eine höhere Inflation spricht *ceteris paribus* für einen höheren WACC.

Der Graph oben rechts in Abbildung 2.1 stellt für jeweils 2016 und 2019 die erwartete Inflationsrate dar, wie sie von der EZB in ihrer „Survey of Professional Forecasters“ erhoben wird. 2016 lag die Prognose für das laufende Kalenderjahr bei 0,8 Prozent. Die Umfrage aus Januar 2020 ergibt für das laufende Kalenderjahr eine Prognose von 1,2 Prozent. Am kurzen Ende des Prognosehorizontes ist die Inflationserwartung 2020 gegenüber 2016 also gestiegen. Für den mittelfristigen und langfristigen Prognosehorizont, d.h. für das folgende und übernächste Kalenderjahr, sowie für vier Jahre im Voraus, liegen die Inflationserwartungen aktuell auf nahezu identischem Niveau wie 2016; die Spannweite liegt zwischen 1,38 Prozent und 1,8 Prozent. Weder die historische, noch die erwartete Inflation geben also Anlass für eine signifikante Absenkung des WACC.

**Abbildung 2.1**  
**Kapitalmarktindikatoren unverändert**



Quelle: NERA-Analyse auf Basis folgender Daten. Inflation: HICP-Index Luxemburg, Eurostat. Inflationserwartung: EZB, Survey of Professional Forecasters, Januar 2016 (S.2) und Januar 2020 (S.3). Marktrisikoprämie: Monatsberichte der Bundesbank jeweils zum Mai 2017-19 (S. 44); wöchentliche Zeitreihen zum DAX-Index; erhalten auf Anfrage von der Bundesbank. Zinsstrukturkurve: Bundesbank [BBK01.WZ3431-WZ9826]. VIX-Index: CBOE.

Der Graph in der Mitte links in Abbildung 2.1 zeigt die Zinsstrukturkurve im Jahr 2016 und im Jahr 2019.<sup>4</sup> Insgesamt ist das Zinsniveau über diesen Zeitraum leicht abgesunken.

<sup>4</sup> Stichtag für den monatlichen Wert der Bundesbank ist der letzte Tag des jeweiligen Monats. Die Grafik zeigt den 12-Monatsdurchschnitt für 2016 bzw. 2019.

Allerdings beträgt der maximale Rückgang ca. 0,4 Prozentpunkte. Zwischen 2016 und 2019 sind die Zinsen auf risikolose Anleihen also weitestgehend stabil geblieben. Das Zinsniveau war sowohl 2016 als auch 2019 gemessen am historischen Durchschnitt außerordentlich niedrig.

Der Graph in der Mitte rechts in Abbildung 2.1 zeigt die Entwicklung der Marktrisikoprämie, wie sie von der Bundesbank in ihren Monatsberichten veröffentlicht wird. Der für 2016 veröffentlichte Wert betrug 7,5 Prozent. Für 2019 ist der Wert auf ca. 8,0 Prozent gestiegen. Seit 2004 ist ein Aufwärtstrend der Marktrisikoprämie erkennbar, im historischen Vergleich befindet sich die Marktrisikoprämie sowohl 2016 wie auch 2019 auf einem hohen Niveau. In jedem Fall rechtfertigt die Entwicklung der Marktrisikoprämie keine Absenkung des WACC.

Der Graph unten in Abbildung 2.1 zeigt die historische Entwicklung des VIX-Index. Dieser erfasst die sogenannte Volatilität und stellt ein Maß für das Risiko am Aktienmarkt dar.<sup>5</sup> Ein hoher VIX-Index bedeutet, dass am Markt hohe Unsicherheit über die zukünftige Aktienrendite herrscht. Der Jahresdurchschnittswert für 2016 betrug 15,85 Punkte, für 2019 betrug der Jahresdurchschnitt 15,26 Punkte, sodass der Index also nahezu unverändert bleibt. Insbesondere weist der VIX-Index nicht auf eine signifikante Reduktion des Kapitalmarktrisikos hin, die eine Absenkung des WACC rechtfertigen könnte.

Zusammengefasst betrachten wir vier entscheidende Kapitalmarktindikatoren: die Inflationsrate, die Zinsstrukturkurve, die Marktrisikoprämie und die Volatilität. Die Inflationsentwicklung spricht für einen höheren WACC, die übrigen drei Indikatoren sind nahezu unverändert geblieben. Dementsprechend ist es nicht nachvollziehbar und im Widerspruch zur Entwicklung der Kapitalmarktverhältnisse, dass F.E. eine Reduktion des WACC um ungefähr 50 Prozent empfiehlt (vgl. Tabelle 1.1).

## 2.2. Verhältnis der Parameter

Die Risiken bei Investitionen in das Fremd- oder Eigenkapital eines bestimmten Unternehmens stehen in einem Zusammenhang. Forderungen der Fremdkapitalgeber haben gegenüber den Forderungen der Eigenkapitalgeber Priorität. Unternehmen zahlen beispielsweise erst Dividenden aus, nachdem der Schuldendienst erfüllt ist. Dieser Unterschied in der Priorisierung der Forderungen begründet das höhere Risiko und folglich die höhere Risikokompensation für Eigenkapitalgeber.

F.E. ermittelt jedoch eine Reduktion des Risikozuschlags für Eigenkapital um 34 Prozent und einen konstanten Risikozuschlag für Fremdkapital (siehe Tabelle 1.1). Die von F.E. ermittelten Veränderungen widersprechen dem dargestellten Zusammenhang zwischen Fremd- und

---

<sup>5</sup> Der VIX erfasst die sogenannte implizite Volatilität und wird anhand von Optionen auf den auf den S&P500-Index berechnet, die eine Restlaufzeit von 30 Tagen haben.

Eigenkapital. Es ist nicht plausibel, dass Eigenkapital weniger riskant wird und sich die geforderte Risikoprämie um 34 Prozent reduziert, während sich beim Fremdkapital keine Änderungen vollziehen.<sup>6</sup> Im vorliegenden Fall liegt nahe, dass der Risikozuschlag für Eigenkapital und nicht der Risikozuschlag für Fremdkapital falsch ermittelt wurde. Dies ist der Fall, da Risikozuschläge für Fremdkapital im Gegensatz zu solchen für Eigenkapital direkt am Markt beobachtbar sind. Zudem kommen F.E. (1,31 bis 1,54 Prozent) und NERA (1,45 Prozent) beim Risikozuschlag für Fremdkapital zu ähnlichen Ergebnissen.<sup>7</sup>

Neben der Veränderung der Risikozuschläge für Fremd- und Eigenkapital besteht eine weitere Inkonsistenz in ihrer relativen Höhe. F.E. hält bei unterstellter Bonität von AA- bis A- gemäß der Skala von Standard & Poor's einen Risikozuschlag für Fremdkapital von bis zu 1,54 Prozentpunkten für angemessen. Gleichzeitig erachtet F.E. einen Risikozuschlag für Eigenkapital in Höhe von 2,04 Prozent als angemessen. Die Differenz zwischen den Risikozuschlägen für Eigen- und Fremdkapital beläuft sich somit auf 0,50 Prozentpunkte. Dieser Unterschied entspricht dem Äquivalent von ungefähr einer bis zwei Bonitätsstufen (englisch: „rating notches“).<sup>8</sup> Ausgehend von der unterstellten Bonität von AA- bis A- für Fremdkapital entspricht der von F.E. ermittelte Risikozuschlag für Eigenkapital demnach in seiner Höhe einem Risikozuschlag für Fremdkapital mit Bonität von BBB oder BB+. Der tatsächliche Risikozuschlag für Eigenkapital liegt aufgrund der beschriebenen Zusammenhänge deutlich höher.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Gegenüberstellung und Analyse der zeitlichen Entwicklung der von F.E. ermittelten Parameter Inkonsistenzen offenlegt. Die ermittelte Reduktion des Risikozuschlags für Eigenkapital um 34 Prozent (bei konstantem Fremdkapitalzuschlag) sowie der nur geringfügig höhere Risikozuschlag für Eigenkapital (im Vergleich mit dem Fremdkapitalzuschlag) sprechen dafür, dass F.E. die Parameter, die dem Risikozuschlag für Eigenkapital zu Grunde liegen (Marktrisikoprämie und Betafaktor), falsch ermittelt hat.

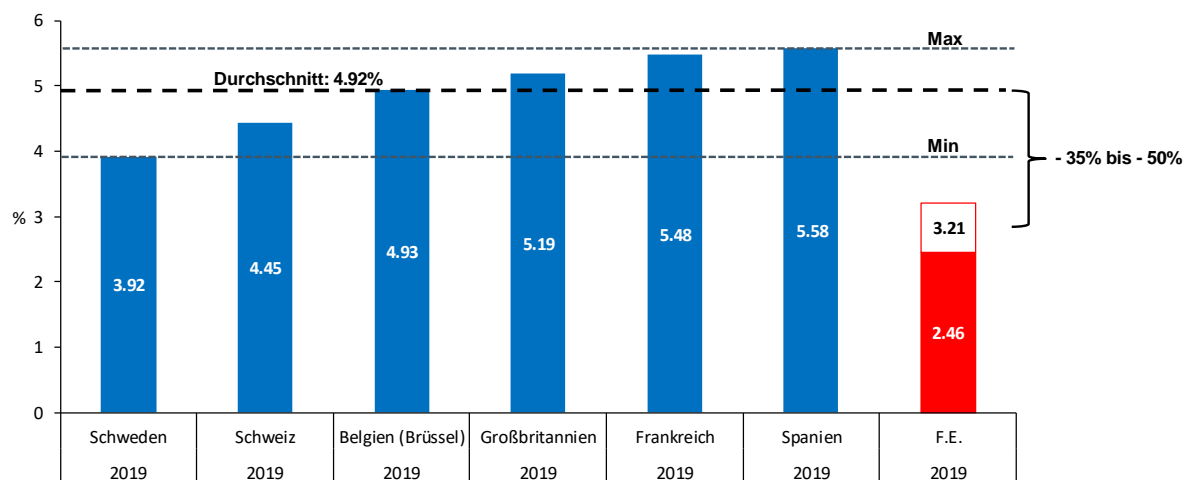
### 2.3. Internationale Regulierungsentscheidungen

Abbildung 2.2 vergleicht den von F.E. ermittelten und vom ILR konsultierten WACC mit aktuellen Festlegungen aus dem europäischen Ausland. Der Vergleich beschränkt sich auf Festlegungen aus dem Jahr 2019. Details zu den verschiedenen Festlegungen sind Anhang A.1 zu entnehmen. Alle Vergleichswerte entsprechen nominalen Vor-Steuer-WACCs.

