



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS  
DE RÉGULATION

**OBSERVATIONS TRANSMISES**

**DANS LE CADRE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 7 FÉVRIER 2024 AU 8 MARS 2024 ARRÊTANT LES MÉTHODES DE CALCUL DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET INDUSTRIELS ET DES SERVICES ACCESSOIRES POUR LA PÉRIODE DE RÉGULATION 2025 À 2028 – DÉTERMINATION DES COÛTS À TRANSPOSER EN TARIFS.**

**LUXEMBOURG, LE 15 MARS 2024**

---

**SECTEUR ÉLECTRICITÉ**

---

Le présent document reprend les contributions transmises dans le cadre de la consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs.

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.

# 1. Gestionnaires de réseau (Creos, Sudstroum, Ville de Diekirch, Ville d'Ettelbruck)



RECOMMANDE

Votre contact  
Marc Schintgen  
Tél.: 2624-8559  
marc.schintgen@creos.net

Nos références  
CGR-2024030701.MAS

Vos références



Institut luxembourgeois de Régulation  
A l'attention de MM Claude Rischette et Claude Hornick

L-2922 LUXEMBOURG

Luxembourg, le 08 MARS 2024

**Concerne :** Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs – secteur électricité

**Contribution Creos**

Messieurs,

Veillez trouver ci-joint les commentaires (rapport de réponse des GRD Creos, Sudstrom, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck) aux documents publiés dans le cadre de la consultation publique susmentionnée, ainsi que l'étude faite par l'expert NERA au sujet du WACC unique à appliquer pour la 4<sup>e</sup> période de régulation et qui devrait se situer au moins dans une fourchette de 6,71% à 7,12%.

Nous vous prions de noircir le point « 4. Annexe : structuration de l'information financière proposée par les GRD » lors de la publication de la contribution.

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

DocuSigned by:  
  
64EE7FE7D418414...

**Andreea WAGNER**  
Head of Finance and Procurement

DocuSigned by:  
  
80DB0DBC0FA040B...

**Laurence ZENNER**  
CEO

**Annexes:**

- Rapport de réponse des GRD Creos, Sudstrom, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck à la consultation de l'ILR relative au projet de règlement arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Secteur électricité
- Etude NERA "WACC für Stromnetzbetreiber (RP4)"

Creos Luxembourg S.A.  
105, rue de Strassen  
L-2555 Luxembourg

Adresse postale:  
Creos Luxembourg S.A.  
L-2084 Luxembourg

T +(352) 2624-1  
info@creos.net  
www.creos.net



Diekirch, le 7 mars 2024

**Dossier traité par :** Georges Michels  
**T. :** +352 80 87 80 – 500  
**E. :** georges.michels@diekirch.lu

**Concerne :** Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 de l'ILR relative au projet de règlement arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028.  
**Détermination des coûts à transposer en tarifs – secteur électricité**

Messieurs,

Par la présente, l'Administration communale de Diekirch, agissant en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'énergie (GRD), soumet ses commentaires (rapport de réponse des GRD Creos, Sustroum, Ville d'Ettelbruck et Ville de Diekirch) aux documents publiés dans le cadre de la consultation publique susmentionnée, ainsi que l'étude faite par l'expert NERA au sujet du WACC unique à appliquer pour la 4<sup>e</sup> période de régulation et qui devrait se situer au moins dans une fourchette de 6,71% à 7,12%.

Nous vous prions de bien vouloir noircir le point « 4. Annexe : Structuration de l'information financière proposée par Les GRD » lors de la publication, étant donné que cette partie du rapport contient des données confidentielles.

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



Charel WEILER  
Bourgmestre



Georges MICHELS  
Chef des Services industriels

Annexes :

Rapport de réponse des GRD Creos, Sudstroum, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck à la consultation publique de l'ILR - Version 1.3 du 7 mars 2024

Etude NERA – « WACC für Stromnetzbetreiber (RP4) »

Ettelbruck, le 7 mars 2024

B.P. 116 | L-9002 Ettelbruck

**Institut Luxembourgeois de  
Régulation**  
**A l'attention de MM Claude  
Rischette et Claude Hornick**  
**17, rue du Fossé**  
**L-2922 Luxembourg**

Dossier suivi par :  
**Serge KAUFMANN**  
✉ serge.kaufmann@ettelbruck.lu  
☎ 81 91 81-451



**Lettre recommandée avec A.R.**

**Concerne : Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs – secteur électricité**

**Contribution Ville d'Ettelbruck**

Messieurs,

Veillez trouver ci-joint les commentaires (rapport de réponse des GRD Creos, Sudstrom, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck) aux documents publiés dans le cadre de la consultation publique susmentionnée, ainsi que l'étude faite par l'expert NERA au sujet du WACC unique à appliquer pour la 4e période de régulation et qui devrait se situer au moins dans une fourchette de 6,71% à 7,12%.

Nous vous prions de noircir le point « 4. Annexe : structuration de l'information financière proposée par les GRD » lors de la publication, étant donné que cette partie du rapport contient des données confidentielles.

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

Le Bourgmestre,

Bob STEICHEN



Le chef adjoint du Service Technique,

Serge KAUFMANN

**Annexes :**

- Rapport de réponse des GRD Creos, Sudstrom, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck à la consultation de l'ILR relative au projet de règlement arrêtant les méthodes de calculs des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Secteur électricité
- Etude NERA « WACC für Stromnetzbetreiber (RP4) »



Institut Luxembourgeois de Régulation

17, rue du Fossé

L-2922 Luxembourg

Esch-sur-Alzette, den 8. März 2024

**Betreff : Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs.**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Im Hinblick auf die 4. Regulierungsperiode hat sich die Sudstrom den anderen Netzbetreibern angeschlossen, um zwei verschiedene Studien in Auftrag zu geben.

Die erste Studie betrifft die Umsetzung der 4. Regulierungsperiode. Aus dieser Studie geht unter anderem hervor, dass die anvisierten Maßnahmen durch das ILR, für die Netzbetreiber in so kurzer Zeit unmöglich umsetzbar sind. Wir bitten Sie aber Punkt 4. „Annexe: structuration de l'information financière proposée par les GRD“ als vertraulich zu behandeln und zu schwärzen.

Die zweite Studie, die von NERA erstellt wurde, betrifft die Berechnung des WACC (Weighted average cost of capital), die die Studie vom ILR-Berater widerlegt. Wir bitten Sie deshalb sich an der Studie von NERA zu orientieren und einen WACC zwischen 6,71 und 7,12 Prozent anzustreben.

In der Hoffnung, dass Sie unser Anliegen berücksichtigen, verbleibe ich

Mit freundlichen Grüßen

Torsten Schockmel

CAO & CFO



**Rapport de réponse des GRD Creos, Sudstroum, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck à la consultation de l'ILR relative au projet de règlement arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Secteur électricité**

7 mars 2024

Version 1.4

## SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU RAPPORT</b> .....	<b>3</b>
<b>2. ÉLÉMENTS CLÉS</b> .....	<b>3</b>
<b>3. COMMENTAIRES DÉTAILLÉS</b> .....	<b>6</b>
<b>3.1. Modalités de détermination des coûts et du revenu maximal autorisé, et structure de l'information financière associée</b> .....	<b>6</b>
<b>3.2. Mécanisme d'incitation à la performance</b> .....	<b>9</b>
<b>3.3. Mécanismes d'incitation à la maîtrise des coûts</b> .....	<b>13</b>
3.3.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation .....	13
3.3.2. Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement.....	13
3.3.1. Limitation du montant à affecter au compte de régulation .....	14
<b>3.4. Mécanismes de gestion de l'incertitude</b> .....	<b>15</b>
<b>3.5. Publications et échéances</b> .....	<b>16</b>

## 1. Contexte et objectifs du rapport

Le présent rapport présente les commentaires et réactions des GRD Creos, Sudstrom, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck (ci-après les « GRD ») en réponse à la consultation lancée le 7 février 2024 par l'ILR sur le projet de règlement arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 applicable au secteur de l'électricité (ci-après le « Projet de Règlement »).

## 2. Éléments clés

Le Projet de Règlement comprend des modifications très importantes de la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité par rapport au règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 (ci-après le « Règlement Période 3 ») relatif à la période 3 en cours, en particulier :

- **l'extension de la régulation incitative des dépenses d'investissements**, appliquée au cours de la période 3 uniquement aux projets d'investissement individuels, **à l'intégralité des investissements, donc aux lots pour lesquels le risque d'erreur de prévision est intrinsèquement beaucoup plus élevé** ;
- **la mise en place d'une structure financière d'enregistrement et de suivi des coûts imposée par le régulateur**, avec l'obligation d'enregistrer les coûts réalisés, de calculer les coûts prévisionnels et de suivre les écarts en cours de période entre coûts réalisés et coûts prévisionnels dès le 1<sup>er</sup> janvier 2025, selon une nouvelle structure de comptabilité générale et de comptabilité analytique à deux niveaux proposée par l'ILR, complexe et non cohérente avec les structures d'enregistrement et de suivi des coûts, et les systèmes informatiques correspondants, mis en place depuis de nombreuses années par les GRD ;
- **la modification de la méthode de calcul des coûts prévisionnels**, avec en particulier le remplacement de la méthode de calcul des charges d'exploitation prévisionnelles basée sur une extrapolation des coûts historiques d'une année de référence (ci-après « l'Année Photo », égale à 2019 pour la période 3) selon une formule d'indexation précise fixée par le Règlement Période 3, par la possibilité d'utiliser deux méthodes, l'une de type « extrapolation de données historiques », a priori similaire à la méthode de la période 3, mais non spécifiée précisément dans le Projet de Règlement, et une méthode qui, selon le Projet de Règlement « décrit les objectifs à réaliser avec l'enveloppe budgétaire et les moyens mis en œuvre » (ci-après méthode de type « *business plan* » ou « *forward looking* »), avec une incitation financière à plusieurs niveaux à utiliser la seconde méthode ;
- **la suppression, du mécanisme existant de gestion des frais activés, induisant un risque de non couverture des charges d'exploitation prévisionnelles approuvée ex-ante par l'ILR** ;
- **la complexification de la régulation incitative de la performance** caractérisée notamment par l'élargissement significatif du nombre d'indicateurs de suivi de la performance non financière, et **l'alourdissement très important des niveaux**

**maximums de malus et de bonus associés (malus maximum total environ 14 fois plus élevé que dans la période 3).**

Le Projet de Règlement apparaît également incomplet et ambigu sur certains points importants, et comporte quelques erreurs matérielles à corriger.

Si le Projet de Règlement devait être implémenté en l'état, il complexifierait de manière significative les processus des GRD, et induirait une augmentation importante du personnel et des charges d'exploitation, ainsi que des coûts additionnels d'adaptation des systèmes informatiques des GRD, dans une période où les systèmes d'information des GRD sont en profonde transformation, notamment dans le cadre de l'implémentation de la plateforme Leneda.

Face à ce constat et aux délais peu réalistes d'implémentation des évolutions clés spécifiées par le Projet de Règlement, après analyse détaillée des propositions de l'ILR, les GRD préconisent les amendements clés suivants du Projet de Règlement, qui s'inscrivent dans une logique similaire à celle développée par l'ILR pour la mise en place du facteur Q, qui a été progressive pour permettre aux GRD et à l'ILR de mettre en place les outils requis et de tester les mécanismes envisagés sans bonus / malus appliqué pendant plusieurs périodes :

- **Modalités de détermination des coûts et du revenu maximal autorisé, et structure de l'information financière associée :**
  - Remplacement de la structure minimale par défaut d'enregistrement et de suivi des dépenses spécifiée à l'annexe 5 par la structure de comptabilité générale et la structure analytique par centre de coûts utilisée actuellement par chaque GRD pour la comptabilisation des coûts réalisés de l'Année Photo ;
  - Entrée en vigueur de l'enregistrement et du suivi de cette structure de suivi financier à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026 ;
  - Suppression de toute pénalisation des GRD ayant recours à la méthode d'extrapolation de données historiques ;
  - Réintroduction d'un mécanisme de gestion des frais d'exploitation, équivalent dans ses effets à celui du Règlement Période 3, permettant d'assurer la couverture de l'ensemble des charges d'exploitation contrôlables approuvées ex-ante par le régulateur ;
  - Prise en compte des charges d'exploitation induites par les projets imprévus résultant des demandes de l'Etat et plus généralement de l'évolution du cadre légal dans le terme SPT de la formule de calcul du revenu maximal autorisé, et non application du mécanisme incitatif de maîtrise des dépenses d'investissement aux investissements induits par ces projets ;
- **Mécanisme d'incitation à la performance :**
  - Suppression de la rémunération RMM (utilisation des messages MaCo) ;
  - Suppression de tout malus dans le cadre de la rémunération RCF (utilisation des contrats flexibles) ;

- Suppression des rémunérations RDI et RMO ou suppression de tout malus y relatif ;
- Réduction significative des plafonds de bonus / malus ;
- **Mécanismes d'incitation à la maîtrise des coûts :**
  - Correction des inexactitudes et incomplétudes de l'article 8 alinéa (1) ;
  - Suppression sur l'ensemble de la 4<sup>e</sup> période du mécanisme de bonus / malus relatif aux dépenses d'investissement pour les lots ;
  - Suppression du cap sur les montants à affecter au compte de régulation ;
- **Mécanismes de gestion de l'incertitude :**
  - Amendement de la rédaction de l'article 10 pour aboutir à une description complète, détaillée, non ambiguë et autoporteuse des mécanismes de gestion de l'incertitude, en particulier le calcul des écarts sur les charges d'exploitation contrôlables d'une part et sur les dépenses d'investissement activées donnant lieu à bonus / malus d'autre part, et les modalités de révision des charges prévisionnelles autorisées correspondantes à prendre en compte dans le calcul du MAR révisé d'une part, et dans le calcul du bonus / malus sur les investissements d'autres part ;
  - Amendement de l'article 10 permettant de confirmer que l'ajustement ex-post relatif à l'inflation ne peut être contesté par l'ILR ;
- **Publications et échéances :**
  - Amendement de l'article 11 précisant que pour le calcul du tarif 2025, les échéances fixées dans le règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 restent d'application ;
  - Amendements des échéances applicables à partir de 2025 pour le calcul du tarif de l'année suivante, à différents niveaux (cf. paragraphe 3.5).

### 3. Commentaires détaillés

#### 3.1. Modalités de détermination des coûts et du revenu maximal autorisé, et structure de l'information financière associée

Le Projet de Règlement complexifie de manière significative les modalités de détermination des coûts et du revenu maximal autorisé prévisionnel, avec pour conséquence s'il était implémenté en l'état, une augmentation non négligeable du personnel et des charges d'exploitation, ainsi que des coûts additionnels d'implémentation des adaptations requises dans les systèmes informatiques des GRD pour l'enregistrement et le suivi des coûts selon la structure de l'information financière spécifiée à l'annexe 5 du Projet de Règlement.

**Concernant la structure de l'information financière :**

- La structure minimale de l'information financière pour les charges d'exploitation spécifiée dans l'annexe 5 diffère de manière très importante de la structure utilisée au cours des périodes précédentes par les GRD pour comptabiliser les charges d'exploitation de l'Année Photo prises en compte dans le calcul du tarif à travers la formule d'indexation définie dans les règlements des 3 périodes précédentes. Aucun des GRD ne dispose d'une comptabilité analytique à 2 niveaux telle que spécifiée dans l'annexe 5 du Projet de Règlement. Les GRD disposent d'une structure de comptabilité générale et d'une structure analytique par centre de coûts propres à chaque GRD.
- Les GRD ont réalisé une première estimation de l'impact de cette nouvelle approche décrite par le Projet de Règlement, qui montre que la mise en place d'une telle structure d'information financière et sa gestion dans le cadre de la nouvelle méthodologie de calcul du tarif nécessiterait au global pour les 4 GRD au minimum 10 ETP supplémentaires en interne ainsi qu'un accroissement des frais externes (consultance et fiduciaire) pour un coût additionnel total hors frais d'adaptation des systèmes d'information estimé au minimum à 1,4 MEUR / an pour les 4 GRD. Le coût d'adaptation des systèmes d'information n'a pas encore pu être chiffré mais sera très certainement significatif, avec des délais d'implémentation non négligeables, puisque dans le même temps, les systèmes d'information des GRD sont en cours de mutation profonde en raison notamment de l'implémentation de la plateforme informatique nationale de données énergétiques, Leneda, mais également des outils de gestion des communautés d'énergie, des outils de simulation de la nouvelle structure tarifaire, et du renforcement de la sécurité informatique et des données dans le cadre des directives NIS. La seconde phase d'implémentation de cette plateforme, qui se déroule sur la période 2024-2027, va en effet comprendre un changement complet de la MACO et des processus de marché correspondants, avec des coûts d'implémentation substantiels côté GRD et des ressources informatiques et métier mobilisées sur ce projet phare pour l'Etat, l'ILR, le GRT et les GRD.
- Après analyse, il apparaît que la structure de l'information financière spécifiée dans l'annexe 5 n'est pas implémentable par les GRD pour le 1<sup>er</sup> janvier 2025, ni pour le 1<sup>er</sup> janvier 2026. En effet l'utilisation effective d'une telle structure nécessiterait des projets significatifs

d'adaptation des systèmes d'information des GRD avec une période de test qui se déroulerait dans le meilleur des cas sur l'année 2026 (entrée des données réalisées 2025 et 2026 et tests).

- Les GRD comprennent la volonté du régulateur d'accéder à une justification plus précise des coûts prévisionnels, et sont disposés à aller dans ce sens, mais sont d'avis que la structure demandée par le régulateur n'apporte pas une valeur ajoutée significative et justifiable au regard de la forte dégradation de l'efficacité des GRD induite par cette structure, dans un contexte de développement de la transition énergétique qui nécessite des investissements et des charges d'exploitation des GRD en augmentation plus importante que l'inflation.
- **En conséquence, les GRD proposent au régulateur une approche alternative plus pragmatique, conduisant à un surcoût moindre tout en assurant un suivi des coûts plus détaillé qu'aujourd'hui** : les GRD proposent en effet que chaque GRD utilise pour l'enregistrement et le suivi des charges d'exploitation, la structure de comptabilité générale et la structure analytique par centre de coûts qu'il utilise actuellement pour la comptabilisation des coûts réalisés de l'Année Photo. Cette structure proposée est détaillée pour chaque GRD dans l'annexe du présent rapport. L'enregistrement et le suivi des dépenses réelles sur la base de cette structure préconisée par les GRD pourrait être opérationnel à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026.
- Les GRD ne sont pas opposés à la fourniture d'une note budgétaire et d'un modèle de rapport évoqués dans le Projet de Règlement, dans la mesure où ces documents seront établis sur la base de la structure de l'information financière préconisée ci-dessus par les GRD.

#### **Concernant la méthode de détermination des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement prévisionnelles :**

- L'article 11 (4) du Projet de Règlement permet l'utilisation de deux méthodes de détermination des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement prévisionnelles pour l'établissement du revenu maximal autorisé :
  - Soit d'une méthode d'extrapolation de données historiques : le Projet de Règlement, pas plus que la note d'accompagnement de l'ILR, ne définissent plus précisément cette méthode. Les GRD comprennent à l'heure actuelle qu'il s'agit d'une méthode similaire à celle décrite avec précision dans le Règlement Période 3 pour le calcul des charges d'exploitation contrôlables prévisionnelles.
  - Soit d'une méthode qui « décrit les objectifs à réaliser avec l'enveloppe budgétaire et les moyens mis en œuvre » : le Projet de Règlement, pas plus que la note d'accompagnement de l'ILR, ne donnent plus de précision sur cette méthode. Les GRD comprennent à l'heure actuelle qu'il s'agit d'une méthode de type *business plan* ou *forward looking*, qui vise à construire des trajectoires de coûts prévisionnelles sur la base d'objectifs et d'hypothèses détaillées, notamment en termes de volumétrie des infrastructures à renouveler ou à étendre, d'effectifs etc.

- Les GRD demandent à l'ILR une confirmation de leur compréhension des deux méthodes de calcul.
- Bien que deux méthodes soient autorisées, le Projet de Règlement défavorise fortement et de manière peu compréhensible la méthode par extrapolation, d'une part à travers le possible octroi d'un malus dans le cadre de la régulation incitative de la performance du GRD (mesure de la performance sur la nouvelle dimension dite « qualité d'information », partie RMO), d'autre part à travers le mécanisme de gestion de l'incertitude décrit à l'article 10.

Cette approche pose question car pour les dépenses dites *business as usual* la méthode par extrapolation paraît plus objective que la méthode de type business plan et est d'ailleurs utilisée par de nombreux régulateurs pour la détermination des charges d'exploitations ou des TOTEX prévisionnelles hors coûts additionnels induits par des événements exogènes et l'extension du réseau du GRD : ainsi, outre l'Allemagne, l'Autriche, et le Luxembourg jusqu'à présent, le régulateur wallon (CWaPE) et le régulateur bruxellois (BRUGEL) ont introduit dans leur méthodologie tarifaire respective pour la période 2025-2029 une méthode de calcul des TOTEX *business as usual* (i.e. des TOTEX hors surcoûts induits par la transition énergétique, l'extension du réseau ou de nouvelles obligations réglementaires) exclusivement sur la base des coûts réalisés d'une période de référence (moyenne des coûts réalisés 2019-2022 pour la CWaPE, moyenne pondérée des coûts réalisés 2018-2022 pour BRUGEL), à travers des formules précisément définies. La méthode optimale de calcul des coûts prévisionnels combine donc la méthode par extrapolation et la méthode de type business plan.

**Par ailleurs, étant donnés les changements structurels très importants requis par le Projet de Règlement, les GRD considèrent que la période 4 devrait être une période de transition, au cours de laquelle les GRD comme l'ILR vont devoir mettre en œuvre progressivement ces changements et apprendre de ceux-ci avant d'en tirer des conséquences. Les GRD ne devraient donc pas être pénalisés indûment au cours de cette période 4 et demandent à l'ILR de supprimer pendant la période 4 tout malus dans le cadre de la mesure de la performance à travers l'indicateur RMO.**

#### **Concernant les frais d'exploitation activés :**

- Les GRD constatent que le Projet de Règlement ne comporte plus de mécanisme de gestion des frais d'exploitation activés contrairement au Règlement Période 3 dont le mécanisme correspondant permettait d'assurer la couverture de l'ensemble des charges d'exploitation contrôlables approuvées ex-ante par le régulateur, quel que soit le taux d'activation en cours de période. Ce mécanisme était vertueux en éliminant les effets d'aubaine pour les GRD, que l'on a pu constater dans différents pays de l'UE soumis à une régulation de type revenue cap OPEX.
- **Les GRD demandent donc à l'ILR d'amender le Projet de Règlement en introduisant un mécanisme de gestion des frais d'exploitation, équivalent dans ses**

effets à celui du Règlement Période 3, et permettant donc d'assurer la couverture de l'ensemble des charges d'exploitation contrôlables approuvées ex-ante par le régulateur. Dans le cadre de la régulation, le GRD prend en effet des engagements à long terme qui ne peuvent pas être remis en question par après. Sans un tel mécanisme, le GRD perd toute flexibilité dans l'optimisation de l'affectation des ressources.

Les GRD s'interrogent également sur la manière dont des surcoûts induits par les demandes de l'État et plus généralement par des évolutions du cadre légal et réglementaire, non connus au moment de l'établissement du revenu maximum autorisé prévisionnel, seront pris en compte au cours de la période 4

À cet effet, les GRD demandent :

- d'ajouter les charges d'exploitation induites par de tels projets imprévus à la liste des « charges d'exploitation classifiées éléments spécifiques » à considérer dans le terme SPT de la formule de calcul du revenu maximal autorisé ;
- de ne pas soumettre les dépenses d'investissement induites par de tels projets imprévus au mécanisme d'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement défini à l'article 8 (2).

Concernant la cascade du revenu maximum autorisé :

- L'article 4 (3) ferme la porte à un mécanisme de cascade alternatif dans le cadre d'une nouvelle structure tarifaire THT/HT/MT (par exemple utilisation de la moyenne de plusieurs pointes qui reflèterait une attribution plus correcte des coûts réseau en amont vers les niveaux de tension inférieur).
- Les GRD proposent donc de laisser une ouverture à ce niveau dans la partie MAR du Projet de Règlement pour définir cette approche de façon plus précise dans la partie structure tarifaire du règlement.

### **3.2. Mécanisme d'incitation à la performance**

Le Projet de Règlement étend considérablement le champ de la régulation incitative de la performance, avec l'ajout de 3 dimensions de mesure par rapport à la période 3 (facilitation du marché, transition énergétique et qualité d'information), correspondant à 6 nouveaux indicateurs de mesure de la performance.

Le Projet de Règlement alourdit également de manière très importante les bonus/malus maximums que les GRD sont susceptibles de percevoir/rétrocéder des/aux utilisateurs du réseau.

Avec les dispositions fixées par l'article 9 (2) du Projet de Règlement, pour les GRD Creos et Sudstrom le montant de malus maximum<sup>1</sup>, cumulé sur les 5 dimensions de mesure (8 indicateurs), à rétrocéder le cas échéant aux utilisateurs du réseau se monte à 3,25 % de la rémunération des capitaux investis, tandis que le bonus maximum à percevoir le cas échéant des utilisateurs du réseau se monte à 4,6 % de cette rémunération. Pour les GRD Diekirch et Ettelbruck le malus maximum correspond à 6,5 % de la rémunération des capitaux investis, et le bonus maximum à 9 % de cette rémunération. On constate donc que le mécanisme est discriminatoire, du fait de l'utilisation d'un montant de bonus/malus minimum fixe (exemple : 20 000 euros pour le SAIDI).

**Les GRD considèrent que cette discrimination n'est pas acceptable et demandent à l'ILR d'ajuster les montants fixes en euros dans les formules de calcul des limites inférieures (malus) et supérieures (bonus) du tableau de l'article 9 (2) afin d'éliminer cette discrimination.**

En prenant en compte les formules de l'article 9 (1) du Projet de Règlement, appliquées aux RAV des GRD pour l'année 2023 avec un WACC de la période 3 (4,81 %), le montant de malus maximum total pour les 4 GRD est évalué à 2,37 MEUR et le montant de bonus maximum à 3,35 MEUR, à comparer à un montant maximum du facteur Qualité en période 3 pour la même année 2023 évalué à 0,17 MEUR. **Ceci signifie que le malus maximum fixé par le Projet de Règlement est près de 14 fois plus élevé que le montant de malus fixé par le Règlement Période 3, ce qui apparaît clairement déraisonnable aux GRD.**

Le caractère déraisonnable du montant maximum de malus est confirmé par une comparaison à l'international :

- La méthodologie tarifaire 2025-2029 de BRUGEL<sup>2</sup> s'appliquant au GRD bruxellois Sibelga, qui est plus de 2 fois plus gros en électricité que l'ensemble des GRD luxembourgeois réunis (environ 677 000 points de fourniture électricité côté Sibelga, contre 337 804 pour les 4 GRD luxembourgeois en 2022), prévoit un malus maximum relatif à la qualité de service du GRD électricité d'un montant de 1,327 MEUR, soit 1,9 €/point de fourniture, à comparer à 7,0 €/point de fourniture pour les GRD luxembourgeois avec le Projet de Règlement, plus élevé d'un facteur 3,6. Côté bonus, le montant maximum applicable à Sibelga pour le même périmètre d'indicateurs se monte à 1,491 MEUR, soit 2,2 €/point de fourniture, à comparer à 9,9 €/point de fourniture pour les GRD luxembourgeois avec le Projet de Règlement, plus élevé d'un facteur 4,5.

---

<sup>1</sup> Remarque : dans son article 9 (2) le Projet de Règlement comptabilise les malus par dimension de mesure comme un chiffre négatif. Ici nous considérons le malus comme un montant positif à rétrocéder aux utilisateurs du réseau. Le malus maximum que nous indiquons ici est donc égal à la somme sur les 8 indicateurs de mesure de la valeur absolue de la limite inférieure indiquée dans le tableau de l'article 9 (2). Le bonus maximum que nous indiquons ici est la somme sur les 8 indicateurs de mesure de la valeur absolue de la limite supérieure indiquée dans le même tableau.

<sup>2</sup> Source : BRUGEL-DECISION-20231128-250 – Méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz actif en région bruxelloise pour la période 2025-2029 – Partie 1 : Modèle de régulation et cadre réglementaire, 28/11/2023

- La méthodologie tarifaire 2025-2029 de la CWaPE<sup>3</sup> s'appliquant aux 5 GRD wallons (ORES, RESA, AIEG, AIESH et REW) prévoit une régulation incitative de la qualité de service basée sur un facteur qualité du même type que celui en vigueur au Luxembourg au cours de la période 3, portant sur 3 indicateurs de performances sur 2025-2026, étendus à 6 indicateurs en 2027, puis à 9 indicateurs à partir de 2028. Le bonus / malus est symétrique avec un bonus / malus maximal sur l'ensemble des indicateurs qui se monte à titre d'exemple pour le plus grand GRD d'électricité wallon, ORES (environ 1,4 millions de points de fourniture d'électricité en 2022) :
  - à 412 400 € en 2025 (3 indicateurs), soit environ 0,30 € / point de fourniture, 23 fois moins élevé que le malus maximal applicable aux GRD luxembourgeois avec le Projet de Règlement ;
  - à 1 736 500 € en 2029, soit environ 1,25 € / point de fourniture, 5,6 fois moins élevé que le malus maximal applicable aux GRD luxembourgeois avec le Projet de Règlement.

