



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS  
DE RÉGULATION

**RÉSULTAT DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 7 FÉVRIER 2024 AU 8 MARS 2024**

**PORTANT SUR 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 16 MAI 2024**

---

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

---

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

Les principales remarques formulées par les quatre gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité concernent la modification de la méthode de calcul des coûts prévisionnels, la suppression du mécanisme existant de gestion des frais activés, l'évolution du cadre légal et demandes de l'État, la cascade du revenu maximal autorisé, l'extension des incitants aux projets d'investissement gérés de manière agrégée, les mécanismes d'incitation à la maîtrise des coûts, la régulation incitative de la performance, les mécanismes de gestion de l'incertitude, la structure financière d'enregistrement et de suivi des coûts ainsi les échéances à respecter dans le cadre de la procédure d'approbation tarifaire. La synthèse de ces commentaires tout comme leur évaluation ainsi que les modifications considérées par l'Institut dans le cadre de sa décision sont reprises en Annexe I ci-dessous.

Les gestionnaires de réseau ont également transmis dans le cadre de la consultation publique une étude réalisée par NERA Consulting portant sur le coût moyen pondéré du capital investi. Les arguments présentés dans cette étude tout comme ceux développés par Encevo S.A. au même sujet sont évalués dans le cadre de l'Annexe II ci-dessous.

La contribution de la part de la Fedil porte sur la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau ainsi que sur les modèles de tarification applicables aux utilisateurs du réseau. Pour le premier aspect, l'Institut renvoie au point 4 de l'Annexe I au sujet de la cascade du revenu maximal autorisé : l'Institut reste d'avis que le mécanisme appliqué jusqu'à présent, qui est basé sur les puissances maximales prévisionnelles des différents niveaux de tension, constitue un mécanisme objectif et réflexif des coûts occasionnés par les utilisateurs à chaque niveau de tension. L'Institut entend cependant ouvrir la possibilité aux gestionnaires de réseau de proposer un mécanisme alternatif à soumettre aux procédures de consultation et d'acceptation auprès de l'Institut. En ce qui concerne le deuxième aspect, la structure tarifaire avait été explicitement exclue du champ d'application de la présente consultation publique qui se focalise sur le processus de détermination des coûts à transposer en tarifs et de la détermination du revenu maximum

autorisé. Alors que la structure tarifaire basse tension a déjà été arrêtée à travers le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023, la structure tarifaire pour la haute et la moyenne tension applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2025 sera définie et arrêtée dans les prochains mois après une consultation publique qui sera organisée par l'Institut au mois de juin.

L'Institut tient à signaler que les deux aspects mentionnés par la Fedil font actuellement l'objet d'une étude réalisée par les gestionnaires de réseau avec l'appui d'un expert externe. Étant donné que les résultats de cette étude ne sont pas encore disponibles, l'Institut entend prolonger pour l'année 2025 l'application de la structure tarifaire actuelle en haute et moyenne tension, telle qu'arrêtée par le Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020. L'Institut reviendra en automne avec ses propositions pour une structure tarifaire haute et moyenne tension qui évolue davantage au-delà de l'année 2025, qui tiendront compte des commentaires de la Fedil ainsi que des résultats de l'étude réalisée par les gestionnaires de réseau.

# Annexe I: Évaluation des contributions des gestionnaires de réseau

## Principales remarques formulées par les opérateurs concernant

1. Modification de la méthode de calcul des coûts prévisionnels – Art. 3 du projet de règlement
2. Suppression, du mécanisme existant de gestion des frais activés– Art. 3 [Adaptation envisagée : immunisation explicite des frais de personnel contre les effets conjoncturels affectant le volume d’investissement](#)
3. Évolution du cadre légal et demandes de l’Etat– Art. 3
4. Cascade du revenu maximum autorisé – Art. 4 électricité [Adaptation envisagée: garantie explicite considération proposition alternative](#)
5. Extension incitation investissements aux lots – Art. 8 [Adaptation envisagée : mise en œuvre progressive et bande neutre +/-5%](#)
6. Mécanismes d’incitation à la maîtrise des coûts– Art. 8 [Clarification: écarts de paramètres \(budget révisé\) et de recettes, 100% neutralisés](#)
7. Régulation incitative de la performance – Art. 9 [Adaptation envisagée : simplification, incitation globalement positive](#)
8. Mécanismes de gestion de l’incertitude – Art. 10
9. Publication et échéances– Art. 11 (art.12 secteur gaz) [Adaptation envisagée : clarification des échéances](#)
10. Structure financière d’enregistrement et de suivi des coûts – Annexe 5 [Adaptation envisagée: terminologie « structure de référence » confirmation mise en œuvre progressive structure en ligne avec structure de référence, rapport d’analyse circonstancié pour déterminer structure propre à chaque GRD, mise en œuvre complète nouvelle structure pour 01.01.2027](#)
11. Rémunération des capitaux investis WACC – Article 6

### Commentaires GRD:

- Le projet de règlement ne définit plus précisément les méthodes de budgétisation possibles.
- Les GRD comprennent à l'heure actuelle qu'il s'agirait d'une méthode [extrapolation de données historiques] similaire à celle décrite avec précision dans le Règlement Période 3
- 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.
- Bien que deux méthodes soient autorisées, le Projet de Règlement défavorise fortement et de manière peu compréhensible la méthode par extrapolation,
  - *Malus possible - régulation incitative de la performance du GRD (qualité d'information)*
  - *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.