<sup>6</sup> Dies gilt umso mehr, da F.E. den Verschuldungsgrad von 50 Prozent konstant gegenüber der letzten Festlegung hält.

<sup>7</sup> NERA (2019): Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze – Ergebnispräsentation, Folie 24.

<sup>8</sup> Vgl. Damodaran (2020): Ratings, Spreads and Interest Coverage Ratios – 1/19, online unter <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> [19. Februar 2020]. Die Differenz im Risikoaufschlag zwischen den Bonitäten A- und BBB entspricht 0,44 Prozentpunkten. Für die Bonität BBB ermittelt Prof. Damodaran einen Risikozuschlag in Höhe von 2,00 Prozent und für die Bonität BB+ einen Risikozuschlag von 3,00 Prozent.

**Abbildung 2.2: Internationale WACC-Festlegungen (nominal, vor Steuer)**

Quelle: NERA-Analyse

Der in Luxemburg konsultierte WACC weicht deutlich von internationalen Vergleichswerten ab. Im Durchschnitt liegt die von F.E. ermittelte Bandbreite um 35 bis 50 Prozent unter den ausländischen Festlegungen. Anders ausgedrückt kommen etablierte Regulierungsbehörden regelmäßig zu der Einschätzung, dass der angemessene WACC für Strom- und Gasnetze knapp doppelt so hoch ist wie von F.E. empfohlen.

Selbst die niedrigste ausländische Vergleichsfestlegung aus Schweden liegt um 0,71 bis 1,46 Prozentpunkte oberhalb des von F.E. ermittelten WACCs. In Folge der schwedischen Festlegung hat die Ratingagentur Standard & Poor's die Bonitätsaussicht für einen schwedischen Netzbetreiber reduziert und eine Neubewertung des Regulierungsrahmens angekündigt.<sup>9</sup>

Im französischen Konsultationsverfahren für die Regulierung der Gastransportnetze hat F.E. im Jahr 2019 selbst einen WACC in Höhe von 6,60 bis 7,20 Prozent (nominal, vor Steuer) empfohlen.<sup>10</sup> Diese Empfehlung ist mehr als doppelt so hoch wie der von F.E. für Luxemburg ermittelte WACC. Mit Risikounterschieden zwischen Gastransport- und Gasverteilnetzen oder Risikounterschieden zwischen Frankreich und Luxemburg ist diese Diskrepanz nicht begründbar.

## 2.4. Einschätzungen von Finanzanalysten

Investmentbanken beschäftigen Finanzanalysten, die sich intensiv mit Aktien oder Anleihen eines bestimmten Unternehmens oder mehrerer Unternehmen eines bestimmten Sektors befassen. Basierend auf ihren Analysen veröffentlichen diese Analysten regelmäßig Berichte, in

<sup>9</sup> S&P Global (2019): Outlook On Ellevio's Senior Secured And Subordinated Debt Revised To Negative; 'BBB' And 'BB+' Ratings Affirmed.

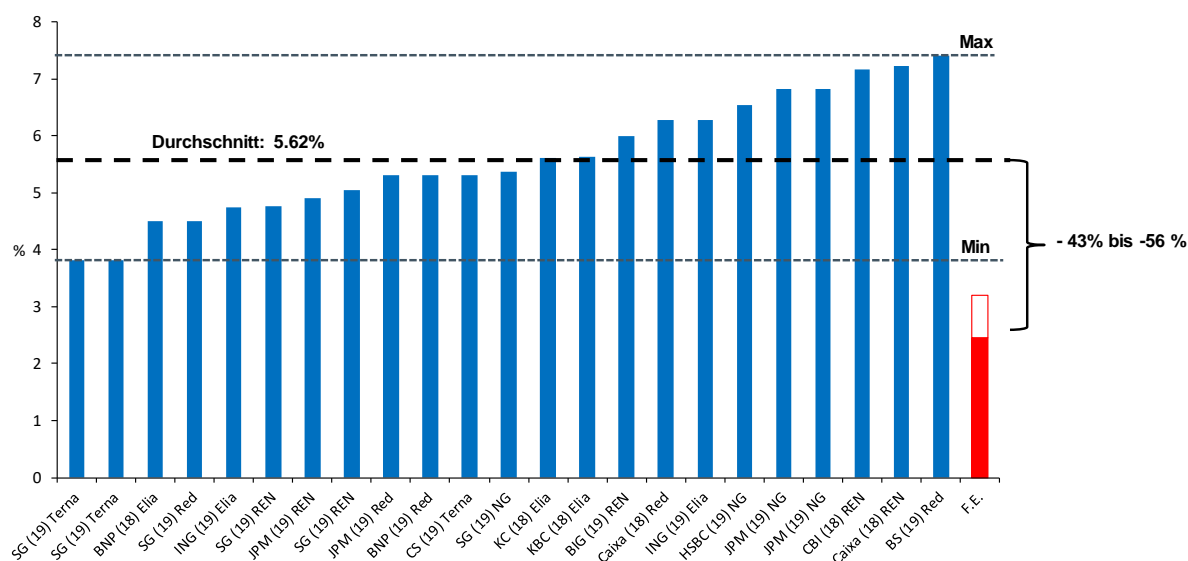
<sup>10</sup> Compass Lexecon (2019): Estimation du CMPC des activités régulées de transport de gaz pour la période 2020-2023, Tabelle 1. Der nominale Vor-Steuer-WACC ergibt sich als Summe des realen Vor-Steuer-WACCs in Höhe von 5,40 bis 5,50 Prozent (französisch: „CMPC réel avant impôts“) und der Inflationsrate in Höhe von 1,20 bis 1,70 Prozent.



denen sie über aktuelle Entwicklungen informieren und in denen sie Kauf- oder Verkaufsempfehlungen für Aktionäre abgeben. Bei der Erstellung von Kauf- oder Verkaufsempfehlungen bewerten die Finanzanalysten, ob die Aktienkurse von Unternehmen den erwarteten Gewinnen angemessen sind. Liegt der aktuelle Aktienkurs unterhalb der diskontierten erwarteten Gewinne, sprechen Analysten eine Kaufempfehlung aus. Um die erwarteten zukünftigen Gewinne zu diskontieren, verwenden Finanzanalysten einen WACC.

Auch für die börsennotierten Netzbetreiber, die F.E. bei der Ermittlung des Betafaktors als Vergleichsunternehmen heranzieht, existieren solche Berichte. Die in diesen Berichten verwendeten Kapitalkosten entsprechen der Sichtweise der Analysten über die angemessene Höhe des WACCs.<sup>11</sup> Im Aggregat spiegeln sie die Marktsicht wider. Wenn die regulatorischen Kapitalkosten langfristig unterhalb dieser Marktsicht zum angemessenen WACC liegen, werden Netzbetreiber nicht in der Lage sein, das notwendige Kapital für den Unterhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur anzuziehen.

**Abbildung 2.3: WACCs in Berichten von Finanzanalysten (nominal, vor Steuer)**



Quelle: NERA-Analyse. Analysten: BIG = Banco de Investimento Global, BNP = Exane BNP Paribas, BS = Bank Sabadell, Caixa = Caixa Bank BPI, CBI = Caixa BI, CS = Credit Suisse, JPM = JP Morgan, KBC = KBC Securities, KC = Kepler Chevreux, SG = Societe Generale. Unternehmen: NG = National Grid, Red = Red Electrica, REN = Redes Energeticas Nacionais. Siehe auch Anhang . Investmentbanken verfassen regelmäßig Berichte für ausgewählte Unternehmen – teilweise auch mehrmals pro Jahr (z.B. „JPM (19) NG“).

Abbildung 2.3 vergleicht die Einschätzung der Finanzanalysten über die WACCs der Unternehmen Elia (Belgien), REN (Portugal), Red Electrica (Spanien), Terna (Italien) und National

<sup>11</sup> Analysten haben keinen systematischen Anreiz, den WACC zu überschätzen. Sell-Side-Analysten, deren Berichte wir ausgewertet haben, könnten höchstens einen Anreiz haben, die Handelsvolumina ihrer Investmentbanken zu erhöhen. Dies gelingt besonders Analysten mit hoher Reputation. Analysten bilden ihre Reputation über akkurate Prognosen und ex-post gewinnbringende Empfehlungen (vgl. Jackson (2005): Trade Generation, Reputation and Sell-Side Analysts, The Journal of Finance, Vol. LX, No. 2). Eine Unter- oder Überschätzung des WACC wäre hierfür nicht dienlich. Um möglichst optimistische Empfehlungen (d.h. Kauf- anstatt Verkaufsempfehlungen) abzugeben, hätten Analysten sogar einen Anreiz, den WACC zu unterschätzen, da ein geringerer Zinssatz den Gegenwartswert der erwarteten Cash Flows erhöht.

Grid (Großbritannien) mit dem von F.E. ermittelten WACC.<sup>12</sup> Alle Vergleichswerte stammen aus den Jahren 2018 und 2019. Die Darstellung zeigt eine Diskrepanz zwischen dem von F.E. ermittelten WACC und der Marktsicht über den angemessenen WACC. Finanzmarktakteure gehen im Mittel davon aus, dass der WACC für regulierte Netzbetreiber doppelt so hoch ist wie von F.E. ermittelt. Selbst der niedrigste verwendete WACC in Höhe von 3,82 Prozent (Société Générale für Terna) liegt um 0,61 bis 1,36 Prozentpunkte über dem in Luxemburg konsultierten WACC. Zwölf voneinander unabhängige Investmentbanken, die keinen Anreiz haben, den WACC zu überschätzen, kommen in 23 Studien einhellig zu dem Ergebnis, dass der WACC für Netzbetreiber deutlich höher liegt als von F.E. ermittelt.