**En conséquence, les GRD demandent à l'ILR de revoir à la baisse les montants maximums de bonus / malus, afin que le bonus / malus maximum cumulé sur l'ensemble des indicateurs pris en compte ne représentent pas plus d'un facteur 2 par rapport à la période 3.**

**Concernant la dimension « disponibilité du réseau » :**

- Les GRD constatent que la bande neutre a été réduite de 10 minutes à 5 minutes et le facteur incitatif FI multiplié par un facteur 3 par rapport à la période 3, avec pour conséquence une augmentation des montants de bonus / malus correspondants.
- Les GRD signalent à l'ILR une erreur dans le texte de l'annexe 6 qui mentionne dans le texte une bande neutre de 10 minutes incohérente avec les 5 minutes de la formule correspondante.

**Concernant la dimension « délai de raccordement » :**

- Par rapport à la période 3, le Projet de Raccordement ajoute la prise en compte des raccordements MT et HT dans le calcul du bonus / malus, avec le même objectif de 10 jours de délais que pour les raccordements BT.
- Les GRD portent à la connaissance de l'ILR, que les raccordements MT et HT ne constituent pas des raccordements standards<sup>4</sup> et peuvent nécessiter des délais très

---

<sup>3</sup> Source : DÉCISION CD-23e31-CWaPE-0773 - MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ACTIFS EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029, 31/05/2023

<sup>4</sup> En effet il y a plusieurs cas de figure possibles pour connecter un client MT (poste client, raccordement direct au transformateur HT/MT etc.). Par ailleurs chaque projet a ses spécificités, parfois de nombreux intervenants à

supérieurs à 10 jours. Le texte du Projet de Règlement, qui est assez bien adapté aux raccordements BT, ne convient donc pas aux raccordements MT et HT.

- **Les GRD demandent donc à l'ILR de retirer du calcul du bonus / malus les délais de raccordements MT et HT, en limitant la prise en compte de ces raccordements à un suivi de leur délai de réalisation dans le cadre du reporting annuel à l'ILR.**

#### **Concernant la dimension « facilitation du marché » :**

- **Les GRD ne sont pas favorables à l'introduction de la rémunération RMM** (rémunération pour le recours à l'utilisation des messages de la communication de marché (MaCo) **et demandent à l'ILR son retrait du Projet de Règlement**, pour les raisons suivantes :
  - Ce suivi nécessiterait des adaptations des systèmes informatiques de gestion de la MaCo<sup>5</sup>, qui n'apparaît pas faisable avec les implémentations de la MaCo actuelle. Les GRD ne voient pas comment on pourrait implémenter la détermination de cet indicateur sans effort démesuré. La communication de marché est un processus entre GRD et fournisseur, l'indicateur serait donc à déterminer pour chaque relation séparément. Ensuite chaque processus a ses propres échéances, même à un niveau message et dépendant du contexte de la transaction.
  - La MaCo va être intégralement remplacée d'ici 2026/2027 dans le cadre de la phase 2 du projet Leneda.
- **Les GRD n'ont pas d'objection à l'introduction de la rémunération RPC** (rémunération pour le recours à l'utilisation du processus de consultation par le gestionnaire de réseau).

#### **Concernant la dimension « transition énergétique » :**

- **Les GRD n'ont pas d'objection à l'introduction de la rémunération RSS** (rémunération sur le déploiement des « smart stations »)
- **Les GRD demandent la suppression du malus relatif à la rémunération RCF** (rémunération pour l'utilisation de contrats flexibles) étant donné que le marché pour ces contrats n'existe pas encore au Luxembourg et qu'aucune structure tarifaire qui donnerait une incitation pour de tels contrats n'est encore définie. Ceci pourra être reconsidéré ultérieurement une fois que les conditions seront en place.

#### **Concernant la dimension « qualité d'information » :**

- **Les GRD sont défavorables à l'introduction de la rémunération RDI** (rémunération pour la mise à disposition d'informations cohérentes) **et demandent sa suppression ou**

---

coordonner et la mise sous tension d'une cellule de bouclage ne signifie pas qu'il y aura une mise en service au même moment.

<sup>5</sup> Remarque : Dickirch et Ettelbruck ont délégué la gestion de la MACO à CREOS

à défaut la suppression de tout malus ainsi que la définition de critères objectifs de notation, pour les raisons déjà évoquées précédemment : de la même manière que l'ILR l'avait fait pour l'introduction du facteur Qualité, la période 4 devrait constituer une phase de transition permettant aux GRD d'implémenter progressivement les nouvelles dispositions relatives à la comptabilisation et au suivi des coûts, ainsi qu'à la justification des coûts prévisionnels, sans subir de malus.

- **Les GRD sont défavorables à l'introduction de la rémunération RMO** (rémunération pour l'utilisation préférentielle des coûts selon une méthode qui décrit les objectifs) **et demandent sa suppression ou à défaut la suppression de tout malus**, pour les mêmes raisons. Par ailleurs la méthode de calcul de la RMO est sujette à interprétation (paramètre PCO) et nécessite d'être clarifiée par l'ILR.

### **3.3. Mécanismes d'incitation à la maîtrise des coûts**

#### **3.3.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation**

Le mécanisme d'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation défini par le Projet de Règlement dans son article 8 demeure, selon la compréhension des GRD, un mécanisme de type revenue cap OPEX, mais avec une flexibilisation du calcul des charges d'exploitation autorisées révisées, à la hausse comme à la baisse dans le cadre de nouveaux mécanismes de gestion de l'incertitude, qui sont abordés au paragraphe 3.4.

**Les GRD saluent la conservation d'un mécanisme de revenue cap OPEX, qui apporte une certaine continuité, mais attirent l'attention de l'ILR sur les erreurs et l'incomplétude de l'article 8 alinéa (1) du Projet de Règlement** : en effet il ne convient pas d'affecter au compte de régulation la différence entre les charges d'exploitation réalisées et les charges d'exploitation prévisionnelles révisées dans le cadre des nouveaux mécanismes de gestion de l'incertitude, mais bien d'affecter au compte de régulation, comme cela est spécifié dans le Règlement Période 3, la différence entre le revenu réalisé (i.e. les recettes résultant de l'application du tarif d'utilisation) et le revenu maximum autorisé révisé, tenant compte de la révision ex-post de l'ensemble des composantes du revenu maximum autorisé :  $RAV_t * WACC, Dt, CO_t$  et  $SPT_t$ . Nous nous permettons de rappeler que la base de calcul de la rémunération de capital devrait être la moyenne de la RAV  $((RAV_t + RAV_{t-1})/2)$ .

#### **3.3.2. Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement**

Le Projet de Règlement étend le mécanisme de régulation incitative des dépenses d'investissements, de type bonus / malus, appliqué au cours de la période 3 uniquement aux projets d'investissement individuels, à l'intégralité des investissements, donc aux lots (selon leur définition dans le Règlement Période 3).

Il s'agit d'un changement majeur pour les GRD, qui s'il était appliqué en l'état selon les dispositions du Projet de Règlement pourrait avoir un impact financier significatif et délétère pour les GRD. En effet :

- Avec les processus actuels, le risque d'erreur de prévision est beaucoup plus important sur les lots que sur les projets individuels. Le nombre de projets relatifs aux lots est beaucoup plus important que le nombre de projets individuels (à titre d'exemple le GRD Creos gère environ 2000 projets de type lot, contre moins d'une cinquantaine de projets d'investissement individuels), et il n'est matériellement pas possible aux GRD de consacrer le même effort de prévision aux lots qu'aux projets individuels. Par ailleurs les risques d'erreur de prévision sur les lots sont intrinsèquement plus élevés que sur les projets individuels, à travers des paramètres multiples (calendrier de mise en œuvre soumis à des facteurs externes nombreux, volumétrie des actifs concernés, frais de sous-traitance etc.).
- La justification du coût des lots ex-ante et ex-post telle que demandée dans le Projet de Règlement nécessite une grande charge de travail et une évolution des processus de prévision de coûts correspondant qui va prendre du temps.

**Les GRD sont prêts à donner à l'ILR au cours de la 4<sup>e</sup> période de régulation plus de détails justificatifs sur les coûts prévisionnels et réalisés des lots, mais veulent bénéficier de l'ensemble de cette période pour mieux maîtriser leurs prévisions et comprendre les impacts de ce mécanisme, sans être soumis à un quelconque bonus / malus sur les lots, ceci dans la même logique que celle qui avait été appliquée par l'ILR pour la régulation de la qualité de service à travers le facteur Qualité, qui n'avait pas donné lieu à bonus / malus pendant plusieurs périodes de régulation.**

**Les GRD demandent donc à l'ILR d'amender le Projet de Règlement pour exclure les lots du mécanisme de bonus / malus sur les dépenses d'investissement, et réserver ce mécanisme aux projets d'investissement individuels définis de la même manière que dans le Règlement Période 3.**

**Les GRD demandent également à l'ILR d'amender le Projet de Règlement pour indiquer plus clairement que ce mécanisme de bonus / malus sur les dépenses d'investissement ne s'applique qu'aux dépenses d'investissements immobilisées et activées et non aux immobilisations en-cours.**

### **3.3.1. Limitation du montant à affecter au compte de régulation**

La limitation du montant à affecter au compte de régulation définie à l'alinéa (3) de l'article 8 est incorrecte d'un point de vue méthodologique, car le compte de régulation doit par principe recueillir l'écart entre les recettes réalisées et le revenu maximum autorisé révisé, quel qu'en soit le montant. Si l'ILR souhaite fixer un cap sur l'impact financier du bonus / malus applicable aux dépenses d'investissement, il convient alors de définir ce cap de manière spécifique.

**Les GRD demandent donc la suppression de l'alinéa (3) de l'article 8.**

### 3.4. Mécanismes de gestion de l'incertitude

La description des mécanismes de gestion de l'incertitude à l'article 10 du Projet de Règlement apparaît peu claire et incomplète aux GRD. L'article comprend par ailleurs deux alinéas (1), point qui est à corriger.

Les GRD comprennent que ces mécanismes visent :

- à réviser ex-post les charges d'exploitation contrôlables prévisionnelles (COt) à intégrer dans le calcul du revenu maximum autorisé révisé ex-post, selon des dispositions identiques aux dispositions actuelles lorsque la méthode de prévision utilisée est de type « extrapolation de données historiques », et selon des dispositions nouvelles lorsque la méthode de prévision utilisée est de type « business plan » ;
- à réviser ex-post les dépenses d'investissements activées qui seront utilisées pour le calcul du bonus / malus correspondant, selon des dispositions nouvelles par rapport au Règlement Période 3.

Le second alinéa (1) paraît au mieux ambigu, au pire erroné car contradictoire avec les dispositions d'ajustement des dépenses prévisionnelles décrites au 5<sup>e</sup> paragraphe de l'article 10. Les GRD pensent comprendre que le second alinéa (1) signifie que les GRD doivent calculer dans un premier temps l'écart entre les charges d'exploitation contrôlables réalisées (COt-réalisées) et les charges d'exploitation contrôlables prévisionnelles intégrées au revenu maximum autorisé prévisionnel approuvé ex-ante par l'ILR.

Les deux premiers paragraphes de l'alinéa (2) et l'alinéa (3) paraissent contradictoires avec la première phrase du troisième paragraphe de l'alinéa (2) : en effet puisque « les dépenses budgétisées en recourant à une méthode d'extrapolation de données sont ajustées par l'actualisation des paramètres appropriés de la formulation d'extrapolation », tout autre écart ne peut donner lieu dans ce cas à explication ou justification.

**Les GRD demandent donc à l'ILR d'amender la rédaction de l'article 10 pour aboutir à une description complète, détaillée, non ambiguë et autoporteuse des mécanismes de gestion de l'incertitude, en particulier :**

- le calcul des écarts sur les charges d'exploitation contrôlables d'une part et sur les dépenses d'investissement activées donnant lieu à bonus / malus d'autre part ;
- les modalités de révision des charges prévisionnelles autorisées correspondantes à prendre en compte dans le calcul du MAR révisé d'une part, et dans le calcul du bonus / malus relatif aux investissements d'autre part.

**Les GRD demandent également à l'ILR de faire figurer dans le Projet de Règlement que l'ajustement ex-post relatif à l'inflation, qui consiste à remplacer l'inflation prévisionnelle par l'inflation réalisée dans le calcul du revenu maximum autorisé révisé, ne peut être contesté par l'ILR.**

Enfin les GRD soulignent que les mécanismes d'ajustement des coûts prévisionnels prévus à l'article 10 dans le cas où la méthode de prévision est de type « business plan », qui est privilégiée par l'ILR, comprenant chaque année l'analyse des écarts par les GRD et le challenge de cette analyse par l'ILR, vont nécessiter une charge de travail additionnelle très conséquente pour les GRD et l'ILR, ainsi qu'un délai de traitement additionnel par rapport à la méthodologie actuelle, qui pourrait mettre en danger la publication des tarifs de l'année suivante avant la fin de l'année en cours.

### 3.5. Publications et échéances

Les GRD considèrent que, pour des raisons de non-faisabilité évidentes, les échéances de transmission des documents et informations à l'ILR spécifiées à l'article 11 du Projet de Règlement ne peuvent en aucun cas s'appliquer à l'année 2024, année pendant laquelle le tarif 2025 doit être établi par les gestionnaires de réseaux. **Les GRD demandent donc à l'ILR d'amender l'article 11 pour préciser que pour le calcul du tarif 2025, les échéances fixées dans le règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 restent d'application.**

Sur cette base, concernant les échéances qui seraient applicables à partir de l'année 2025 pour le calcul du tarif de l'année suivante, les GRD formulent les remarques suivantes :

- Art 11 (1) : les GRD sont opposés à la fourniture à l'ILR de comptes et données provisoires, quelle qu'en soit l'échéance, car il s'agit d'une pratique incompatible avec les principes de gouvernance des GRD.
- Art 11 (2) : l'échéance du 15 mai devrait être décalée au 1<sup>er</sup> juillet, comme dans le Règlement Période 3, en cohérence avec l'utilisation de données comptables révisées pour la détermination du revenu maximum révisé.
- Art 11 (4) :
  - Point b) : les GRD fournissent déjà le détail des projets d'investissement individuels. Au cours de la période 4, les GRD sont prêts à fournir progressivement plus de détail sur les autres projets budgétisés (lots).
  - Point c) : les GRD ne sont pas d'accord avec l'échéance du 1<sup>er</sup> juillet pour la fourniture du plan de personnel, qui devrait être effectuée en même temps que la soumission des tarifs, de la note budgétaire et du modèle de rapport, puisqu'il s'agit bien d'un élément de justification de la trajectoire des charges d'exploitation.
- Art 11 (5) et (6) : en raison de la complexification de la méthodologie de calcul du tarif et de sa justification (par rapport à la période 3 : ajout de la note budgétaire, du modèle de rapport, du plan de personnel, du calcul et de la justification des écarts), les GRD considèrent que l'échéance du 1<sup>er</sup> septembre pour la soumission des tarifs et des documents associés n'est pas réaliste, et demandent à l'ILR de décaler cette échéance au 1<sup>er</sup> octobre.
- Art 11 (7) : en cohérence avec le décalage d'un mois de la soumission des tarifs, la date de publication des tarifs du GRD devrait être décalée d'un mois au 15 novembre.

# WACC für Stromnetzbetreiber (RP4)

Im Auftrag luxemburgischer Strom- und Gasnetzbetreiber

04. März 2024

A short, vertical orange bar is positioned to the left of the section header text.

# Executive Summary

# Der Konsultationsentwurf ist nicht kapitalmarktgerecht, würde unzureichende Investitionsanreize, Fehlanreize, Unsicherheit und weitere Probleme schaffen.

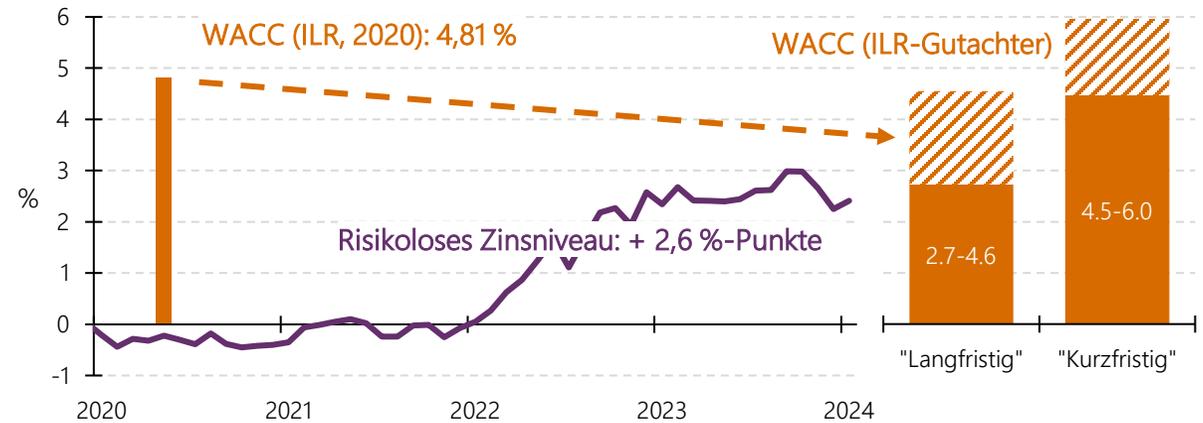
## Einleitung und High-Level-Einordnung

- Der Konsultationsentwurf für RP4 sieht einen getrennten WACC für Bestandsanlagen (vor 2025) und Neuinvestitionen (ab 2025) vor.
- Die WACC-Empfehlungen des ILR-Gutachters bilden das Gegenteil der Kapitalmarktentwicklungen ab und verletzen finanzwirtschaftliche Grundsätze.
- Die WACC-Empfehlungen schaffen unzureichende Investitionsanreize in einer Phase, die für das Voranschreiten der Energiewende in Luxemburg kritisch ist.
- Die Umsetzung der WACC-Empfehlungen des ILR-Gutachters würde nicht zu Stabilität und Konsistenz führen, sondern zu Intransparenz und Unsicherheit.

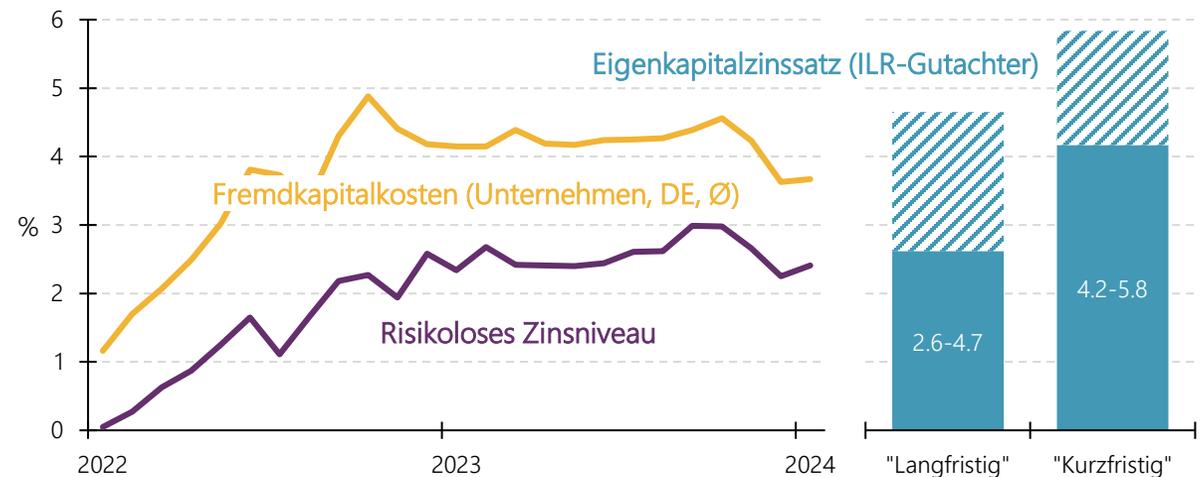
## Differenzierung zwischen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen

- Konzepte zu kurz- oder langfristigen Eigenkapitalzinssätzen sind ökonomisch falsch, es gibt nur einen – vorwärtsgewandten – Eigenkapitalzinssatz.
- Ein niedrigerer WACC für Bestandsanlagen würde das Commitment einer angemessenen Verzinsung bis zum Rückverdienst von Investitionen verletzen.
- Die Umsetzung des Konsultationsentwurfs würde zu Fehlanreizen, Intransparenz, geringerer Vorhersehbarkeit und höherer Komplexität führen.
- Entgegen den Ausführungen des ILR-Gutachters stützen internationale Präzedenzfälle getrennte Kapitalkostensätze keineswegs.

WACC (vor Steuer) und risikoloses Zinsniveau



Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer) und Fremdkapitalkosten



# Der ILR-Gutachter unterschätzt vor allem die Marktrisikoprämie. Korrekturen führen insgesamt zu einer WACC-Bandbreite von 6,7 bis 7,1 % (vor Steuern).

## Marktrisikoprämie und Markttrendite

- Der Ansatz zur Ermittlung der Markttrendite des ILR-Gutachters führt im Ergebnis zu einer Diskrepanz mit alternativen Ansätzen.
- Die Betrachtung nur einer Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie ist unüblich. Die Begründung der Methodenwahl ist zweifelhaft.
- Die Betrachtung verschiedener Methoden und Datenquellen führt zu einer Markttrendite von 8,8 % und einer Marktrisikoprämie von 5,8 %.
- Die vom ILR-Gutachter herangezogenen Datenpunkte sind intransparent und verzerrt. Der ILR-Gutachter nimmt erkannte Verzerrungen einfach hin.
- Eine angemessene Mittelwertbildung und die Korrektur zweier Verzerrungen erhöhen die Marktrisikoprämie des ILR-Gutachters auf approximativ 5,6 %.

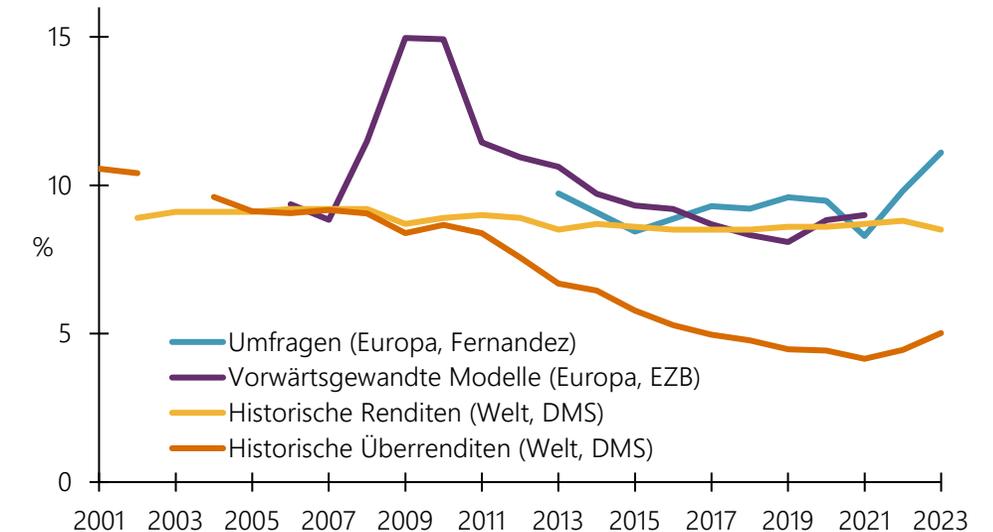
## Betafaktor & Fremdkapitalzinssatz

- Erhöhung der Beta-Bandbreite auf 0,36 bis 0,42 mit Blick auf Präzedenzfälle, Nettoverschuldung und zusätzliche Vergleichsunternehmen angezeigt.
- Erhöhung des Fremdkapitalzinssatzes auf 4,37 % mit Blick auf alternative Datengrundlage, Präzedenz und Risikozuschläge angezeigt.

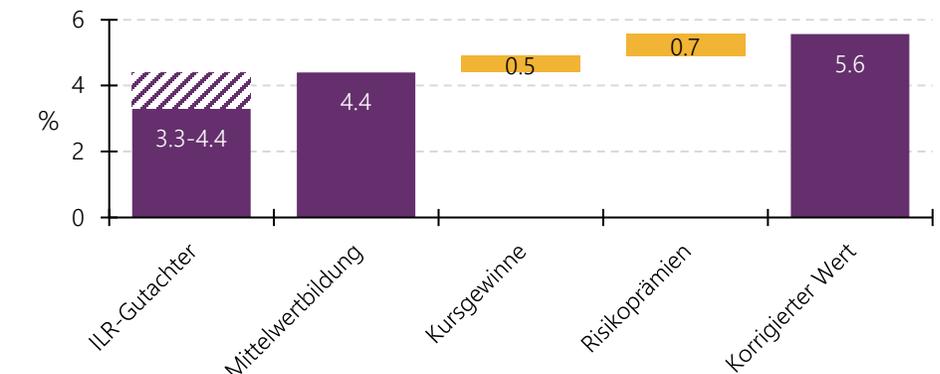
## Fazit und WACC-Empfehlung

- Konsultationsentwurf und Gutachterempfehlungen bergen das Risiko mangelnder Investitionsanreize. Methodische Korrekturen sind erforderlich.
- Nach den erforderlichen Korrekturen ergibt sich eine Bandbreite von 6,7 bis 7,1 % für den WACC (vor Steuer) – im Einklang mit Präzedenzfällen.

## Markttrendite je nach Methode



## Marktrisikoprämie ILR-Gutachter & Korrekturen



A vertical orange bar is positioned to the left of the word "Gutachten".

# Gutachten

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	High-Level-Einordnung	9
3	WACC-Differenzierung zwischen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen	13
4	Marktrisikoprämie und Markttrendite	18
5	Betafaktor	24
6	Fremdkapitalzinssatz	26
7	Fazit und WACC-Empfehlung	28
8	Anhang	31

1 | Einleitung

# Der Konsultationsentwurf für RP4 sieht einen getrennten WACC für Bestandsanlagen (vor 2025) und Neuinvestitionen (ab 2025) vor.

- Das Institut Luxembourgeois de Régulation („ILR“) hat am 7. Februar 2024 einen Konsultationsentwurf für die Regulierung der Stromnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode („RP4“) von 2025 bis 2028 veröffentlicht ([Link](#)). Neben dem Konsultationsentwurf hat das ILR drei weitere Dokumente veröffentlicht:
  - Kommentierung und Begründung des Konsultationsentwurfs ([Link](#)),
  - Gutachten von Frontier Economics zur Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ([Link](#))
  - Gutachten von Frontier Economics zu den Finanzierungskosten („FE-WACC-Gutachten“) ([Link](#)).
- Die Finanzierungskosten werden in Luxemburg als gewichteter Durchschnitt zwischen den Eigen- und den Fremdkapitalkosten als Weighted Average Cost of Capital („WACC“) festgesetzt. Der Konsultationsentwurf enthält noch keine Werte für den WACC. Im Konsultationsentwurf ist aber eine Trennung zwischen Neuinvestitionen (ab 2025 getätigte Investitionen) und Bestandsanlagen (vor 2025 getätigte Investitionen) angelegt.
- Der ILR-Gutachter (Frontier Economics) ermittelt Bandbreiten für einen sogenannten „langfristigen WACC“ und einen sogenannten „kurzfristigen WACC“. Frontier Economics empfiehlt grundsätzlich die Anwendung des „langfristigen WACC“ für sowohl Neuinvestitionen als auch Bestandsanlagen.<sup>1</sup> Als Alternative empfiehlt Frontier Economics die Anwendung des „kurzfristigen WACC“ für Neuinvestitionen und die Anwendung des „langfristigen WACC“ für Bestandsanlagen.
- Der vom ILR-Gutachter vorgeschlagenen Ansatz basiert insbesondere auf einer Marktrisikoprämie von 3,30 bis 4,40 % (basierend auf historischen Überrenditen von Aktien gegenüber Anleihen für ein globales Portfolio aus der DMS-Publikation) und einem 4- („langfristiger WACC“) bzw. 1-Jahresdurchschnitt („kurzfristiger WACC“) luxemburgischer Staatsanleiherenditen (10-15 Jahre Restlaufzeit) als risikolosen Zinssatz
- Das Begleitdokument zum Konsultationsentwurf kommentiert die vorgesehene Festlegung zweier unterschiedlicher Finanzierungskostensätze.<sup>2</sup> Der Ansatz zielt darauf ab, die Finanzierung neuer Investitionen durch einen höheren Finanzierungskostensatz für Neuinvestitionen zu ermöglichen, und gleichzeitig die Kosten für die Netznutzer durch einen niedrigeren Finanzierungskostensatz für Bestandsanlagen gering zu halten. Der für Neuinvestitionen zur Anwendung vorgesehene Finanzierungskostensatz soll jährlich aktualisiert werden.
- CREOS Luxembourg in Koordination mit anderen luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreibern hat uns (NERA) beauftragt, den Konsultationsentwurf sowie das FE-WACC-Gutachten kritisch zu würdigen und Alternativvorschläge zu unterbreiten.

1) FE-WACC-Gutachten, S.14. 2) ILR (2024): Commentaires des articles projet de règlement ILR, S.9.

## ILR-Gutachter: „Langfristiger WACC“

Parameter (% , außer Beta)	Wertebereich
Risikoloser Zinssatz	0,98 – 1,86
Marktrisikoprämie	3,30 – 4,40
Unverschuldetes Beta	0,29 – 0,37
Verschuldetes Beta	0,50 – 0,64
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	2,62 – 4,65
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	1,89 – 2,75
WACC (vor Steuer)	2,73 – 4,55

Steuersatz: 26,66 %. Eigenkapitalquote: 50,00 %. Quelle: FE-WACC-Gutachten, S.38f.