### Clarifications:

- En quoi les mécanismes de gestion de l'incertitude décrits à l'article 10 défavorise fortement et de manière peu compréhensible les prévisions fondées sur l'extrapolation de données historiques ?
- Concernant les modalités de détermination des coûts, L'article 3 paragraphe (2) précise « [...] Ces éléments financiers doivent permettre d'objectiver et de justifier les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement de chaque année de la période de régulation. La comptabilité du gestionnaire de réseau doit proposer un niveau de détail suffisant pour justifier les éléments de coûts au regard des missions qui lui sont dévolues et des évolutions attendues dans le secteur de l'électricité notamment en matière de digitalisation et de transition vers des réseaux intelligents[...] »

# 1. Modification de la méthode de calcul des coûts prévisionnels

## – Art. 3 (2/2)

### Clarifications (suite) :

- Comme exposé notamment en décembre 2023
  - les GRD sont les mieux placés pour établir les prévisions ressources à mobiliser dans le cadre de la gestion économique et financière de leurs activités, sur base d’hypothèses et des méthodes de prévisions adaptées à leur situation et à leur contexte propre.
  - Il faut une vision globale et cohérente des ressources effectivement mobilisées pour l’ensemble de l’entreprise, pas seulement des moyens additionnels requis par les processus de transformation de l’entreprise sans tenir compte des gains d’efficacité, temporaires ou récurrents, au niveau des activités historiques.
- Les deux approches de budgétisation ne sont pas incompatibles, ni mutuellement exclusives.
- Un des objectifs est de faire progresser les acteurs terme de maturité et de performance permettant plus de transparence et justification du coûts pour les « clients ».
- La méthodologie n’empêche pas de recourir à une méthode simple d’établissement d’enveloppe prévisionnelles. Mais l’analyse des écarts entre prévisions et réalité, et finalement le potentiel de neutralisation des effets exogènes non imputables au gestionnaire de réseau est proportionnel au niveau de qualité et de justification des éléments prévisionnels.

### Adaptations considérées:

Pas de modifications substantielles.

## 2. Suppression du mécanisme existant de gestion des frais activés

### Commentaires GRD:

- **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.**
- **Le mécanisme de la Période 3, permet 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.**

### Clarifications:

- **Pourriez-vous illustrer en quoi le projet de règlement empêche une budgétisation précise des frais de personnels, entre autres, imputés aux investissements ? une budgétisation des charges d'exploitation en cohérence avec les plans d'investissements ? les mécanismes de gestion de l'incertitude et les processus d'analyse des écarts empêchent une prise en compte correcte des ressources effectivement mobilisées et des arbitrages opérés par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la réalisation de l'optimum technico économique ?**
- **Le gestionnaire de réseau a toute latitude pour établir et proposer son budget et de donc tenir compte du lien entre frais activés et dépenses d'investissements.**
- **Le projet de règlement octroie l'autonomie en matière d'établissement des dépenses prévisionnelles, encourage les gestionnaires à identifier tous les facteurs pertinents et prévoit le temps nécessaire à l'analyse des écarts entre prévisions et réalité dans l'intérêt du gestionnaire de réseaux et des consommateurs.**
- **Le risque de non-couverture du personnel activé dans le cadre d'une approche « mécanique » n'est-il pas lié à une diminution des montants des investissements ?**
- **Le projet de règlement met fortement l'accent sur la cohérence et la proportionnalité dans le cadre d'une analyse globale des ressources mises en œuvre pour la réalisation des missions des gestionnaires de réseaux.**

### Adaptations considérées:

Pas de modifications substantielles mais considération d'une disposition qui assurerait la couverture du personnel existant pour autant qu'ils aient été avalisés au niveau du budget d'investissement. SSI le plan du personnel transmis répond à un niveau de détail permettant le suivi détaillé des FTE ([par exemple les tableaux communiqués à l'occasion de la réunion du 14 décembre 23](#)).

#### Commentaires GRD:

- 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
- 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 ;
- 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).

#### Clarifications:

- Le projet de règlement prévoit en son article 11 paragraphe (10) « [...] Exceptionnellement, lorsque le gestionnaire de réseau constate en cours d'année que le montant du revenu maximal autorisé va prévisiblement dévier de manière significative du montant retenu dans le cadre de l'approbation des tarifs, il peut soumettre à l'Institut une demande pour modifier les tarifs approuvés. La demande d'approbation doit être soumise à l'Institut au plus tard deux mois avant l'application des tarifs ainsi modifiés. [...] »
- Une nouvelle imposition légale ne se traduit pas nécessairement immédiatement par des dépenses significatives et si tel devait être le gestionnaire de réseau a deux possibilités :
  - soit il introduit une demande de révision sur base d'un budget revu pour l'ensemble du périmètre du gestionnaire de réseau, pouvant le cas échéant aboutir à une adaptation des tarifs,
  - soit il profite des mécanismes de gestion de l'incertitude et de la justification des dépenses ex-post dans le cadre de l'analyse des écarts entre prévision et réalité
- Selon vous quelles dispositions légales permettrait de soustraire de manière générale, n'importe quels éléments de coût ou activités, imposés ou induits par une demande du gouvernement ou une évolution du cadre réglementaire, de toute forme d'approbation ou d'évaluation de l'efficacité technico-économique ?

#### Adaptations considérées:

1. Pas de modifications substantielles

### Commentaires GRD:

- 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

### Clarifications:

- Le mécanisme actuel est reconduit à défaut d'une autre proposition (conjointe) des gestionnaires de réseaux, sans toutefois fermer la porte aux évolutions futures
- Le texte que le mécanisme de cascade se base sur la puissance maximale prévisionnelle demandée par les niveaux de tensions en aval au moment de la pointe maximale prévisionnelle du réseau considéré sans définir comment la notion de puissance maximale prévisionnelle est calculée

### Adaptations considérées:

#### 1. Ajout d'un paragraphe qui précise que

- Le mécanisme de cascade doit se baser sur des éléments objectifs et mesurables, représentatifs de la réalité technique en application du principe de réfectivité des coûts.
- Les gestionnaires de réseaux peuvent soumettre une demande conjointe pour l'approbation d'une méthode de cascade.
- La proposition serait acceptée moyennant justification circonstanciée et après consultation publique.

## 5. Extension de la régulation incitative des dépenses d'investissements aux lots – Art. 8

### Commentaires GRD:

- Processus actuel risque d'erreur plus important
- Pas possible aux GRD de consacrer le même effort qu'aux projets individuels
- Risques de prévisions intrinsèquement plus élevés
- La justification du coût => grande charge de travail, évolution des processus ↔ du temps et des moyens
- GRD sont prêts à donner progressivement plus de détail
- Pas de bonus / malus sur les lots en 25-28
- Indiquer ne s'applique qu'aux immobilisées et pas aux immobilisations en-cours.