## 2.5. Zusammenfassung

Die Analyse des konsultierten WACCs identifiziert eine Reihe an Inkonsistenzen. Die Kapitalmarktverhältnisse sind seit 2016, also dem letzten Festlegungszeitpunkt des ILR, relativ konstant. Die Entwicklung maßgeblicher Kapitalmarktindikatoren spricht gegen eine Reduktion des WACCs. Die von F.E. ermittelte Reduktion des WACC um ungefähr 50 Prozent steht hierzu im Widerspruch.

Die von F.E. ermittelte Absenkung des Risikozuschlags für Eigenkapital um 34 Prozent (bei Beibehaltung des Fremdkapitalzuschlags) steht im Widerspruch zur finanzökonomischen Theorie. Die Gegenüberstellung der verschiedenen von F.E. ermittelten Parameter legt nahe, dass F.E. die Parameter, die dem Risikozuschlag für Eigenkapital zu Grunde liegen, falsch ermittelt hat. In seiner Höhe entspricht dieser eher einem Fremdkapitalzuschlag für mittlere Bonität.

Das Hinzuziehen externer Vergleichswerte isoliert den von F.E. ermittelten WACC als präzedenzlos. Ausländische Regulierungsbehörden haben im Jahr 2019 WACCs festgelegt, die im Mittel knapp doppelt so hoch sind wie der in Luxemburg konsultierte WACC. F.E. selbst vertritt in Luxemburgs Nachbarland Frankreich die Auffassung, dass der WACC für regulierte Gasnetze mehr als doppelt so hoch sein müsste wie in Luxemburg empfohlen. Auch Finanzanalysten, die im Aggregat die Marktsicht widerspiegeln, sind der Auffassung, dass der angemessene WACC doppelt so hoch ist wie von F.E. ermittelt. Unter den sechs betrachteten Regulierungsbehörden und den zwölf betrachteten Investmentbanken findet sich nicht eine Institution, die den von F.E. ermittelten WACC für angemessen hält. Selbst die niedrigsten Vergleichswerte liegen jeweils rund einen Prozentpunkt über dem in Luxemburg konsultierten WACC.

---

<sup>12</sup> Im Rahmen ihrer Analysen verwenden die Finanzanalysten nominale Nach-Steuer-WACCs. Diese wurden zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit unter Verwendung des luxemburgischen Steuersatzes in Höhe von 26,66 Prozent auf Vor-Steuer-Werte umgerechnet.

### 3. Marktrisikoprämie

F.E. empfiehlt eine Bandbreite von 3,00 bis 4,30 Prozent für die Marktrisikoprämie. Die in Kapitel 2.2 vorgenommene Konsistenzprüfung legt nahe, dass dieser Parameter fehlerhaft ermittelt wurde.

#### 3.1. Methodische Aspekte

F.E. zieht drei methodische Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie in Betracht:<sup>13</sup>

- Historische Überrenditen (englisch: „excess returns“),
- Vorwärtsgewandte Ansätze, und
- Umfragen.

F.E. nennt angebliche Vor- und Nachteile der verschiedenen Methoden und wählt letztlich ausschließlich den Ansatz „Historische Durchschnitte“. Insbesondere sieht F.E. Vorteile der gewählten Methode in den Kategorien

- Objektivierbarkeit,
- Transparenz, und
- Abhängigkeit der Ergebnisse von Annahmen.

Bei den alternativen Methoden („Vorwärtsgewandte Ansätze“ und „Umfragen“) erkennt F.E. in diesen Kategorien Nachteile. Die von F.E. geführte Methodendiskussion ist oberflächlich. Die von F.E. gezogenen Schlüsse sind bei genauerer Analyse nicht haltbar.

##### 3.1.1. Historische Durchschnitte

Für die Ermittlung der Marktrisikoprämie aus historischen Durchschnitten zieht F.E. die Datensammlung von Dimson, Marsh und Staunton (kurz: „DMS“) heran.<sup>14</sup> DMS veröffentlichen in ihrer Datensammlung unter anderem Durchschnitte historischer Überrenditen. Die zugrundeliegenden jährlichen Überrenditen berechnen sich als Differenz aus jährlichen Aktien- und Anleiherenditen. DMS gewichten die historischen Überrenditen aus 21 Vergleichsländern zur Ermittlung einer durchschnittlichen Welt-Überrendite. Diese beträgt im geometrischen Mittel 3,0 Prozent und im arithmetischen Mittel 4,3 Prozent. F.E. empfiehlt diese Bandbreite der von DMS ermittelten durchschnittlichen Welt-Überrendite als Bandbreite für die Marktrisikoprämie.

<sup>13</sup> Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 15.

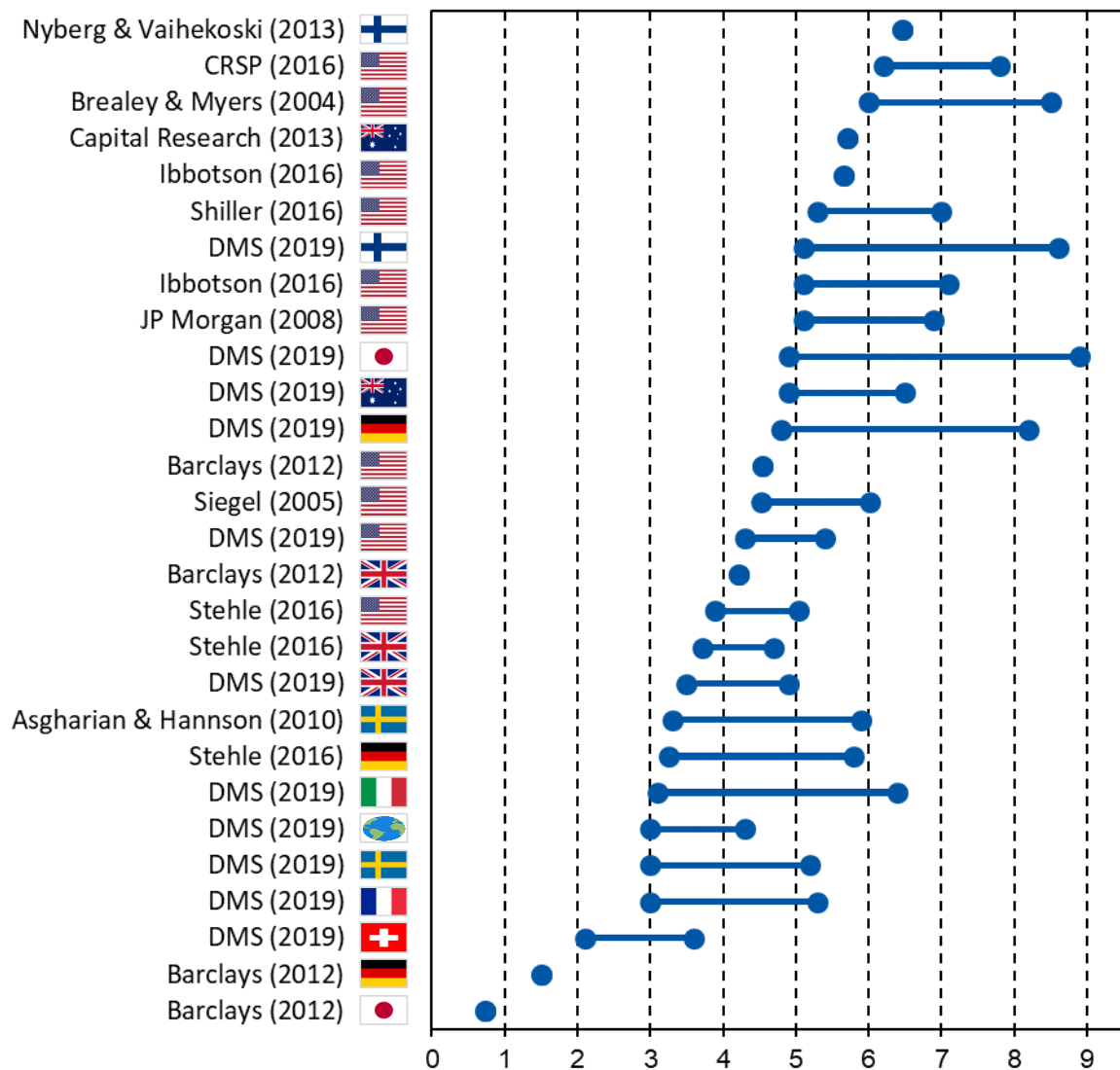
<sup>14</sup> Dimson, Marsh, Staunton (2019): Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2019.

Der dargestellte Ansatz zur Ermittlung der Marktrisikoprämie zeichnet sich entgegen der Aussagen von F.E. weder durch Objektivierbarkeit noch durch Transparenz aus. Zudem hängt er von Annahmen ab, von denen ausgeschlossen werden kann, dass sie gegenwärtig erfüllt sind.

**Objektivierbarkeit**

Objektivierbarkeit bedeutet, dass Sachverhalte unabhängig vom Betrachter dargestellt werden können. Eine Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie ist objektivierbar, wenn unterschiedliche Betrachter zu ähnlichen Ergebnissen kommen. Wenn sich innerhalb einer Methode große Bandbreiten für die Marktrisikoprämie je nach Betrachter ergeben, spricht dies gemäß F.E. gegen die Eignung dieser Methode.