## ILR-Gutachter: „Kurzfristiger WACC“

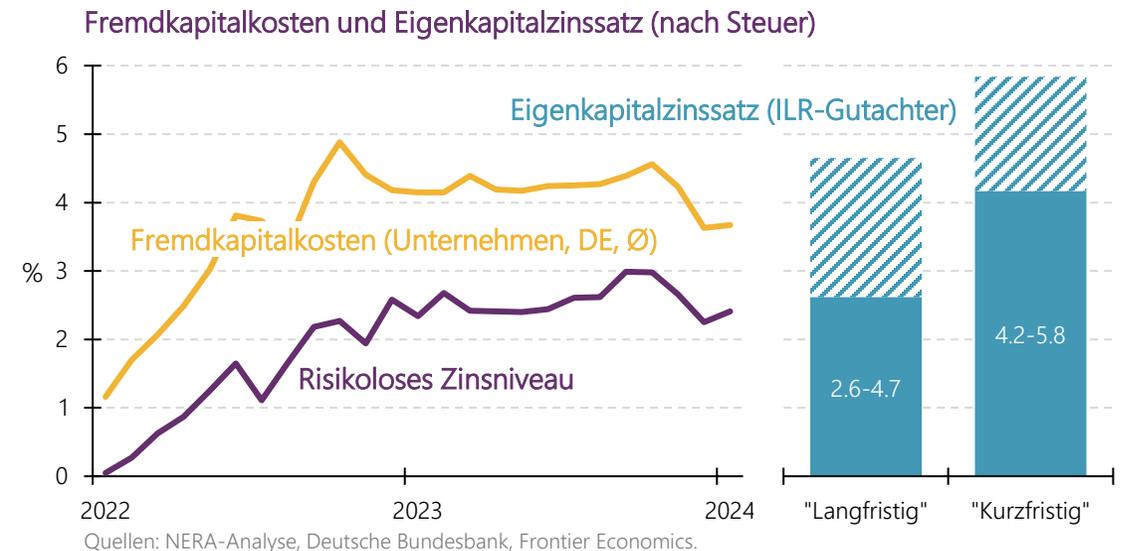
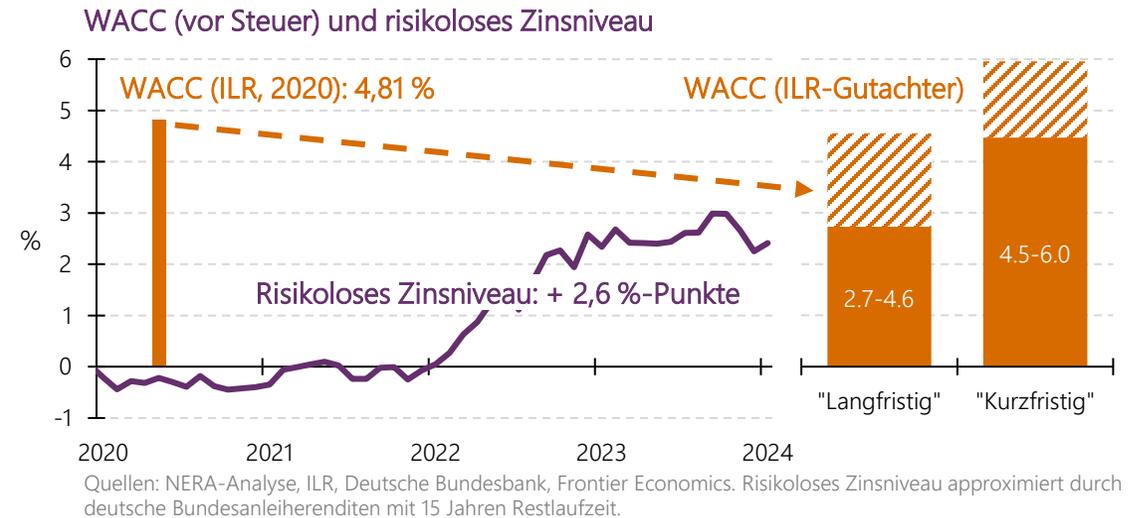
Parameter (% , außer Beta)	Wertebereich
Risikoloser Zinssatz	2,53 – 3,04
Marktrisikoprämie	3,30 – 4,40
Unverschuldetes Beta	0,29 – 0,37
Verschuldetes Beta	0,50 – 0,64
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	4,17 – 5,84
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	3,26 – 3,96
WACC (vor Steuer)	4,47 – 5,96

Steuersatz: 26,66 %. Eigenkapitalquote: 50,00 %. Quelle: FE-WACC-Gutachten, S.40.

## 2 | High-Level-Einordnung

# Die WACC-Empfehlungen des ILR-Gutachters bilden das Gegenteil der Kapitalmarktentwicklungen ab und verletzen finanzwirtschaftliche Grundsätze.

- Das ILR hat den WACC für die 3. Regulierungsperiode im Mai 2020 mit 4,81 % (vor Steuern) festgelegt. Seitdem hat sich eine Zinswende vollzogen. Das risikolose Zinsniveau – approximiert durch die Renditen deutscher Bundesanleihen mit 15 Jahren Restlaufzeit – ist um 2,63 %-Punkte gestiegen.
  - Trotzdem empfiehlt Frontier Economics für Bestandsanlagen einen WACC von nur 2,73 bis 4,55 % - also eine WACC-Reduktion um bis zu 2,08 %-Punkte. Die empfohlene Untergrenze liegt im Bereich aktueller risikoloser Zinssätze.
  - Für Neuinvestitionen sieht der Beschlussentwurf einen WACC von 4,47 bis 5,96 % vor. Auch diese Bandbreite liegt teils unterhalb der WACC-Festlegung aus dem Jahr 2020, die in einem Umfeld mit deutlich niedrigeren risikolosen Zinssätzen getroffen wurde.
- Die Empfehlungen des ILR-Gutachters bilden das Gegenteil der Kapitalmarktentwicklungen ab. Während das risikolose Zinsniveau seit der letzten ILR-Festlegung deutlich gestiegen ist, empfiehlt der ILR-Gutachter eine Reduktion des WACC oder eine geringe Erhöhung für einen begrenzten Anteil des Anlagevermögens.
- Der ILR-Gutachter empfiehlt einen „langfristigen“ Eigenkapitalzinssatz von 2,62 bis 4,65 % und einen „kurzfristigen“ Eigenkapitalzinssatz von 4,17 bis 5,84 %.
  - Diese Werte sind im Bereich der aktuellen Fremdkapitalkosten durchschnittlicher deutscher Unternehmen – gemessen durch die Unternehmensanleiherendite-Zeitreihe der Deutschen Bundesbank ([Link](#)). Eigenkapitalzinssätze müssen aufgrund der nachrangigen Priorität von Eigenkapital gegenüber Fremdkapital strikt (und signifikant) größer als Fremdkapitalzinssätze sein. Die Empfehlungen von Frontier Economics verletzen diesen Grundsatz.
  - Teilweise sind die Empfehlungen des ILR-Gutachters für den Eigenkapitalzinssatz sogar unterhalb von aktuellen Bundesanleiherenditen – ein absurdes Ergebnis.
- Die WACC-Empfehlungen des ILR-Gutachters stehen im Widerspruch mit grundsätzlichen finanzwirtschaftlichen Zusammenhängen und Erkenntnissen.

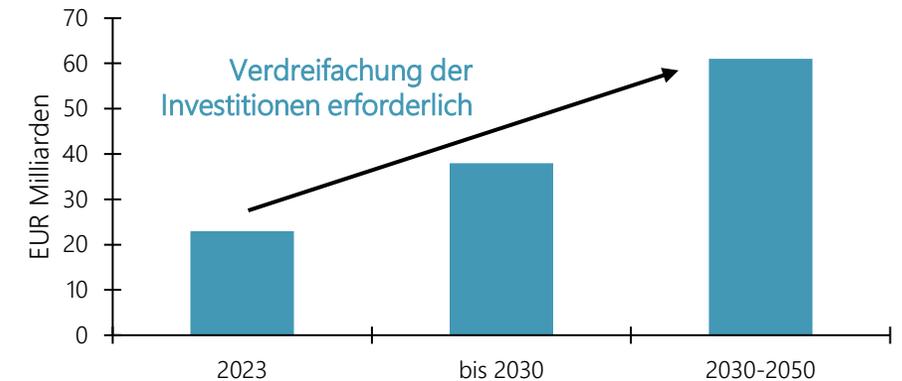


# Die WACC-Empfehlungen schaffen unzureichende Investitionsanreize in einer Phase, die für das Voranschreiten der Energiewende in Luxemburg kritisch ist.

- Das Energiesystem befindet sich in einer Transformation und ist nicht im Steady State. Luxemburg will seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 2005 senken.<sup>1</sup> Dazu sind erhebliche Investitionen erforderlich – insbesondere in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, das Stromnetz und Endverbraucheranwendungen. Das Stromnetz ist das Rückgrat der Energieversorgung. Ohne massive Investitionen droht es jedoch zum Flaschenhals der Energiewende zu werden. Das Beispiel der Niederlande zeigt, wie schnell mangelnde Netzkapazität zur Bremse für die Energiewende werden kann.<sup>2</sup>
- Vor diesem Hintergrund sollte es Priorität der Netzregulierung sein, Investitionen in das Stromnetz zu ermöglichen bzw. anzureizen. Damit Netzinvestitionen attraktiv sind, muss ihr Risiko-Rendite-Profil mit alternativen Investitionsmöglichkeiten vergleichbar sein. Der WACC ist hierfür der entscheidende Parameter. Um Netzinvestitionen attraktiv zu machen, muss er die aktuellen Kapitalmarktverhältnisse reflektieren.
- Dies ist bei den Vorschlägen des ILR-Gutachters ersichtlich nicht der Fall (siehe Folie 10). Diese reflektieren weder die aktuellen Kapitalmarktverhältnisse noch führen sie zu einem attraktiven Risiko-Rendite-Profil. Der ILR-Gutachter empfiehlt eine WACC-Reduktion – bis teilweise unter aktuelle risikolose Zinssätze – gegenüber der vorherigen Regulierungsperiode, obwohl sich seitdem ein rasanter Anstieg des risikolosen Zinsniveaus vollzogen hat. Die empfohlene Bandbreite für den Eigenkapitalzinssatz reicht vom Niveau aktueller risikoloser Zinssätze bis zu aktuellen Fremdkapitalkosten durchschnittlicher Unternehmen. Die WACC-Empfehlungen schaffen also keine adäquaten Investitionsanreize – in einer Phase, die für die Erreichung von Luxemburgs klima- und energiepolitischen Zielen entscheidend ist.
- Es ist bemerkenswert, dass sich der ILR-Gutachter mit der Frage der angemessenen Investitionsanreize, die bei der WACC-Ermittlung eigentlich im Fokus stehen sollte, inhaltlich kaum auseinandersetzt. Der ILR-Gutachter bemerkt lediglich: „Grundsätzlich sollte auch durch den „langfristigen“ WACC über die Zeit ein ausreichender Investitionsanreiz sichergestellt werden. Falls ILR allerdings zur Einschätzung kommt, dass ein Risiko einer Verschiebung oder Ausbleiben von Investitionen während der 4. Regulierungsperiode besteht, dann erscheint der „getrennte“ WACC dem „gewichteten“ WACC überlegen zu sein.“<sup>3</sup> Der ILR-Gutachter trifft keine belastbare Aussage zur Kernfrage bei der WACC-Ermittlung – Schafft der WACC ausreichende Investitionsanreize? – und überträgt die Verantwortung dafür an das ILR.

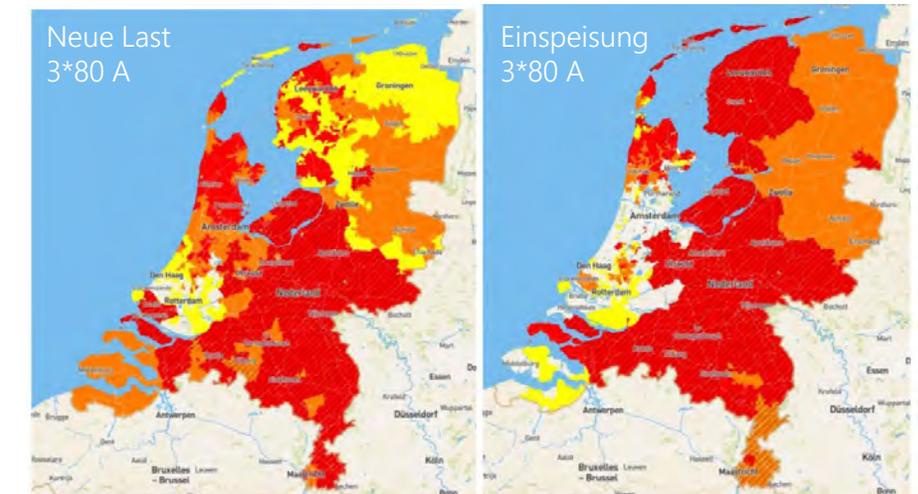
1) Government of Luxembourg (2018): National Integrated Energy and Climate Plan of Luxembourg for the period 2021-2030, S.9. 2) Pató (2024): Gridlock in the Netherlands. 3) FE-WACC-Gutachten, S.14.

## Investitionsbedarf Verteilnetzbetreiber pro Jahr (Europa)



Quellen: NERA-Analyse, Eurelectric (2023): Power system of the future, S.3.

## Gridlock in den Niederlanden

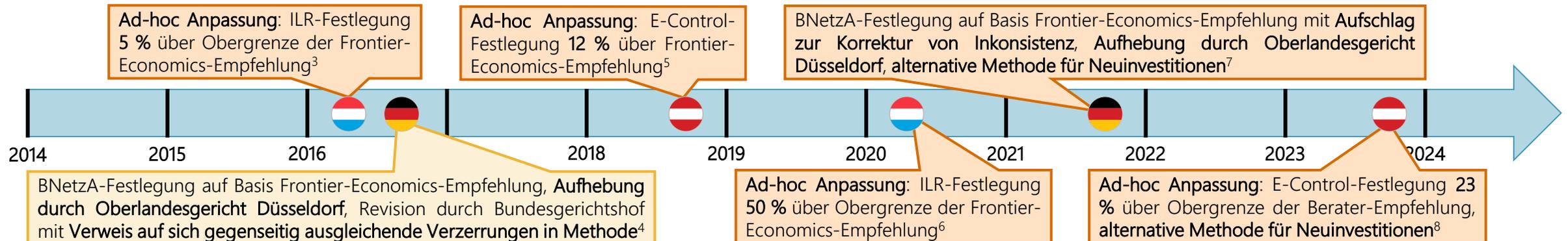


Rot: keine Transportkapazität verfügbar, orange: Vorübergehend keine Kapazität verfügbar, gelb: begrenzte Kapazität verfügbar. Quelle: Pató (2024): Gridlock in the Netherlands.

# Die Umsetzung der WACC-Empfehlungen des ILR-Gutachters würde nicht zu Stabilität und Konsistenz führen, sondern zu Intransparenz und Unsicherheit.

- Der ILR-Gutachter empfiehlt die Methode des „langfristigen WACC“ vor allem aus Gründen der „Methodenkonsistenz“ mit vorherigen Regulierungsperioden. Die mehrjährige Durchschnittsbildung würde zu einem Ausgleich von Über- und Unterschätzung von Zinsentwicklungen über die Zeit führen.<sup>1</sup> Bei einem steigenden Zinsniveau würden die Netznutzer von der mehrjährigen Durchschnittsbildung profitieren, bei sinkendem Zinsniveau die Netzbetreiber.
- Der ILR-Gutachter schlägt die nun auch wieder dem ILR empfohlene Methode seit mehr als einem Jahrzehnt den Regulierungsbehörden in Deutschland, Österreich und Luxemburg vor. In den letzten zehn Jahren wurden die entsprechenden Empfehlungen ausnahmslos entweder von den Regulierern ad-hoc erhöht oder von Gerichten aufgehoben (siehe unten). Das Festhalten an dieser Methode führt also gerade nicht zu Methodenkonsistenz oder Stabilität, sondern zu Unvorhersehbarkeit, Intransparenz und Rechtsunsicherheit.
- Es ist überdies falsch, dass die Methode bei sinkenden Zinsen Netzbetreiber und bei steigenden Zinsen Netznutzer bevorteilen würde. Die Methode musste in Zeiten i) sinkender (2014-19), ii) konstanter (2019-2021) und iii) steigender (2021-2023) risikoloser Zinssätze stets nach oben korrigiert werden, um kapitalmarktgerechte Ergebnisse zu produzieren.
- Zuletzt missachtet der Fokus auf „Methodenkonsistenz“, dass der WACC in erster Linie angemessene Investitionsanreize setzen sollte. Hierfür sollte er stets möglichst präzise in Höhe der tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber festgesetzt werden. Der ILR-Gutachter behauptet, dass Investoren bei temporären WACC-Unterschätzungen im Vertrauen auf zukünftige WACC-Überschätzungen weiter investieren würden.<sup>2</sup> Dies ist höchst zweifelhaft (und unbelegt). Diese Sichtweise ignoriert Fehlanreize, Investitionszeitpunkte regulatorisch zu optimieren.

## Bilanz der Methode des ILR-Gutachters in den letzten zehn Jahren: Ad-Hoc-Anpassungen und Rechtsunsicherheit anstatt Methodenkontinuität und Stabilität



1) FE-WACC-Gutachten, S.11. 2) FE-WACC-Gutachten, S.12. 3) ILR-Festlegung (Mai 2016): 6,12 %, Frontier-Economics-Empfehlung (Dezember 2015): 3,86-5,83 %. 4) Oberlandesgericht Düsseldorf Entscheidung VI-3 Kart 319/16 [V], Bundesgerichtshof Entscheidung EnVR 41/18, Rz. 52. 5) E-Control-Festlegung (2018): 4,88 %, Frontier-Economics-Empfehlung (Juni 2016): 4,36 %. 6) ILR-Festlegung (Mai 2020): 4,81 %, Frontier-Economics-Empfehlung (November 2019): 2,46-3,21 %. 7) Bundesnetzagentur-Festlegung (Oktober 2021) mit Aufschlag für „Convenience Yield“ in Höhe von 0,395 %-Punkten, Oberlandesgericht Düsseldorf Entscheidung VI-3 Kart 544/21, BNetzA-Beschluss BK4-23-002. 8) E-Control-Festlegung (2023): 4,16 %, Randl & Zechner-Empfehlung (Juli 2022): 2,00-3,37 %; die E-Control hat anstatt Frontier Economics Randl & Zechner beauftragt, mit denen Frontier Economics in der Vergangenheit häufig Konsortien gebildet hat und die die Fortsetzung der Methode aus 2019 vorgeschlagen haben. Alle Werte beziehen sich auf WACC (vor Steuer).

3 | WACC-Differenzierung zwischen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen

# Konzepte zu kurz- oder langfristigen Eigenkapitalzinssätzen sind ökonomisch falsch, es gibt nur einen – vorwärtsgewandten – Eigenkapitalzinssatz.

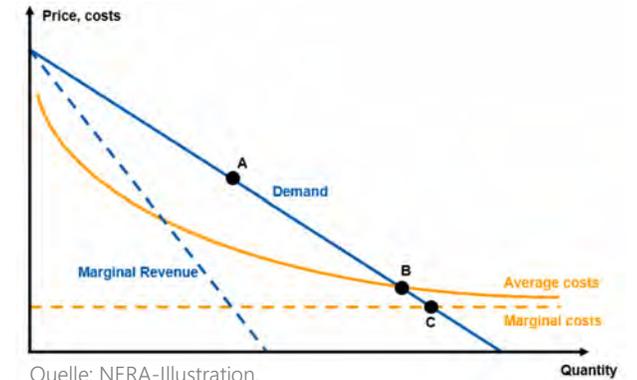
- Der Konsultationsentwurf sieht vor, den „langfristigen WACC“ nur für Bestandsanlagen anzuwenden und für Neuinvestitionen ab 2025 einen „kurzfristigen WACC“ anzuwenden. Der „langfristige WACC“ und der „kurzfristige WACC“ unterscheiden sich hinsichtlich der Durchschnittsfenster zur Ermittlung des risikolosen Zinssatzes. Dem „langfristigen WACC“ liegt dementsprechend auch ein „langfristiger Eigenkapitalzinssatz“ zu Grunde. Dem „kurzfristigen WACC“ liegt ein „kurzfristiger Eigenkapitalzinssatz“ zu Grunde.
- Die Konzepte des ILR-Gutachters zu einem „langfristigen“ beziehungsweise „kurzfristigen“ WACC oder Eigenkapitalzinssatz sind ökonomisch falsch. Es gibt keinen „langfristigen“ oder „kurzfristigen“ Eigenkapitalzinssatz. Es gibt nur einen Eigenkapitalzinssatz, der per Definition vorausschauend ist.
  - Zinssätze bilden sich auf dem Kapitalmarkt aus Angebot und Nachfrage. Für ein bestimmtes Risikoprofil existiert immer nur ein Gleichgewichtszinssatz. Durch die Umsetzung des Konsultationsentwurfs würden zwei verschiedene Eigenkapitalzinssätze entstehen. Dies ließe sich ökonomisch nur mit unterschiedlichen Risikoprofilen rechtfertigen. Ein höherer Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen wäre dann angemessener, wenn das Risiko bei Neuinvestitionen größer wäre als bei Bestandsinvestitionen. Sofern keine Unterschiede im Risikoprofil vorliegen, muss gemäß Capital Asset Pricing Modell („CAPM“), das der ILR-Gutachter verwendet, derselbe Eigenkapitalzinssatz für Neu- und Bestandsinvestitionen zur Anwendung kommen. In den Worten des Corporate-Finance-Standardlehrbuchs von Brealey und Myers: Der anhand des CAPM ermittelte Zinssatz ist *„die erwartete Rendite, die Investoren auf die Bestandsanlagen [...] verlangen und auch die erwartete Rendite, die sie auf Neuinvestitionen verlangen, die das Marktrisiko des Unternehmens nicht verändern.“*<sup>1</sup>
  - Der Eigenkapitalzinssatz entspricht der Kompensation, die Kapitalgeber für ein Investment mit einem bestimmten Risikoprofil erwarten. Diese erwartete Kompensation ergibt sich aus der erwarteten Rendite der nächstbesten Alternative (Opportunitätskosten).<sup>2</sup> Diese wiederum entspricht dem Residuum aus erwarteten Erträgen und festgeschriebenen Zahlungen an Fremdkapitalgeber. Die erwartete Rendite der nächstbesten Alternative hängt daher von Erwartungen über Gewinne, Wachstum, Risiken und Marktverhältnisse in der Zukunft ab. Da sich diese Erwartungen nicht fixieren lassen, lässt sich auch die erwartete Eigenkapitalrendite der nächstbesten Alternative, und damit der Eigenkapitalzinssatz, nicht fixieren. Der Eigenkapitalzinssatz ist also inhärent vorwärtsgewandt. Dafür finden sich in der akademischen Literatur, in Lehrbüchern und in Dokumenten aus Regulierungsverfahren unzählige Belege. Das Kapitalkosten-Handbuch von Grabowsky et al. schreibt: *„Der risikolose Zinssatz und die Marktrisikoprämie sind, wie alle Komponenten des Eigenkapitalzinssatzes (und der Eigenkapitalzinssatz selbst), vorausschauende Konzepte.“*<sup>3</sup> Im Regulierungskontext hat sich zuletzt der Australien Energy Regulator mit der Perspektive bei der Kapitalkostenermittlung auseinandergesetzt. Das von der Behörde beauftragte Gutachten stellt fest, dass der *„Eigenkapitalzinssatz per Definition vorausschauend ist“*.<sup>4</sup>
- Potenzielle Kapitalgeber bewerten das Verhältnis aus erwarteter Rendite und Risiko. Bei Netzbetreibern hängt die erwartete Rendite maßgeblich von der erlaubten Verzinsung des Anlagevermögens ab – hierzu zählen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen. Anders ausgedrückt: Ein potenzieller Kapitalgeber hat nicht die Option, nur die Neuinvestitionen eines Netzbetreibers zu finanzieren. Er stellt sein Kapital dem Gesamtunternehmen zur Verfügung. Mit differenzierten Zinssätzen für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen ergibt sich die erwartete Rendite als gewichteter Durchschnitt aus den beiden WACCs. Ein niedriger WACC für Bestandsanlagen kann dadurch zum Hemmnis für Neuinvestitionen werden.
- Zuletzt ist die im Konsultationsentwurf angelegte Vorgehensweise asymmetrisch. Es stand bei den WACC-Absenkungen der letzten Regulierungsperioden nie zur Diskussion, den WACC für die damaligen Bestandsanlagen, die in einem Umfeld höherer Finanzierungskosten getätigt wurden, auf einem höheren Niveau zu belassen.

1) Brealey & Myers (2001): Fundamentals of Corporate Finance. 3rd Edition, S.440. 2) Brealey & Myers (2010): Principles of Corporate Finance. Financial Management (2nd edition), S.230. 3) Grabowski, Nunes, Harrington (2017): 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital. Vereinigtes Königreich: Wiley, S.3.2. 4) Lally (2021): The appropriate term for the allowed cost of capital, S.21.

# Ein niedrigerer WACC für Bestandsanlagen würde das Commitment einer angemessenen Verzinsung bis zum Rückverdienst von Investitionen verletzen.

- Ein Kernproblem im Netzbereich besteht in der Diskrepanz zwischen den Durchschnitts- und den Grenzkosten. Die Grenzkosten für den Betrieb eines Netzes sind – nachdem die initialen Investitionen getätigt wurden – relativ niedrig. Die Durchschnittskosten sind aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen deutlich höher. Damit Investitionen zu Stande kommen, sichert die Regulierungsbehörde Investoren vor einer Investition zu, ihre Durchschnittskosten inklusive der Kapitalkosten über die Nutzungsdauer der Anlage hinweg über die Tarife zurückverdienen zu dürfen. Sobald die Investition getätigt ist, kann die Regulierungsbehörde die zulässigen Tarife aber an die Grenzkosten annähern, ohne dass Netzbetreiber aus dem Markt ausscheiden. Wenn Investoren dieses Verhalten der Regulierungsbehörde antizipieren, werden Investitionen zurückgehalten. Dieses Problem der Zeitinkonsistenz und das damit verbundene Risiko ausbleibender Investitionen ist ein Grund, weshalb Energienetze historisch häufig in Staatshand waren. Eine regulatorische Anlagenbasis („RAB“) kann das Problem der Zeitinkonsistenz lösen. Sobald ein Netzbetreiber eine Investition getätigt hat, werden die damit verbundenen Kosten dem RAB zugerechnet. Sobald der Netzbetreiber einen Teil der Investitionskosten über die Tarife erlöst, wird der RAB entsprechend reduziert. Der RAB gibt Aufschluss über das Saldo der historischen Investitionskosten, die ein Netzbetreiber noch nicht über die Tarife erlöst hat, aber noch erlösen darf. Sofern Investoren auf den RAB als Instrument zur regulatorischen Selbstverpflichtung vertrauen, kann er Investitionen ermöglichen bzw. Finanzierungskosten reduzieren.
- Netzbetreiber müssen darauf vertrauen, dass sie für den Zeitverzug zwischen dem Anfallen und der Rückgewinnung der Investitionskosten kompensiert werden. In der Praxis erfolgt dies durch die Verzinsung des RAB. Diese Verzinsung muss die Kapitalmarktverhältnisse widerspiegeln. Die konsultierte niedrigere WACC-Festlegung für Bestandsanlagen verletzt die Zusage, den Zeitverzug zwischen dem Investitionszeitpunkt und dem Rückverdienst der Investitionskosten über die Tarife angemessen zu kompensieren. Der für Neuinvestitionen vorgeschlagene WACC macht sichtbar, welchen WACC das ILR im aktuellen Kapitalmarktumfeld für erforderlich hält, damit Investitionen zu Stande kommen. Dieser WACC ist im Mittel 1,58 %-Punkte höher als der für Bestandsanlagen konsultierte WACC. Daraus folgt, dass der für Bestandsanlagen vorgeschlagene WACC auch nach Einschätzung des ILR im aktuellen Kapitalmarktumfeld nicht angemessen sein kann. Das im Konsultationsentwurf angelegte Vorgehen spiegelt so das klassische Problem der Zeitinkonsistenz bei der Infrastrukturregulierung: Für irreversibel getätigte Investitionen fällt die Regulierungsbehörde hinter ihre Zusage, den Zeitverzug bis zum Rückverdienst angemessen zu kompensieren, zurück. In einer dynamischen Betrachtung erweist sich dieses Vorgehen als problematisch, da Kapitalgeber dieses Risiko bei noch zu tätigen Investitionen einpreisen werden. Dies erhöht die Finanzierungskosten (wie Rating-Methodologien zeigen) und führt zu Wohlfahrtsverlusten.

## Durchschnitts- und Grenzkosten eines Netzbetreibers (illustrativ)



Quelle: NERA-Illustration.

## Ratingagenturen berücksichtigen Commitment-Bilanz von Regulierungsbehörden



Quelle: Moody's.

# Die Umsetzung des Konsultationsentwurfs würde zu Fehlanreizen, Intransparenz, geringerer Vorhersehbarkeit und höherer Komplexität führen.