### Clarifications:

- L'article 8 paragraphe (2) évoque « [...] la différence résiduelle entre la valeur d'acquisition réalisée et la valeur d'acquisition prévisionnelle des actifs immobilisés. [...] »
- Les projets gérés de manière agrégée ne bénéficient-ils pas d'un effet de foisonnement ? Sur un portefeuille de projets similaires, les écarts constatés devraient être représentatifs de tendances de fond, donc explicables
- La méthode de budgétisation : identifications des caractéristiques principales de l'agrégat, les principales natures de coûts (matières, personnels, sous-traitants), le nombre total de dossiers, et le cas échéant les quantités physiques (km, kVA) permettant d'analyser et d'expliquer les écarts de manière globale pour l'agrégat

### Adaptations considérées:

1. Période d'observation et d'adaptation pour les exercices 2025 et 2026. Analyse des écarts aussi détaillée que possible mais sans impact pour le gestionnaire de réseaux
2. L'analyse des écarts entre prévisions et réalité pour les exercices suivants prévoit, après avoir appliqué les corrections résultant des mécanismes de gestion de l'incertitude, une imputation des écarts au compte de régulation à hauteur de 15% pour l'exercice 2027 et 30% pour l'exercice 2028.
3. bande neutre de +/- 5% par rapport à la valeur d'acquisition prévisionnelle des actifs immobilisés par agrégat de projets de même type

**Commentaires GRD:**

- 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 :  $RAVt * WACC, Dt, COt$  et  $SPTt$ .*
- 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.

**Clarifications:**

- L'article 8 (1) est explicite par rapport aux charges d'exploitation mais n'aborde pas explicitement le côté des recettes
- En simplifiant les équations régulateurs, les principes fondamentaux sont les suivants :

a) *Les recettes prévisionnelles et les tarifs doivent permettre de couvrir les coûts et la marge équitable :  $Pb = Cb + WACC \times RAB$  et  $Pb - Cb = WACC \times RAB$*

b) *Les recettes réelles doivent permettre de couvrir les coûts réels et la marge équitable :  $Pr - Cr = WACC \times RAB$*

*En considérant la marge équitable invariable pour les besoins de l'argument (voir aussi mécanismes de gestion de l'incertitudes)*

c) *il s'agit de garantir la rémunération :  $Pb - Cb - [Pr - Cr] = 0$*

d) *donc d'analyser les écarts en termes de charges et de recettes :  $Pb - Pr + Cr - Cb = 0$*

e) *Il s'agit d'affecter les écarts  $\Delta P > 0$  et justifié  $\Rightarrow \nearrow$  tarif futur et  $\Delta C > 0$  et justifié  $\Rightarrow \nearrow$  tarif futur*

f) *Revenue Cap  $\Rightarrow \Delta P$  ne peut résulter que d'effets liés aux volumes ( $\Delta v$ ) et donc intégralement imputé aux tarifs futurs  $\Leftrightarrow Pb - Pr = \Delta v$*

### Clarifications suite:

- Les mécanismes de gestion de l'incertitude décrit à l'article 10 permettent de compléter le dispositif:
  - a) *Le processus conduisant au budget revu identifie la mise à jour de paramètres de prévision  $\Delta$  paramètres/prévisions =  $\Delta p$  de telle sorte que  $Cbr = Cb + \Delta p \Leftrightarrow Cb = Cbr - \Delta p$*
  - b) *L'écart entre les charges réelles et les charges prévisionnelles peut donc s'exprimer comme  $Cr - Cb \Leftrightarrow Cr - Cbr + \Delta p$  avec  $Cr - Cbr$  au profit/à charge du GRD*
  - c) *Le revenu maximum autorisé revu est donc  $Pbr = Cbr + WACC \times RAB \Leftrightarrow Pbr = Pb + \Delta p$*
  - d)  *$(Pbr - Pb) = \Delta p$  et  $(Pb - Pr) = \Delta v \Leftrightarrow (Pbr - Pr) = \Delta p + \Delta v$*
- L'article 8 concerne donc bien
  - la détermination de la quote-part à imputable au profit/charge des tarifs
  - et dans une logique d'incitation à la performance, la détermination de la quote-part au profit/ou à charge du GRD
  - Compte tenu de l'application des mécanismes de gestion de l'incertitude de l'article 10
- pour ce qui concerne limitation du montant à affecter au compte de régulation, compte tenu de ce qui précède, la limitation à 25% du coût des capitaux ne concerne pas l'écart entre les recettes prévisionnelles et les recettes réalisées

### Adaptations considérées:

1. Amendement des paragraphes de l'article 8 pour préciser que les écarts (de volumes) entre les recettes prévisionnelles ayant permis de calculer les tarifs (**Pb**) et les recettes réelles (**Pr**) sont neutralisés au travers du compte de régulation et que le plafonnement des montants à affecter au compte de régulation ne concerne pas l'écart au niveau des recettes
2. Amendement des paragraphes de l'article 8 pour préciser que
  1. *L'écart ( $\Delta p$ ) entre les coûts budgétés pour le calcul des tarifs (**Cb**) et les coûts du budget revu (**Cbr**) est neutralisé via le compte de régulation*
  2. *L'écart entre le budget revu des coûts (**Cbr**) et les coûts réels (**Cr**) est au profit/à charge des GRD au titre de gain ou perte d'efficience (bonus ou malus)*

### Commentaires GRD:

- 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
- Revoir à la baisse les montants maximums de bonus / malus, afin que le maximum cumulé sur l'ensemble des indicateurs ne représente pas plus d'un facteur 2 par rapport à la période 3.
- Le mécanisme est discriminatoire, du fait de l'utilisation d'un montant de bonus/malus minimum fixe (exemple : 20 000 euros pour le SAIDI).
- « délai de raccordement » retrait 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.
- « facilitation du marché » Les GRD ne sont pas favorables à l'introduction de la rémunération RMM
- Les GRD demandent la suppression du malus relatif à la rémunération RCF (rémunération pour l'utilisation de contrats flexibles)
- Les GRD sont défavorables à l'introduction de la rémunération RDI (rémunération pour la mise à disposition d'informations cohérentes) suppression ou à défaut la suppression de tout malus ainsi que la définition de critères objectifs de notation,
- 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