**Abbildung 3.1: Studienlage zu historischen Überrenditen**



Quelle: NERA-Analyse

Abbildung 3.1 zeigt uns bekannte Studien, in denen Durchschnitte historischer Überrenditen ermittelt werden. Insgesamt decken die verschiedenen Studien eine Bandbreite von ungefähr einem bis neun Prozent ab. Ein Großteil der Studien legt Werte zwischen drei und sieben Prozent nahe. Der von F.E. letztlich herangezogene Wert von DMS für ein globales Portfolio (sechste Zeile von unten) liegt am unteren Ende dieser Bandbreite. Abbildung 3.1 verdeutlicht, dass sich der gewählte methodische Ansatz keineswegs durch seine Eindeutigkeit oder Objektivierbarkeit auszeichnet. Das Ergebnis hängt stark vom Betrachter ab (vgl. Werte für die USA oder Deutschland). Der Eindruck der Objektivierbarkeit in den Analysen von F.E. entsteht, da F.E. lediglich einen von vielen Datenpunkten betrachtet. Die breitere Studienlage wird vernachlässigt.

Vor diesem Hintergrund ist es methodisch nicht haltbar, dass F.E. die Ermittlung der Marktrisikoprämie anhand von Umfragen ablehnt, da dies angeblich zu großen Bandbreiten führen würde.<sup>15</sup>

### ***Transparenz***

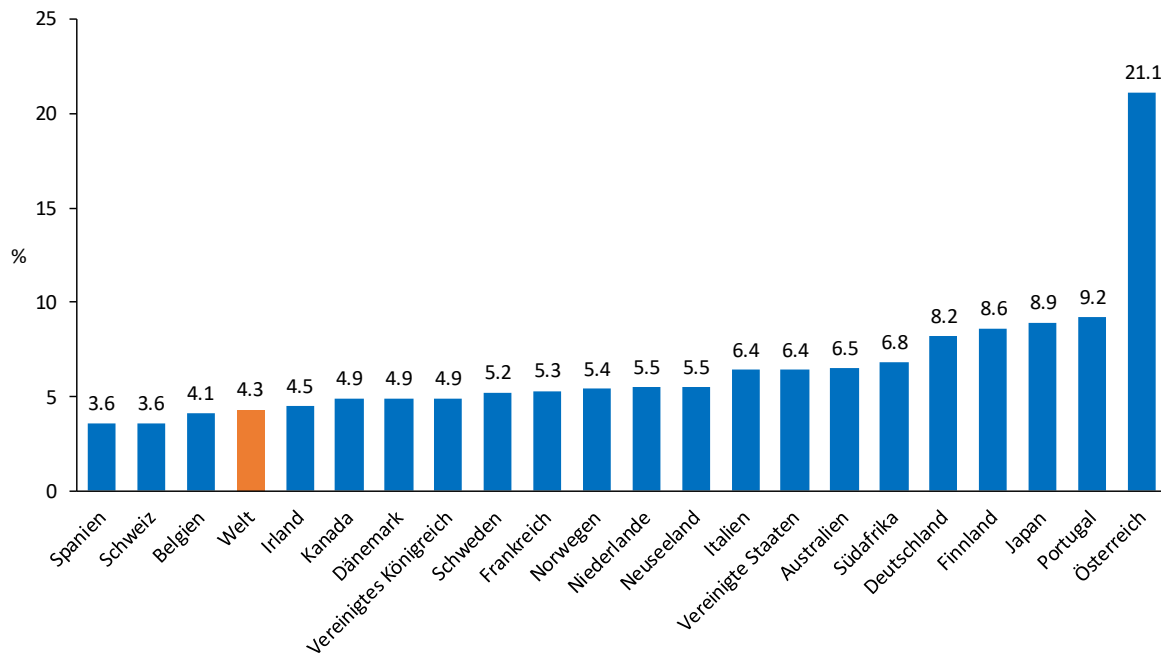
F.E. entscheidet sich aufgrund der angeblich größeren Transparenz für die Ermittlung der Marktrisikoprämie aus historischen Überrenditen und gegen die Betrachtung vorwärtsgewandter Ansätze und Umfragen. Konkret zieht F.E. die durchschnittliche Welt-Überrendite aus der DMS-Datensammlung heran. Der arithmetische Durchschnitt beträgt 4,3 Prozent. Dieser Wert berechnet sich aus den nationalen Überrenditen der Länder, die Teil des DMS-Welt-Portfolios sind. Abbildung 3.2 zeigt die nationalen Überrenditen (blau) sowie die Welt-Überrendite (orange).

Abbildung 3.2 weckt erhebliche Zweifel an der Qualität der DMS-Daten und insbesondere an der Gewichtung der nationalen Überrenditen bei der Berechnung der durchschnittlichen Welt-Überrendite. Angeblich gewichten DMS nach Marktkapitalisierung und nach Wirtschaftsleistung.<sup>16</sup> Demnach müsste sich die Welt-Überrendite im oberen Mittelfeld der nationalen Werte befinden, da gerade die nationalen Überrenditen der Länder mit hoher Marktkapitalisierung (zuletzt Vereinigte Staaten: 53 Prozent, Japan: 8 Prozent, Großbritannien: 6 Prozent) relativ hoch sind. Der Welt-Durchschnitt liegt aber am unteren Ende der Bandbreite der nationalen Werte. Nur die kleinen Kapitalmärkte Schweiz, Belgien und Spanien liegen unterhalb der Welt-Überrendite. Entsprechend ist unklar, wie sich der Welt-Durchschnitt aus den nationalen Werten ergeben kann.

<sup>15</sup> Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 15.

<sup>16</sup> Dimson, Marsh, Staunton (2019): Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2019, Seite 227.

**Abbildung 3.2: Nationale Überrenditen und Welt-Überrendite (arithmetische Mittelwerte)**



Quelle: Dimson, Marsh, Staunton (2019): *Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2019*, Seite 32.

Die Gewichtung der verschiedenen Länder zur Ermittlung der Welt-Überrendite ist der DMS-Datensammlung nicht zu entnehmen. Entsprechend lässt sich die Berechnung nicht replizieren. Die Aussage von F.E., wonach sich der gewählte Ansatz durch Transparenz auszeichne, ist somit falsch. Der gewählte Ansatz ist intransparent und – soweit es sich beurteilen lässt – nicht plausibel. F.E. stützt sich trotzdem ausschließlich auf diesen Ansatz. Dies macht es umso weniger nachvollziehbar, dass F.E. solche Auffälligkeiten unkommentiert lässt.

### **Abhängigkeit der Ergebnisse von Annahmen**

F.E. sieht einen Vorteil der gewählten Methode in der angeblich vergleichsweise geringeren Abhängigkeit von Annahmen. Auch diese Einschätzung ist falsch.

Die Verwendung historischer Überrenditen als Maß für die aktuelle geforderte Marktrisikoprämie basiert auf zwei impliziten Annahmen. Erstens müssen sich die historischen Erwartungen erfüllt haben. Nur dann geben die historischen Überrenditen Aufschluss über die historisch geforderten Marktrisikoprämien. Zweitens müssen die heutigen Erwartungen der Marktteilnehmer den historischen Erwartungen entsprechen.

Bei den Anleiherenditen, die zur Berechnung der Überrendite von den Aktienrenditen abgezogen werden, haben sich die historischen Erwartungen nicht erfüllt. Durch den Rückgang des risikolosen Zinsniveaus seit ungefähr 1980 erzielten Anleihen hohe Kursgewinne („Golden Age of Bonds“), mit denen Anleger nicht gerechnet haben. Die von diesen Kursgewinnen

geprägten Anleiherenditen bringen DMS von der durchschnittlichen Aktienrendite in Abzug. Dies reduziert die von F.E. herangezogene Marktrisikoprämie.

Die zweite Annahme, wonach die heutigen Erwartungen den historischen Erwartungen entsprechen, ist ebenfalls nicht erfüllt. F.E. unterstellt aktuell eine reale Anleiherendite von -1,56 bis -0,77 Prozent anstatt der historisch durchschnittlichen 1,90 bis 2,50 Prozent.<sup>17</sup> Angesichts solcher Verschiebungen ist es nicht plausibel, von unveränderten Erwartungen der Kapitalmarktteure auszugehen. Es findet sich auch eindeutige Präzedenz dafür, dass die Marktrisikoprämie gegenüber ihrem historischen Durchschnittsniveau gestiegen ist. Die Deutsche Bundesbank (2018) sieht dies folgendermaßen:

*„Die Risikoprämie für sich betrachtet lag weiterhin deutlich oberhalb ihres langjährigen Mittels. Hierin kommt zum Ausdruck, dass sich der sichere Zins und die Risikoprämie regelmäßig gegenläufig entwickeln und sich in ihrem Effekt auf die Eigenkapitalkosten ausgleichen.“<sup>18</sup>*

Die von F.E. empfohlene Reduktion der Marktrisikoprämie steht hierzu in deutlichem Widerspruch. Trotzdem sieht F.E. von einer Diskussion oder Plausibilisierung der Ergebnisse ab.

### 3.1.2. Vorwärtsgewandte Ansätze

Für die Ermittlung der Marktrisikoprämie bieten sich vorwärtsgewandte Ansätze an, weil es sich bei der Marktrisikoprämie um einen vorwärtsgewandten Parameter handelt und Erwartungen zu bestimmen sind. Grundidee vorwärtsgewandter Kapitalmarktmodelle ist, dass der Preis einer Aktie dem heutigen Wert aller erwarteten Geldrückflüsse entspricht, die diese Aktie in Zukunft generiert. Dazu zählen Dividendenausschüttungen und Unternehmensgewinne. Die erwarteten Geldrückflüsse können anhand mikroökonomischer Modelle, Umfragen oder anderer Prognosemethoden ermittelt werden.<sup>19</sup> Die erwartete Rendite einer Aktie berechnet sich als Zinssatz, der den aktuellen Aktienkurs und die erwarteten Geldrückflüsse ins Gleichgewicht bringt. Ein geringer Preis spricht dafür, dass Unsicherheit über die von einer Aktie generierten Geldrückflüsse besteht und dass Marktteilnehmer eine Risikoprämie einpreisen. Bezieht man das beschriebene Kalkül nicht auf eine einzelne Aktie, sondern auf den gesamten Aktienmarkt, lässt sich die Marktrisikoprämie ermitteln.

