

Avis de Sibelga

relatif à la décision de BRUGEL (BRUGEL-
DECISION-20230627-232) portant sur le
*« projet de 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 »*

31 Août 2023



1 STRUCTURE DE LA FORMULATION DE L'AVIS DE SIBELGA

Le 29 juin 2023, BRUGEL a envoyé pour concertation à Sibelga sa proposition de méthodologie tarifaire pour la période 2025-2029 (Partie 1).

Cette proposition fait suite aux échanges préparatoires entre BRUGEL et Sibelga, entre mai 2022 et mai 2023, lors desquels Sibelga a eu l'occasion de formuler ses remarques informelles et initiales sur des « notes d'analyse » formulant les premières ébauches de méthodologie tarifaire de BRUGEL. En dépit d'un processus et d'échanges constructifs lors de cette phase préparatoire, force est de constater que certaines remarques formulées par Sibelga ont été intégrées par BRUGEL mais que d'autres remarques essentielles n'ont pas été prises en compte sans motivation convaincante.

L'avis formel de Sibelga détaille les remarques de Sibelga relatives à la proposition de méthodologie tarifaire 2025-2029 de BRUGEL (Partie 1). Il se compose de la présente note accompagnée des annexes suivantes :

- Annexes 1 : Commentaires détaillés de Sibelga sur la décision 20230627-232 de BRUGEL
 - o **Annexe 1A** : Remarques relatives au texte principal de la décision de BRUGEL ainsi qu'aux rapports de motivation
 - o **Annexe 1B** : Remarques relatives aux « Spécifications relatives aux modèles de rapport ex ante et ex post à utiliser par le GRD » (Annexe 6 à la décision 20230627-232)
- **Annexe 2** : Évaluation indépendante des propositions de BRUGEL en matière de coûts, de services et d'incitations (*Note proposée par Oxera Consulting LLP*)
- **Annexe 3** : Critique méthodologique de la méthodologie de détermination de la rémunération du capital de Sibelga par BRUGEL (*Note proposée par Oxera Consulting LLP*)
- **Annexe 4** : Analyse critique du taux de rémunération des capitaux investis (*Note proposée par Tandem Capital Advisor*)
- **Annexe 5** : Analyse critique de l'évolution du traitement réglementaire de la plus-value de réévaluation (*Note proposée par Tandem Capital Advisor*)
- **Annexe 6** : Analyse des propositions de BRUGEL, pour compte de Sibelga, relatives à la rémunération et au traitement de la plus-value de réévaluation (*Note proposée par KPMG Deal Advisory*)
- Annexes 7 : Notes fournies à Brugel le 6 juin 2023 en préparation d'un échange sur les méthodologies tarifaires
 - o **Annexe 7A** : Note de Sibelga relative à l'évolution des coûts informatiques
 - o **Annexe 7B** : Note de Sibelga sur le mécanisme de coûts additionnels
 - o **Annexe 7C** : Note de Sibelga relative au coût de la dette
 - o **Annexe 7D** : Memo de BNPParibas sur le coût de la dette
- **Annexe 8** : Avis de Linklaters LLP relatif à la décision 20230627-232 de BRUGEL
- **Annexe 9** : Illustration du calcul de revenu autorisé pour les amortissements BAU

Les annexes énumérées ci-dessus font donc partie intégrante de l'avis formel de Sibelga, en ce compris les notes produites par des experts externes et la note de son avocat, Linklaters LLP, dont Sibelga s'approprie expressément les termes et le contenu.

2 OBSERVATIONS GENERALES

La couverture des coûts liés aux investissements nécessaires à la transition énergétique n'est plus garantie

La proposition de BRUGEL prévoit que les investissements repris dans nos plans de développement électricité pourront ne plus être acceptés par BRUGEL alors que le gouvernement bruxellois les aura approuvés. Le mécanisme de coûts additionnels prévu par BRUGEL comporte de grosses incertitudes et n'assure plus que les investissements nécessaires dans nos infrastructures soient couverts par les tarifs de distribution.

L'enveloppe de coûts autorisés ne nous permettra pas de recouvrer nos frais efficaces, et nous obligera donc à couper de manière non-optimale dans certaines dépenses essentielles à la mise en œuvre de nos missions

Dans sa proposition, BRUGEL réduit arbitrairement les coûts autorisés en imposant une réduction des coûts IT de 4,5 MEUR (ce qui revient à une efficacité implicite de 3,5% des coûts opérationnels gérables). Elle ne reconnaît par ailleurs pas une tendance à la hausse de nos coûts, liée à la transition énergétique et à la complexification du système énergétique. Une efficacité supplémentaire est même imposée (-0,75% par an, soit 3% sur la période) sans motivation et de manière contraire à l'ordonnance qui prévoit qu'un GRD dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché puisse recouvrer la totalité de ses coûts. Ces efforts d'efficacité complémentaire et non justifiée, sans reconnaissance des augmentations de coûts structurelles, mèneront soit à une coupure drastique dans certaines dépenses essentielles, soit à une diminution de la qualité des services.