### Clarifications:

- Le mécanisme incitatif de la performance doit prévoir des conséquences négatives pour les aspects qui ressortent du métier de base, ce qui concerne 2 indicateurs : la disponibilité du réseau et la cohérence de l'information transmises au régulateur (moyennant une grille de notation)
- Le mécanisme établissant un montant fixe minimum/maximum a été introduit à l'occasion de la 3<sup>ème</sup> période, le niveau d'incitation étant cependant très faible
- L'objectif est bien d'encourager les « nouvelles » initiatives par exemple en matière de contrat de raccordement flexibles, sans à ce stade pénaliser les acteurs moins proactifs

### **Adaptations considérées:**

1. Suppression des montants fixes minimum/maximum pour les malus/bonus à l'exception de ceux liés à la disponibilité du réseau (DR) et à la cohérence et la disponibilité des informations (RDI)
2. Suppression des malus pour les indicateurs délai de raccordement (DR), application de la consultation publique (APC), déploiement « smart stations » (PSS), contrat de raccordement flexibles (RCF), et coûts prévisionnels selon méthode des objectifs (RMO)
3. Revue à la baisse du niveau d'incitation pour (DR) étant donné la suppression du malus
4. Indicateur DR limité à la BT, délai MT, HT traité séparément (p.ex. via qualité de service)
5. Suppression de l'indicateur utilisation des messages MACO, traité séparément (p.ex. via qualité de service)
6. Introduction d'une grille simple et objective de cotation pour RDI (pénalise l'absence d'effort, récompense l'effort)

Dimension	Mesure	Limite inférieure	Limite supérieure
Disponibilité du réseau	Mesure du SAIDI ( $Disp_t$ )	-1%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être supérieure à -20 000.-EUR)	1%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être inférieure à 20 000.-EUR)
Délai de raccordement BT	Durée pour réaliser un raccordement (DR)	0	0,25%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être inférieure à 10 000.-EUR)
Facilitation du marché	Application de la procédure de consultation (RPC)	0	0,35%*RAV*WACC
Transition énergétique	Déploiement des « smart stations » (PSS)	0	0,5%*RAV*WACC
	Utilisation de contrats de raccordement flexibles (RCF)	0	0,5%*RAV*WACC
Qualité d'information	Disponibilité de l'information (RDI)	-0,25%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être supérieure à -5 000.-EUR)	0,5%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être inférieure à 10 000.-EUR)
	Coûts prévisionnels via méthode des objectifs (RMO)	0	0,75%*RAV*WACC (sans que cette limite ne puisse être inférieure à 10 000.-EUR)

### Commentaires GRD:

- 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 ».*
  - *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.
- 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 autoportante des mécanismes de gestion de l'incertitude
- Les GRD demandent de faire figurer dans 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
- 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 supplémentaire 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.

### Clarifications:

- L'article 3 paragraphe (4) ouvre la possibilité de recourir à la méthode d'établissement des dépenses prévisionnelles sur base d'une méthode de type extrapolation de données historique mais laisse toute latitude au GRD de choisir la méthodologie, les paramètres et la méthode d'extrapolation ainsi que les éléments de coûts et les activités analytiques pour lesquels cette méthode semble la plus appropriée. La méthode est entièrement laissée à l'appréciation du GRD qui a l'opportunité de la définir pour rendre compte de sa réalité d'exploitation de la manière la plus adaptée, la plus précise et la plus objective possible. La réalité est une mine d'information qui attend d'être exploitée

### Clarifications (suite):

- L'article 10 (1) institue
  - la notion de budget révisé, qui s'applique à l'ensemble des postes de coûts qu'il s'agisse d'exploitation ou d'investissement.
  - pour les charges énumérées limitativement à l'annexe 4, la mise en équivalence les charges réelles et le budget révisé (« pass through » vers tarifs)
- L'article 10 (2) premier paragraphe et deuxième paragraphe précisent que l'objectif est bien d'identifier tous les facteurs d'écarts pour distinguer les écarts induits, des écarts subits
- L'article 10 (2) troisième paragraphe postule que
  - l'actualisation des prévisions budgétaires ex-post s'opère de manière cohérente avec la méthode, les paramètres, le niveau de détail et de justification retenus lors de l'établissement des prévisions.
  - les facteurs d'écarts s'envisagent selon un niveau de détail, de justification et de qualité équivalent aux prévisions budgétaires.
  - dans tous les cas il s'agit de comparer le plus objectivement possible, pour chaque élément, la prévision et réalité sur le même niveau de précision.
- Article 10 (3) précise qu'il appartient au GRD d'analyser les écarts et d'identifier les éléments qui les expliquent pour ensuite proposer de neutraliser ceux qu'il subit, moyennant justification circonstanciée de la déviation par rapport aux hypothèses prévisionnelles
- Le projet de règlement accorde en effet, dans tous les cas de figures, une bien plus grande importance en termes de temps et de contenu au processus
  - d'analyse des dépenses réelles
  - de détermination et d'affectation des écarts
- L'analyse des dépenses réelles sert de fondement aux prochains exercices prévisionnels
- des prévisions établies sommairement ne dispensent pas d'une analyse détaillée des dépenses réelles dans l'objectif d'améliorer les prévisions futures, il se prive en revanche du pouvoir explicatif permettant de neutraliser le maximum d'écarts

### Adaptations considérées:

Pas de modifications substantielles.