---

<sup>17</sup> Dieser Wert berechnet sich als Differenz aus dem nominalen risikolosen Zinssatz (0,35 bis 0,36 Prozent) und der Inflationserwartung (1,12 bis 1,91 Prozent). Siehe Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 4.

<sup>18</sup> Deutsche Bundesbank (2018): Monatsbericht August 2018, Seite 46.

<sup>19</sup> Deutsche Bundesbank (2016): Bewertungsniveau am Aktienmarkt – Theoretische Grundlagen und Weiterentwicklung von Kennzahlen, Monatsbericht April 2016.

F.E. zieht keine vorwärtsgewandten Modelle zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heran.<sup>20</sup> Begründet wird dies mit i) der angeblich starken Abhängigkeit von Annahmen, ii) den subjektiven Dividendenprognosen, auf denen diese Modelle angeblich basieren würden, und iii) ihrer angeblichen Intransparenz. Hierzu gilt Folgendes:

- Wie alle Modelle und Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie basieren auch vorwärtsgewandte Modelle auf Annahmen. Gerade angesichts der unerfüllten Annahmen, auf denen der von F.E. präferierte Ansatz basiert, kann dies kein Grund für den Ausschluss einer bestimmten Modellklasse sein.
- Etablierte vorwärtsgewandte Modelle basieren auf aggregierten Markterwartungen (d.h. Durchschnittswerten) und nicht auf den Prognosen einzelner Analysten. Jeder einzelne Analyst hat den Anreiz, präzise Vorhersagen zu treffen, um seine Reputation zu verbessern. Selbst wenn Analysten die Dividenden systematisch überschätzen sollten, würde dies nicht in einer Überschätzung der Marktrisikoprämie resultieren, solange die Marktteilnehmer den Prognosen der Analysten Glauben schenken. Falls Analysten die Dividenden systematisch überschätzen sollten und falls Marktteilnehmer diesen Prognosen keinen Glauben schenken sollten, wäre es immer noch ohne weiteres möglich, innerhalb der vorwärtsgewandten Modelle entsprechende Korrekturen vorzunehmen.
- Vorwärtsgewandte Modelle sind nicht intransparent. Die Deutsche Bundesbank<sup>21</sup> und die Europäische Zentralbank<sup>22</sup> haben detaillierte Beschreibungen ihrer Modelle und der Eingangsdaten veröffentlicht.

Dementsprechend sind die Kritikpunkte von F.E. an der Verwendung vorwärtsgewandter Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie nicht haltbar. Die Tatsachen, dass vorwärtsgewandte Modelle in der US-amerikanischen Netzregulierung standardmäßig verwendet werden und dass F.E. in Luxemburg zwischenzeitlich selbst die Berücksichtigung solcher Ansätze empfohlen hat, unterstreichen dies.<sup>23</sup> Die Deutsche Bundesbank hat jüngst (Mai 2019) eine

---

<sup>20</sup> F.E. begrenzt die diesbezügliche Diskussion auf Dividendenwachstumsmodelle (englisch: „Dividend Growth Models“). Tatsächlich existieren weitere vorwärtsgewandte Modelle wie Cash-Flow-Modelle oder Residualeinkommensmodelle.

<sup>21</sup> Deutsche Bundesbank (2016): Bewertungsniveau am Aktienmarkt – Theoretische Grundlagen und Weiterentwicklung von Kennzahlen, Monatsbericht April 2016.

<sup>22</sup> Geis et al. (2018): Messung und Interpretation der Eigenfinanzierungskosten im Euro-Währungsgebiet, EZB-Wirtschaftsbericht, Ausgabe 4/2018, Seite 90ff.

<sup>23</sup> Frontier Economics (2014): Input data and intermediate calculations, Seite 51ff.



Marktrisikoprämie in Höhe von 8,00 Prozent anhand vorwärtsgewandter Ansätze ermittelt.<sup>24</sup> Die Europäische Zentralbank und die Bank of England kommen zu vergleichbaren Werten.<sup>25</sup>

### 3.1.3. Umfragen

Vorteil der umfragebasierten Ermittlung der Marktrisikoprämie ist, dass keine Annahmen über die Verteilung historischer und zukünftiger Marktparameter erforderlich sind. Der zu schätzende Parameter wird direkt ermittelt und muss nicht aus historischen Daten, deren Aussagekraft für die Zukunft in Frage steht, oder Schätzungen für zukünftige Dividenden oder Jahresüberschüsse abgeleitet werden.

Die jährlichen Veröffentlichungen von Prof. Fernandez sind die europäische Standardquelle für umfragebasierte Marktrisikoprämien. Prof. Fernandez erhielt zuletzt von 5.096 Professoren, Analysten und Managern Auskunft über die von ihnen erwartete oder in Analysen zu Grunde gelegte Marktrisikoprämie.<sup>26</sup>

F.E. entscheidet sich, Umfragen nicht zu berücksichtigen, da diese i) annahmegetrieben seien, ii) intransparent seien und iii) im Zeitverlauf instabil seien. Hierzu gilt Folgendes:

- Die Unabhängigkeit von Verteilungsannahmen ist ein Vorteil umfragebasierter Marktrisikoprämien. Die Aussage von F.E., wonach Umfragen annahmegetrieben seien, ist gerade im Vergleich zu den alternativen Methoden („Historische Durchschnitte“ und „Vorwärtsgewandte Ansätze“) schlicht falsch. Entsprechend nennt F.E. die angeblichen Annahmen auch nicht.
- Die Ermittlung der Marktrisikoprämie aus Umfragen ist nicht intransparent. Die jährlichen Fernandez-Studien erklären die Erhebungsmethodik im Detail. Die Ergebnisse werden nach Ländern und Jahren differenziert ausgewiesen. Neben den Durchschnitten enthalten die Studien auch Angaben zu Minimal- und Maximalwerten, dem Median und der Standardabweichung.
- F.E. lehnt die umfragebasierte Ermittlung der Marktrisikoprämie ab, da dies zu instabilen Verläufen über die Zeit führen würde. F.E. spricht sich also gegen eine Methode aus, da diese zu einem bestimmten Ergebnis führt – nämlich einer im Zeitverlauf schwankenden Marktrisikoprämie. Dabei hätte es gerade Untersuchungsgegenstand des F.E.-Gutachtens sein müssen, ob die Marktrisikoprämie gestiegen ist. Hierfür findet sich im Übrigen überwältigende Präzedenz. Das Vorgehen von F.E. ist im Rahmen einer Methodendiskussion

<sup>24</sup> Deutsche Bundesbank (2019): Monatsbericht Mai 2019, Seite 44.

<sup>25</sup> Vgl. Geis et al. (2018): Messung und Interpretation der Eigenfinanzierungskosten im Euro-Währungsgebiet, EZB-Wirtschaftsbericht, Ausgabe 4/2018, Seite 90ff. Vgl. Bank of England (2017): An improved model for understanding equity prices, Quarterly Bulletin, 2017 Q2.

<sup>26</sup> Fernandez et al. (2019): Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 69 countries in 2019: a survey.

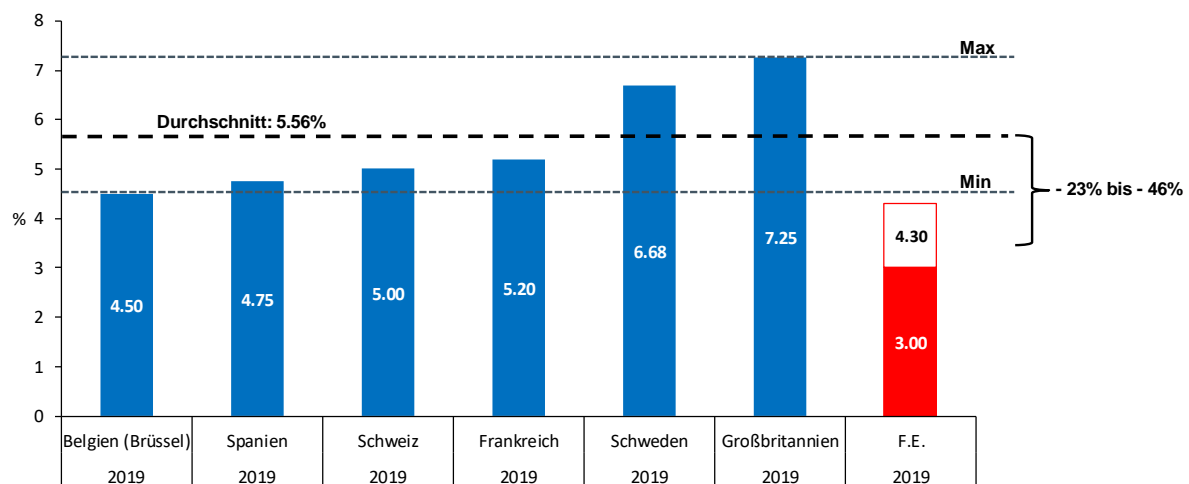
nicht zulässig und macht die von F.E. gezogenen Schlüsse ungültig. Angemerkt sei, dass auch der von F.E. präferierte Ansatz im Zeitverlauf zu ähnlichen Schwankungen führt wie die Umfragen.<sup>27</sup> Wie erläutert kann das aber nicht per se gegen oder für einen bestimmten Ansatz sprechen.

Die Kritikpunkte von F.E. an der Verwendung umfragebasierter Marktrisikoprämien sind oberflächlich und inhaltlich falsch. Eine ergebnisoffene Methodendiskussion hat allem Anschein nach nicht stattgefunden. Umfragen sind zur Ermittlung der Marktrisikoprämie geeignet. Auch F.E. empfiehlt in Frankreich den Rückgriff auf Umfragen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie explizit.<sup>28</sup> Eine aus Umfragen ermittelte Marktrisikoprämie für Luxemburg (Median) beträgt gemäß der jüngsten Fernandez-Publikation 6,20 Prozent.