Le financement des investissements futurs devient hautement incertain

Sibelga s'attend à devoir recourir à 400 MEUR de financement externe d'ici 2029, en grande partie pour financer les investissements nécessaires pour la transition énergétique. Or, avec le cadre réglementaire que BRUGEL propose, Sibelga pourrait ne pas être en mesure de trouver ce financement externe :

- La couverture des coûts de la dette n'est plus garantie et les niveaux de coûts de la dette consentis ne correspondent pas à ceux des marchés ni à la réalité de Sibelga (a fortiori si son profil de risque augmente, voir point suivant)
- Le taux de rendement des fonds propres sera très faible en comparaison de ce que demande le marché. Dès lors, il deviendra difficile pour Sibelga de trouver des investisseurs ou des prêteurs. A cela se rajoute la suppression de la rémunération sur la plus-value¹. Ces deux éléments à eux seuls représentent à terme une baisse de la rémunération de l'ordre de 15 M€ par rapport à la rémunération équitable attendue pour 2023 au taux actuel du marché, soit une baisse de 32 % qui aura des conséquences directes sur le niveau de dividende de Sibelga.
- Le profil de risque de l'entreprise augmentera significativement dans les années à venir :
 - la nouvelle méthodologie tarifaire proposée introduira une rupture réglementaire fondamentale qui conduira à une augmentation directe du profil de risque,
 - le niveau d'endettement de Sibelga sera plus élevé vu que la méthodologie proposée par BRUGEL fixe le gearing à 55% dans la formule de rémunération,
 - un risque de non-couverture des coûts qui augmente considérablement, notamment pour les écarts sur coûts gérables (qui reviendront à 100% pour le GRD, compte tenu d'un niveau d'efficacité implicite élevé) et pour l'écart sur le coût de la dette.

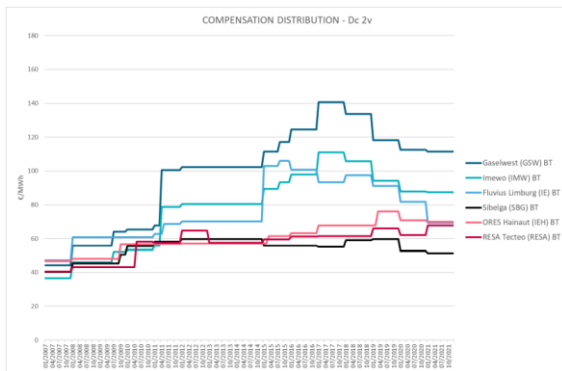
3 CONTEXTE

Rappelons d'abord que **Sibelga fournit à ses clients un service de distribution de gaz et d'électricité de qualité qui est déjà le moins cher de Belgique**. L'étude (F)2407 de juin 2022 de la CREG² illustre en effet clairement que, pour les clients résidentiels (qui représentent l'essentiel des clients de Sibelga et environ les trois quarts du chiffre d'affaires), les tarifs de Sibelga sont, pour l'électricité, en dessous des tarifs des autres GRD en Belgique et pour le gaz parmi les moins chers.

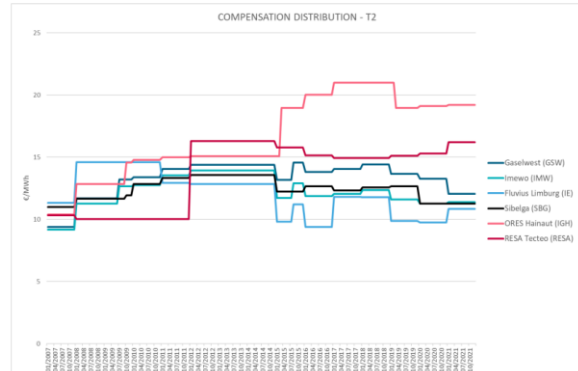
¹ La plus-value est la différence entre la valeur réelle de nos réseaux et la valeur comptable au moment de la libéralisation du marché.

² www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2407FR.pdf

Coût de distribution pour un consommateur électricité résidentiel (Dc 2V)



Coût de distribution pour un consommateur gaz résidentiel (T2)



De plus, les **tarifs de Sibelga sont restés stables ou ont même connu une diminution par le passé malgré la hausse globale des coûts** (liée à l'inflation).

Il nous semble par ailleurs important de rappeler que nous sommes au-devant d'un grand défi pour les années et décennies à venir. La **transition énergétique** et les objectifs de décarbonisation d'ici 2050 de plus en plus ambitieux induisent des bouleversements dans le système énergétique qui vont s'accélérer. Les défis de Sibelga sont : faciliter l'intégration des productions décentralisées locales d'énergie renouvelable, assurer la transition vers la mobilité durable qui sera en grande partie électrique et finalement, préparer le futur du chauffage, un défi d'autant plus complexe au niveau de l'utilisation du réseau que tous les clients se chauffent en même temps. En tant qu'entreprise de service public, notre mission est de garantir à chaque client bruxellois un accès fiable et de qualité à l'énergie. Nous n'y travaillons pas seuls : nous sommes un maillon au cœur d'une chaîne de valeur avec, en amont notamment, les producteurs et fournisseurs d'énergie et, en aval, les clients. Il est donc primordial que Sibelga, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, ait les moyens de faire face à ces défis. En effet, en plus de son rôle traditionnel de GRD qui consiste notamment à développer et opérer le réseau de distribution, à offrir une continuité d'alimentation maximale à ses 700.000 clients électricité et 400.000 clients gaz et à être la pierre angulaire du marché libéralisé (via notamment la fourniture de données aux acteurs du marché), Sibelga devra faire évoluer son réseau et son métier en fonction des besoins changeants. En particulier :