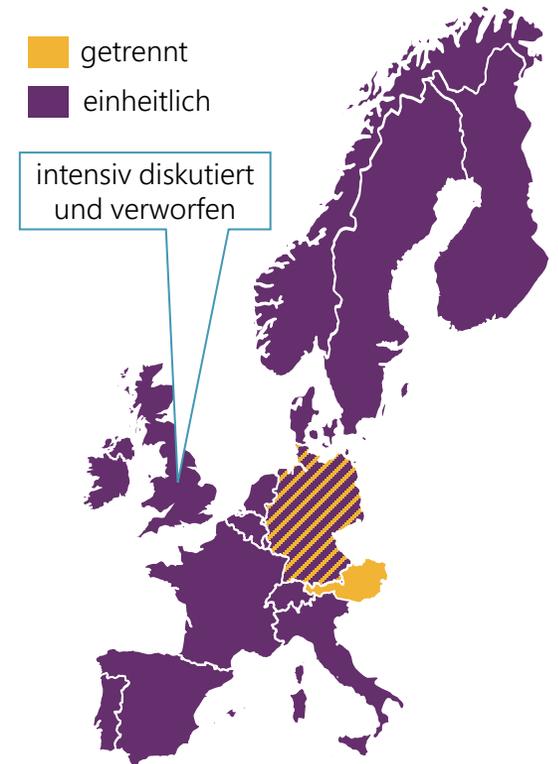
- **Fehlanreize:** Mit der Umsetzung des Konsultationsentwurfs würden zwei unterschiedliche WACCs entstehen. Welcher der beiden Zinssätze anwendbar wäre, hinge vom Aktivierungszeitpunkt einer Anlage ab. Dies schafft für Netzbetreiber den Fehlanreiz, das Timing von Ausbaumaßnahmen mit Blick auf den höheren der beiden Zinssätze zu optimieren. Mit der im Konsultationsentwurf vorgeschlagenen Regelung hätten Netzbetreiber einen Anreiz, Investitionen bis ins Jahr 2025 aufzuschieben (und nicht im Jahr 2024 zu tätigen oder abzuschließen), um vom höheren „kurzfristigen WACC“ zu profitieren. Zu solchen Anreizen sollte es in einem gut funktionierenden Regulierungsrahmen nicht kommen. Ein gut funktionierender Regulierungsrahmen reizt Netzbetreiber dazu an, erforderliche Investitionen möglichst schnell und möglichst effizient zu realisieren.
- **Intransparenz:** Bisher existierte in Luxemburg ein WACC, der für alle Anlagen angewandt wurde.<sup>1</sup> Das Regulierungssystem war diesbezüglich transparent. Außenstehende konnten die erlaubte Kapitalverzinsung transparent und unkompliziert aus der Veröffentlichung im Amtsblatt des Großherzogtums Luxemburg vor Beginn der Regulierungsperiode ablesen. Dies wäre mit der Umsetzung des Konsultationsentwurfs nicht länger möglich. Es gäbe dann insgesamt fünf WACC-Werte für eine Regulierungsperiode: vier jährliche Werte für die Neuinvestitionen und einen Wert für die Bestandsanlagen. Ohne Kenntnis der Investitionspläne und der Anlagenregister der Netzbetreiber wäre es für Außenstehende nicht länger möglich, die den Netzbetreibern erlaubte Kapitalverzinsung nachzuvollziehen.
- **Vorhersehbarkeit:** Der Konsultationsentwurf sieht vor, den WACC für Neuinvestitionen jährlich zu aktualisieren. Dies würde die Vorhersehbarkeit für Netzbetreiber und Netznutzer reduzieren. Auch die Einführung getrennter Kapitalkostensätze selbst wäre für Netzbetreiber und Investoren nicht vorhersehbar gewesen. Sie stand bei ausgeprägten Zinsänderungen in der Vergangenheit nie zur Diskussion. Ratingagenturen betrachten Vorhersehbarkeit als ein Attribut gut funktionierender Regulierungssysteme.<sup>2</sup>
- **Komplexität:** Mit der Umsetzung des Konsultationsentwurfs würde die Komplexität des Regulierungssystems steigen. Es gäbe verschiedene parallel anwendbare WACC-Werte und es würde sich stets die Frage stellen, welcher WACC wofür anwendbar wäre. Kapitalgeber mit geringer Renditeerwartung, die sich auf einfach verständliche Investments mit geringem Risiko fokussieren, könnten abgeschreckt werden. Die Kontrolle des Regulierungsprozesses durch Netznutzer, Gerichte und Öffentlichkeit wäre erschwert.
- **ILR-Gutachter:** Es ist bemerkenswert, dass der ILR-Gutachter auf die Nachteile der vorgeschlagenen Regelung in den Dimensionen Fehlanreize, Intransparenz, Vorhersehbarkeit und Komplexität nicht eingeht. Der ILR-Gutachter geht lediglich auf den administrativen Aufwand ein und bemerkt: „Die Diskussion der WACC-Optionen zeigt, dass sich der administrative Aufwand [für das ILR] zwar unterscheidet, allerdings keine der WACC-Optionen ausschließen würde.“<sup>3</sup> Diese Vernachlässigung ist problematisch, denn Anreizkompatibilität, Transparenz, Vorhersehbarkeit und Einfachheit sind keine Selbstzwecke, sondern Attribute gut funktionierender Regulierungssysteme, die langfristig die Finanzierungskosten reduzieren können und so Wohlfahrtsgewinne ermöglichen. Dies zeigt sich an den Einschätzungen von Think Tanks, internationalen Organisationen und Ratingagenturen:
  - Der Thinktank Agora Energiewende bezeichnet Transparenz als „zentrale Erfolgsbedingung für eine effiziente Energiewende“.<sup>4</sup>
  - Die OECD definiert Konsistenz, Stabilität und Vorhersehbarkeit als erforderlich, um opportunistisches Verhalten seitens der Regulierungsbehörde einzuschränken.<sup>5</sup>
  - Bei der Ratingagentur Moody's fließen Transparenz und Vorhersehbarkeit mit einem Gewicht von 15,00 % in die Bonitätsbewertung ein.<sup>6</sup>

1) Ausnahme sind die wiederbewerteten Altanlagen. Für die Ermittlung des dafür anwendbaren WACCs ist jedoch nur eine Deflationierung des nominalen WACC nötig. 2) Moody's Investors Service (2022): Rating Methodology - Regulated Electric and Gas Networks. 3) FE-WACC-Gutachten, S.13f. 4) Agora Energiewende (2023): Regulierung und Transparenz. 5) OECD (2011): Better Economic Regulation: The Role of the Regulator. 6) Moody's Investors Service (2022): Rating Methodology - Regulated Electric and Gas Networks.

# Entgegen den Ausführungen des ILR-Gutachters stützen internationale Präzedenzfälle getrennte Kapitalkostensätze keineswegs.

- **Deutschland und Österreich sind ungeeignete Präzedenzfälle:** Der ILR-Gutachter beruft sich für seinen Vorschlag, getrennte Kapitalkosten für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen festzulegen, auf zwei Präzedenzfälle aus Deutschland und Österreich. Eine Orientierung an diesen Präzedenzfällen ist nicht ratsam:
  - Die deutsche Festlegung für Bestandsanlagen wurde vom Oberlandesgericht Düsseldorf aufgehoben.<sup>1</sup> Die Festlegung für Neuinvestitionen enthält maßgebliche Parameter aus der Entscheidung für Bestandsanlagen. Es ist demnach mindestens zweifelhaft, ob das System getrennter Kapitalkostensätze in Deutschland Bestand haben wird. Die Bundesnetzagentur ist überdies bestrebt, dass System möglichst schnell wieder abzuschaffen. In Österreich stellt das System getrennter Kapitalkostensätze einen Verhandlungskompromiss dar. Regulierungsökonomische Aspekte haben beim Zustandekommen eine untergeordnete Rolle gespielt.<sup>2</sup>
  - Bei Österreich und Deutschland handelt es sich um die beiden Länder, in dem die Konsultationsentwürfe auf der vom ILR-Gutachter vorgeschlagenen Methode basierten. Die Einführung getrennter Kapitalkostensätze stellt in diesen Ländern den Versuch dar, die größten Verzerrungen der Methode durch eine weitere Ad-Hoc-Anpassung zu korrigieren. Die Entscheidungen sind von den beschriebenen Problemen (Folien 16 bis 18) ebenso betroffen wie der luxemburgische Konsultationsentwurf.
  - Außer in Deutschland und Österreich (wo die Methode des ILR-Beraters konsultiert wurde und wo der ILR-Gutachter in der Vergangenheit vielfach tätig war) kommen getrennte Eigenkapitalzinssätze für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen in keinem anderen Land zur Anwendung. Eine sinnvolle Betrachtung internationaler Präzedenzfälle sollte den Fokus darauf legen.
- **Der ILR-Gutachter ignoriert regulierungsökonomisch relevante Präzedenzfälle:** Die Frage, ob getrennte Eigenkapitalkosten für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen festgelegt werden sollten, wurde regulierungsökonomisch bereits diskutiert und beantwortet. Im Ergebnis stand immer die Ablehnung des Konzepts. Der ILR-Gutachter ignoriert die diesbezügliche Literatur und Präzedenzfälle.
  - Auslöser der Diskussion war der Vorschlag eines „Split Cost of Capital“ durch den britischen Professor Dieter Helm. Helm argumentierte, dass das Risiko von Neuinvestitionen höher sei als das Risiko von Bestandsanlagen, weshalb für Letztere ein geringerer Kapitalkostensatz Anwendung finden sollte.
  - Regulierungsbehörden in Großbritannien, Nordirland, Australien und Neuseeland haben Helms Konzept aufgegriffen und intensiv geprüft. Der Regulierer Ofgem war – mit englischer Höflichkeit – „nicht davon überzeugt, dass das Konzept des Split Cost of Capital geeignet ist“.<sup>3</sup> In den anderen Ländern stand im Ergebnis ebenfalls die Ablehnung des Konzepts.
  - Die Schwierigkeit, zwischen den Risiken von Neuinvestitionen und Bestandsanlagen zu differenzieren,<sup>4</sup> sowie der Anstieg des regulatorischen Risikos durch einen „Split Cost of Capital“<sup>5</sup> waren im Ausland häufig ausschlaggebend für die Ablehnung des Konzepts.

Länder mit getrennten Eigenkapitalkosten für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen



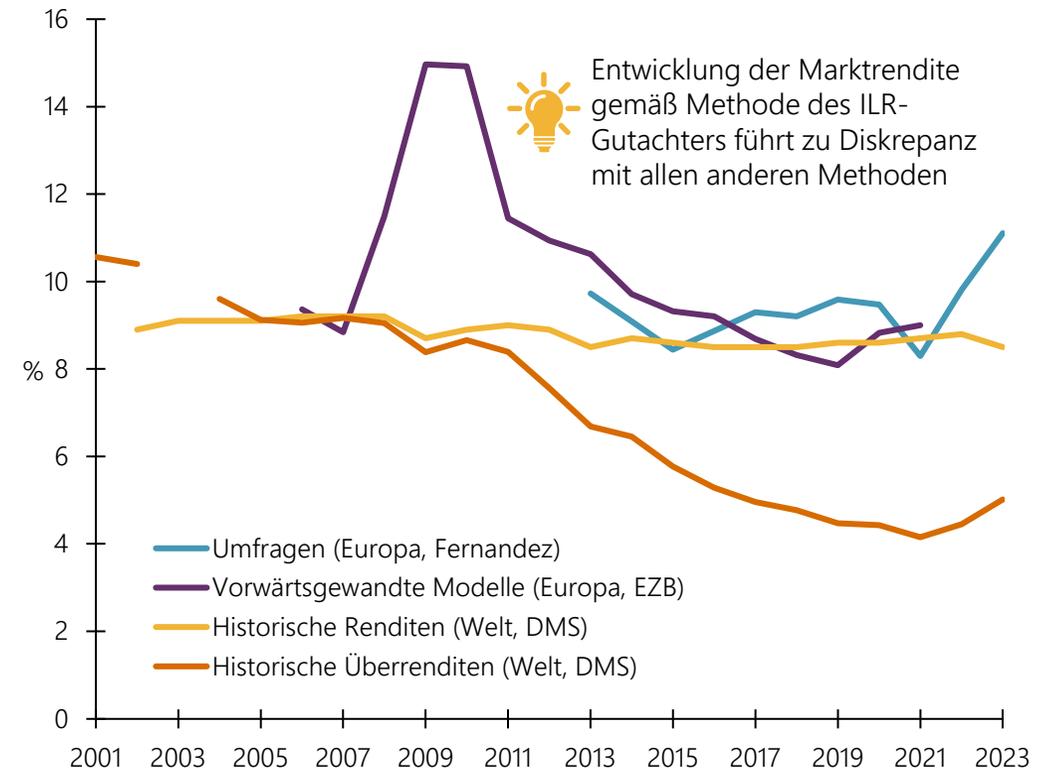
1) Oberlandesgericht Düsseldorf Entscheidung VI-3 Kart 544/21. 2) E-Control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027. 3) Ofgem (2006): Financing Networks – Conclusion Letter, S.4. Übersetzung durch NERA. 4) Cooper (2012): Comment on the split cost of capital proposal of Professor Helm. 5) Ofwat (2007): PR09/03: PR09: Risk Allocation, Investment Incentives and the Financing of Regulated Businesses.

## 4 | Marktrisiko­prämie und Marktrendite

# Der Ansatz zur Ermittlung der Markttrendite des ILR-Gutachters führt im Ergebnis zu einer Diskrepanz mit alternativen Ansätzen.

- Gemäß CAPM entspricht die erwartete Eigenkapitalverzinsung der Summe aus einem risikolosen Zinssatz und einer Risikoprämie. Die Risikoprämie ergibt sich als Produkt aus einem für das jeweilige Asset spezifischen Betafaktor und einer Marktrisikoprämie. Die Marktrisikoprämie ist ein allgemeiner Marktparameter und ergibt sich als Differenz zwischen erwarteter Markttrendite und risikolosem Zinssatz.
- Zur Ermittlung der erwarteten Markttrendite kommen im Wesentlichen vier Methoden in Frage:
  - **Historische Renditen (HR):** Bei dieser Methode wird die erwartete Markttrendite als langfristiger Durchschnitt historisch realisierter Aktienmarkttrenditen ermittelt. Die Marktrisikoprämie ergibt sich durch Subtraktion des risikolosen Zinssatzes. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme einer relativ konstanten Markttrendite und einer zeitvariablen Marktrisikoprämie.
  - **Historische Überrenditen (HÜ):** Bei dieser Methode wird die Marktrisikoprämie als langfristiger Durchschnitt historischer Überrenditen (Differenz aus Aktien- und Anleiherenditen) ermittelt. Die Markttrendite ergibt sich durch Addition des risikolosen Zinssatzes. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme einer relativ konstanten Marktrisikoprämie und einer zeitvariablen Markttrendite.
  - **Vorausschauende Modelle (VM):** Vorausschauende Modelle leiten die erwartete Markttrendite oder Marktrisikoprämie als Gleichgewichtsgröße aus aktuellen Aktienpreisen und erwarteten Dividenden ab. Diese Modelle erfordern keine Annahme zur Konstanz oder Variabilität von Markttrendite oder Marktrisikoprämie.
  - **Umfragen (U):** Hier werden Markttrendite oder Marktrisikoprämie direkt in Umfragen erhoben. Annahmen zur Konstanz von Markttrendite oder Marktrisikoprämie sind nicht erforderlich.
- Mit Blick auf die historischen Ansätze (historische Renditen und historische Überrenditen) stützt die wissenschaftliche Literatur die Annahmen einer zeitvariablen Marktrisikoprämie und einer im Zeitverlauf relativ konstanten Markttrendite (siehe Anhang A1) – und damit den Ansatz „Historische Renditen“.
- Der ILR-Gutachter betrachtet ausschließlich „Historische Überrenditen“ zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Andere Ansätze werden (mit Verweis auf angebliche Abhängigkeit von Annahmen und die internationale Regulierungspraxis) nicht quantifiziert.

Markttrendite gemäß verschiedenen Ermittlungsmethoden



Quelle: NERA-Analyse, Fernandez-Studien, DMS, Europäische Zentralbank, Deutsche Bundesbank.  
Bemerkung: Für die Jahre 2013 und 2015 existieren keine Fernandez-Studien. Die Abbildung interpoliert für diese Jahre. Der risikolose Zinssatz im Ansatz "Historische Überrenditen" wurde als 4-Jahresdurchschnitt über Deutsche Bundesanleihen mit zehn Jahren Restlaufzeit ermittelt. Stichtag der Analyse ist der 31. Oktober 2023. Im Rahmen des Ansatzes "Historische Renditen" wurde eine Inflationsrate von 2 % unterstellt.

# Die Betrachtung nur einer Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie ist unüblich. Die Begründung der Methodenwahl ist zweifelhaft.

- Die verschiedenen Methoden zur Ermittlung von Marktrendite und Marktrisikoprämie haben verschiedene Vor- und Nachteile. Es gibt keine „beste“ Methode.
- Die Ausführungen des ILR-Gutachters bei der Methodenwahl lassen sich wie folgt zusammenfassen:
  - Historische Überrenditen:** Der ILR-Gutachter begründet die ausschließliche Verwendung dieses Ansatzes mit Präzedenzfällen aus der europäischen Regulierung, Objektivierbarkeit, Transparenz und geringe Abhängigkeit von Annahmen.<sup>1</sup>
  - Historische Renditen:** Der ILR-Gutachter begründet die Verwendung historischer Überrenditen anstatt historischer Renditen mit Regulierungspräzedenz in Kontinentaleuropa und Luxemburg selbst. Dem ILR-Gutachter zufolge müsse ein Methodenwechsel sehr gut begründet sein.
  - Vorwärtsgewandte Modelle:** Der ILR-Gutachter spricht sich mit Verweis auf die angebliche Abhängigkeit von Annahmen gegen vorwärtsgewandte Modelle aus.<sup>2</sup>
  - Umfragen:** Der ILR-Gutachter zieht Umfragen als Methode zur Ermittlung oder Plausibilisierung der Marktrendite oder Marktrisikoprämie nicht in Betracht.
- Zur angeblichen Abhängigkeit von Annahmen ist Folgendes anzumerken: Gerade die vom ILR-Gutachter verwendete Methode (Historische Überrenditen) basiert auf einer starken Annahme (nämlich einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie), die im Widerspruch zur jüngsten wissenschaftlichen Evidenz steht. Demnach ist die Marktrisikoprämie nicht konstant (siehe Anhang A1). Auch die anderen angeblichen Vorteile der vom ILR-Gutachter verwendeten Methode (Objektivierbarkeit und Transparenz) existieren in dieser Form nicht (siehe Folie 22f).
- Aufgrund der Nicht-Existenz einer „besten“ Methode betrachten und quantifizieren fast alle internationalen Regulierungsbehörden mehrere Methoden, um die Marktrendite oder die Marktrisikoprämie zu ermitteln. Ein solcher Methodenpluralismus trägt der Schätzunsicherheit Rechnung. Das Vorgehen des ILR-Gutachters stellt im internationalen Vergleich die Ausnahme dar (siehe Abbildung rechts).

## Methoden zur Ermittlung von Marktrendite & Marktrisikoprämie - Präzedenzfälle

	HR	HÜ	VM	U	
					
					Anpassung (ad-hoc)
					
					
					
					
					Anpassung (ad-hoc), Festlegung aufgehoben
					
					
					

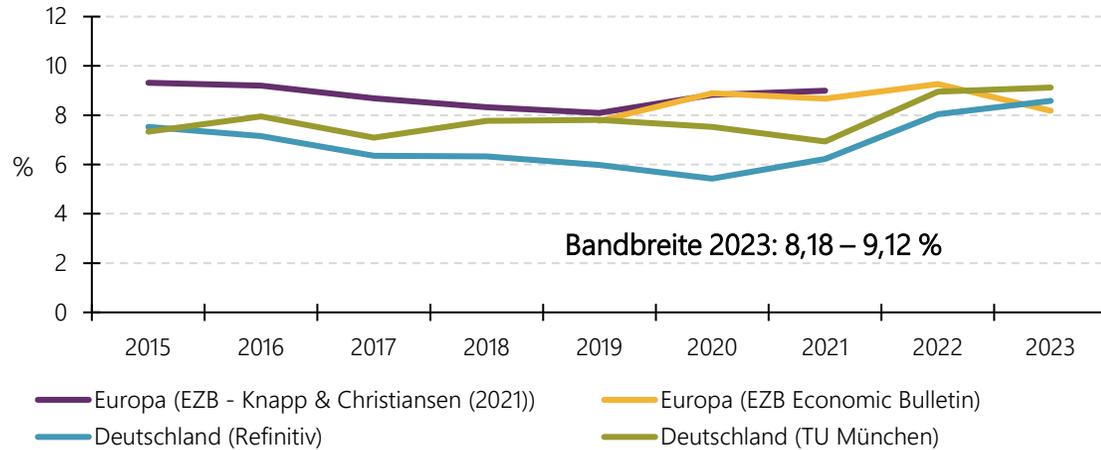
Das Vorgehen des ILR-Gutachters stellt die Ausnahme dar. Außer in Deutschland und Österreich, wo der ILR-Gutachter in der Vergangenheit ebenfalls tätig war, wird nirgends ausschließlich die Methode „Historische Überrenditen“ verwendet. Es ist bemerkenswert, dass gerade in diesen Ländern ad-hoc Anpassungen der resultierenden Werte erforderlich waren (Österreich) bzw. die Beschlüsse durch Beschwerdegerichte aufgehoben wurden (Deutschland).

Legende & Abkürzungen: Grün = als primäre Methode verwendet. Gelb = zur Plausibilisierung verwendet. Rot = nicht verwendet. HR = historische Renditen. HÜ = historische Überrenditen. VM = vorwärtsgewandte Modelle. U = Umfragen. Quelle: NERA-Analyse internationaler Regulierungsentscheidungen.

1) FE-WACC-Gutachten, S.19. 2) 1) FE-WACC-Gutachten, S.55ff.

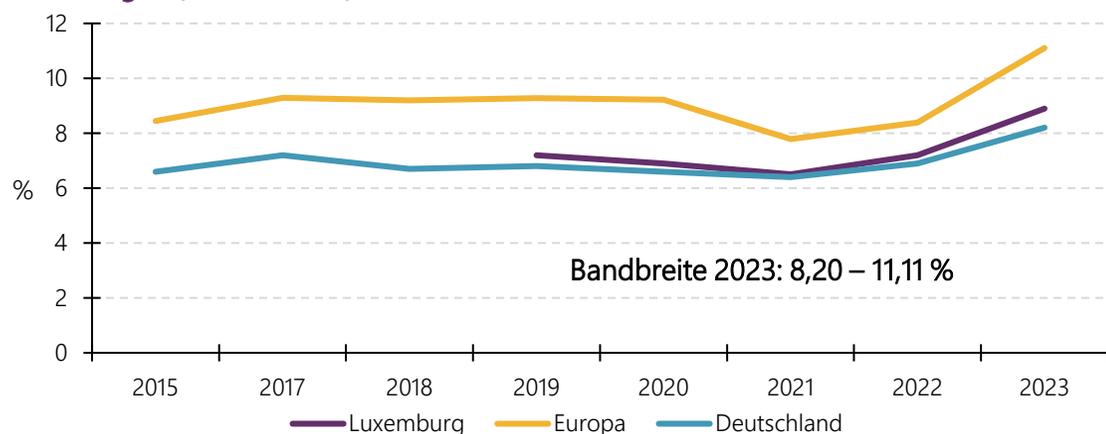
# Die Betrachtung verschiedener Methoden und Datenquellen führt zu einer Marktrendite von 8,8 % und einer Marktrisikoprämie von 5,8 %.

## Vorwärtsgewandte Modelle (Marktrendite)



Quelle: NERA-Analyse, EZB, TU München, Refinitiv.

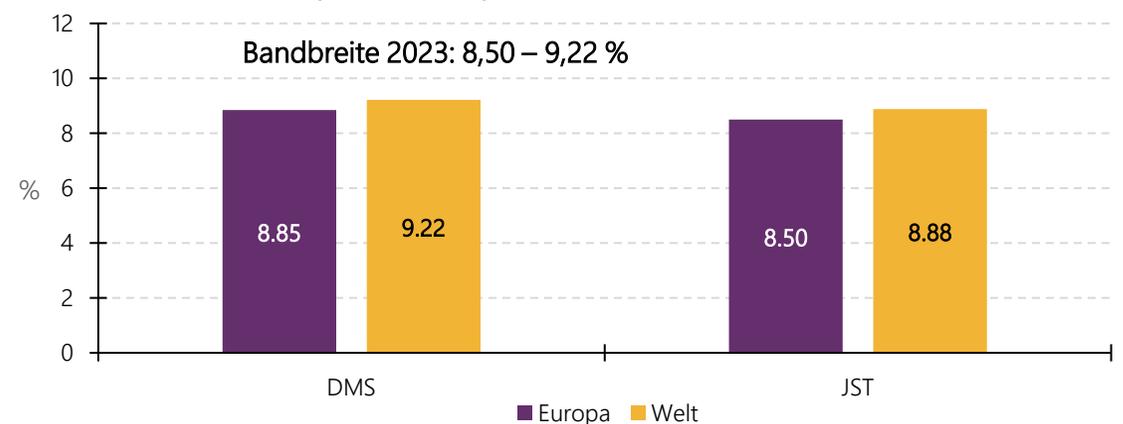
## Umfragen (Marktrendite)



Quelle: NERA-Analyse, Fernandez-Umfragen.

- Wir quantifizieren die Marktrendite mit den Methoden „Vorwärtsgewandte Modelle“, „Umfragen“ und „Historische Renditen“. Für jede Methode betrachten wir jeweils verschiedene Datenquellen beziehungsweise Geographien.
- Die verschiedenen Methoden führen zu einer Bandbreite von 8,18 bis 11,11 % für die Marktrendite. Die Schnittmenge reicht von 8,50 bis 9,12 %.
- Der Mittelpunkt der Schnittmenge beträgt 8,81 % und stellt einen geeigneten Schätzwert für die Marktrendite dar.
- Unter Verwendung des risikolosen Zinssatzes in Höhe von 3,04 % (Ende 2023, 15 Jahre Restlaufzeit) des ILR-Gutachters ergibt sich daraus eine Marktrisikoprämie in Höhe von 5,77 %.

## Historische Renditen (Marktrendite)

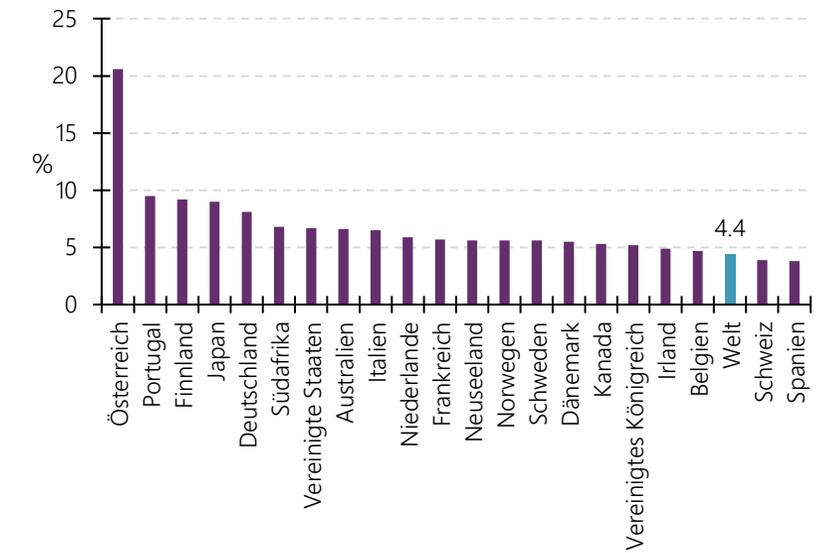


Quelle: NERA-Analyse, DMS-Daten, JST-Daten, EZB. Anmerkung: Werte berechnet als einfacher Durchschnitt der in den Studien für die enthaltenen Länder angegebenen arithmetischen Mittelwerte. Inflationierung der realen Werte mit einer Inflationsrate von 2%, gemäß aktuellster Prognose der EZB für das Jahr 2025 (Beginn RP4).

# Die vom ILR-Gutachter herangezogenen Datenpunkte sind intransparent und verzerrt. Der ILR-Gutachter nimmt erkannte Verzerrungen einfach hin.