### 3.2. Internationale Regulierungsentscheidungen

Abbildung 3.3 vergleicht die von F.E. ermittelte Bandbreite für die Marktrisikoprämie von 3,00 bis 4,30 Prozent mit den Festlegungen europäischer Regulierungsbehörden aus dem Jahr 2019.

**Abbildung 3.3: Internationale Festlegungen der Marktrisikoprämie**



Quelle: NERA-Analyse

Alle Festlegungen liegen oberhalb der Empfehlung von F.E. Im Mittel liegt selbst das obere Ende der in Luxemburg konsultierten Bandbreite mehr als einen Prozentpunkt oder 23 Prozent unter vergleichbaren Festlegungen. Die Analyse isoliert das Vorgehen von F.E. in Luxemburg als präzedenzlos. Im Nachbarland Frankreich empfiehlt F.E. eine Marktrisikoprämie in Höhe

<sup>27</sup> Die von Prof. Fernandez für Luxemburg ermittelte Marktrisikoprämie schwankte zwischen 2011 und 2019 zwischen 5,00 und 6,20 Prozent. Die von F.E. präferierte Datenquelle weist Marktrisikoprämien aus, die im gleichen Zeitraum zwischen 4,10 und 3,00 Prozent schwanken (geometrisches Mittel). Siehe Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 16.

<sup>28</sup> Compass Lexecon (2019): Estimation du CMPC des activités régulées de transport de gaz pour la période 2020-2023, Seite 16.

von 5,40 bis 5,70 Prozent.<sup>29</sup> Diese Bandbreite steht im Einklang mit europäischen Vergleichswerten.

Neben der Höhe steht auch das methodische Vorgehen von F.E. zur Ermittlung der Marktrisikoprämie im Widerspruch zum Vorgehen europäischer Regulierungsbehörden:

- **Großbritannien:** Der britische Netzregulierer Ofgem hat das Verfahren zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung überprüft und folgt den Empfehlungen einer beauftragten Expertenkommission.<sup>30</sup> Diese Kommission empfiehlt den TMR-Ansatz.<sup>31</sup> Sie setzt sich aber auch dezidiert mit dem Vorgehen von F.E. auseinander, dem die Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie zu Grunde liegt, und kommt diesbezüglich zu folgender Einschätzung:

*„Die empirische Evidenz für die Annahme [einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie] war [verglichen mit dem TMR-Ansatz] immer schwach [...]; aber sie wurde durch aktuelle empirische Evidenz, dass Risikoprämien antizyklisch sind, weiter geschwächt.“<sup>32</sup>*

- **Schweden:** Die aktuelle schwedische Festlegung basiert auf einer über Umfragen ermittelten Marktrisikoprämie. Dabei werden Finanzmarktteilnehmer von unabhängigen Dritten nach den von ihnen zu Grunde gelegten Werten für die Marktrisikoprämie befragt. Die in Schweden festgelegte Marktrisikoprämie in Höhe von 6,68 Prozent übersteigt die von F.E. ausgesprochene Empfehlung um bis zu 55 Prozent.
- **Frankreich:** Die französische Entscheidung basiert auf einem Gutachten, welches verschiedene Quellen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heranzieht. Dabei werden die derzeitigen Marktbedingungen in Folge der Finanz- und Eurokrise explizit berücksichtigt. Zur Ermittlung der Marktrisikoprämie werden Mittelwerte historischer Daten und Umfragen herangezogen.
- **Österreich:** Die österreichische Regulierungsbehörde verweist explizit auf die Unsicherheit bei der empirischen Bestimmung der Marktrisikoprämie. Entgegen der Empfehlung ihres Gutachters F.E. hält die E-Control deshalb an der Marktrisikoprämie von 5,00 Prozent

<sup>29</sup> Compass Lexecon (2019): Estimation du CMPC des activités régulées de transport de gaz pour la période 2020-2023, Seite 28.

<sup>30</sup> Wright et al. (2018): Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators.

<sup>31</sup> „TMR“ kürzt „Total Market Return“ ab und bedeutet übersetzt „Gesamtrendite“. Beim TMR-Ansatz wird die Marktrisikoprämie nicht als Differenz zwischen historischen Aktienrenditen und historischen Anleiherenditen berechnet, sondern als Differenz zwischen historischen Aktienrenditen und aktuellen Anleiherenditen. Der Ansatz basiert auf der empirischen Beobachtung, dass Aktienrenditen im Zeitverlauf stabiler sind als Anleiherenditen. Die gemäß TMR-Ansatz ermittelte Marktrisikoprämie kann ohne Weiteres im Rahmen des CAPM Anwendung finden. In der deutschen Rechts- und Regulierungspraxis herrscht teilweise die Ansicht, dass es sich beim TMR-Ansatz um eine Alternative zum CAPM handeln würde und die Verwendung des TMR-Ansatzes einer Abkehr vom CAPM gleichkäme. Diese Ansicht ist falsch.

<sup>32</sup> Englisch Originalzitat: „The empirical basis for this assumption was always weak, compared to the MMW methodology; but it has been further undermined by more recent evidence that risk premia are countercyclical.“ Wright et al. (2018): Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators, Seite 39.

aus der vorigen Regulierungsperiode fest. Dieser Wert liegt höher als der Wert, der sich bei schematischer Ableitung aus historischen Daten aktuell ergeben würde.

- **Dänemark:** Die dänische Regulierungsbehörde ermittelt die Marktrisikoprämie aus historischen Daten, vorwärtsgewandten Modellen und direkten Markterhebungen (Fernandez-Studien).<sup>33</sup> Die dänische Expertenkommission, auf die die einzelnen Parameter zurückgehen, betrachtet somit breite Evidenz. Dies ist dem Vorgehen von F.E., nur eine Methode und eine Quelle zu betrachten, aus methodischen Gesichtspunkten überlegen.

### 3.3. Zusammenfassung

F.E. nennt drei Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie und betrachtet letztlich nur eine Methode („Historische Durchschnitte“) und nur eine Datenquelle (DMS). F.E. begründet diese Methodenwahl mit Objektivierbarkeit, Transparenz und Abhängigkeit von Annahmen. In diesen Kategorien sieht F.E. Vorteile bei der gewählten Methode und Nachteile bei den nicht berücksichtigten Methoden („Vorwärtsgewandte Ansätze“ und „Umfragen“).

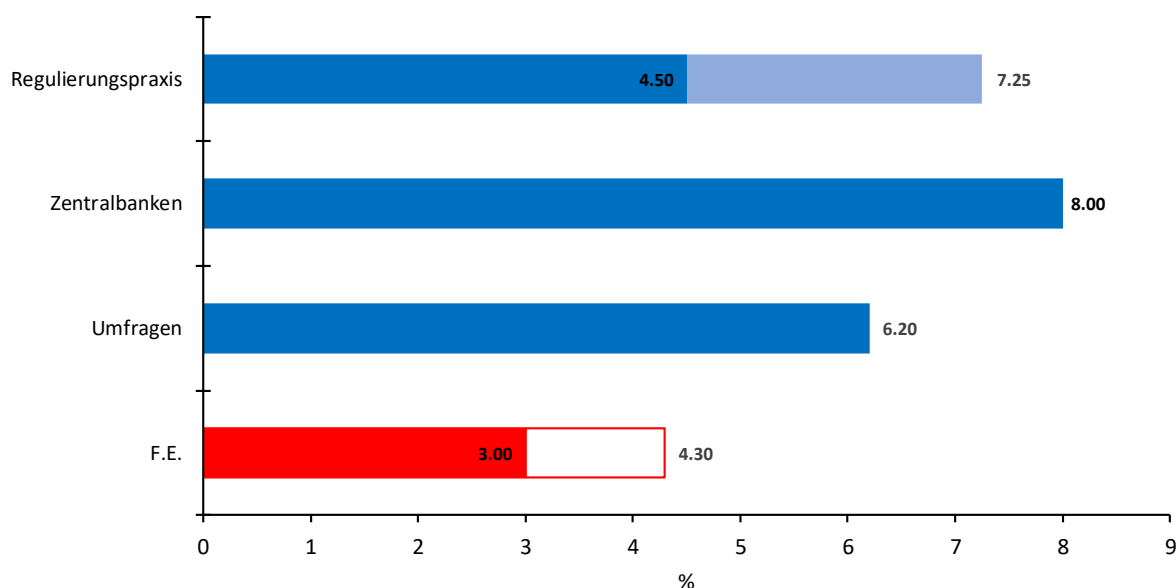
Die Methodenwahl von F.E. basiert auf fehlerhaften Begründungen und Auslassung. Die von F.E. herangezogene Methode basiert tatsächlich auf starken Annahmen, die gegenwärtig nicht erfüllt sind. Der verwendete Welt-Durchschnitt ist nicht plausibel und in seiner Berechnung nicht nachvollziehbar. Transparenz ist nicht gewährleistet. Die vorgetragenen Einwände gegen die Verwendung vorwärtsgewandter Ansätze und Umfragen sind ebenfalls nicht haltbar. F.E. schließt bei der Methodendiskussion Ansätze, die nicht zum anvisierten Ergebnis führen, von vornherein aus.

Dementsprechend weicht die Empfehlung von F.E. deutlich von Vergleichswerten aus der europäischen Regulierungspraxis ab. Alle Festlegungen liegen oberhalb der Empfehlung von F.E. Im Mittel liegen vergleichbare Festlegungen ungefähr zwei Prozentpunkte über der von F.E. empfohlenen Bandbreite. Auch das methodische Vorgehen von F.E. steht im Widerspruch zur Regulierungspraxis. Europäische Regulierungsbehörden weichen zunehmend vom von F.E. empfohlenen Ansatz ab und ziehen alternative Ansätze wie vorwärtsgewandte Ansätze und Umfragen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heran. Letzteres empfiehlt auch F.E. in Frankreich.

Abbildung 3.4 stellt die F.E.-Empfehlung für die Marktrisikoprämie den Vergleichswerten gegenüber. Die dargestellten Vergleichswerte decken sich mit der in der NERA-Präsentation ermittelten Marktrisikoprämie (6,39 Prozent).