### Commentaires GRD:

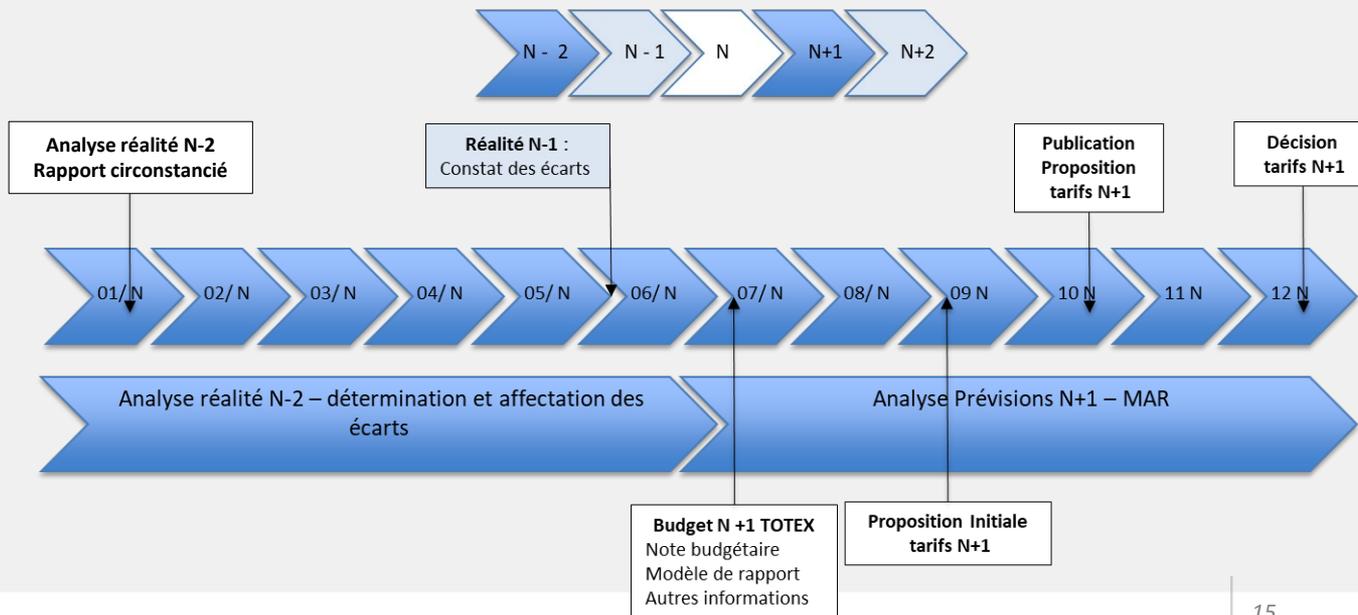
- Art 11 (1) échéance du 15 mars : les GRD sont opposés à la fourniture à l'ILR de comptes et données provisoires, quelle qu'en soit l'échéance, car il s'agit d'une pratique incompatible avec les principes de gouvernance des GRD.
- Art 11 (2) échéance du 15 mai : devrait être décalée au 1er juillet, 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) échéance du 1<sup>er</sup> juillet :
  - *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 1er 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) échéance du 1<sup>er</sup> septembre : 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 1er septembre pour la soumission des tarifs et des documents associés n'est pas réaliste, et demandent à l'ILR de décaler cette échéance au 1er octobre.
- Art 11 (7) échéance du 15 octobre : 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.
- 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.

### Clarifications:

- L'objectif annoncé, notamment en décembre 2023, du projet de règlement est de segmenter davantage les travaux et de prévoir davantage de temps pour chaque sujet. Ainsi, le calendrier prévoit globalement de consacrer le premier semestre de l'année à l'analyse de la réalité et le second semestre à l'analyse des éléments prévisionnels et des tarifs y afférents (en tenant compte des enregistrements retenus à l'occasion de l'analyse des dépenses réelles)
- Il s'agit également de prendre le temps pour l'analyse des éléments du MAR dès que possible sans attendre nécessairement la transposition en formules tarifaires.

### Adaptations considérées:

Compte tenu des remarques formulées, sans renoncer aux objectifs et aux ambitions en termes de qualité, le calendrier des échéances serait ajusté de la manière suivante



### Adaptations considérées (suite):

- Au plus tard le **15 janvier de l'année N**
  - **Comptes N-2**, comparaison détaillée réalité et les prévisions au niveau des comptes de profits et pertes ainsi qu'au niveau des activités analytiques
  - Analyse et justification des écarts entre réalité et prévisions au niveau des coûts et au niveau des recettes
  - Détermination du revenu maximal autorisé révisé et proposition d'affectation des écarts.
- Au plus tard le 5<sup>ème</sup> jour ouvrable suivant l'AG d'approbation des comptes N-1
  - Comptes N-1 comparant la réalité de l'année révolue avec la réalité N-2
  - Comparaison avec les prévisions établies dans le cadre des tarifs N-1
- Pour le **1<sup>er</sup> juillet de l'année N** - l'ensemble des chiffres conformément aux articles 3 à 7 et tout élément utile à la détermination et à la justification de son **revenu maximal autorisé (N+1)**, notamment :
  - la note budgétaire
  - le modèle de rapport chiffré y afférant
  - le plan d'investissements actualisé pour la période 2025-2028 ;
  - les détails des projets budgétisés
  - le plan du personnel actualisé pour la période 2025-2028 ;
  - Etc...
- Pour le **1<sup>er</sup> septembre de l'année N** – la proposition initiale **de tarifs N+1**
- Pour le **15 octobre de l'année N** – publication des **tarifs proposés pour N+1**

### Commentaires GRD:

- Complexifie de manière significative les modalités de détermination des coûts, augmentation non négligeable du personnel et des charges d'exploitation, ainsi que des coûts additionnels dans les systèmes informatiques
- Diffère de manière très importante de la structure utilisée au cours des périodes précédentes (année photo)
- 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, hors coût d'adaptation des systèmes (pas encore chiffré mais sera très certainement significatif)
- GRD en cours de mutation profonde : Leneda, outils communautés d'énergie, simulation nouvelle structure tarifaire
- Nécessiterait des projets significatifs avec période de test dans le meilleur des cas sur 2026 (entrée des données réalisées 2025 et 2026 et tests)
- 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.