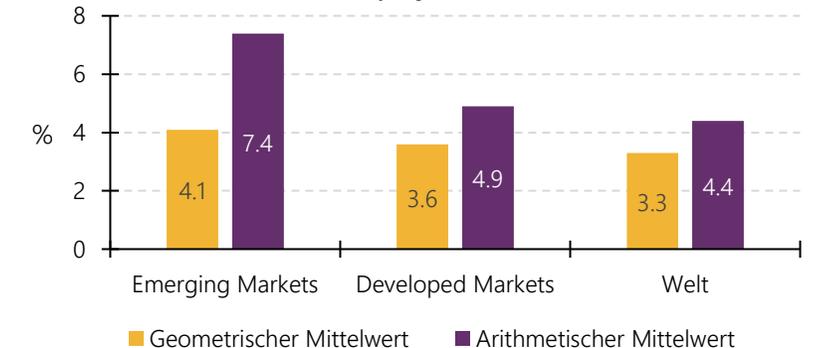
- Der ILR-Gutachter begründet die Ermittlung der Marktrisikoprämie durch historische Überrenditen aus der DMS-Datenbank mit Transparenz und Objektivierbarkeit.<sup>1</sup> Diese Begründung ist nicht haltbar. Die vom ILR-Gutachter verwendete Datenquelle ist äußerst intransparent und birgt diverse Inkonsistenzen:
  - Die Gewichtung der nationalen Überrenditen zu einer Welt-Überrenditen, die der ILR-Gutachter als Marktrisikoprämie empfiehlt, ist nicht plausibel. Die Welt-Überrendite liegt am unteren Ende der Länder-Werte, als deren Durchschnitt sie sich angeblich ergibt. Die Gewichtung ist den DMS-Daten nicht zu entnehmen. Die Inkonsistenz lässt sich mangels Transparenz nicht auflösen.
  - DMS unterteilt die Welt in Emerging Markets und Developed Markets. Man würde erwarten, dass die Welt-Überrendite zwischen den Überrenditen der beiden Subgruppen liegt, was aber nicht der Fall ist. Mangels Transparenz lässt sich auch diese Ungereimtheit nicht aufklären.
- Der ILR-Gutachter identifiziert weitere Verzerrungen in der empfohlenen Datengrundlage:
  - Renditekonzept:** Der ILR-Gutachter stellt richtigerweise fest, dass die historischen DMS-Überrenditen aufgrund des verwendeten Renditekonzepts für die Anleiherenditen nach unten verzerrt sind. Allerdings – so spekuliert der ILR-Gutachter – könnte bei den Aktienrenditen eine tendenziell ausgleichende Überschätzung existieren. Der Nettoeffekt sei nicht eindeutig.<sup>2</sup> Der ILR-Gutachter geht der Verzerrung nicht weiter nach und korrigiert nicht.
  - Staatsanleihen:** Der ILR-Gutachter führt zutreffend aus, dass die Verwendung von Renditen nicht risikoloser Staatsanleihen zu einer Verzerrung der DMS-Überrendite nach unten führen würde.<sup>3</sup> Der ILR-Gutachter geht der Verzerrung aber nicht weiter nach und nimmt keine Korrektur vor.
- Es ist nicht nachvollziehbar, dass sich der ILR-Gutachter einerseits auf eine einzige Datenquelle stützt und andererseits den Inkonsistenzen und Verzerrungen in dieser Quelle, die er selbst anspricht, nicht nachgeht und keine Korrekturen vornimmt, sondern diese schlicht hinnimmt.
- Im Übrigen ist die aus der DMS-Datenbank abgeleitete Marktrisikoprämie nicht „objektivierbar“. Die Autoren der DMS-Datenbank, die britischen Professoren Dimson, Marsh und Staunton empfehlen auf Basis der DMS-Datenbank gänzlich andere Werte. Für den deutschen Regulierungskontext haben DMS auf Basis ihrer DMS-Daten jüngst eine Marktrisikoprämie in Höhe von 6,70 % empfohlen.<sup>4</sup>

Historische Überrenditen (Equity vs. Bonds)



Quelle: NERA-Analyse, Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2023.

Historische Überrenditen (Equity vs. Bonds)



Quelle: NERA-Analyse, Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2023.

1) FE-WACC-Gutachten, S.19. 2) FE-WACC-Gutachten, S.22. 3) FE-WACC-Gutachten, S.22. 4) DMS (2021): Assessment of BNetzA's/Frontier's position on a DMS-based MRP.

# Eine angemessene Mittelwertbildung und die Korrektur zweier Verzerrungen erhöhen die Marktrisikoprämie des ILR-Gutachters auf approximativ 5,6 %.

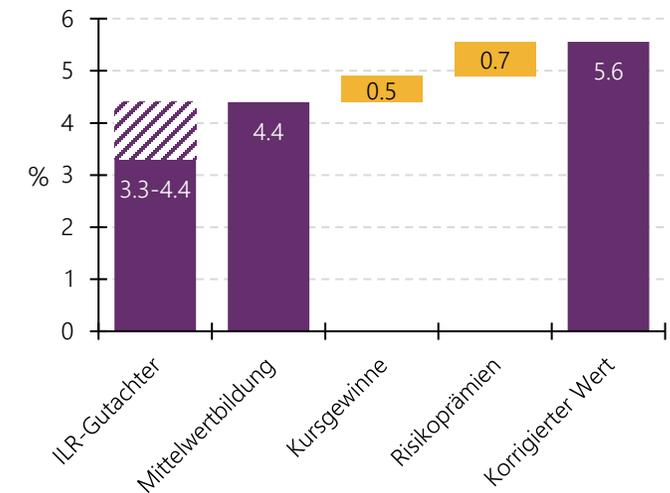
- **Mittelwertbildung:** Der ILR-Gutachter empfiehlt die Bandbreite aus geometrischem (3,3%) und arithmetischem Mittelwert (4,4%) als Bandbreite für die Marktrisikoprämie. Die wissenschaftliche Literatur (siehe Anhang A1) spricht indes eindeutig für die Verwendung des arithmetischen Mittelwerts („AM“) bzw. für eine sehr hohe Gewichtung (von teilweise über 100%) des AM:
  - Blume (1974) spricht vorliegend für ein Gewicht des AM von 93%.
  - Cooper (1996) zeigt, dass unverzerrte Schätzer stets näher beim AM (und teilweise darüber) als beim GM liegen.
  - Jacquier et al. (2003) empfehlen für den vorliegenden Fall ein Gewicht von 92% auf dem AM.
  - Kaserer (2020) identifiziert das GM als den schlechtesten Schätzer unter acht Varianten.
  - Dimson et al. (2021) empfehlen bei Verwendung ihrer DMS-Daten das AM.

Es erstaunt, dass der ILR-Gutachter die Frage der Mittelwertbildung unkommentiert lässt. In Großbritannien zieht er das AM oder die genannten Schätzverfahren mit hohem Gewicht auf dem AM in Betracht.

- **Kursgewinne:** Der ILR-Gutachter spricht selbst an, dass Anleihen-Kursgewinne aufgrund des strukturellen Rückgangs des risikolosen Zinsniveaus seine Marktrisikoprämie nach unten verzerren. Eine Analyse auf Basis der alternativen JST-Datenbank quantifiziert den Einfluss dieser Verzerrung auf 0,5 %-Punkte.<sup>1</sup> Die Ausführung des ILR-Gutachters zu einer möglicherweise ausgleichenden Verzerrung der DMS-Aktienrenditen sind rein spekulativ. Es ist keine wissenschaftliche Vorgehensweise, eine Verzerrung zu ignorieren, weil möglicherweise noch andere Verzerrungen existieren könnten. Gemäß Theorie sollte der Einfluss von Änderungen des risikolosen Zinsniveaus auf Aktien im Übrigen (falls überhaupt existent) geringer als auf Anleihen sein.
- **Risikoprämien:** Der ILR-Gutachter spricht selbst an, dass die Risikoprämien in nicht risikolosen Staatsanleihen, die Teil des DMS-Weltportfolios sind, seinen Schätzwert für die Marktrisikoprämie nach unten verzerren. Unterstellt man eine durchschnittliche Bonität von A (S&P-Skala) für das Staatsanleiheportfolio in den DMS-Daten ergibt sich daraus auf Basis der Analysen des ILR-Gutachters ein Risikoaufschlag von 0,76 %-Punkten.<sup>2</sup> Berücksichtigt man erwartete Ausfälle in Höhe von 0,10 %-Punkten,<sup>3</sup> um die „reine Risikoprämie“<sup>4</sup> zu ermitteln, resultiert eine approximative Unterschätzung um 0,66 %-Punkte.
- In Summe erhöhen die Korrekturen der Marktrisikoprämie ausgehend von einer Bandbreite von 3,3 bis 4,4 % auf 5,6 %. Dieser Wert deckt sich (in Kombination mit einem aktuellen risikolosen Zinssatz) mit den Ergebnissen anderer Methoden (Folie 21).

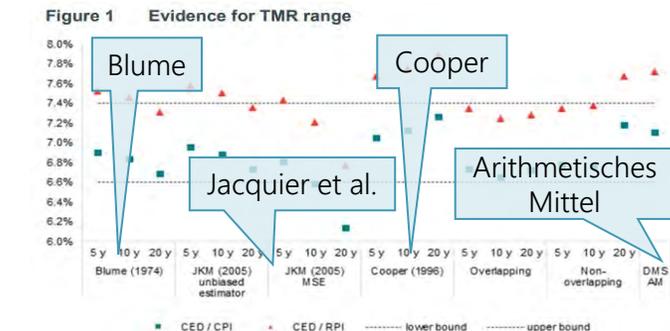
1) Wieshammer et al. (2021): Regulatorische Kapitalkosten – Neue Daten zur Beantwortung alter Fragen. 2) Berechnet als Differenz der „langfristigen Fremdkapitalkosten (1,74%) und des „langfristigen“ risikolosen Zinssatzes (0,98%). 3) Berndt, A., Douglas, R., Duffie, D., & Ferguson, M. (2018). Corporate credit risk premia. Review of Finance, 22(2), 419-454. Die CDS-basierten „Expected Losses“ reichen für „Investment Grade“-Bonität von 0,08 bis 0,19 %-Punkte. 4) FE-WACC-Gutachten, S.22.

## Marktrisikoprämie – ILR-Gutachter & Korrekturen



Quelle: NERA-Analyse. Approximative Analyse. Die Intransparenz der Datenquelle erlaubt keine exakten Analysen.

## ILR-Gutachter empfiehlt arithmetisches Mittel oder hohe Gewichtung



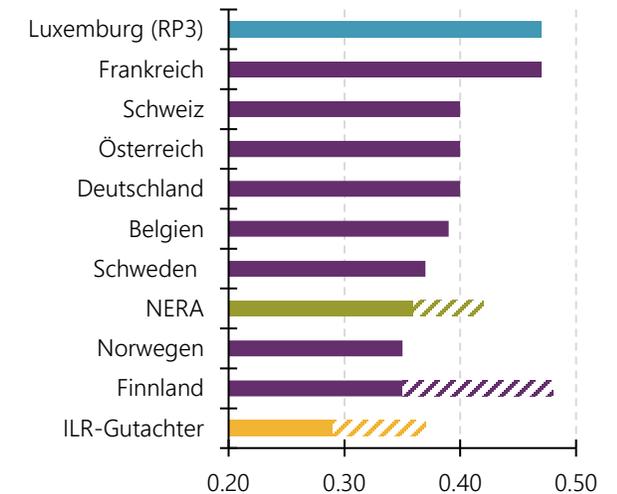
Quelle: Frontier Economics (2021): Cost of Equity Assessment for RIIO ED2. Hervorhebungen durch NERA.

5 | **Betafaktor**

# Erhöhung der Beta-Bandbreite auf 0,36 bis 0,42 mit Blick auf Präzedenzfälle, Nettoverschuldung und zusätzliche Vergleichsunternehmen angezeigt.

- In den vergangenen beiden Regulierungsentscheidungen im Jahr 2016 für die 2. Regulierungsperiode (2017-2020) und im Jahr 2020 für die 3. Regulierungsperiode (2021-2024) hat das ILR einen Betafaktor von 0,47 festgelegt.<sup>1</sup>
- Der ILR-Gutachter betont den Wert von Stabilität und Vorhersehbarkeit von Regulierungsentscheidungen,<sup>2</sup> ermittelt aber für die 4. Regulierungsperiode eine deutlich geringere Bandbreite für das unverschuldete Beta auf zwischen 0,29 und 0,37.<sup>3</sup> Eine Reduktion des Betafaktors für die kommende Regulierungsperiode um – wie vom ILR-Gutachter vorgeschlagen – bis zu 38% gegenüber vorherigen Regulierungsperioden stünde im Gegensatz zu Stabilität.
- Die vom ILR-Gutachter ermittelte Bandbreite ist verglichen mit Festlegungen in anderen europäischen Ländern niedrig. Die vom ILR-Gutachter erstellte Übersicht zeigt, dass in keinem Land ein unverschuldetes Beta zur Anwendung kommt, welches unterhalb bzw. im unteren Bereich der vom ILR-Gutachter ermittelten Bandbreite liegt. Im Gegenteil: Die verwendeten Betafaktoren liegen ausnahmslos im oberen Bereich der ermittelten Bandbreite oder darüber.<sup>4</sup>
- Für unsere eigenen Berechnungen haben wir zwei Anpassungen vorgenommen – (1) eine Erweiterung der Liste der Vergleichsunternehmen und (2) eine Umstellung von verzinslichem Fremdkapital auf Nettoverschuldung zur Berechnung der Schuldenquote der Unternehmen:
  - **Erweiterte Stichprobe:** Die vom ILR-Gutachter herangezogene Stichprobe besteht aus neun Vergleichsunternehmen. Mit REN als Vergleichsunternehmen findet sich in der Stichprobe ein Unternehmen mit sehr geringem Betafaktor, was als Ausreißer möglicherweise zu einer Unterschätzung beiträgt. Eine Erweiterung der Stichprobe hat den Vorteil, dass die Bandbreite des Betafaktors robuster wird. Mit den Unternehmen E.ON, HERA und Italgas haben wir drei weitere Unternehmen identifiziert, die aus unserer Sicht geeignete Vergleichsunternehmen für die Beta-Berechnung darstellen.<sup>5</sup>
  - **Verschuldung:** Bei der ökonomischen Beurteilung der Schuldentragfähigkeit kann die Betrachtung einer Debt-to-Equity-Ratio irreführend sein, wenn ein Unternehmen gleichzeitig hohe Cash-Beträge (bzw. liquide Mittel) vorhält. Wir halten daher die Verwendung der Nettoverschuldung anstatt des verzinslichen Fremdkapitals bei der Bestimmung der Schuldenquote für angezeigt. *Beispiel: Ein Netzbetreiber hat 100 Mio. EUR Schulden und gleichzeitig 100 Mio. EUR Cash. Bei der Berechnung der Debt-to-Equity-Ratio werden nur die Schulden, nicht aber die liquiden Mittel berücksichtigt. Allerdings könnte dieser Netzbetreiber seine Schulden jederzeit tilgen.*
- Unsere Berechnungen ergeben höhere Werte für den Betafaktor als die Berechnungen des ILR-Gutachters. Die ermittelte Bandbreite liegt zwischen 0,34 und 0,42 (basierend auf Stichproben-Durchschnitt) und zwischen 0,36 und 0,42 (Median der Stichprobe).

## Betafaktor im europäischen Vergleich



Quelle: NERA-Illustration auf Basis von FE-WACC-Gutachten, Tabelle 18.

## NERA-Ergebnisse Betafaktor

Land	Durchschnitt	Median
1 Jahr	0,42	0,42
3 Jahre	0,34	0,36
5 Jahre	0,42	0,40

Quelle: NERA-Analyse.

**Fokus auf Median, da weniger sensitiv gegenüber Ausreißern**

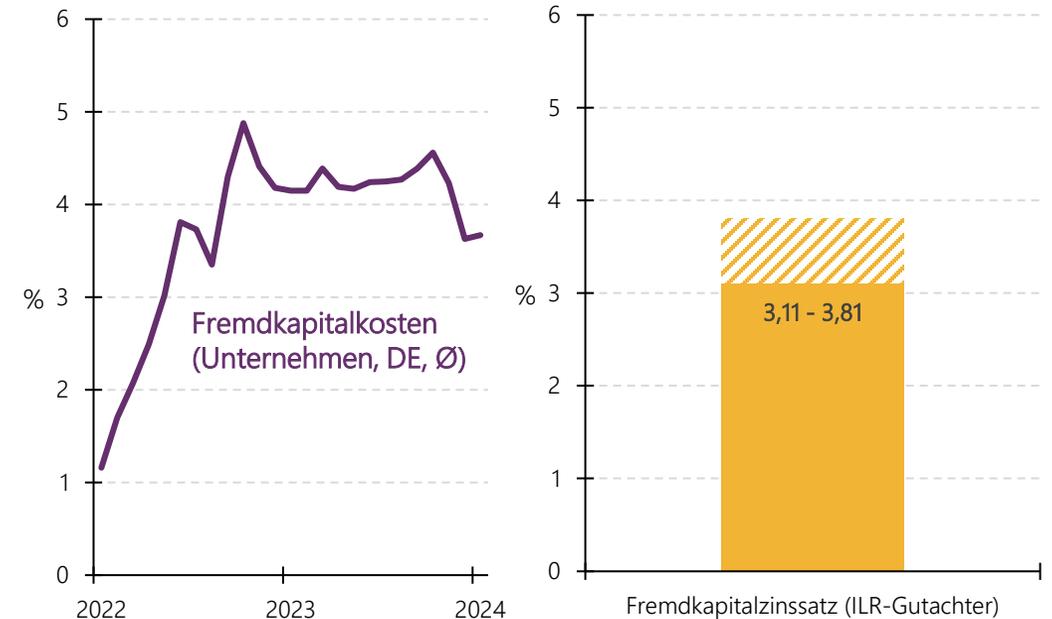
1) Das ILR hat die Parameterwerte für die 3. Regulierungsperiode nicht veröffentlicht. Der Wert von 0,47 geht jedoch aus einem nicht-öffentlichen Konsultationsdokument hervor. 2) FE-WACC-Gutachten, S.12. 3) FE-WACC-Gutachten, Tabelle 8. 4) FE-WACC-Gutachten, Tabelle 18. 5) Errechnete unternehmensspezifische unverschuldete Betafaktoren sowie eine detailliertere Begründung für die Aufnahme weiterer Vergleichsunternehmen findet sich in Anhang 2: Betafaktoren.

6 | Fremdkapitalzinssatz

# Erhöhung des Fremdkapitalzinssatzes auf 4,37 % mit Blick auf alternative Datengrundlage, Präzedenz und Risikozuschläge angezeigt.

- Der ILR-Gutachter empfiehlt für die aktuellen Fremdkapitalkosten in seinem „kurzfristigen WACC“ eine Bandbreite von 3,11 bis 3,81 % (vor Steuer) zuzüglich eines Aufschlags für Ausgabekosten in Höhe von 0,15 %-Punkten. Die empfohlenen Fremdkapitalkosten enthalten damit eine Risikoprämie von lediglich 0,58 bis 0,77 %-Punkten. Im sogenannten „langfristigen WACC“ des ILR-Gutachters reicht die Bandbreite für den Risikozuschlag von 0,67 bis 0,83 %-Punkte.
- Diese Bandbreiten für den Risikozuschlag erscheinen mit Blick auf Präzedenzfälle niedrig:
  - Für die dritte Regulierungsperiode hat der ILR-Berater noch eine Bandbreite von 1,31 bis 1,54 %-Punkte vorgeschlagen.<sup>1</sup> Das ILR hat den Risikoaufschlag an der Obergrenze festgelegt.
  - Die in den vom ILR-Gutachter betrachteten Vergleichsentscheidungen festgelegten Fremdkapitalaufschläge liegen mit 1,00 (Frankreich) bis 2,51 %-Punkten (Finnland) ebenfalls deutlich höher.<sup>2</sup>
- Die vom ILR-Gutachter vorgeschlagene Bandbreite für den Fremdkapitalzinssatz erscheint auch angesichts alternativer Datengrundlagen niedrig. Eine Datenreihe der Deutschen Bundesbank, die von der deutschen Bundesnetzagentur zur Ermittlung der Fremdkapitalkosten regulierter Netzbetreiber herangezogen wird,<sup>3</sup> zeigt durchschnittliche Fremdkapitalkosten deutscher Unternehmen (außerhalb der Finanzbranche) von durchschnittlich 4,22 % für das Jahr 2023.
- Für den gleichen Zeitraum (als Durchschnitt über das Jahr 2023) ermittelt der ILR-Gutachter deutlich niedrigere Werte. Es ist nicht davon auszugehen, dass Bonitätsunterschiede hauptsächlicher (oder alleiniger) Treiber dieser Unterschiede sind. Die durchschnittliche Bonität von Unternehmensanleihen liegt im Investment-Grade-Bereich.<sup>4</sup>
- Der ILR-Gutachter betrachtet zur Ermittlung der Fremdkapitalkosten Reihen mit Bonität A. Der ILR-Gutachter weist selbst darauf hin, dass die herangezogenen Vergleichsunternehmen überwiegend mit der Bonität BBB bewertet sind und der Rückgriff auf BBB in der Regulierungspraxis verbreitet ist.<sup>5</sup> Auch vor diesem Hintergrund erscheint eine Anpassung der Ermittlungsmethodik für den Fremdkapitalzinssatz angezeigt.

Fremdkapitalkosten deutscher Unternehmen (Durchschnitt) und Empfehlungen des ILR-Gutachters



Quelle: NERA-Analyse, ILR-Gutachter, Deutsche Bundesbank.

Aus dem Durchschnitt der Unternehmensanleiherenditen über das Jahr 2023 in Höhe von 4,22% und Ausgabekosten von 0,15 %-Punkten (ILR-Gutachter) ergibt sich ein Fremdkapitalzinssatz von 4,37%.

Frontier Economics (2019): Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber, S.24. 2) FE-WACC-Gutachten, Tabelle 18. 3) Bundesnetzagentur (2023): Beschluss BK4-23-001. 4) Cornaggia et al. (2017): Credit ratings across asset classes: A long-term perspective. Review of Finance, 21(2), 465-509. 5) FE-WACC-Gutachten, S. 34.

## 6 | Fazit und WACC-Empfehlung

# Konsultationsentwurf und Gutachterempfehlungen bergen das Risiko mangelnder Investitionsanreize. Methodische Korrekturen sind erforderlich.

- Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele sind erhebliche Netzinvestitionen erforderlich. Der WACC ist der entscheidende Parameter für die Attraktivität dieser Investitionen. Um Investitionen anzureizen, muss er die aktuellen Kapitalmarktverhältnisse reflektieren.
- Die vom ILR-Gutachter ermittelten Bandbreiten stehen im eklatanten Widerspruch zu den jüngsten Kapitalmarktentwicklungen und den aktuellen Finanzierungsbedingungen für Unternehmen. Während das risikolose Zinsniveau seit der letzten Festlegung deutlich angestiegen ist, empfiehlt der ILR-Gutachter eine WACC-Reduktion. Seine Empfehlungen für den Eigenkapitalzinssatz liegen im Bereich aktueller Fremdkapitalkosten durchschnittlicher deutscher Unternehmen und teilweise sogar unterhalb aktueller risikoloser Zinssätze (!)
- Die Empfehlungen kommen durch das Festhalten des ILR-Gutachters an eine bereits in der Vergangenheit vorgeschlagenen Methode zu Stande. Der ILR-Gutachter argumentiert, mit dieser Methode Stabilität und einen Ausgleich von Über- und Unterschätzungen über die Zeit erreichen zu können. Die vorgeschlagene Methode hat aber bereits in den letzten zehn Jahren kaum funktioniert und musste stets (nach oben) korrigiert werden. Es trifft also weder zu, dass das Festhalten an dieser Methode zu Stabilität führt, noch, dass eine Überschätzung der Kapitalkosten aus der Vergangenheit auszugleichen wäre. Das Festhalten an der Methode würde zu Unsicherheit, Intransparenz und Anreizverzerrungen führen. Die Umsetzung der Gutachternvorschläge birgt das Risiko mangelnder Investitionsanreize in einer Phase, die für das Voranschreiten der Energiewende entscheidend ist.
- Der Konsultationsentwurf sieht vor, die Unterschätzung der Finanzierungskosten durch eine ad-hoc Anpassung anzupassen – nämlich einem getrennten Kapitalkostensatz für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen. Dieses Konzept fußt auf einem falschen Verständnis des Eigenkapitalzinssatzes: Es gibt nur einen per se vorwärtsgewandten Eigenkapitalzinssatz. Überdies würden getrennte Kapitalkostensätze das Commitment des Regulierers, Investitionen bis zu ihrem Rückverdienst über die Tarife angemessen zu verzinsen, verletzen und zu Intransparenz, Komplexität und Unvorhersehbarkeit führen. Aus diesen Gründen haben sich Regulierungsbehörden, die sich ökonomisch mit getrennten Kapitalkostensätzen befasst haben, gegen deren Verwendung entschieden. Von der Trennung der Kapitalkosten für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen ist dringend abzuraten.
- Um eine kapitalmarktgerechte WACC-Festlegung zu erreichen, sind Anpassungen in der Methode des ILR-Gutachters erforderlich:
  - **Risikoloser Zinssatz:** Hier ist die vom ILR-Gutachter für seinen sogenannten „kurzfristigen WACC“ vorgeschlagene Wertebereich um ca. 3,0 % geeignet.
  - **Marktrisikoprämie:** Hier sollten anstatt der Methode des ILR-Gutachters alternative Methoden verwendet werden. Dies führen zu einer Marktrendite in Höhe von 8,8 % und einer entsprechenden Marktrisikoprämie von 5,8 %. Alternativ müssen zumindest die vom ILR-Gutachter erkannten Verzerrungen in seiner Methode korrigiert werden. Diese Korrekturen und eine wissenschaftlich fundierte Mittelwertbildung führen zu einer Marktrisikoprämie von 5,6 %.
  - **Betafaktor:** Der Ansatz des ILR-Gutachters erscheint grundsätzlich geeignet. Allerdings sind die resultierenden Bandbreiten im Lichte europäischer Präzedenzfälle und bisheriger Regulierungspraxis in Luxemburg niedrig. Eine Vergrößerung der Stichprobe und ein „ökonomischeres“ Maß für den Verschuldungsgrad erhöhen die Robustheit der Schätzung.
  - **Fremdkapitalzinssatz:** Der Fremdkapitalzinssatz und der darin enthaltene Risikozuschlag erscheinen mit Blick auf Präzedenzfälle und alternative Datengrundlagen gering. Eine alternative Datengrundlage, die auch von der deutschen Bundesnetzagentur verwendet wird, führt zu plausibleren Werten.

# Nach den erforderlichen Korrekturen ergibt sich eine Bandbreite von 6,7 bis 7,1 % für den WACC (vor Steuer) – im Einklang mit Präzedenzfällen.

%, <i>außer Beta</i>	ILR-Gutachter		Korrekturbedarf & Einordnung	NERA
	„langfristig“	„kurzfristig“		
Risikoloser Zinssatz	0,98 – 1,86	2,53 - 3,04	Getrennte Eigenkapitalzinssätze sind ökonomisch falsch und führen zu diversen Nachteilen	Einheitlicher WACC
Beta (unverschuldet)	0,29 - 0,37	0,29 - 0,37	Obergrenze „kurzfristig“ im Einklang mit aktuellen Kapitalmarktverhältnissen	3,04
Beta (verschuldet)	0,29 - 0,37	0,29 - 0,37	Aufnahme zusätzlicher Vergleichsunternehmen und Rückgriff auf Nettoverschuldung, Median	0,36 - 0,42
Marktrisikoprämie	0,50 - 0,64	0,50 - 0,64		0,62 - 0,73
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	3,30 - 4,40	3,30 - 4,40	Alternative Methoden oder Korrektur der Verzerrungen in Methode ILR-Gutachter erforderlich	5,77
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	2,62 - 4,65	4,17 – 5,84		6,64 - 7,24
WACC (vor Steuer)	1,89 – 2,75	3,26 – 3,96	Bandbreiten und insb. Risikoaufschläge erscheinen niedrig, alternative Datenreihe	4,37
	2,73 – 4,55	4,47 – 5,96		6,71 - 7,12

Quelle: NERA-Analyse.

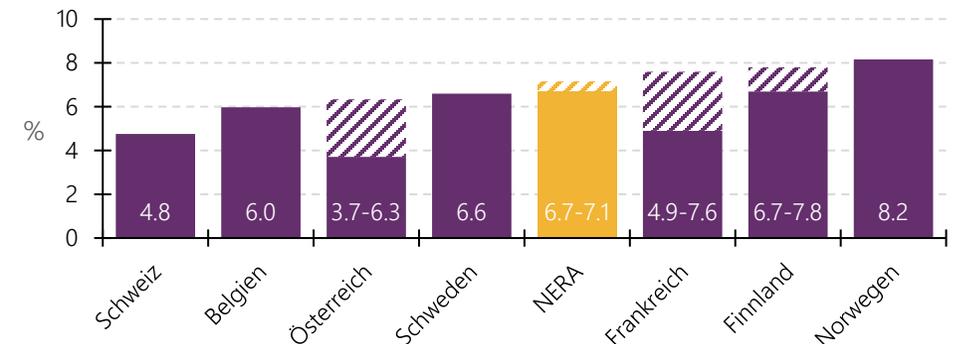


Eine Erhöhung des WACC gegenüber RP3 ist angesichts der Kapitalmarktentwicklungen seit 2020 angezeigt.

Die vorgeschlagene Erhöhung um 1,90 bis 2,31 %-Punkte gegenüber RP3-Festlegung aus 2020 (4,81 %) erscheint angesichts des Anstieges des risikolosen Zinsniveaus im selben Zeitraum um 2,63 %-Punkte moderat.

Die empfohlene Bandbreite liegt im Bereich aktueller Festlegung im europäischen Ausland (siehe Abbildung).

NERA-Empfehlungen und Bandbreite der Vergleichsentscheidungen des ILR-Gutachters (nominaler WACC, vor Steuer)



Quelle: FE-WACC-Gutachten, Tabelle 18. Alle Länder mit Angaben zum WACC (vor Steuer) aufgenommen. Im Falle mehrerer Werte pro Land: Darstellung Bandbreite.

| Anhang

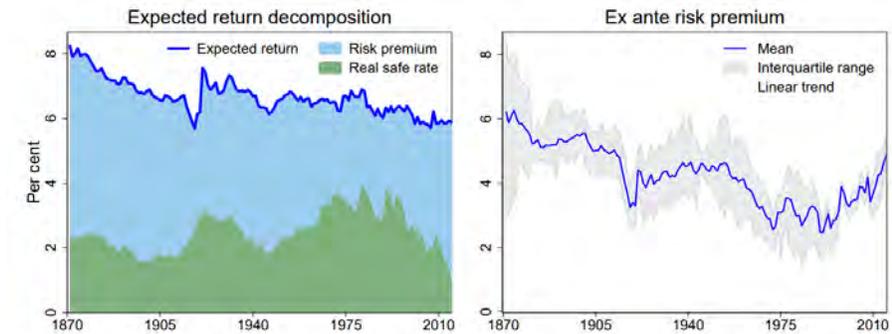
A1 | Marktrisikoprämie

# Bei der Verwendung historischer Daten stützt ein aktuelles Arbeitspapier die Methode „Historische Renditen“ zur Ermittlung der Marktrisikoprämie.