<sup>33</sup> WACC-Expertgruppen (2016): Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC) – Baggrundsrapport, Seite 47ff.

Abbildung 3.4: Übersicht Marktrisikoprämien



Quelle: NERA-Analyse

## 4. Beta

F.E. empfiehlt einen unverschuldeten Betafaktor von 0,39 bis 0,40. Die NERA-Präsentation empfiehlt einen unverschuldeten Betafaktor von 0,44. Der Unterschied resultiert im Wesentlichen, da in der NERA-Präsentation neben der F.E.-Vergleichsgruppe auch die Unternehmen Italgas, Hera, Spark und Ausnet Services als Vergleichsunternehmen betrachtet werden.

F.E. berechnet ebenfalls Betafaktoren für diese Unternehmen, aber berücksichtigt diese bei der letztendlichen Empfehlung nicht. F.E. begründet dies damit, dass nicht jeder der vier Netzbetreiber die strengen Auswahlkriterien erfüllen würde.<sup>34</sup> F.E. führt diese Kriterien nicht aus (Ausnahme: Schwerpunkt Netz > 70 Prozent) und spezifiziert auch nicht, welcher der vier zusätzlichen Netzbetreiber die Kriterien nicht erfüllt. Es ist nicht nachvollziehbar, dass F.E. alle zusätzlichen Vergleichsunternehmen unberücksichtigt lässt, wenn nur eines oder einige der zusätzlichen Unternehmen die Kriterien nicht erfüllen.

## 5. Fremdkapitalzinssatz

F.E. ermittelt den Fremdkapitalzinssatz (1,66 bis 1,90 Prozent) als Summe aus einem risikolosen Zinssatz (0,35 bis 0,36 Prozent) und einem Risikozuschlag (1,31 bis 1,54 Prozent). Beide Parameter werden als Durchschnitt über fünf Jahre berechnet. Bei der Ermittlung des Risikoaufschlags betrachtet F.E. Anleihen mit mittlerer Restlaufzeit von zehn Jahren.<sup>35</sup> Das Vorgehen von F.E. zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes unterscheidet sich vom Vorgehen in der

<sup>34</sup> Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 19.

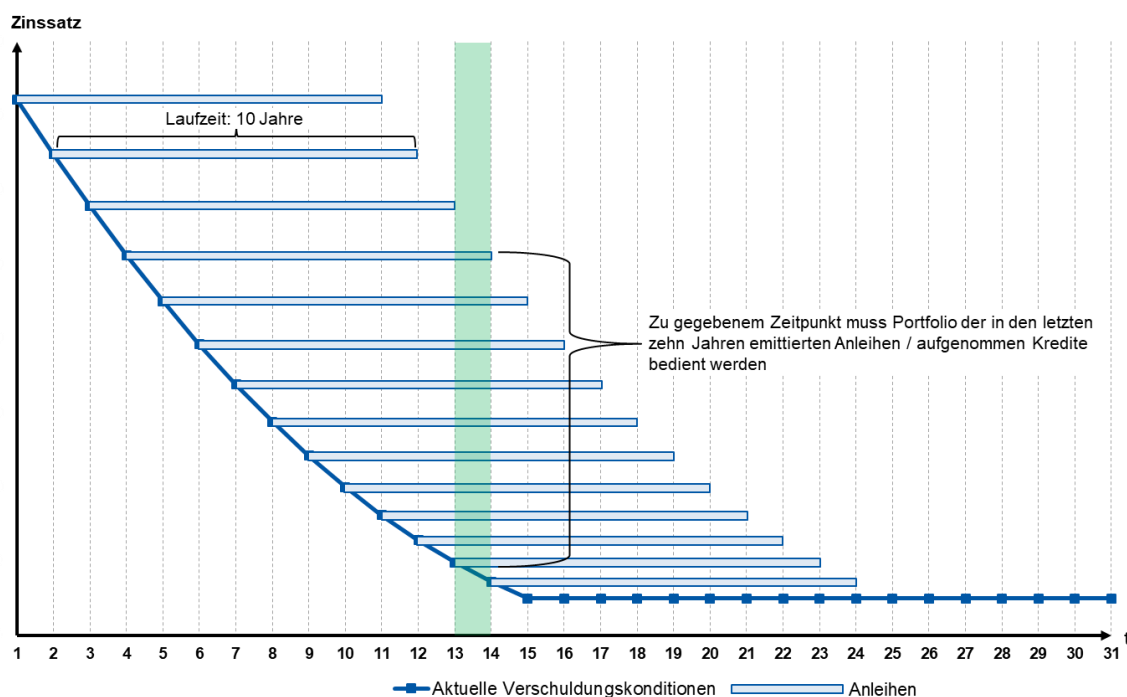
<sup>35</sup> Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, Folie 24.

NERA-Präsentation (Fremdkapitalzinssatz: 2,86 Prozent) nur bezüglich des Durchschnittsfensters. Dort werden Zehnjahresdurchschnitte berechnet.

Die Betrachtung von Anleihen mit mittlerer Restlaufzeit von zehn Jahren durch F.E. deckt sich ungefähr mit tatsächlichen Finanzierungsentscheidungen regulierter Netzbetreiber.<sup>36</sup> Aufgrund der langen Nutzungsdauern des Anlagevermögens im Netzgeschäft erscheint eine relativ langfristige Finanzierung auch kaufmännisch vernünftig.

Wenn ein Netzbetreiber kontinuierlich festverzinsliches Fremdkapital über zehnjährige Laufzeiten aufnimmt, wird dieser Netzbetreiber zu jedem gegebenen Zeitpunkt ein Portfolio an Anleihen oder Krediten bedienen müssen, das die durchschnittlichen Finanzierungsverhältnisse der letzten zehn Jahre abbildet. Dementsprechend bildet nur ein Zehnjahresdurchschnitt die Fremdkapitalkosten konsistent ab. Abbildung 5.1 illustriert diesen Zusammenhang.

### Abbildung 5.1: Zusammenhang zwischen Laufzeit und Durchschnittsbildung



Quelle: NERA-Darstellung

F.E. betrachtet Anleihen mit mittlerer Restlaufzeit von zehn Jahren und bildet einen Durchschnitt über fünf Jahre. Dies ist inkonsistent.

<sup>36</sup> Siehe NERA (2019): Zinssatz für übersteigendes Eigenkapital („EK-2-Zinssatz“): Bewertung und Alternativen, Anhang B, online unter [https://www.bdew.de/media/documents/20190122\\_NERA-Gutachten-EK2.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20190122_NERA-Gutachten-EK2.pdf) [19. Februar 2020].

## 6. Zusammenfassung

F.E. ermittelt einen WACC für die luxemburgische Regulierungsperiode von 2021 bis 2024 in Höhe von 2,46 bis 3,21 Prozent. Gegenüber der letzten Festlegung der Regulierungsbehörde ILR entspricht dies ungefähr einer Halbierung des WACCs. Das ILR hält es sich explizit offen, von der Methodik im F.E.-Gutachten und folglich von den dort ermittelten Werten abzuweichen.

Die Halbierung des WACC stünde im Widerspruch zu Entwicklungen an den Kapitalmärkten seit der letzten Festlegung. Inflation, risikolose Zinssätze und die Aktienvolatilität sind gegenüber 2016 weitgehend unverändert. Der von der Deutschen Bundesbank ermittelte Anstieg der Marktrisikoprämie spricht sogar für einen Anstieg der Kapitalkosten. Eine Gegenüberstellung der verschiedenen von F.E. ermittelten Parameter spricht dafür, dass der Risikozuschlag für Eigenkapital falsch ermittelt wurde. Die Reduktion dieses Zuschlags um 34 Prozent widerspricht finanzökonomischen Grundsätzen. Die Höhe des empfohlenen Risikozuschlags für Eigenkapital entspricht teilweise eher der Höhe eines Fremdkapitalzuschlags.

Das Hinzuziehen externer Vergleichswerte isoliert den von F.E. ermittelten WACC als präzedenzlos. Ausländische Regulierungsbehörden haben im Jahr 2019 WACCs festgelegt, die im Mittel knapp doppelt so hoch sind wie der in Luxemburg konsultierte WACC. F.E. selbst vertritt in Luxemburgs Nachbarland Frankreich die Auffassung, dass der WACC für regulierte Gasnetze mehr als doppelt so hoch sein müsste wie in Luxemburg empfohlen. Auch Finanzanalysten, die im Aggregat die Marktsicht widerspiegeln, sind der Auffassung, dass der angemessene WACC doppelt so hoch ist wie von F.E. ermittelt. Unter den sechs betrachteten Regulierungsbehörden und den zwölf betrachteten Investmentbanken findet sich nicht eine einzige Institution, die den von F.E. ermittelten WACC für angemessen hält. Selbst die niedrigsten Vergleichswerte liegen jeweils rund einen Prozentpunkt über dem in Luxemburg konsultierten WACC.

Die Analyse der zugrundeliegenden Parameter legt die Gründe für diese Diskrepanz offen, die insbesondere bei der Marktrisikoprämie zu finden sind. F.E. nennt drei Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, aber zieht letztlich nur die historischen Durchschnitte aus der DMS-Datensammlung heran. F.E. begründet diese Methodenwahl mit Objektivierbarkeit, Transparenz und Abhängigkeit von Annahmen. In diesen Kategorien sieht F.E. Vorteile bei der gewählten Methode. Diese Einschätzung ist nicht haltbar. Die von F.E. herangezogene Methode basiert tatsächlich auf starken Annahmen, die gegenwärtig nicht erfüllt sind. Der verwendete Durchschnitt ist in seiner Berechnung nicht nachvollziehbar. Transparenz ist nicht gewährleistet. Die vorgetragenen Einwände gegen die Verwendung vorwärtsgewandter Ansätze und Umfragen sind ebenfalls nicht haltbar. Dementsprechend weicht die Empfehlung von F.E. deutlich von Vergleichswerten für die Marktrisikoprämie aus der europäischen Regulierungspraxis ab.