### Clarifications:

- le GRD est encouragé à développer ses processus internes, à affiner son plan comptable général et analytique pour plus de transparence et de précision, tout garantissant l'exhaustivité et la cohérence
- Le modèle de rapport proposé par le GRD - établi sur base des systèmes existants, considérant un processus d'amélioration continu des informations techniques et financières
- GRD propose une découpe sur base des systèmes existants, analyse les améliorations à mettre en œuvre, et propose un calendrier de réalisation pour répondre de manière satisfaisante à la structure minimale par défaut exposée à l'annexe 5
- Dans le cadre des échanges préalables au projet de règlement, et notamment à l'occasion de la réunion du 14 décembre 2023, il avait été proposé aux GRD de partir du détail comptable et analytique existant de chaque GRD sur base d'une année réelle écoulée, pour identifier les améliorations à apporter et identifier un niveau de détail suffisant. La proposition étant restée sans suite, une structure de suivi financier de référence par défaut a été reprises à l'annexe 5.

#### Adaptations considérées:

1. modifier la dénomination de « structure minimale par défaut » et la qualifier de **structure de référence**, ce qui est conforme à l'esprit dans lequel elle a été établie.
2. Pour le **1 juillet 2025**, Le gestionnaire de réseau réalise un rapport circonstancié à destination du régulateur et qui :
  - Analyse en détail les améliorations à mettre en œuvre pour aboutir à **une structure analytique à deux niveaux, en ligne avec à la structure de référence** ( As is, To be, Gap)
  - Compare la structure proposée par rapport à la structure minimum par défaut et en justifie la pertinence par rapport à la structure de référence
  - Établit un calendrier et un plan d'action permettant l'enregistrement et de le suivi des dépenses réelles selon la nouvelle structure
  - Reprend l'évaluation détaillée des moyens additionnels à mettre en œuvre en pour y parvenir
3. Le gestionnaire de réseau peut, le cas échéant, prévoir une mise en œuvre graduelle de la structure analytique
4. L'enregistrement des dépenses réelles à partir du **1er janvier 2027** s'organise selon une structure analytique, en ligne avec la structure de référence de l'annexe 5.

# Annexe II : Évaluation des contributions portant sur le coût moyen pondéré du capital investi

# WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber für 4. Regulierungsperiode (2025-2028)

---

## 1. Weiterentwicklung des Regulierungssystems für Herausforderung der Energiewende

---

ILR sieht den Einwand von Encevo, dass durch das vorgeschlagene Regulierungssystem für die 4. Regulierungsperiode nicht eine Weiterentwicklung, sondern eine fundamentale Änderung des Regulierungssystems erfolgt und deshalb das Risiko für die Netzbetreiber erheblich ansteigt, als unbegründet an. Die Weiterentwicklung des Regulierungssystems erhöht die Transparenz, wodurch für ILR die Informationsgrundlage für ggf. erforderliche Anpassungen schon während der Regulierungsperiode geschaffen wird. Das Regulierungssystem eröffnet den Netzbetreibern weiterhin Flexibilität für innovative Lösungen sowie zu Reallokation von Kosten zwischen Aktivitäten, welche durch den Netzbetreiber während der Regulierungsperiode zur Optimierung der Kosten verwendet werden kann. Die Weiterentwicklung sieht bei der Bestimmung der Finanzierungskosten in Ergänzung zum „langfristigen“ WACC, wie er in den vorherigen Regulierungsperioden zur Anwendung gelangt ist, einen „kurzfristigen“ WACC vor, wodurch zugunsten der Netzbetreiber auf das aktuelle Zinsumfeld durch ILR reagiert wird.

Eine Erhöhung des Risikos durch die Netzbetreiber ist hierbei nicht erkennbar. Das Gegenteil ist der Fall: ILR hat durch die Anpassungen gezeigt, dass auf neue Rahmenbedingungen bei der Ausgestaltung der Regulierung im Sinne einer Balance zwischen Netznutzer und Netzbetreiber reagiert wird.

### Langfristiger und kurzfristiger WACC

---

ILR schlägt für die 4. Regulierungsperiode eine Anpassung bei der Bestimmung des WACC vor, die folgendes bestimmen soll:

- Einen „langfristigen“ WACC für Bestandsanlagen: Dieser basiert auf langfristigeren historischen Durchschnitten bei der Bestimmung von WACC-Parametern und ist konsistent mit der Methodik der 3. Regulierungsperiode und vorherigen Perioden.
- Einen „kurzfristigen“ WACC für Neuinvestitionen: Dieser basiert auf kurzfristigen Durchschnitten bei der Bestimmung von WACC-Parametern.

Die Netzbetreiber haben diese Anpassung bei der WACC-Bestimmung kritisiert. ILR geht auf die Kritikpunkte in der Folge ein.

### 1.1.1. ILR stellt bei Regulierung Balance zwischen Netznutzer und Netzbetreiber her

ILR hat in den vorherigen Regulierungsperioden zur Bestimmung von WACC-Parametern (z.B. risikoloser Zinssatz) langfristige historische Durchschnitte herangezogen. Durch den langfristigen Durchschnitt können kurzfristige Schwankungen des WACC vermieden werden, was zu einer Glättung der regulatorischen Kapitalkosten im Zeitablauf führt. Im Zusammenhang mit der Frage der Durchschnittsbildung ist die Methoden-Konstanz im Zeitablauf hervorzuheben. Marktteilnehmer können sich auf eine etablierte Methode einstellen und über lange Zeiträume gleichen sich Vor- und Nachteile, die durch die Durchschnittsbildung entstehen, tendenziell aus. Daher sollte ein einmal gewählter Durchschnittszeitraum bei der Bestimmung des WACC möglichst beibehalten werden.

Mit Beginn des Jahres 2022 sind in Europa die Kapitalmarktzinsen deutlich angestiegen. ILR stand somit vor der regulatorischen Herausforderung, eine Balance zwischen Netznutzer und Netzbetreiber herzustellen: Einerseits sollten Netznutzer von der historischen Niedrigzinsphase profitieren und andererseits Netzbetreiber ausreichende finanzielle Anreize für Neuinvestitionen erhalten.