- Bei der Verwendung historischer Daten zur Schätzung der Marktrisikoprämie oder der Marktrendite existieren zwei Ansätze:
  - Historische Renditen (HR):** Bei dieser Methode wird die erwartete Marktrendite als langfristiger Durchschnitt historisch realisierter Aktienmarktrenditen ermittelt. Die Marktrisikoprämie ergibt sich durch Subtraktion des risikolosen Zinssatzes. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme einer relativ konstanten Marktrendite und einer zeitvariablen Marktrisikoprämie.
  - Historische Überrenditen (HÜ):** Bei dieser Methode wird die Marktrisikoprämie als langfristiger Durchschnitt historischer Überrenditen (Differenz aus Aktien- und Anleiherenditen) ermittelt. Die Marktrendite ergibt sich durch Addition des risikolosen Zinssatzes. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme einer relativ konstanten Marktrisikoprämie und einer zeitvariablen Marktrendite.
- In Anlehnung an die Empfehlungen von Wright et al. (2003), Wright & Smithers (2013) und Wright et al. (2018) ermitteln britische Energie- und Wasserregulierer die erwartete Marktrendite als langfristigen Durchschnitt der historisch realisierten Marktrenditen.<sup>1</sup> Dieser Ansatz beruht auf der Beobachtung, dass die erwartete Marktrendite im Zeitverlauf stabiler ist als ihre Komponenten, der risikoloser Zinssatz und die Marktrisikoprämie.
- Ein Arbeitspapier von Kuvshinov & Zimmermann (2021) bestätigt diesen Ansatz (siehe Grafiken).<sup>2</sup> Dementsprechend besteht kein statistisch signifikanter Zusammenhang zwischen risikofreien Zinssätzen und erwarteten Renditen auf risikoreiche Vermögenswerte (Aktien und Immobilien). Im Gegensatz dazu besteht ein stark negativer (und statistisch signifikanter) Zusammenhang von -0,97 zwischen risikolosen Zinssätzen und Ex-ante-Risikoprämien. Dies bedeutet, dass ein Anstieg der risikofreien Zinssätze um 1,00 %-Punkte im Durchschnitt mit einer Verringerung der erwarteten Risikoprämie um 0,97 %-Punkte einhergeht (und umgekehrt).

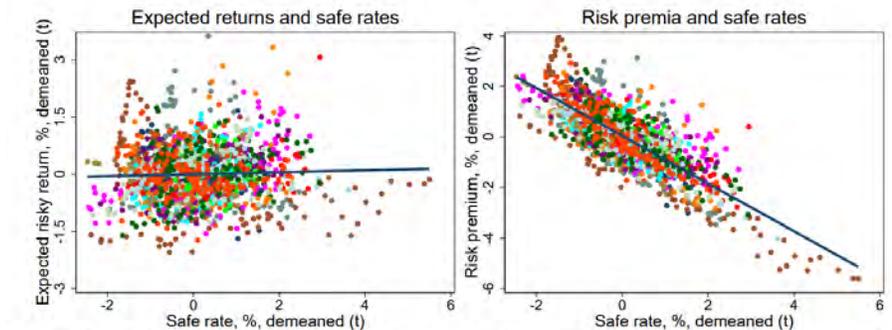
Quellen: 1) Wright et al. (2003): Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K. Wright & Smithers (2013): The Cost of Equity Capital for Regulated Companies: A Review for Ofgem. Wright et al. (2018): Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators. 2) Kuvshinov & Zimmermann (2021): The expected return on risky assets: International long-run evidence. Verfügbar unter SSRN 3546005.

## Erwartete Rendite, Risikoprämie und risikoloser Zinssatz im Zeitverlauf



Notes: Unweighted averages of 17 countries. The expected return is the sum of the expected yield and expected cashflow growth obtained using a predictability VAR. The safe rate is estimated using the Bayesian VAR model of Del Negro et al. (2019). The risk premium is the difference between the expected return and the trend real safe rate. In the right-hand panel, the solid line is the cross-country mean and the shaded area is the interquartile range of individual country data.

## Beziehung zwischen erwarteter Rendite, Risikoprämie und risikolosem Zinssatz



Notes: Scatterplots of expected returns, safe rates and risk premia. Fitted regression lines illustrate the correlation between safe rates and expected returns (left-hand panel) and risk premia (right-hand panel). The individual observations are demeaned and coloured by country.

# Aktuelle akademische Literatur widerlegt die Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie. (1)

- **Duarte & Rosa (2015)**, Mitarbeiter der US-amerikanischen Zentralbank FED in New York, analysieren in ihrem Artikel zwanzig verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, die sich in fünf Klassen unterteilen. Basierend auf den verschiedenen Modellen und Schätzwerten führen Duarte & Rosa (2015) eine Principal-Component-Analyse durch, die auf eine deutlich erhöhte Marktrisikoprämie hindeutet. Duarte & Rosa (2015) erklären den Anstieg der Marktrisikoprämie mit dem Rückgang risikoloser Zinssätze. Die erwartete Markttrendite, die der Summe aus dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie entspricht, liegt gemäß Duarte & Rosa (2015) im Bereich ihres historischen Durchschnitts.
- **Daly (2016)** von der Investmentbank Goldman Sachs betrachtet in seinem Artikel „A Secular Increase in the ERP“ (deutsch: „Ein Nachhaltiger Anstieg der Marktrisikoprämie“) verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, die allesamt auf einen Anstieg hindeuten. Als Punktwert für die Marktrisikoprämie gibt der Autor einen Wert von 6,50 Prozent an. Daly (2016) analysiert den Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie und zeigt, dass der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus um 2,90 Prozentpunkte zwischen 2000 und 2015 mit einem Anstieg der Marktrisikoprämie um 2,60 Prozentpunkte einhergegangen ist. Daly (2016) liefert zwei mögliche Erklärungen für diese Entwicklung: Erstens könnte die zunehmende Integration mit „neuen“ Märkten wie China zu einer Erhöhung der globalen Risikoaversion und der globalen Sparrate geführt haben. Zweitens könnten der demographische Wandel in „alten“ Märkten und damit einhergehende Änderungen im Sparverhalten und der Pensionsplanregulierung zu Verschiebungen in der Nachfrage nach Anleihen und Aktien geführt haben.
- **Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a)**, Wissenschaftler an den im Bereich der Volkswirtschaftslehre führenden Einrichtungen Massachusetts Institute of Technology, Harvard University und University of California Berkeley, etablieren in ihrem im American Economic Review erschienenen Artikel vier makroökonomische Fakten: Rückgang des realen risikolosen Zinsniveaus zwischen 1980 und 2016 um ungefähr 6,00 Prozentpunkte; Stabile oder leicht erhöhte reale Rendite auf Produktionskapital; Rückgang des Anteils des Arbeitseinkommens am gesamtwirtschaftlichen Einkommen; Rückgang des Gewinn-Kurs-Verhältnisses (Kehrwert des gängigen Kurs-Gewinn-Verhältnisses, englisch: „price-earnings-ratio“) von Aktien zwischen den 1980er- und den 2000er-Jahren und anschließende Stabilisierung bei ungefähr 5,00 Prozent. Die Autoren entwickeln ein ökonomisches Modell, um die vier Fakten miteinander in Einklang zu bringen und um die zugrundeliegenden Zusammenhänge zu verstehen. Anhand dieses Modells erklären Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a) das Auseinanderdriften der Renditen risikoloser und risikobehafteter Anlagen vor allem mit einem strukturellen Anstieg der Marktrisikoprämie, der sich robust in verschiedenen Modellvarianten (mit unterschiedlichen Annahmen) zeigt. Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a) beleuchten die Entwicklung der erwarteten Renditen risikoloser und risikobehafteter Anlageformen in drei Phasen: 1980 bis 2000: Rückgang der erwarteten Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus und Rückgang der Marktrisikoprämie; 2000 bis 2008: Konstante erwartete Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus und Anstieg der Marktrisikoprämie; 2008 bis heute: Konstante erwartete Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus bis zum „Zero Lower Bound“ und Anstieg der Marktrisikoprämie. Die Autoren erklären die Entwicklungen in den Phasen 2 und 3 mit der erhöhten Nachfrage nach risikolosen Anlageformen durch das zunehmende Auftreten chinesischer Kapitalmarktakteure, mit erhöhter Risikoaversion in Folge der globalen Finanzkrise und mit einem Rückgang des Angebots risikoloser Anlagen aufgrund von Staatsschuldenkrisen. Verschiebungen in Angebot und Nachfrage für risikolose Anlagen haben demnach zum Rückgang (nur) des risikolosen Zinsniveaus geführt. Die erwartete Rendite risikobehafteter Anlagen ist von diesen Verschiebungen weitgehend unberührt geblieben und entsprechend ist die Marktrisikoprämie (als Differenz) gestiegen.

1) Duarte & Rosa (2015), The equity risk premium: a review of models – Economic Policy Review, 2) 39-57. 2) Daly (2016): A secular increase in the equity risk premium. International Finance, 19(2), 179-200. 3) Caballero, Farhi & Gourinchas, Rents, technical change, and risk premia accounting for secular trends in interest rates, returns on capital, earning yields, and factor shares, American Economic Review, 107(5), 614-20.

# Aktuelle akademische Literatur widerlegt die Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie. (2)

- In einem zweiten Artikel, der im Journal of Economic Perspectives erschienen ist, fokussieren sich **Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b)** auf die relative Knappheit risikoloser Anlagemöglichkeiten. Laut den Autoren kommt es zu dieser relativen Knappheit, da die Nachfrage nach risikolosen Anlagemöglichkeiten in den letzten Jahrzehnten vor allem durch chinesische Kapitalmarktakteure stärker gestiegen ist als ihr Angebot durch „sichere“ Volkswirtschaften wie die USA oder Deutschland. Verstärkt wurde die relative Knappheit an sicheren Anlageformen durch die Neubewertung von strukturierten Finanzprodukten wie hypothekenbesicherten Wertpapieren (englisch: Mortgage Backed Securities), die seit der Finanzkrise nicht mehr als risikolos gelten. Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b) zeigen in ihrem Artikel, dass diese Entwicklung zwar zu einem Rückgang des risikolosen Zinsniveaus, aber zu keinem wesentlichen Rückgang der erwarteten Aktienmarktrendite geführt hat. Diese schwankt in der Darstellung von Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b) seit der globalen Finanzkrise zwischen 9,00 und 12,00 Prozent.
- **Farhi und Gourio (2019)**, die an der Harvard University und der US-amerikanischen Zentralbank FED in Chicago zu finanz- und makroökonomischen Fragen forschen, setzen mit ihrem Artikel ebenfalls bei der Divergenz zwischen dem risikolosen Zinsniveau und den Renditen risikobehafteter Anlageformen an. Anhand einer Variante des neoklassischen Wachstumsmodells untersuchen Farhi und Gourio (2019) die Treiber hinter dieser Entwicklung. Als entscheidende Faktoren identifizieren Farhi und Gourio (2019) unter anderem zunehmende Marktmacht von Unternehmen, aber vor allem einen Anstieg der Marktrisikoprämie. Die Autoren plausibilisieren ihren Befund durch Schätzungen der Marktrisikoprämie anhand alternativer Modelle, die durchwegs einen Anstieg der Marktrisikoprämie zeigen.
- **Kopecky & Taylor (2020)**, Ökonomen am Trinity College Dublin und der University of California Davis, betrachten verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie und kommen zu dem Schluss, dass die erwartete Marktrendite seit den 1990er-Jahren relativ stabil ist und dass die Marktrisikoprämie im selben Zeitraum gestiegen ist. Für den Zeitraum 2010 bis 2019 beziffern Kopecky & Taylor (2020) die Marktrisikoprämie auf durchschnittlich 6,25 Prozent. Die Autoren erklären die gegenläufigen Entwicklungen des risikolosen Zinsniveaus und der Marktrisikoprämie mit dem demographischen Wandel. Aufgrund der prognostizierten Demographie rechnen Kopecky & Taylor (2020) bis zum Jahr 2050 mit einer anhaltenden erhöhten Marktrisikoprämie.
- **Damodaran (2020)**, Professor an der Stern School of Business der New York University, diskutiert verschiedene Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie: Historische Überrenditen, vorwärtsgewandte Modelle und Umfragen. Damodaran (2020) kommt zu dem Schluss, dass es nicht die „eine“ Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie gibt. Allerdings sieht er in vielen Anwendungsfällen Vorteile bei den vorwärtsgewandten Modellen. Damodaran (2020) hält historische Überrenditen für einen sowohl kurz- als auch langfristig ungeeigneten Zukunftsprädiktor. Die Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie bezeichnet Damodaran (2020) als weitverbreitetes Missverständnis.

4) Caballero, Farhi, Gourinchas (2017): The safe assets shortage conundrum, Journal of Economic Perspectives, 31(3), 29-46. 5) Farhi, Gourio (2018): Accounting for macro-finance trends: Market power, intangibles, and risk premia (No. w25282). National Bureau of Economic Research. 6) Kopecky, Taylor (2020): The Murder-Suicide of the Rentier: Population Aging and the Risk Premium (No. w26943). National Bureau of Economic Research. 7) Damodaran (2020): Equity Risk Premiums: Determinants, Estimation and Implications-The 2020 Edition. Estimation and Implications.

# Die wissenschaftliche Literatur stützt beim Rückgriff auf historische Renditen die Verwendung des arithmetischen Durchschnitts.

- Bei der Verwendung langfristiger Durchschnitte historischer Daten stellt sich die Frage nach der geeigneten Mittelwertbildung. Mögliche Ansätze sind das arithmetische Mittel (AM) und das geometrische Mittel (GM). Das AM ist immer größer als (oder gleich wie) das GM. Die Differenz zwischen beiden Ansätzen nimmt in Abhängigkeit der Varianz der zugrunde liegenden Daten zu.
- Es existieren mehrere akademische Studien zur Mittelwertbildung bei der Ermittlung von Zinssätzen:
  - Blume (1974) empfiehlt einen gewichteten Durchschnitt zwischen GM und AM, wobei das Gewicht des AM mit der Länge des Datensatzes zunimmt und mit dem Investitionshorizont abnimmt. Bei einem angenommenen Anlagehorizont von 10 Jahren und 123 Jahren an Daten im DMS-Datensatz würde die Gewichtung des AM ungefähr 93 % betragen. Für viele Anleger wird der Anlagehorizont kürzer sein. Ein kürzerer Anlagehorizont führt zu einer noch stärkeren Gewichtung des AM.<sup>1)</sup>
  - Cooper (1996) zeigt, dass das AM im Falle von Diskontierungssätzen sogar zu einer Unterschätzung führen kann. Er kommt zu dem Schluss, dass unverzerrte Schätzungen immer näher am AM als am GM liegen.<sup>2)</sup>
  - Jacquier et al. (2003) empfehlen einen gewichteten Durchschnitt zwischen dem AM und dem GM. Als Gewichtung für das GM schlagen sie das Verhältnis zwischen dem Investitionshorizont und der Länge des Datensatzes vor. Im vorliegenden Fall ergibt sich daraus eine Gewichtung von 8% (=10/123) für das geometrische Mittel und 92% für das arithmetische Mittel.<sup>3)</sup>
  - Dimson et al. (2021), d. h. die Autoren des DMS-Datensatzes, empfehlen die Verwendung des AM bei der Bestimmung der erwarteten Markttrendite oder der Marktrisikoprämie auf der Grundlage ihres Datensatzes und verweisen auf Cooper (1996) und Jacquier et al. (2003) als Beleg.<sup>4)</sup>
  - Kaserer (2022) entwickelt komplexere Schätzer auf der Grundlage der Arbeit von Cooper (1996) und testet die Performance von acht Schätzern (einschließlich AM und GM) unter verschiedenen Annahmen über Autokorrelation und Heteroskedastizität in den historischen Daten anhand numerischer Simulationen. Insgesamt schneidet ein bereits von Cooper (1996) vorgeschlagener Schätzer am besten und das GM am schlechtesten ab.<sup>5)</sup>
- Die wissenschaftlichen Erkenntnisse zu den Mittelwertbildungsmethoden sprechen insgesamt für die Verwendung des AM bzw. für eine starke Gewichtung des AM. Die wissenschaftliche Literatur spricht sich gegen die Verwendung des GM aus.

Quellen: 1) Blume (1974): Unbiased estimators of long-run expected rates of return. Journal of the American Statistical Association, 69(347), 634-638. 2) Cooper (1996): Arithmetische versus geometrische Mittelwertschätzer: Festlegung von Abzinsungssätzen für die Kapitalbudgetierung. Europäische Finanzverwaltung, 2(2), 157-167. 3) Jacquier, Kane & Marcus (2003): Geometrisches oder arithmetisches Mittel: A reconsideration. Finanzanalysten Zeitschrift, 59(6), 46-53. 4) Dimson, Marsh & Staunton (2021): Bewertung der Position von BNetzA/Frontier zu einem DMS-basierten MRP. 5) Kaserer (2022): Die Schätzung der Marktrisikoprämie für Bewertungen: arithmetisches oder geometrisches Mittel oder etwas dazwischen? Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 92(8), 1373-1415.

A2 | **Betafaktor**

# Für unsere Berechnungen des Betafaktors erweitern wir die Stichprobe des ILR-Gutachters um drei zusätzliche Vergleichsunternehmen.

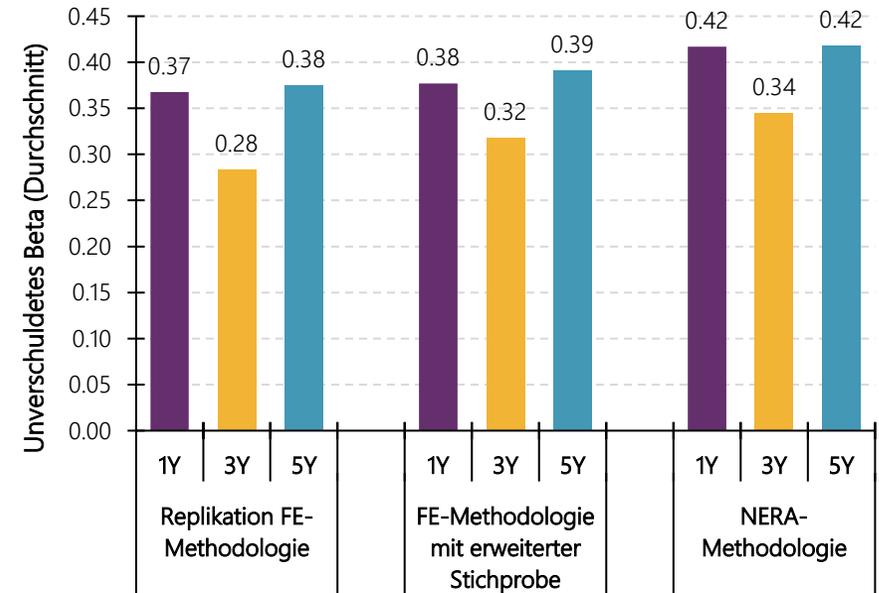
- Unserem Verständnis nach ermittelt der ILR-Gutachter die für die Beta-Berechnung verwendete Stichprobe an Vergleichsunternehmen anhand vier Kriterien<sup>1</sup>:
  - Regulatorisches Umfeld: Netzbetreiber operiert in einem OECD-Land
  - Datenverfügbarkeit über die letzten fünf Jahre
  - Liquidität: Geld – Brief Spanne liegt unter einem Prozent
  - Umsatz mit Netzbetrieb muss in jedem betrachteten Jahr mindestens 75% des Gesamtumsatzes des Unternehmens ausmachen
- Nach Anwendung dieser Kriterien bleibt dem ILR-Gutachter eine Stichprobe von neun Vergleichsunternehmen für die Beta-Berechnung. Da die Stichprobe an Vergleichsunternehmen klein ist und zudem ein Netzbetreiber (REN) mit sehr geringem Beta-Faktor (potenzieller Ausreißer) enthalten ist, erweitern wir die Stichprobe um drei zusätzliche Unternehmen. Die Unternehmen E.ON, HERA und Italgas sind drei europäische Netzbetreiber, erfüllen aber das strenge Kriterium von 75% Netzbetrieb nicht in allen Jahren. Eine Aufnahme dieser drei Unternehmen in die Stichprobe der Vergleichsunternehmen ist aus unserer Sicht aber trotzdem angemessen:
  - Der Netzbetrieb macht bei den drei weiteren Vergleichsunternehmen einen wesentlichen Anteil der Geschäftstätigkeit aus. Der Umsatz kann ein verzerrtes Maß für die Geschäftstätigkeit sein, da insbesondere Handelsaktivitäten sehr hohen Umsatz verursachen, aber kaum Assets erfordern und häufig auch nur geringe Margen erzielen. Bei anderen Finanzkennzahlen als Kriterium macht der Netzbetrieb einen größeren Anteil der Geschäftstätigkeit aus.
  - Die Erweiterung der Stichprobe und führt zu robusteren Ergebnissen bei der Beta-Berechnung (Ausreißer fallen nicht so stark ins Gewicht).
  - Die drei zusätzlichen Vergleichsunternehmen erscheinen hinsichtlich ihrer Geschäftstätigkeit und nach Einschätzung von Rating-Agenturen vergleichbar.
    - **E.ON** ist der größte deutsche Verteilnetzbetreiber. E.ON erzielt den größten Anteil seines Umsatzes aus dem Geschäft als Strom- und Gasversorger. Den zweitgrößten Anteil am Umsatz macht der Netzbetrieb aus. Moody's stuft E.ON bei der Bonitätsbewertung (Rating) aber weiterhin als regulierten Netzbetreiber ein. Wir halten E.ON auf dieser Grundlage für ein geeignetes Vergleichsunternehmen.<sup>2</sup>
    - **Italgas** ist ein großer italienischer Netzbetreiber, der neben dem Netzbetrieb (>50% des Gesamtumsatzes zwischen 2018 und 2022) auch bei der Errichtung neuer Gas-Netzinfrasturktur aktiv ist. Da der Geschäftsbereich „Bau und Optimierung von Netzinfrasturktur“ (bis zu 37% des Gesamtumsatzes) aber auch mit dem regulierten Gasnetzbetrieb in Verbindung steht, sehen wir Italgas als passendes Vergleichsunternehmen an. Zusätzlich stuft Moody's Italgas als regulierten Netzbetreiber bei der Bonitätsbewertung ein.
    - **HERA** ist ebenfalls ein großer italienischer Netzbetreiber, der neben dem Netzbetrieb auch als Strom-, Gas- und Wasserversorger aktiv ist. Da in Italien im gesamten Zeitraum 2018-2023 Strom- und Gaspreise für Haushaltskunden reguliert wurden, sehen wir HERA ähnlichen Risiken wie denen eines reinen Netzbetreibers ausgesetzt. Moody's stuft HERA als Versorgungsunternehmen ein.

1) FE-WACC-Gutachten, Abbildung 2) NERA-Einschätzung basierend auf Bloomberg und Moody's (Peer Group: Regulated Electric and Gas Networks). 3) NERA-Einschätzung basierend auf Bloomberg und Moody's (Peer Group: Regulated Electric and Gas Networks). 4) NERA-Einschätzung basierend auf Bloomberg, Moody's (Peer Group: Unreg Utilities and Unreg Power Companies) und Decreto Legge 176/2022.

# Ergebnisse unserer Berechnungen zum unverschuldeten Betafaktor

Unternehmen	Replikation ILR-Gutachter			Erweiterung Stichprobe			NERA-Methodologie		
	1Y	3Y	5Y	1Y	3Y	5Y	1Y	3Y	5Y
APA Group	0.33	0.29	0.38	0.33	0.29	0.38	0.34	0.30	0.38
Elia Group SA/NV	0.48	0.30	0.34	0.48	0.30	0.34	0.62	0.34	0.39
Enagas SA	0.35	0.24	0.35	0.35	0.24	0.35	0.40	0.27	0.39
National Grid plc	0.23	0.20	0.28	0.23	0.20	0.28	0.24	0.21	0.29
Redeia Corporacion SA (Red Electrica)	0.38	0.24	0.31	0.38	0.24	0.31	0.42	0.26	0.32
REN	0.13	0.11	0.18	0.13	0.11	0.18	0.14	0.11	0.18
Snam S.p.A.	0.50	0.37	0.46	0.50	0.37	0.46	0.53	0.39	0.49
TC Energy	0.52	0.47	0.67	0.52	0.47	0.67	0.52	0.47	0.67
Terna S.p.A.	0.38	0.35	0.42	0.38	0.35	0.42	0.41	0.38	0.46
E.ON SE				0.32	0.37	0.40	0.37	0.41	0.43
Hera S.p.A.				0.49	0.53	0.53	0.59	0.61	0.59
Italgas SpA				0.41	0.37	0.39	0.42	0.40	0.41
<b>Durchschnitt</b>	<b>0.37</b>	<b>0.28</b>	<b>0.38</b>	<b>0.38</b>	<b>0.32</b>	<b>0.39</b>	<b>0.42</b>	<b>0.34</b>	<b>0.42</b>
<b>Median</b>	<b>0.38</b>	<b>0.29</b>	<b>0.35</b>	<b>0.38</b>	<b>0.32</b>	<b>0.38</b>	<b>0.42</b>	<b>0.36</b>	<b>0.40</b>

NERA-Berechnungen: Durchschnittliches unverschuldetes Beta auf Basis täglicher Daten für Zeitraum von 1, 3 und 5 Jahren



Quelle: NERA-Analyse.

- Replikation ILR-Gutachter:** Zunächst haben wir versucht, die Berechnungen des ILR-Gutachters zu replizieren. Eine exakte Replikation ist nicht möglich, da der ILR-Gutachter Zwischenergebnisse (Verschuldetes Beta, Variablen zur Kapitalstruktur) nicht im Bericht veröffentlicht wurden. Unsere Replikation weist allerdings nur geringe Unterschiede zu den Ergebnissen des ILR-Gutachters auf.
- Erweiterung Stichprobe:** In diesem Szenario behalten wir die Methodologie des ILR-Gutachters bei, erweitern aber die Stichprobe um die drei oben genannten Unternehmen.
- NERA-Methodologie:** In diesem Szenario verwenden wir sowohl eine erweiterte Stichprobe als auch die Nettoverschuldung zur Bestimmung der Schuldenquote.

VISIT US ONLINE



LinkedIn

NERA



Subscribe

To receive publications, news, and insights from NERA, please visit [www.nera.com/subscribe](http://www.nera.com/subscribe).



X (Twitter)

@NERA\_Economics



## Contact Us

### Projektverantwortung

Lorenz Wieshammer, CFA

Director

Berlin: +49 (30) 700 1506 32

lorenz.wieshammer@nera.com

### Peer Review

Tomas Haug, CFA

Senior Managing Director

Berlin: +49 (30) 700 1506 10

tomas.haug@nera.com

## 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 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 mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA

## QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA 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 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 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. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.



## 2. Encevo S.A.





**Institut Luxembourgeois de Régulation**  
**17, rue du Fossé**  
**Adresse postale :**  
**L-2922 Luxembourg**

Esch-sur-Alzette, 7 mars 2024

**Objet : Réponse à la consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs.**

Madame, Monsieur,

Nous vous prions de trouver ci-après la réponse d'Encevo S.A. à la consultation publique citée en objet du présent courrier.

Nous vous remercions de bien vouloir considérer nos commentaires au cours de cette consultation et nous tenons à votre disposition pour toute information complémentaire.

Nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.



Claude SEYWERT  
CEO  
Encevo S.A.



Marc SCHROEDER  
CFO  
Encevo S.A.

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

T +(352) 2737-1  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu



In relation to the

*Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024*

*arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs*

By the *Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR)*

## RESPONSE FROM ENCEVO S.A.

Encevo S.A. (below “Encevo”) is the majority shareholder of Creos Luxembourg S.A. (below “Creos”), the single TSO and by far largest DSO for electricity in Luxembourg. As holding company, it organises the financing for Creos and provides it with equity and loans. Therefore, Encevo is directly impacted by the proposed new regulation which defines the maximal allowed revenue of Creos and thus its capability to pay off and refinance its loans and remunerate its shareholders for the equity provided.

Encevo welcomes the intention of the regulator, as explained in the “*Commentaires des articles sur le projet de règlement ILR*”, to try to better fit the regulatory environment to the challenges of the energy transition and the electrification of our society. With this in mind the regulator aims to introduce a forward-looking cost control, an approach Encevo does support. Unfortunately, this forward-looking approach is limited to the annual operational cost while for the capital remuneration part the regulator remains backward-looking; thus, the overall methodology appears in itself inconsistent. Furthermore, Encevo doubts that the proposed changes (which put an extreme administrative burden on grid operators when it comes to budgeting and reporting of operational expenses) help to achieve the added values stated by the ILR (chapter 3 of the “*Commentaires des articles sur le projet de règlement ILR*”) since they increase the risks in the financial planning of the grid operators. As holding company, Encevo will focus below primarily on the proposal for capital remuneration and on the accompanying note “*Studie ILR - Mission B - 1 FEBRUAR 2024: Weiterentwicklungsoptionen der Tarifmethodik für Netzbetreiber der vierten Regulierungsperiode (2025–2028)*” by Frontier Economics.