Alle Festlegungen liegen oberhalb der Empfehlung von F.E. Im Mittel liegen vergleichbare Festlegungen ungefähr zwei Prozentpunkte über der von F.E. empfohlenen Bandbreite. Auch das methodische Vorgehen von F.E. steht im Widerspruch zur Regulierungspraxis. Europäische Regulierungsbehörden weichen zunehmend vom von F.E. empfohlenen Ansatz ab und ziehen alternative Ansätze wie vorwärtsgewandte Ansätze und Umfragen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heran. Letzteres empfiehlt auch selbst F.E. in Frankreich.

Auch bei der Ermittlung des Betafaktors und des Fremdkapitalzinssatzes ist das Vorgehen von F.E. nicht nachvollziehbar. Beim Betafaktor werden Unternehmen, die nach den von F.E. selbst definierten Kriterien geeignet wären, nicht in die Vergleichsgruppe aufgenommen. Beim Fremdkapitalzinssatz besteht eine Inkonsistenz zwischen der unterstellten Laufzeit und dem Durchschnittsfenster.

In Folge der methodischen Fehler ist die von F.E. empfohlene Bandbreite für die Anwendung im Regulierungskontext ungeeignet. Erhebliche Abweichungen zu allen Vergleichswerten aus der Regulierungspraxis, den Finanzmärkten und dem eigenen Vorgehen von F.E. in Frankreich untermauern dies. Das ILR sollte die WACC-Ermittlung von F.E. für Luxemburg bei der Festsetzung des regulatorischen WACC vollständig unberücksichtigt lassen. Selbst eine Festlegung am oberen Ende der von F.E. ermittelten Bandbreite würde die dargestellten Probleme nicht beheben.



## Anhang A. Quellen

### A.1. Regulierungsentscheidungen

Für den internationalen Vergleich wurden europäische Regulierungsentscheidungen aus dem Jahr 2019 analysiert. Tabelle A.1 enthält die zugrundeliegenden Parameter der einzelnen Entscheidungen und des F.E.-Gutachtens.

**Tabelle A.1: Internationale Vergleichsentscheidungen (% , außer Beta)**

Land	Jahr	Risikoloser Zinssatz (EK)	Asset Beta	Equity Beta	MRP	Steuer-satz	EK-Zinssatz (n. St.)	Risikoloser Zinssatz (FK)	FK-Aufschlag	FK-Kosten	EK-Quote	WACC
BEL (Brüssel)	2019	2,20	0,34	0,70	4,50	29,00	5,35	2,20	1,00	3,20	40,00	4,93
FRA	2019	1,70	0,48	0,83	5,20	28,02	6,02	1,70	0,90	2,60	50,00	5,48
GBR	2019	0,25	0,34	0,75	7,25	19,00	5,69			3,97	40,00	5,19
CHE	2019	2,50	0,40	0,89	5,00	18,00	6,96	0,50	1,25	1,75	40,00	4,45
SWE	2019	0,90	0,29	0,51	6,68	20,80	4,31	0,90	1,44	2,34	51,00	3,92
ESP	2019	2,97	0,41	0,72	4,75	25,00	6,39			2,63	50,00	5,58
F.E. - Low		0,35	0,39	0,68	3,00	26,66	2,39	0,35	1,31	1,67	50,00	2,46
F.E. - High		0,36	0,40	0,69	4,30	26,66	3,31	0,36	1,54	1,90	50,00	3,21

**Quellen:**

- **Brüssel:** Commission de Regulation de l’Energie en Region de Bruxelles-Capitale (2019) Méthodologie 2020-2024 Partie 4 – Electricité.
- **Frankreich:** CRE (2019): Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 19 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.
- **Großbritannien:** OFGEM (2019) RIIO-2 Sector Specific Methodology Decision – Finance.
- **Schweiz:** BFE (2019): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2020
- **Schweden:** Energiemarknadsinspektionen (2019): Kalkylränta för elnätsföretag för tillsysperioden 2020-2023 – Bilaga 7.
- **Spanien:** CNMC (2019): Memoria explicativa de la circular de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

## A.2. Berichte von Finanzanalysten

Als weiterer Vergleich wurden angegebene WACCs in aktuellen Analyst Reports betrachtet. Tabelle A.1 listet die verwendeten Analyst Reports auf.

**Tabelle A.1: Übersicht Berichte Finanzanalysten (%)**

Bericht (Kürzel)	WACC (nom., nach Steuer)	WACC (nom., vor Steuer)
SG (19) Terna	2.80	3.82
SG (19) Terna	2.80	3.82
BNP (18) Elia	3.30	4.50
SG (19) Red	3.30	4.50
ING (19) Elia	3.48	4.75
SG (19) REN	3.50	4.77
JPM (19) REN	3.60	4.91
SG (19) REN	3.70	5.04
JPM (19) Red	3.89	5.30
BNP (19) Red	3.90	5.32
CS (19) Terna	3.90	5.32
SG (19) NG	3.94	5.37
KC (18) Elia	4.11	5.60
KBC (18) Elia	4.13	5.63
BIG (19) REN	4.40	6.00
Caixa (18) Red	4.60	6.27
ING (19) Elia	4.61	6.29
HSBC (19) NG	4.80	6.54
JPM (19) NG	5.00	6.82
JPM (19) NG	5.00	6.82
CBI (18) REN	5.26	7.17
Caixa (18) REN	5.30	7.23
BS (19) Red	5.43	7.40

### Quellen:

- **SG (19) Terna:** Societe Generale, Terna – Low financing costs could last longer, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 31. Juli 2019.
- **SG (19) Terna:** Societe Generale, Italian Regulated Utilities – 9M19 preview – Ongoing growth, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 28. Oktober 2019.
- **BNP (18) Elia:** Exane BNP Paribas, Elia – Powering the heart of Europe, Analyst: Olivier van Doosselaere, 24. Mai 2018.
- **SG (19) Red:** Societe Generale, Red Electrica – CNMC’s new draft regulation improves O&M revenues but raises new doubts, Analyst: Jorge Alonso Suils, 01. November 2019.

- **ING (19) Elia:** ING, Elia – Growth continues but priced in, Analyst: Quirijn Mulder, 31. Januar 2019.<sup>37</sup>
- **SG (19) REN:** Societe Generale, Redes Energeticas Nacionais – Facing lower returns, but there are upside risks: Hold, new TP €2.6, Analyst: Jorge Alonso Suijs, 29. Juli 2019.
- **JPM (19) REN:** JP Morgan, REN – Model update – we remain Neutral, Analyst: Javier Garrido, 30. Juli 2019.
- **SG (19) REN:** Societe Generale, Redes Energeticas Nacionais – Approaching a turning point in capex; upgrade to Hold, Analyst: Jorge Alonso Suijs, 29. März 2019.
- **JPM (19) Red:** JP Morgan, Red Electrica – Final CNMC proposal: When you get benefits that do not put you in a better position..., Analyst: Javier Garrido, 31. Oktober 2019.
- **BNP (19) Red:** Exane BNP Paribas, Red Electrica – uphill battle against sliding earnings, Analyst: Olivier van Doosselaere, 06. November 2019.
- **CS (19) Terna:** Credit Suisse, Terna – limited growth, demanding valuation, Analyst: Stefano Bezzato, 10. Mai 2019.
- **SG (19) NG:** Societe Generale, National Grid – US rerating helps, UK asset growth is attractive, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 12. September 2019.
- **KC (18) Elia:** Kepler Cheuvreux, Elia – Two-for-one network exposure, Analyst: Juan Rodriguez, 05. November 2018.
- **KBC (18) Elia:** KBC Securities, Elia Group – A defensive powerhouse on continued rapid RAB growth, Analyst: Bart Cuypers, 19. September 2018.
- **BIG (19) REN:** Banco de Investimento Global, BiG Company Update – REN, Analyst: Diana Oliveira, 02. April 2019.
- **Caixa (18) Red:** Caixa Bank, Red Electrica – Fairly priced in current outlook, Analyst: Gonzalo Sanchez-Bordona, 06. Februar 2018.
- **ING (19) Elia:** ING, Elia – Growth continues but priced in, Analyst: Quirijn Mulder, 31. Januar 2019.<sup>38</sup>

---

<sup>37</sup> Dieser Analyst Report enthält Informationen zu zwei TSOs: Elia (Belgien) und 50Hertz (Deutschland). Somit erscheint dieser Report zwei Mal in Tabelle A.1 und beide WACCs aus diesem Report sind entsprechend in Abbildung 2.3 abgebildet.

<sup>38</sup> Dieser Analyst Report enthält Informationen zu zwei TSOs: Elia (Belgien) und 50Hertz (Deutschland). Somit erscheint dieser Report zwei Mal in Tabelle A.1 und beide WACCs aus diesem Report sind entsprechend in Abbildung 2.3 abgebildet.

- **HSBC (19) NG:** HSBC, National Grid – Buy: Growth with diversified risks, Analyst: Verity Mitchell, 21. Juni 2019.
- **JPM (19) NG:** JP Morgan, National Grid – Ofgem backs down, Analyst: Christopher Laybutt, 15. Oktober 2019.
- **JPM (19) NG:** JP Morgan, National Grid – FY20 Interim Result – New York, New York, Analyst: Christopher Laybutt, 14. November 2019.
- **CBI (18) REN:** Caixa BI Investment Bank, REN – Stability and a shining dividend, Analyst: Helena Barbosa, 17. Juli 2018.
- **Caixa (18) REN:** Caixa Bank, REN – No growth, but superior dividend and value, Analyst: Gonzalo Sanchez-Bordona, 13. Juni 2018.
- **BS (19) Red:** Bank Sabadell, Red Electrica – Less Growth and a Lower Dividend, Analyst: Javier Esteban, 21. Februar 2019.

## **Qualifizierung, Annahmen und Vorbehalte**

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist.

# NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting  
Unter den Linden 14  
10117 Berlin, Deutschland  
[www.nera.com](http://www.nera.com)