### 1.1.2. ILR nimmt Anpassung bei WACC-Bestimmung zugunsten der Netzbetreiber, wie auch schon in den vorherigen Regulierungsperioden vor

ILR nimmt für die Regulierungsperiode 2025-2028 eine Anpassung bei der WACC-Bestimmung zugunsten der Netzbetreiber vor. Die konsistente Fortschreibung der Methode der vorherigen Regulierungsperioden hätte einen einheitlichen WACC auf Basis längerer historischer Durchschnitte bedeutet. Im aktuellen Zinsumfeld kann das dazu führen, dass in einer Übergangsphase auf das höhere Zinsniveau der längerfristige Durchschnitt unter dem aktuellem Zinsniveau liegt, was sich allerdings in der langen Frist bei konsistenter Anwendung der einmal gewählten Methoden über den Zeitablauf ausgleichen wird.

ILR hat dennoch eine Anpassung der WACC-Bestimmung zugunsten der Netzbetreiber vorgenommen. Dadurch trägt ILR dem künftigen höheren Investitionsbedarf im Zusammenhang mit der Energiewende Rechnung. Den Netzbetreibern wird für die in der Regulierungsperiode 2025-2028 getätigten Investitionen ein höherer WACC gewährt. Dieser höhere WACC basiert auf einer kurzfristigeren Durchschnittsbildung der Eingangsparameter zur Bestimmung des WACC und bildet somit das aktuelle Zinsumfeld zugunsten der Netzbetreiber ab.

ILR stimmt der Kritik der Netzbetreiber nicht zu, wonach durch die Anpassung bei der WACC-Bestimmung zugunsten der Netzbetreiber die regulatorische Vorhersehbarkeit und somit die Investitionssicherheit beeinträchtigt werde. Im Gegenteil: ILR hat durch die Anpassung gezeigt, dass man auf neue Rahmenbedingungen bei der Ausgestaltung der Regulierung im Sinne einer Balance zwischen Netznutzer und Netzbetreiber reagiert.

### 1.1.3. ILR folgt mit der Anpassung der WACC-Bestimmung europäischen Regulierungsbehörden

ILR folgt mit der Anpassung der WACC-Bestimmung europäischen Regulierungsbehörden, die in der Vergangenheit bei der Bestimmung von WACC-Parametern einen langfristigen historischen Durchschnitt verwendeten und im aktuellen Zinsumfeld eine neue Regulierungsentscheidung

getroffen haben. Hier kann auf Frankreich<sup>1</sup>, Deutschland<sup>2</sup> und Österreich<sup>3</sup> verwiesen werden. In Belgien (Wallonien)<sup>4</sup> hat die Regulierungsbehörde auf das geänderte Zinsumfeld mit einer Unterscheidung bei der Bestimmung des Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes reagiert. Für den Eigenkapitalzinssatz wurde allerdings konsistent zu vorangehenden Regulierungsperioden ein langfristiger historischer Durchschnitt beibehalten. In anderen europäischen Ländern, in denen bei der Bestimmung der WACC-Parameter bereits zuvor aktuelle Marktdaten verwendet wurden, werden Anpassungen bei der Bestimmung des WACC im Hinblick auf das aktuelle Zinsumfeld weniger stark thematisiert. Der Gutachter der luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreiber, NERA, berücksichtigt diesen Umstand bei der Darstellung der internationalen Präzedenzfälle getrennter Kapitalkosten nicht, weshalb die Ausführungen zu getrennten Kapitalkostensätzen unvollständig sind und als Gegenargument nicht geeignet sind.

#### 1.1.4. Argumente der Strom-/Gasnetzbetreiber hinsichtlich Fehlanreizen, Intransparenz, Vorhersehbarkeit und Komplexität nicht zutreffend

Die luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreiber argumentieren, durch die Umsetzung der Anpassung der WACC könnten negative Auswirkungen für das Regulierungssystem in Luxemburg entstehen. ILR erkennt zwar die Wichtigkeit der von den Strom-/ Gasnetzbetreibern angeführten Punkte, sieht jedoch die Kritikpunkte nicht als begründet an:

- **Fehlanreize:** Es wird angemerkt, durch die Trennung in einen WACC für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen entstünden Fehlanreize, da die Netzbetreiber das Timing von Ausbaumaßnahmen nach den Zinssätzen optimierten. Als Beispiel werden Ausbaumaßnahmen angeführt, die vom Jahr 2024 in das Jahr 2025 verschoben werden, da hier für 2025 ein höherer WACC für Neuinvestitionen zu erwarten ist. Dieses Beispiel verfängt nicht, da auch bei einem einheitlichen höheren WACC für die 4. Regulierungsperiode (2025-2028), wie von den Netzbetreibern gefordert, dieser behauptete Fehlanreiz bestehen würde.
- **Intransparenz:** Es wird angemerkt, durch die Umsetzung der Anpassung der WACC werde die Transparenz geringer, da der erlaubte WACC für die gesamte Regulierungsperiode nicht mehr aus der Regulierungsentscheidung abgelesen werden könne. Dem ist entgegenzuhalten, dass die Transparenz für Außenstehende auch dadurch sichergestellt ist, dass die Methodik für die Anpassung des „kurzfristigen“ WACC ausgeführt wird. In europäischen Ländern, in denen eine jährliche Aktualisierung des WACC vorgenommen wird (z.B. Norwegen, Schweiz, UK), ist dies eine etablierte regulatorische Maßnahme.

---

<sup>1</sup> CRE, Deliberation N 2023-360, Délibération de la Commission de 7eseaux77n de l'énergie du 14 décembre 2023 portant projet de 7eseaux7 sur le tarif d'utilisation des 7eseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, 14. Dezember 2023, [https://www.cre.fr/content/download/28385/file/231214\\_2023-360\\_ATRT8.pdf](https://www.cre.fr/content/download/28385/file/231214_2023-360_ATRT8.pdf)

<sup>2</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK4-GZ/2023/BK4-23-0002/BK4-23-0002\\_Festlegung\\_Beschluss\\_bf\\_Download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2023/BK4-23-0002/BK4-23-0002_Festlegung_Beschluss_bf_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

<sup>3</sup> E-Control, Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber: 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, 31. Oktober 2023, [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02\\_Finale\\_Regulierungssystematik\\_5\\_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240)

<sup>4</sup> CWAPE, Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région Wallonie pour la période régulatoire 2025-2029, Décision CD-23e31-CWape-0773, Mai 2023.