(Note: the arguments brought forward by Encevo loosely follow those of the BDEW in its “*Stellungnahme zu Eckpunkten für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag*” from August 2023 towards the German regulator)

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

T +(352) 2737-1  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu

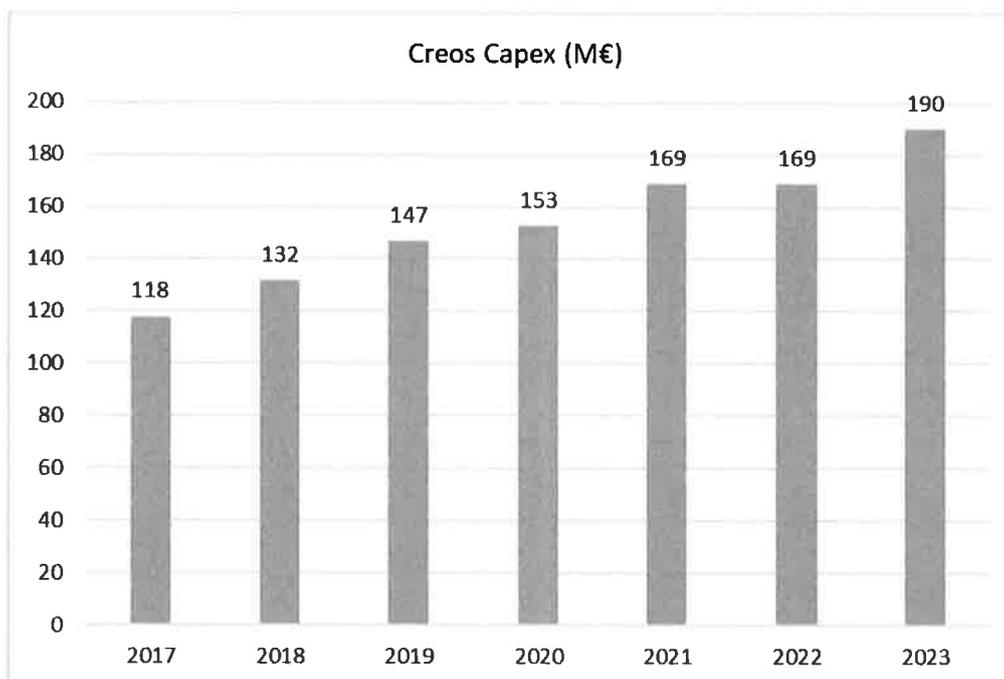


## INTRODUCTION: A CHANGING LANDSCAPE

### THE ENERGY TRANSITION IS ACCELERATING

In view of the climate protection targets (EU targets for 2030 and 2050, the national NECP, ...) to be implemented during the next years, energy supply systems are facing a major transformation process that will have to be implemented at an enormous speed. This transformation process furthermore leads to a need for investment in the transportation and distribution grids that will take on unprecedented dimensions. This has been recently recognized by the European commission in its “EU Action Plan for Grids” published in November 2023. Indeed, at European level electricity consumption is expected to increase by around 60% between now and 2030. For the EU to reach its renewable energy target, wind and solar power generation capacity must increase from 400 GW in 2022 to at least 1,000 GW by 2030, including a large build-up of offshore renewables up to 317 GW by 2050. For this to happen, there is a need to rapidly expand and upgrade the power grids. Grids will also need to serve growing demand linked to clean mobility, heating and cooling, electrification of industry and the kickstart of renewable hydrogen production in Europe. The EU commission estimates that overall, around €584 billion in investments are necessary for electricity grids this decade alone.

Creos has already been ramping up its investments over the past years as can be seen in the graph below:



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

T +(352) 2737-1  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu

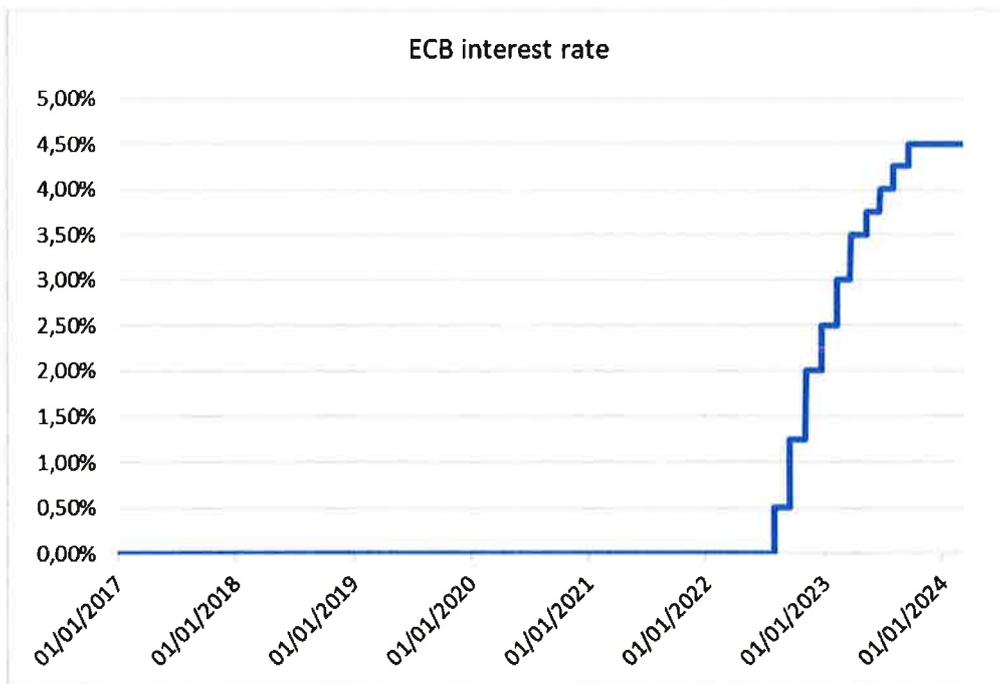


Creos plans to further increase this level, as major projects on the transportation level (e.g. the 380kV project) as well as general upgrades, digitization, and expansion of the distribution network are planned for the next years. These investments need to be financed and call thus for new capital (equity and loans) that Creos and its shareholders must raise in the near future.

## THE ECONOMICAL ENVIRONMENT HAS EVOLVED

Since autumn 2021, a trend has been emerging on the capital market that is essentially characterized by an increase in inflation. The causes of this development (coronavirus pandemic, Ukraine crisis, energy crisis, etc.) are well known. To combat the inflation trend, the ECB (European Central Bank) - in line with other central banks - has rapidly raised its key interest rates (main refinancing rate) from originally 0.0% to currently +4.5% (see graph below). The phase of historically low interest rates is thus over and there has never been such an important rate increase in such a short period of time. The current interest rate level was indeed last seen during the economic and financial crisis in 2008.

As a consequence of this turnaround in interest rates, the interest rates for bank loans and corporate bonds have seen a strong upward trend of the same proportion. Similarly, a look at the capital markets shows that the implied cost of equity has also increased.



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

T +(352) 2737-1  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu

In addition, the past years have shown the inherent risks of the energy business and therefore the overall spreads for energy companies have also increased.

These evolutions clearly show that the economic environment and the conditions to raise new capital have dramatically changed since 2020, which was the year when the ILR last fixed the parameters for the calculation of the weighted average cost capital (Wacc) for grid operators.

## AN ATTEMPT TO ADAPT THE REGULATION

In order to react to the evolutions described above (need to speed up the grid investments and attract the corresponding capital), the ILR proposes some fundamental changes to its methodology for fixing the maximal allowed revenue of grid operators. These changes are much vaster than the "usual" evolutions from one regulatory period to another and are marked by

- a completely new approach to determine the allowed operational cost level,
- a much more stringent approach to the planning of investments,
- and a split of the asset remuneration based on the moment they are completed.

The table below shows a high-level comparison of the proposed changes:

	Reg. Period 2021-2024	Reg. Period 2025-2028
Operational cost allowance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• overall envelope</li> <li>• based on "photo-year"</li> <li>• adjusted with parameters (inflation, quantity factor)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• detailed individual items</li> <li>• based on budget</li> <li>• corrected for external factors</li> </ul>
Investment cost recognition	<ul style="list-style-type: none"> <li>• major projects need justification and individual business cases; realized costs are compared to budget</li> <li>• general acceptance of "small" projects</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• each project (independent of size) has to be justified and realized costs compared to budget</li> </ul>
Equity remuneration (pre-tax)	5,46% for all assets	4,58%-6,35% (assets <2025)* 5,69%-7,49% (assets >2025)*
Debt remuneration (pre-tax)	2,18% for all assets	2,54%-2,75% (assets <2025)* 3,28%-4,02% (assets >2025)*

\* Proxy end Q4/2024 calculation (current calculation would give substantially lower rates)!

From the table it is obvious that the intention of the regulator is much larger than just an adaptation of certain (financial) parameters to current conditions.



It is Encevo's opinion that unfortunately, the proposed changes will discourage new investments in the electricity grid and thus lead to the opposite of what the regulator set out to do: they will slow down the energy transition and by that hamper the competitiveness of the Luxembourgish electricity market. The reason for this is double: the new proposed methodology increases the risks for the grid operator and is not attractive for new capital.

## THE PROPOSED METHODOLOGY INCREASES THE RISKS

### THE TECHNOLOGICAL RISK CANNOT BE MITIGATED

The transformation of the energy system relies in part on technological changes and new approaches, in particular when it comes to digitalisation (smart grids, introduction of artificial intelligence, data platforms, etc.). In order to remain innovative and offer the best possible solutions to their clients, grid operators often try out different new approaches. In the current regulatory framework such innovations could be financed ad hoc via small investments or via a specific innovation allowance. In a system where all expenses need to be budgeted (and justified) in advance, not only is it extremely difficult to precisely foresee innovation expenses but there is also a risk that only one solution – which could turn out to be the least appropriate one - gets validated by the regulator, leading to consecutive instead of parallel trials. This will slow down innovation in grids and forces the grid operator to take bigger technological risks (or risk being left behind).

### THE OPERATIONAL RISK CANNOT BE ADEQUATELY ADRESSED

The ILR proposes to monitor the performance of the grid operators via 5 dimensions (and 8 indicators). While Encevo fully supports measuring performance indicators of grid operators in order to ensure efficient and effective grid operations, it is clear that such quality targets always represent trade-offs. Indeed, the grid operator has to constantly monitor its known internal weak points, the demands from clients, and external factors that impact such targets and allocate its resources accordingly. In the current regulatory framework such a rebalancing of resources was easily feasible under the overall cost envelope fixed by the photo-year reference (and additional resources could be justified via a "demande explicite"). In the proposed methodology where each cost item needs to be individually budgeted, such a rapid and pragmatic reallocation is no longer feasible, respectively makes the grid operator run the risk of his costs not being accepted since they were not anticipated. The same is true should the grid operator in the course of a year need to mobilise additional efforts in order to fulfil its security of supply obligations.



## A NEW REGULATORY RISK IS APPEARING

The proposed new regulation comes as a great surprise to all stakeholders as it introduces new approaches both for Opex and Capex. In particular the split of the regulatory Wacc into a “long-term” one for assets invested in before 2025 and a “short-term” one for assets that will be invested in 2025 and thereafter, is unexpected and not in line with past practice.

The fact that such changes are now proposed clearly illustrates that no stakeholder can anymore assume a stable regulatory regime going forward. Indeed, such fundamental changes in methodology are completely unpredictable and make a long-term planning (and in particular financial planning) for the grid operator impossible.

Illustration of this problem: appendix 3 of the proposed regulation seems to state that the “short-term” regulatory Wacc gets fixed every year. Does this mean that at the end of the regulatory period the grid operator has to work with 5 different Wacc's? And how can then the next regulatory period be anticipated? The methodology being consulted on worsens the transparency of the regulatory system for all market participants and reduces planning certainty for grid operators and their investors.

## THE FINANCING RISK IS INCREASING

The above-described uncertainties make a prediction of the financial results of a grid operator very challenging. Thus, it becomes harder to judge its cash-flow generation and its ability to pay back loans or pay dividends. This cash-flow generation predictability is key for banks and debt capital market investors to provide funds in the first place - in the past, reliable grid returns were key drivers for banks to grant loans. Therefore, any investment in grids in Luxembourg will become less financially interesting and the grid operator will have to pay a larger (risk-)premium to both investors and banks to attract the capital it needs to finance its investments.

## THE PROPOSED CAPITAL RENUMERATION DOES NOT REFLECT ECONOMICAL REALITIES

The capital can be provided to the grid operator either under the form of debt (bank loans or corporate bonds) or equity. The ILR judges that a debt/equity ratio of 50/50 is optimal for grid operators. Indeed, raising debt without a solid equity base is increasingly hard in the current economic conditions. Therefore, when raising new debt, the grid operator does also need to procure additional equity in order to create the conditions for the additional debt capital in the first place.

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

T +(352) 2737-1  
F +(352) 2737-9100  
info@encevo.eu  
encevo.eu



The ILR seems to recognize that raising capital is currently more difficult by stating that a “short-term” Wacc (for new investments) has to be higher (at 4,47%-5,48% pre-tax) than a “long-term” Wacc (at 3,56%-4,55% pre-tax). However not only are the absolute levels inappropriate (even the upper boundary of the “long-term” Wacc is below the currently applicable value of 4,81% despite the general increase in interest rates) but also the very idea of a differentiated cost of capital for existing assets and new investments is flawed.

## A SPLIT BY PERIODS OF THE WACC IS NOT ECONOMICALLY JUSTIFIED

The regulator seems to assume that existing assets are fully financed for the full duration of their lifetime and thus need no updated Wacc. This is however not the case, neither for debt nor for equity.

Indeed there are no risk differences between existing and new assets. According to economic theory (and the capital asset pricing model that is used by the ILR) there is only one cost of capital for a given risk profile.

It should also be noted that with this assumption (existing assets are already fully financed) the ILR is not coherent with its past decisions since with such an approach, investments done in previous regulatory periods would need to continue being remunerated at the then prevalent higher rates (since the introduction of the incentive regulation in Luxembourg rates have been reduced for each new regulatory period). It would be opportunistic to assume “full financing for the full duration” only if the financing conditions were favourable.

## NEITHER FOR DEBT

In particular, the view taken by ILR negates the fact that grid operators generally (re-)finance their investments regularly in a rolling system. This is because not only new investments, but also existing investments must be continuously refinanced also in terms of debt. Borrowed capital regularly requires extension or replacement at current market conditions, as loans and bonds usually have terms of 5, 7 or 10 years, while the useful life of the assets is often between 20 and 50 years (as clearly recognized in appendix 2 of the consulted regulation).

This means that the debt of grid operators is fully exposed to interest rate risks.



## NOR FOR EQUITY

Ultimately a company always requires a solid equity base to maintain a good credit rating (and be able to borrow at market rates). Equity can however be withdrawn by the investor at any time and without further notice. In addition to waiving the reinvestment of profit distributions or asking for extraordinary dividends, shares may also be sold if more attractive alternative investment opportunities arise.

This inherent forward-looking nature of the equity interest rate can be seen in the behaviour of investors. Suppose a company had carried out two capital increases and issued ordinary shares - the first two years ago and the second two weeks ago: Investors will not care whether the shares in their portfolio originate from the first or the second capital increase. The reason: the expected return on shares depends solely on future factors. Whether a share was issued two weeks or two years ago has no bearing on the expected return. No investor would expect lower returns from older shares simply because they were issued in a capital market environment with lower interest rates.

Investors look at the overall profitability or return on capital of a company. However, this view becomes clearly negative if existing investments are not included in the analysis. The basis for their assessment is the expected cash flow from the overall grid operation, considering the risk profile of the respective grid operator business. The point in time at which a network operator decides to invest therefore does not determine the opportunity costs of the actual or potential equity provider. This excludes different equity costs for existing assets and new investments.

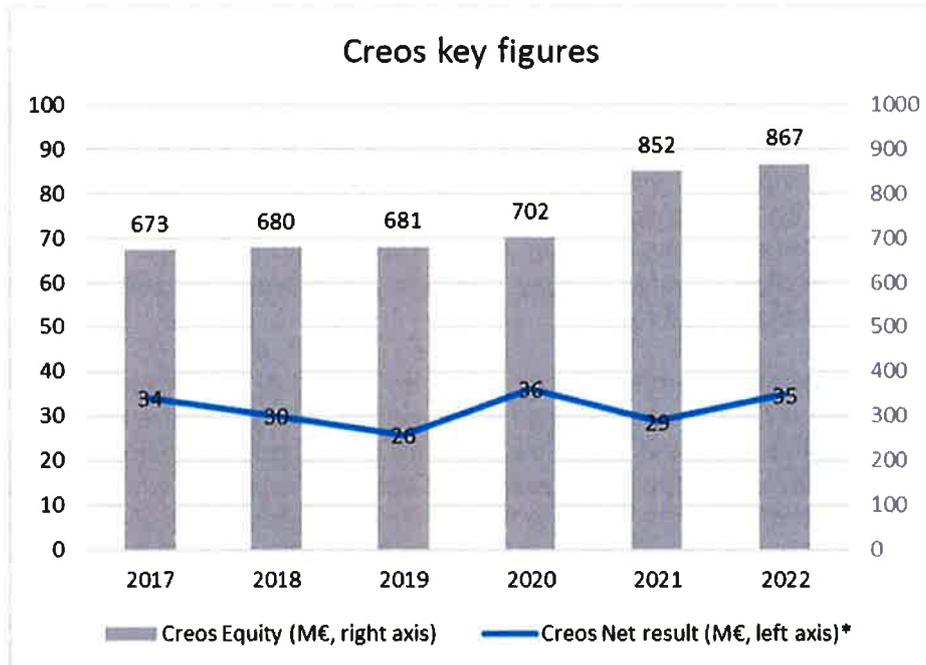
On the capital market, it can be observed that when interest rates rise, the share prices of companies fall and the return on assets is adjusted to the current interest rate level. In the case of unlisted companies, the higher discounting of future surpluses reduces the value of the company; this can only be prevented if the equity interest rates for past investments are also adjusted to compensate for this.

## THE RETURN FOR CAPITAL PROVIDERS OF GRID OPERATORS IS NOT IN LINE WITH THE GENERAL INTEREST RATE EVOLUTION

Potential capital providers will only be prepared to finance the necessary investments in the grid infrastructure if the regulatory framework conditions meet their relevant return expectations.

Encevo, as shareholder of Creos, is obviously primarily focussed on the equity part. The remuneration of the equity capital is usually carried out via the profit distribution of the grid operators. The profit of a company is calculated as the surplus of income compared to the expenses of a financial year. In addition to the return on equity granted, this figure for grid operators includes all operating effects, such as increases in operating costs since the last "photo-year" (or in the new proposed regulation: differences to budgeted cost items).

During the past years Encevo has strongly supported Creos, not only by arranging bank loans, but also by continuously increasing the equity of Creos. This has been done by leaving part of the profits generated by Creos for reinvestment in the company – indeed dividends (the actual return realized by the shareholders) have been consistently substantially lower than the actual financial result. The graph below illustrates this.



\*Net result (as published in the annual accounts) has been retreated for the “income from participations” as this is outside of the Luxembourgish regulatory environment

The graph also illustrates the fact that the return on equity the shareholders of Creos can maximally expect has dropped between 2017 and 2022 from above 5% to below 4% and is thus currently well below market rates.

When it comes to debt financing, it should be noted that most Luxembourgish grid operators do not use corporate bonds but rather rely on bank loans. From its experience Encevo observes that bank interest rates are considerably higher than the costs the regulator proposes (3,26%-3,48% for new loans in its “short-term” consideration). Encevo would therefore propose for the regulator to consult with local banks and use their actual rates and margins (which will go up due to the new regulatory risks) as reference.



## THE PROPOSED RETURN DOES NOT FOLLOW GENERAL TRENDS

An appropriate allocation of net profit of a company to different equity shares is not possible. As a result, all equity providers of a grid operator receive the same profit distribution on a pro rata basis. Based on the proposed regulation, the amount of this profit distribution corresponds to a mixed interest rate from the interest rates for existing and new investments plus or minus the operational effects. As a result, in clear opposition to the intention of the regulator, the amount of the profit distribution for "new" and "old" equity will in the proposed regulation be the same: a hybrid of the "long-term" and "short-term" rates.

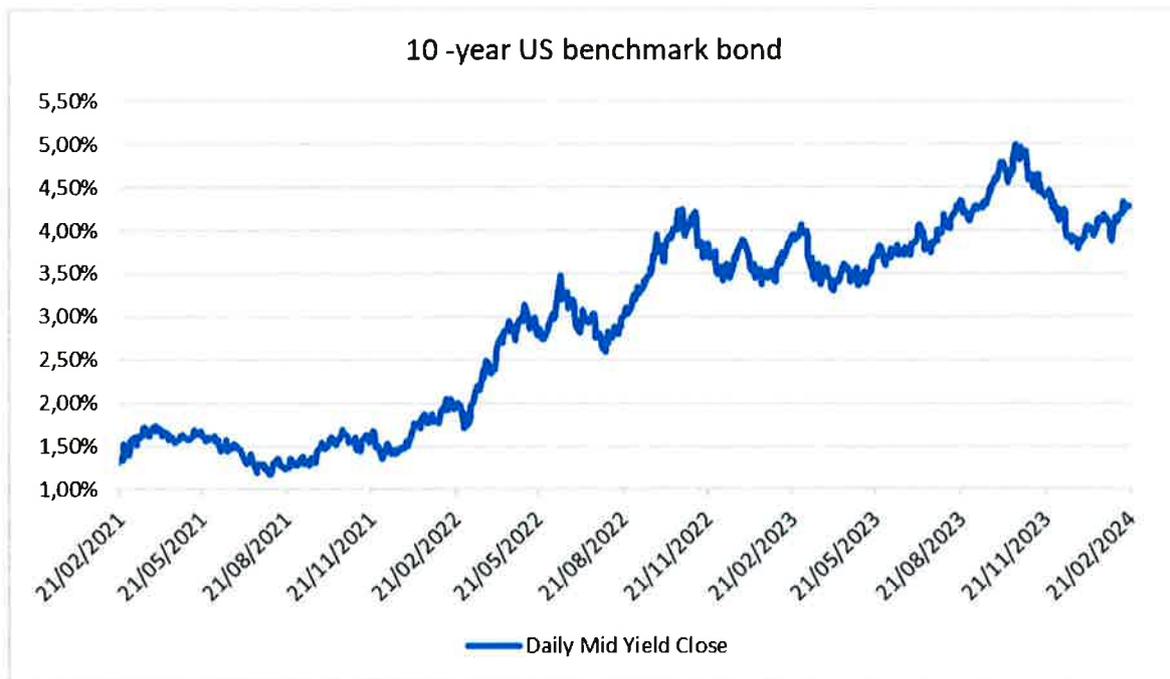
Indeed, if the increased interest rates and margins are not applied to investments made before end of 2024, these will no longer earn interest in line with the capital market and will therefore effectively be devalued. This would devalue the dominant share of the investments made to date. Considering the forecasted existing regulated asset base of Creos at the end of 2024 and the provisional additional increase in 2025, it becomes evident that the hybrid rate that an investor sees will be very close to the "long-term" rates described in the proposed regulation. As these "long-term" are **below** the rates applicable in the current regulatory period, they absolutely do not reflect the changes in the general economy and are significantly below the return on equity required on the market.

## THE PROPOSED RETURN DOES NOT REFLECT THE MARKET REALITY

Return on equity is an important indicator for companies and investors, as it reflects the return that investors can expect from their invested equity. Return on equity is the opportunity cost of actual or potential equity investors for their actual or potential investment in the grid operator. Investors thus compare the expected return from investments in grid operators with alternative investments.

(Note: this is another illustration of why there can only be one equity rate – as opposed to the "short-term" and "long-term" proposed by the ILR – since from the perspective of equity investors, the opportunity costs of for their current or future investments in grid operators are identical).

One of the alternatives is the "risk-free" and most liquid investment per excellence: US government bonds. The graph below shows the evolution of the interest rate on such bonds over the past 3 years.



It is clearly visible that the rates of this alternative investment have risen by roughly 3%.

Now equity investors take a higher risk with their investments compared to such a “risk-free” investment as they invest their capital directly in a company instead of making it available in the form of promissory bills or loans. This higher risk requires an additional premium (this explains also why the equity interest rate must be economically higher than a debt interest rate).

## THE PROPOSED RISK PREMIUM EVOLUTION IS CONTRARY TO THE MARKET REALITY

The attractiveness of a return on equity results from the difference between the risk-free basic interest rate and the total return on equity, i.e. from the risk premium. As described above, the risk profile of grid operators is currently increasing. In particular from a financial perspective, current and future equity providers will take note of the proposed regulation and raise their return expectations due to increased regulatory risk when investing in grid operators.

The current proposal from the regulator foresees a risk premium of 3.30%-4.40%. This is more than 1% **lower** than in the current regulatory period (where it stands at 5.52%). This is totally counterintuitive as everyone will agree that following all the crisis of the past years the economic environment today is much more uncertain than the one in 2020 (when the previous rate was fixed).

In light of the reasons the regulator itself gives for adjusting the return on equity rates (on “short-term” rates), it would be absurd to reduce the actual investment incentive.



## CONCLUSION: THE PROPOSED CHANGES ARE INADEQUATE AND NEED FUNDAMENTAL REVISION

As a conclusion, the intended new regulation does not lead to a competitive return on the capital employed by the network operators, violates confidence in the reliability and stability of regulation, is economically inappropriate and, against the background of the energy transformation, is harmful to the Luxembourgish economy. Encevo is therefore in favour of a comprehensive redefinition of the Wacc for both old and new assets.

Considering the evolutions observed in the market, with important increases seen for the various rates, Encevo considers that the overall Wacc (identical for all assets) needs to substantially increase with respect to the current regulatory period.

The proposed regulation advocates a “long-term” pre-tax Wacc of 3,56%-4,55% and a “short-term” pre-tax Wacc of 4,47%-5.48%. This is to be compared with the current pre-tax Wacc of 4.81%. Thus, even the upper boundary for new investments is only a meagre 0.67% above the rate fixed in 2020. Worse: considering the fact that the actual total return is a hybrid return, this increase totally disappears even under the most favourable conditions. This is clearly not in line with the massive interest hikes seen in the past 2 years.

The relevant regulatory interest rates proposed in the documents under consultation - even when looking only at the recommended higher “short-term” rates - are therefore absolutely not adequate to attract the financing necessary for the upcoming substantial investments in the grid infrastructure.

**Encevo would consider an increase in Wacc (for all assets) of around 3% (in line with the increase observed in the market, see also example of the US government bonds) as adequate.**

### 3. FEDIL





A la direction  
Institut Luxembourgeois de Régulation  
L-2922 Luxembourg

Luxembourg, le 4 mars 2024

Objet : Consultation publique du 7 février 2024 au 8 mars 2024

Madame, Monsieur,

Par la présente, nous tenons à répondre à la consultation publique ILR du 7 février 2024 au 8 mars 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 – Détermination des coûts à transposer en tarifs. Nous souhaitons attirer votre attention sur les deux points suivants:

### Répartition des coûts du réseau

Les frais de réseau revêtent une importance capitale dans la stabilisation des coûts de l'électricité pour les consommateurs industriels, représentant une part significative de leurs dépenses. Toutefois, la politique énergétique du Luxembourg impose des coûts de réseau proportionnellement plus élevés au secteur industriel qu'aux utilisateurs résidentiels. Au cours de la dernière décennie, les clients industriels haute tension ont subi une augmentation de 204%, tandis que les clients industriels moyenne tension ont connu une hausse de 120%. En revanche, les clients résidentiels basse tension ont enregistré une augmentation plus modeste de 31% à 55%.

Malgré le déclin de l'activité industrielle pendant les dix dernières années, les coûts de réseau industriels ont augmenté tandis que les coûts résidentiels n'ont pas suivi cette tendance, malgré la demande accrue de ces derniers. Cette disparité met en lumière le manque de prise en compte du principe de causalité des coûts dans la répartition des frais de réseau, mettant ainsi en danger la transition énergétique en décourageant à la fois un comportement d'efficacité énergétique chez les résidents et la décarbonation par l'électrification des processus dans les industries.

Or, nous observons que le projet de règlement de l'ILR persiste à maintenir le modèle de cascade qui a conduit à la situation décrite précédemment. Bien que les coûts soient répartis proportionnellement aux pointes de tension de chaque niveau, cette méthode ne reflète pas une imputation équitable des coûts conformément au principe de causalité des coûts (voir note FEDIL en annexe, chapitre 1.1). Des réformes urgentes sont donc nécessaires pour corriger cette disparité et garantir une répartition équitable des coûts du réseau afin de prévenir un cercle vicieux de désindustrialisation. Dans le chapitre 1.2. du document FEDIL en annexe, nous suggérons plusieurs pistes de réformes potentielles.

### Modèles de tarification du réseau

La part des énergies renouvelables variables, telles que l'éolien et le solaire, sur le marché européen de l'électricité, entraîne des fluctuations croissantes des prix de l'électricité. Par conséquent, un prérequis pour la compétitivité de l'industrie intensive en énergie au Luxembourg sera sa capacité à s'adapter aux fluctuations à court terme des prix de l'électricité et à tirer parti des moments de prix bas à son avantage.

# FEDIL

The Voice of Luxembourg's Industry

La capacité à ajuster de manière flexible la demande pour capitaliser sur la volatilité des prix de l'électricité représente un moyen pour l'industrie européenne de profiter de la transition énergétique et environnementale. L'industrie doit explorer et utiliser toutes les stratégies disponibles pour réduire l'écart de prix entre le gaz naturel et l'électricité si elle souhaite redevenir compétitive sur le plan international avec des homologues qui continuent d'avoir accès à une énergie à des prix plus abordables.

Le principe directeur dans la conception de nouveaux tarifs réseau pour les clients industriels devrait donc prévoir l'encouragement d'une flexibilité accrue de la demande tout en démantelant simultanément les barrières existantes qui entravent actuellement l'approvisionnement flexible en énergie.