- **Vorhersehbarkeit:** Die Vorhersehbarkeit ist für Netzbetreiber und Netznutzer dadurch sichergestellt, dass die Methodik für die Aktualisierung des WACC vorab transparent dargelegt wird.
- **Komplexität:** Die Netzbetreiber bzw. deren Gutachter behaupten, durch die Umsetzung der Anpassung der WACC-Bestimmung werde die Komplexität des Regulierungssystems deutlich erhöht, wodurch Kapitalgeber (insbesondere jene mit geringen Renditeerwartungen) abgeschreckt werden könnten. ILR weist darauf hin, dass jährliche Aktualisierungen von Regulierungsparametern grundsätzlich in Regulierungssystemen – auch in Luxemburg im Falle der Anpassung der Kapitalkosten für Investitionen während der Regulierungsperiode – bereits implementiert sind. Durch die Umsetzung der Anpassung der WACC-Bestimmung wird ein Regulierungsparameter für die jährliche Aktualisierung ergänzt. Dies mag zwar die Komplexität leicht erhöhen, die Anpassung der WACC-Bestimmung zugunsten der Netzbetreiber sollte diese leichte Erhöhung jedoch mehr als aufwiegen.

### 1.1.5. Von Netzbetreibern vorgeschlagener Methodenwechsel für WACC-Bestimmung beeinträchtigt langfristig die Balance zwischen Netznutzer und Netzbetreiber

Die Netzbetreiber schlagen einen Methodenwechsel für die WACC-Bestimmung aufgrund des sich geänderten Zinsumfelds vor. Während in der Niedrigzinsphase die Netzbetreiber möglichst lange historische Durchschnitte, welche, verglichen mit den damals aktuellen, bzw. vorwärtsgewandten Werten zu deutlich höheren risikolosen Zinssätzen geführt hätten, vorherrschten, wird für die Regulierungsperiode 2025-2028 der Übergang auf vorwärtsgewandte Werte gefordert. So empfahl der Gutachter der luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreiber, NERA<sup>5</sup>, in der Konsultation für die 3. Regulierungsperiode (2021-2024) beispielsweise noch eine 10-jährige historische Durchschnittsbildung zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes für den Eigenkapitalzinssatz. Diese lange historische Durchschnittsbildung hätte zu einem deutlich höheren risikolosen Zinssatz im Vergleich zu den damaligen aktuellen (negativen) Werten geführt. NERA hat eine 10-jährige historische Durchschnittsbildung auch für den Fremdkapitalzinssatz empfohlen.

Encevo (2024: 8)<sup>6</sup> kritisiert, ILR sei durch die Anpassung bei der WACC-Bestimmung nicht kohärent zu vergangenen Entscheidungen und verhalte sich opportunistisch. ILR kann diesen Einwand nicht nachvollziehen. Erstens wendet ILR sich bewusst durch die Ergänzung um einen kurzfristigen WACC - und das zugunsten der Netzbetreiber - von historischen Entscheidungen ab. Zweitens stellt gerade der von den Netzbetreibern und Encevo verlangte Methodenwechsel ein opportunistisches Begehren dar, da in der Vergangenheit in einer Niedrigzinsphase gerade immer das Gegenteil, d.h. möglichst lange historische Durchschnitte, gefordert wurden.

ILR lehnt den von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Methodenwechsel ab, da dieser die Methodenkonsistenz über die Zeit einseitig zugunsten der Netzbetreiber durchbräche und damit

<sup>5</sup> NERA, Kapitalkosten der luxemburgischen Verteilnetze Ergebnispräsentation, 11. Oktober 2019.

<sup>6</sup> „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 prevailing higher rates ... It would be opportunistic to assume „full financing for the full duration“ only if the financing conditions were favourable.“ (Encevo, 2024: 8)

langfristig den Interessenausgleich zwischen Netznutzern und Netzbetreibern gefährde. Durch die Anpassung bei der WACC-Bestimmung, die zugunsten der Netzbetreiber erfolgt, bleibt die Balance der Interessen von Netznutzern, die weiterhin von historischen Niedrigzinsphasen profitieren können sowie den Netzbetreibern, die ausreichende finanzielle Anreize für Neuinvestitionen erhalten.

## 2. Details zu WACC Parameter

---

### 2.1. Marktrisikoprämie

#### 2.1.1. Methodenwahl für Marktrisikoprämie durch NERA

NERA verwendet die Methode „Historische Überrenditen“ bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie nicht. Dies ist deshalb verwunderlich, da aus den von NERA angeführten europäischen Präzedenzfällen von zehn Ländern sieben Länder die Methode „Historische Überrenditen“ verwenden; die von NERA angewandten Methoden werden dagegen deutlich seltener herangezogen (Abbildung 1). Die Verwendung der Methode „Historische Überrenditen“ kann also auf Basis der Analyse von NERA als weit verbreitet eingeordnet werden, auch im Vergleich zu den alternativen Methoden. ILR weist darauf hin, dass ILR alternative Methoden in den vorherigen Entscheidungen sowie in der aktuellen Regulierungsentscheidung bei der Bestimmung des WACC mitberücksichtigt hat.

### 2.2. Beta-Faktor

#### 2.2.1. Bestimmung der Stichprobe auf Basis von transparenten Kriterien

Die drei von NERA angeführten Unternehmen (E.On, Italgas und Hera) waren Teil der vom Gutachter von ILR geprüften Long List. Diese Long List umfasst allerdings noch andere Netzbetreiber (z.B. Fluxys), welche die transparenten Kriterien ebenfalls nicht erfüllen und deshalb nicht berücksichtigt wurden. Im Unterschied zu den drei angeführten Unternehmen (E.On, Italgas und Hera) weisen diese Unternehmen einen geringeren Beta-Faktor auf und würden die Beta-Faktoren nach unten verzerren.