Le système actuel de tarification décourage la flexibilité de la demande. La note de la FEDIL, en annexe (chapitre 2), contient davantage de détails sur nos réflexions et pistes pour la réforme des modèles de tarification du réseau électrique en ce sens.

Ainsi, nous souhaitons encourager le régulateur (ILR) à réformer les modèles de tarification des frais de réseaux afin de les adapter à la nouvelle donne de la transition énergétique.

Nous espérons que ces points seront pris en compte dans vos réflexions et dans vos prises de décisions.

En restant à votre disposition pour tout renseignement supplémentaire, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

René Winkin  
Directeur

fedil@fedil.lu  
tel: +352 43 53 66-1  
fax: +352 43 23 28  
www.fedil.lu

7, rue Alcide de Gasperi  
Luxembourg-Kirchberg  
P.O. Box 1304  
L-1013 Luxembourg

Annexe : Note FEDIL "Industrial power grid fees in the age of the energy transition" du 5 février 2024

# Industrial power grid fees in the age of the energy transition

## FEDIL note

February 5<sup>th</sup>, 2024 – VFR

### Content

1.	Grid cost allocation models.....	2
1.1	Industrial grid fees are not aligned with climate objectives.....	2
1.2	Towards a cost causation-driven grid fee allocation model.....	4
2.	Grid tariff models.....	7
2.1	Why do grid tariff models need an overhaul?.....	7
2.2	Grid tariffs that incentivize demand flexibility.....	9
3.	Conclusion.....	10

# 1. Grid cost allocation models

## 1.1 Industrial grid fees are not aligned with climate objectives

The decarbonization of the industry will primarily be achieved through direct or indirect electrification of its processes. Low-carbon electricity offers indeed a promising path for the industry's transition to cleaner energy sources; however, it comes with its set of challenges.

Electrification often necessitates substantial investments in retrofitting or replacing existing industrial infrastructure and production equipment. This renewal can be costly and time-consuming, especially for heavy industries like steelmaking, cement or glass production, chemical manufacturing, and other applications where high temperatures are standard.

Besides the need for investment, a significant barrier to electrification are operational costs of electricity relative to fossil fuels. In Europe, electricity is more than twice the price of natural gas, the preferred energy source for industries due to its cost-effectiveness. The increased cost of electricity can raise concerns about the economic viability of electrifying industrial processes, especially for energy-intensive sectors.

The role of network charges in maintaining the stability of electricity costs for industrial consumers is essential, as they account for a significant proportion of companies' electricity costs. Unfortunately, Luxembourg's energy policy allocates a disproportionately high share of grid cost to the industrial sector than the residential sector. Over the last ten years, grid charges for industrial customers connected to medium (20kV) and high-voltage (65kV) grids have increased significantly more than those for residential customers and, more recently, have not been subject to the same aid mechanisms (price ceiling) applied to residential customers. This energy policy seems utterly detached from the government's climate targets to decarbonize industry by 55% by 2030 and bear a high risk for carbon leakage.

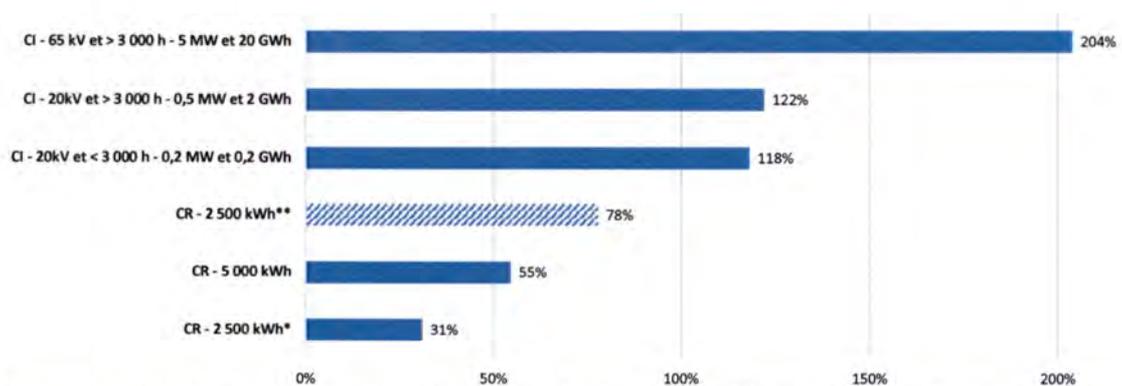


Figure 1: Evolution of grid fees per type of customer Δ 2013 - Sep2023 [%]; CI: industrial clients, CR: residential clients. \* Billed grid fees subsidized<sup>1</sup> for residential customers, \*\* grid fees without subsidies as a comparison (all data: source IRL)

Figure 1 illustrates the changes in power grid fees per typical customer from 2013 to September 2023. Over this decade, the expenses associated with the power grid for industrial high-voltage customers have tripled by over 204%, while for both types of industrial medium-voltage customers, grid fees have seen a substantial doubling of their

<sup>1</sup> Grid fees for residential customers frozen at the 2022 level by the law of 23.12.2022.

costs, around +120%. In contrast, residential customers connected to the low-voltage grid have been relatively less affected, with their expenses increasing by only 31% to 55%.

This trend becomes even more noteworthy considering that, on the one hand, Luxembourg's industrial activity has been declining in the past decade, **leading to the release of industrial grid capacities**. On the other hand, the residential sector has put significant pressure on the power grid due to an extraordinary dynamic population growth of approximately +23% in the considered period.

Furthermore, it should be emphasized that Luxembourg's heavy industry has made significant efforts to reduce power consumption by improving energy efficiency and productivity. The overall power consumption of industrial customers exceeding 2 GWh/year decreased by 13% between 2012 and 2022<sup>2</sup>. During the same period, residential and all other professional customers (<2GWh/year) increased consumption by more than 10%, respectively 13%.

As grid costs are tied to voltage levels and, consequently, customer types, categories of customers who achieve the most energy savings face higher unit grid costs in proportion to their lower energy consumption. In other words, the more energy a customer saves, the more his remaining consumption must cover the regulated grid costs of his specific grid connection segment.

Another element that further widens the gap between industrial and residential grid costs is that grid design and expenses are primarily determined by the peak load the grid needs to accommodate. As power grids are complex systems, this design method simplifies by disregarding the actual load variability that grids must accommodate. Generally, we observe that the lower the voltage level, the greater the load variability. This diversity arises from varying consumption patterns at different grid levels. For instance, industrial consumers connected to higher voltage levels tend to exhibit more consistent consumption profiles, leading to lower load variability. In contrast, at the residential level, consumption is characterized by frequent switching on and off of multiple household appliances, irregular charging of electric vehicles, and the heating, cooling, or intermittent injection of solar power into the grid. These factors contribute to unpredictable and stochastic load spikes and peaks at the individual residential customer level. Aggregated over all residential customers, those spikes and peaks can thus cause load variabilities in the low-voltage grid that are difficult to approximate by a peak load approach.

Consider, for example, several households connected to the low-voltage grid in the same street of a residential area. The peak energy usage in each household may occur at different times of the day, reflecting the varied consumption habits of the residents. Consequently, the peak demand measured for the entire street may be significantly lower than the sum of the individual peaks of each house. This phenomenon is known as 'abundant peaks' or 'pointe foisonnée' in French. Extending this concept to the entire residential grid of a country, the measurable peak load of the residential grid at a specific moment in time, which determines its cost contribution share to the upstream grid levels, tends to be lower than what the grid may eventually need to withstand, namely the cumulative effect of all load spikes and peaks in the grid.

The above data and observations suggest that grid fees do not adhere to the **cost-causation or cost-reflectiveness principle**. This principle entails that the costs linked to a specific activity or service should be assigned to those who directly cause or benefit from that activity. Before the background of a weakening industrial sector and the demographic growth activity observed over the last decade, it is reasonable to assume that a significant portion of the costs associated with grid development at all voltage levels were **driven by the escalating demand within the residential sector**. This demand encompasses the need for a robust distribution of growing electricity consumption and a stable grid capable of accommodating the increasing volumes of solar power injected by private homes into the low-voltage grid and by wind power into the medium-voltage grid.

---

<sup>2</sup> Source: ILR, Chiffres clés du marché de l'électricité, année 2015; IRL, Chiffres clés du marché de l'électricité, année 2022, partie I

To bring it all together, the main factors driving grid costs in Luxembourg are identified at the low-voltage level associated with residential consumers. It is thus surprising that grid costs have risen the least for residential customers while they have increased most sharply for industrial customers. Furthermore, on top of this poorly equitable cost allocation model, residential customers benefited from subsidies at the end of 2022 to shield them from a substantial grid fee increase caused by a surge in energy prices following the conflict in Ukraine. While in Germany, for example, all power consumers benefited from such governmental aid, Luxembourg's industry was fully exposed to bear grid fee increases at the beginning of 2023 of up to 170%.

We **conclude** that the current grid cost allocation models determining the grid prices per tension level are increasingly becoming outdated. They do not sufficiently follow the cost-causation principle and disregard the industry's reliance on decarbonizing with electric power and the energy efficiency gains already realized by the industrial sector. By ignoring the vital principle of cost-causation, the current grid cost allocation models risk endangering a successful energy transition of society and the economy. On the one hand, the **missing price signals at the residential customer** level do not incentivize individuals to adopt more energy-efficient behavior and, on the other hand, businesses are disincentivized to electrify their production processes because of the disproportionately increasing operational costs compared to fossil energy.

## 1.2 Towards a cost causation-driven grid fee allocation model

This chapter will clarify the current grid cost allocation model and present four reform proposals to introduce the cost-causation principle at allocating grid costs among various voltage levels.

Figure 2 illustrates a simplified scheme of the main cost elements composing the maximum allowed revenue<sup>3</sup> (MAR) for the grid provider (the percentages in the diagram are illustrative; they vary annually). The MAR is annually fixed by the regulator (ILR) and represents, besides other services, the basic amount the grid operator can invoice to its customers. The MAR follows a voltage-level, specific cost allocation logic; all costs are separately accounted for at their origin; they are split into 220 kV (very high voltage), 65 kV (High voltage), 20 kV (medium voltage), 400 V (low voltage), and metering.

In other words, the grid provider's revenues per voltage level are determined by splitting the MAR according to their origin to the different voltage levels. For each voltage level, the specific costs (in €) are divided by the quarter-hourly measured simultaneous annual peak load of all withdrawals (in kW) in this grid level. The quotient obtained (in €/kW) is called 'stamp.' This reflects that network fees are distance-independent, i.e. network usage is settled independently of the distance between injection and withdrawal through the payment of this stamp. In general, this is a correct approach as grids are dimensioned for the peak loads and not for the energy transported.

The stamp of voltage level  $n$  serves as the basis to calculate each voltage level's ( $n$ ,  $n-1$  to  $n-3$ ) cost contribution to the national peak load of this level according to its proportional load share to the peak. This cost-forwarding method from one voltage level,  $n$ , to the following downstream levels,  $n-1$  to  $n-3$ , is called cost cascading.

This cascading model has a significant drawback for industrial customers: They often have an average of 5000-7000 hours equivalent grid usage time<sup>4</sup> (dividing the volume kWh by the peak capacity kW) as they seek to optimize production output. During the  $\frac{1}{4}$ h peak time of the year, the probability that they fully contribute to the peak is thus extremely high. However, low-voltage customers with an average of 800-1000 hours equivalent have a rather low probability of contributing to the  $\frac{1}{4}$ h peak. This leads to a much higher cost

---

<sup>3</sup> For the detailed composition of the MAR, refer to [Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020](#)

<sup>4</sup> Grid usage time is obtained by dividing the volume drawn for them grid (in kWh) by the peak load (in kW); a full year has a maximum 8760 grid usage hours (365 days x 24 hours); see also chapter 2.1.i

allocation to the high- and medium-voltage grid consumers than low-voltage grid consumers.

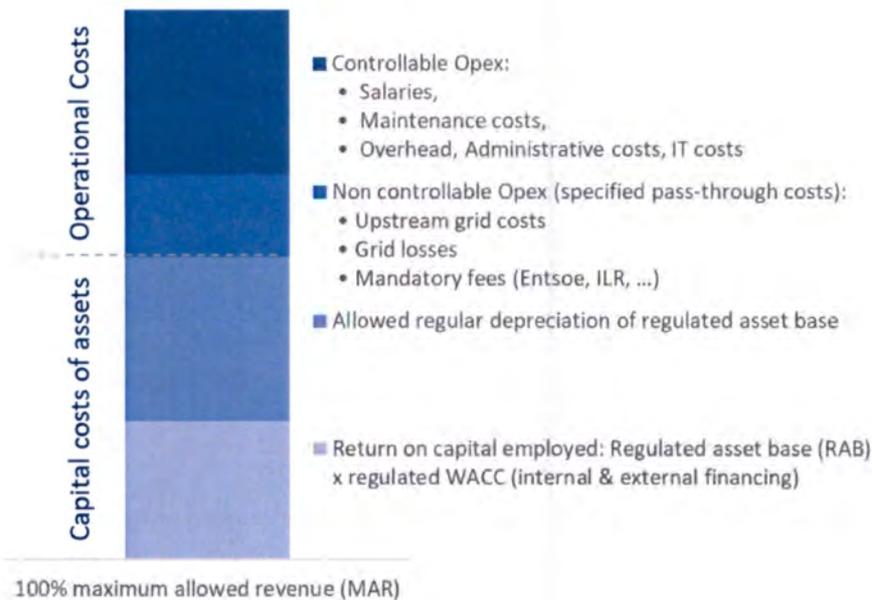


Figure 2: Simplified scheme of the main cost elements composing the maximum allowed revenue (MAR); the percentages in the diagram are illustrative. WACC: Weighted Average Cost of Capital

Within the above-described cost allocation and cascading model, we see five options to improve the fairness of grid fees per voltage level based on the cost causation principle:

- i. **Reform the cost allocation key:** Currently, costs are allocated based on their point of origin, which means that any costs incurred for investments and operations at a particular voltage level are assigned to that same level. This may appear straightforward initially, but it becomes more complex, considering that voltage levels are interconnected. For example, reinforcements at the transport grid may be undertaken not because an increased capacity is needed at that same level but to accommodate more power in downstream voltage levels. Also, a development on the medium voltage may have the primary goal of helping evacuate injected volumes of renewable power at the low-voltage grid. Consequently, it's not uncommon for investments in higher voltage levels to be primarily aimed at meeting the needs of consumers connected to lower levels.

Furthermore, the accurate allocation of grid costs is becoming increasingly important considering European energy policies, which focus on a blend of decentralized (local) energy generation and enhancing power grid reliability and supply security through expanded interconnection capacities among regional grid operators.

In the past, the high-voltage (HV) grid primarily served to transmit power from centralized, large-scale power generation facilities to various categories of customers. All energy flows, whether generated or consumed, passed through the HV grid, contributing to its associated costs.

However, it is now evident that decentralized energy generation and production, particularly from sources like photovoltaic (PV) and wind, will primarily occur at low-voltage (LV) and medium-voltage (MV) levels. Consequently, these energy volumes will not contribute to covering the costs of the HV grid. Nevertheless, decentralized energy production is highly dependent on weather conditions,

necessitating a robust overall system that serves as a backup. Extensive interconnection capacities at the HV level provide these backup or reserve solutions. They ensure efficient energy transportation between countries and regions as needed to address weather-related intermittency.

As a result, the utilization rate of the HV grid is expected to decrease significantly. This raises the question of allocating higher grid transport costs to lower grid usage volumes. Additionally, there is a related question: who should bear the costs for grid security of supply and grid flexibility provided by HV interconnectors? Should it be the HV customers alone, or should all customers, including decentralized energy producers who benefit from these backup capacities for their "unreliable" power generators, share in these costs?

With the current cost allocation system, customers at the higher voltage level risk bearing most of these costs, even if the primary targeted beneficiaries are connected downstream. Therefore, instead of strictly attributing costs to their point of origin, we should consider reforming the cost allocation key to reflect the ultimate purpose of the cost better. Alternatively, customers at low voltage (LV) and medium voltage (MV) levels could be subject to an additional contribution to help cover the costs associated with the flexibility and backup services provided by the high voltage (HV) level.

**Redefine the peak load moment used for the stamp.** Currently, each grid voltage level is characterized by a single annual peak load moment in the system. This peak load moment determines the stamp of that voltage level and the proportional contributions of the downstream levels based on their load share at that specific moment in time. Electrical grids are complex networks with multiple interdependencies. A single peak load moment might oversimplify this complexity and result in inadequate cost allocations, as it could capture a non-representative moment of peak load share. This is particularly evident in the residential sector, given its abundant peak issues (see also Chapter 1.1). The measured annual peak load might occur when the residential sector's peak load share is exceptionally low or high, which would not be representative of its actual peak load contribution throughout the year. A more representative method might consist of multiple measurements around multiple annual peaks to understand better the grid level's usage and the proportional contributions of downstream grid levels at those moments. For example, the Belgian grid operator Elia considers the 11th annual or monthly peak to be a more representative level for calculating the stamp. Furthermore, as discussed in paragraph (i), redefining the stamp should consider the power grid reserves and flexibility functions provided by the HV grid for the entire community of national grid users, including consumers, prosumers, and producers.

- ii. **Introduce hypothetical peaks:** A more equitable approach to seizing the investment and operational costs and distributing them more effectively to those who benefit from them could be to define a hypothetical future peak at each voltage level rather than relying solely on the annual peak load moment. This hypothetical peak could then be utilized within the existing cost allocation model to break down and cascade costs according to the different downstream voltage levels' hypothetical shares in that peak. This approach might sound adventurous at first sight, but after all, investments in the grid are typically made based on estimated potential future demand peaks. By relying on historical data and various usage projections, we can trust that these estimations of future peaks are reasonably accurate. In fact, they might provide a more accurate representation of grid usage compared to one single annual measurement, all while aligning better with the cost causation principle.

**Reserved capacity-based peaks:** A similar concept to the hypothetical peak could be applied if tariff models based on reserved capacity were introduced. The sum of all reserved capacities would then determine the peak demand (pointe non-foisonnée) at each voltage level. This approach would provide a more accurate representation of what grid level has the highest requirements, enabling more precise cost allocations, even if consumers would optimize their consumption and peak reservation.

In this model, it is essential to include prosumers and producers for the injection-related capacity needs at their respective voltage levels (LV and MV). The revenues generated from these sources could contribute to covering the costs associated with providing them the backup and flexibility of a robust HV grid (see also paragraph i. of this chapter).

- iii. **Use overhead costs to balance effort sharing:** A final approach could consider using indirect costs, which do not have a single point of origin, to shift them to voltage levels with the highest cost causation shares. Examples of such costs include IT expenses, depreciation, and operational costs associated with office and administrative buildings, among others. A prerequisite for implementing this method is establishing a cost causation scheme to distribute overhead costs fairly. However, once such a scheme is in place, it can potentially overhaul the entire cost allocation method based on origin. Consequently, this final option can be used to initially reform the reallocation of overhead costs and then gradually reform the entire allocation process.

## 2 Grid tariff models

While the first chapter discussed the cost allocation models per voltage level, this current chapter focuses on the tariff models that determine the grid price at the customer level. First, we will explore the reformation needs of current tariff models, followed by propositions for alternative models.

### 2.1 Why do grid tariff models need an overhaul?

The energy transition across all sectors, including industry, is expected to at least double today's electricity consumption. This requires the energy sector to increase its share of low-carbon energy generation. In Luxembourg's current bidding zone, this translates to a greater incorporation of renewable energy sources, such as wind and solar power. Despite the growing cost-effectiveness of renewable energy production, the power market price is expected to remain higher than that of natural gas.

The share of variable renewable energies, such as wind and solar power, in the European electricity market presents an additional challenge: increasing fluctuations in electricity prices. Consequently, a prerequisite for the competitiveness of the energy-intensive industry in Luxembourg will be its ability to adapt to short-term fluctuations in electricity prices and leverage moments of low prices to its advantage. For example, companies could benefit from temporary low power prices to ramp up production during that period. Even companies whose production is less flexible could produce heat and cold to store for later consumption or store the cheap power directly in batteries or indirectly, for example, via hydrogen, for later use.

The ability to flexibly adjust demand to capitalize on power price volatility represents a way for the European industry to take advantage of the need to decarbonize by electricity. The industry needs to explore and employ all available strategies to narrow down the price gap between natural gas and electricity if it wants to stand a chance of competing internationally with counterparts who continue to have access to more affordable energy.

The guiding principle in designing new network tariffs for industrial customers should thus be to incentivize increasing demand flexibility while simultaneously dismantling existing barriers that currently hinder flexible power sourcing.

However, the current system of capacity-based pricing, calculated on the quarter-hourly measured annual peak load, along with the differentiated energy and capacity charges depending on the hours of annual usage, discourages demand flexibility. The current tariff scheme does not incentivize companies to increase demand flexibility. **The following three elements specifically disincentivize demand flexibility:**

- i. **Grid tariffs that vary according to usage time:** The capacity and energy charges levels vary depending on whether a consumer has more or less than 3000 annual grid usage hours. Above this threshold, the energy charge is lower than below, while the capacity charge increases. The time of use, also referred to as 'usage duration of the annual peak power,' describes how many hours the customer would need to consume electricity at the highest power level,  $P_{max}$ , to draw the annual energy volume  $W$ . At equal consumption volume  $W$ , customers with stable electricity consumption tend to have a lower  $P_{max}$ , leading to a longer usage duration than those who prioritize flexible electricity consumption with occasional peak consumption periods. Although the capacity charge increases with longer usage times, the average network charge typically decreases with increasing annual usage hours.

This design incentivizes customers to optimize for longer usage time with a flat profile rather than encouraging them to react to market price signals flexibly. So, even in an over-supplied grid, additional consumption is not incentivized; on the contrary, it may be heavily penalized financially (see next paragraph).

- ii. **Capacity price that penalizes individual, single peak loads:** The grid fees consumers pay for an additional (marginal) consumption  $W$  varies significantly according to when the marginal power is drawn from the grid. When electricity is drawn below the company's individually quarter-hourly measured annual peak load, only the energy price is due. However, suppose the company is already consuming around peak load, and the increase in consumption entails a redefinition of the individual annual peak load to a higher level. In that case, a higher capacity charge is also due. In other words, the network charges incurred for increased consumption are much higher during these hours.

According to economic logic, network fees should depend on the total grid load, which is the collective consumption profile of all customers, rather than the individual consumption profile of each customer. In a given network area, all customers should pay the same network fees at any given time when increasing their consumption because they all have the same impact on the limited network resource. The individual capacity price does not reflect this logic; it is not directly related to the network's load. As a result, industrial companies are not incentivized to take advantage of fluctuating electricity prices by temporarily consuming more electricity during low or even negative market prices, which would relieve the grid and contribute to the better integration of renewable energy.

- iii. **Approximation of the capacity price (simultaneity factor):** The capacity price based on individual peak load consumption is intended to reflect the impact of individual consumption on the total grid load. The calculation method, described in Regulation ILR/E20/22 of May 16, 2020, Article 17 (3) and Article 18 (4), estimates the consumers' share in the maximum grid load. This estimation is made based on consumers' usage hours. It is based on the hypothesis that consumers with high usage hours contribute more to the maximum grid load than those with fewer usage hours. Therefore, consumers with high usage hours

also pay a higher capacity charge corresponding to their approximated simultaneity factor.

In an energy system without demand-side flexibility and the injection of significant amounts of electricity into distribution grids, approximating simultaneity factors based on usage hours may provide plausible results. In future energy systems, however, the demand should adapt flexibly to changes in electricity prices and grid utilization. At the same time, decentralized generation is expected to increasingly feed into grids, particularly in distribution grids. This dynamic environment may result in inaccuracies if estimation methods are used to determine grid tariffs.

## 2.2 Grid tariffs that incentivize demand flexibility

The following paragraphs describe some propositions to eliminate the abovementioned drawbacks to help incentivize demand flexibility while promoting fair and equitable grid fee distribution among all industry consumers. It cannot be underlined enough that the decarbonization of industrial processes by switching to electricity will only occur if industrial consumers see a business case for the switch. Grid tariffs can contribute significantly to keeping electricity use competitive in the industry.

- i. **Reform of the capacity price.** The capacity charges shall be reformed to reflect the consumer's real contribution to the network load more accurately. Currently, the capacity price is only based on one single individual peak load together with an estimation of its contribution to the network's peak load by an approximated simultaneity factor. This means it may penalize peak loads even if they relieve the local network, for example, when they offset generation-related peaks.

In Belgium, for instance, the annual peak is determined not by one single peak but by the 11<sup>th</sup> peak drawn over a quarter-hour, and when it is drawn in potential peak load periods only, i.e., in the 5 pm-7 pm time slot, excluding weekends and only from January to March and November to December.

- ii. **Rebates for industrial consumers, avoiding peak load periods in the network.** First, so-called peak load time windows shall be defined at the beginning of the year (see the Belgium example of the previous paragraph), during which consumers must not exceed their maximum load. Those time windows shall differentiate according to the time of the day and the season. Consumers whose annual peak load predictably occurs outside the defined time windows of the network's peak load, for example, during the weekend, at night, or in the summertime, shall be granted substantial grid fee rebates. Such rebates would encourage more demand flexibility outside peak load periods while reducing the risk of grid instability.

For example, in Germany, energy-intensive industrial consumers whose maximum load contribution differs significantly from the simultaneous annual maximum load of all withdrawals from the grid are offered an individual grid fee that can include a discount of up to 80% of the regular fee<sup>5</sup>. The reduced income of the grid operators is mutualized among all end consumers, but companies pay a reduced levy for energy volume consumed over one GWh. Such rebates stabilize the company's electricity costs in favor of the energy transition.

Demand flexibility could further be encouraged in the future, by announcing dynamic, short-term suspensions of the statically predefined peak load time

---

<sup>5</sup> § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

windows by the network operator when local peak generation occurs. This would allow the utilization of local surplus power instead of curtailment.

- iii. **Reduce the weight of the energy charge in favor of the capacity charge.** The increasing trend towards auto-consumption calls for reducing the energy price component, favoring the capacity price component in grid tariffs. In an energy price-heavy grid tariff model, auto-consumers with high self-sufficiency often avoid contributing adequately to grid costs while remaining connected to the grid as a backup solution. Consequently, non-auto-consumers end up subsidizing the avoided grid costs of auto-consumers. To ensure fair and equitable cost distribution, adjusting the tariff structure to prioritize capacity charges can help incentivize all consumers to support the stability and sustainability of the grid.

The above three propositions align with the ILR's reserved capacity tariff model concept as foreseen for the low-voltage grid. At all voltage levels, the reserved capacity should, however, encompass the capacity for drawing from and injecting into the grid. Furthermore, the penalties foreseen by the model in case of exceeding the reserved capacity should be designed not to discourage demand flexibility. Penalties during the off-peak periods should thus be symbolic, while during the peak load periods, they should be calculated proportionally to the drawn power volume during the exceeding peak. At the same time, the penalties should be designed to prevent consumers from seeking to optimize grid costs by reserving lower capacities than they need. In other words, paying penalties while subscribing to an insufficiently high capacity cannot be less expensive than opting for a higher capacity subscription.

Another option is implementing a system where penalty charges progressively increase based on the energy consumed beyond the reserved capacity relative to the total annual energy consumption.

Ideally, penalty concepts should be applied at all voltage levels, including residential customers. However, since residential customers at the low-voltage level are generally less aware of their consumption patterns, and penalties are challenging to implement because of their low social acceptability, a different approach should be considered. As a standard practice, residential customers could be subject to an additional, undisclosed top-up fee on their reserved capacity, akin to a penalty for surpassing it. If they do not exceed their reserved capacity, they will receive a bonus payback or credit at the end of the year as an incentive. This approach converts a penalty into an incentive, aligning with the cost-causation principle while helping to cover grid costs.

### **3 Conclusion**

The analysis of Luxembourg's electricity grid cost allocation and tariff calculation models presented in this paper reveals that the current energy policy disproportionately burdens the industrial sector compared to the residential sector in funding the impacts of the energy transition on the grids. In fact, the current cost allocation and tariff models remain rooted mainly in increasingly outdated electricity generation, transportation, and distribution models, which are ill-suited to address the challenges posed by the energy transition. They do not adhere to the cost-reflectiveness principle, which is essential for a fair transition, nor acknowledge the industry's reliance on competitively priced electricity supply to decarbonize its activities.

Without a reform towards a fairer burden sharing between the different customer types connected to the power grid, the achievement of a successful energy transition may be at stake: On one hand, residential customers lack the incentive to adopt more energy-efficient behaviors, and on the other hand, businesses are discouraged from intensifying their decarbonization efforts and may contemplate relocating to nations with more equitable legislation.

This document outlines the reasons for reforming the cost allocation and tariff models. It also presents multiple measures that can be taken to tackle the reform. However, we do

not endorse any specific or particular combination of the presented reform measures to alleviate high network usage costs for industrial customers. The intricate interdependencies of these measures necessitate quantitative analyses and simulations to assess their ultimate impact on the network costs of different customer groups. The grid provider and the regulator are responsible for conducting these analyses. Nevertheless, we anticipate that the reform will address the disproportionately high network usage costs in the industrial sector and, in doing so, make a significant contribution to achieving the energy transition. Network tariffs must play a role in making electricity prices for industrial customers in Luxembourg competitive again compared to those in fellow Member States.

---

**FEDIL - The Voice of Luxembourg's Industry**

LUXEMBOURG OFFICE

7, rue Alcide de Gasperi

POSTAL ADDRESS

Luxembourg-Kirchberg

P.O. Box 1304

Telephone: +352 43 53 66-1

L-1013 Luxembourg