- Le réseau électrique doit être renforcé pour intégrer les nouveaux usages électriques (augmentation de la consommation consécutive à l'électrification de la mobilité et du chauffage) ; la manière d'exploiter ce réseau va subir des changements majeurs de par les nouveaux équilibres à trouver entre la production (intermittente, locale, peu modulable) et la demande qui devra être plus flexible.
- Le réseau gaz pourrait distribuer partiellement d'autres gaz verts (biométhane, méthane synthétique), être converti à l'hydrogène (moyennant des adaptations) et/ou rationalisé pour tenir compte de l'abandon progressif des combustibles fossiles y compris le gaz naturel. Le développement des réseaux de chaleur pourrait par ailleurs être envisagé dans certaines conditions.
- La gestion des données pour les (nouveaux) acteurs de marché deviendra de plus en plus complexe, notamment avec la présence grandissante de nouveaux acteurs tels les gestionnaires de flexibilité ou les communautés d'énergie.

Compte tenu de ce contexte particulier, nous estimons que les méthodologies tarifaires 2025-2029 telles que proposées par BRUGEL ne permettront pas à Sibelga de faire face à ses obligations actuelles ni à ses défis futurs.

4 RESPECT DU CADRE JURIDIQUE

Sur plusieurs points qui seront abordés dans le cadre des observations détaillées sur les projets de méthodologies tarifaires, ces derniers ne respectent pas le cadre légal et les principes généraux de bonne administration qui s'imposent à BRUGEL dans sa prise de décision.

Sont ainsi méconnus à divers égards :

- l'obligation de motivation matérielle. Celle-ci requiert que l'acte de l'autorité administrative repose sur des motifs de droit et de fait conformes à la réalité, utiles pour la solution retenue, qui doivent permettre d'en contrôler le contenu et qui soient régulièrement qualifiés et appréciés.
- les principes de prévisibilité, de sécurité juridique, de confiance légitime et de transparence en ce qu'ils ne permettent pas à Sibelga de pouvoir anticiper, avec un degré raisonnable, l'attitude de BRUGEL dans l'application de critères de rejet de certains coûts.
- les principes du raisonnable et de proportionnalité, en vertu desquels il doit exister un rapport raisonnable de proportionnalité entre le contenu d'un acte administratif et les motifs de fait qui le sous-tendent et/ou le but qu'il poursuit.
- les lignes directrices prévues dans les Ordonnances Électricité et Gaz, que BRUGEL doit respecter dans l'établissement des méthodologies tarifaires.

5 NIVEAU DE LA RÉMUNÉRATION ET DU COÛT DE LA DETTE

L'octroi d'une rémunération aux investisseurs en ligne avec le marché et d'une garantie de couverture du coût de la dette découle des lignes directrices spécifiées dans les Ordonnances et est essentiel à la pérennité à long terme de l'activité de Sibelga. Sans cela, il ne sera à terme plus possible de financer les activités de Sibelga, et en particulier les investissements requis pour permettre la transition énergétique.

Les Annexes 3, 4, 6 et 8, élaborées par des sociétés spécialisées et reconnues en la matière, donnent un avis externe sur le mécanisme de fixation de la rémunération et du coût de la dette tel que proposé par BRUGEL.

Sans reprendre ici les différents arguments qui sont détaillés dans ces annexes, il nous semble primordial que les éléments suivants soient retenus :

- **La rémunération des capitaux propres proposée par BRUGEL ne peut pas être considérée comme « normale » et ne permettra pas, à terme, de financer les investissements nécessaires à nos missions.** En effet, la rémunération étant fortement en dessous de ce qui serait attendu par le marché (voir annexes), il ne sera plus possible, à terme, de trouver des investisseurs prêts à investir à des rendements aussi inférieurs aux pratiques du marché. Il convient dès lors de revoir le calcul de la rémunération des fonds propres afin de se rapprocher de la pratique du marché (voir les différentes options possibles aux annexes).
- **Le passage d'un système « embedded debt » à un système de fixation du coût de la dette pour une période de 5 ans comporte un risque très important de variation des taux dans un contexte où Sibelga devra lever de l'ordre de 400 MEUR de nouvelles dettes.** Autant Sibelga comprendrait que pour la partie « excess equity »³ le taux soit fixé à l'avance sur base des paramètres connus actuellement, autant Sibelga ne comprend pas que la dette existante (~220 MEUR) ne puisse être rémunérée à son taux réel (compte tenu du fait que nous avons pu démontrer que celui-ci est conforme au marché, selon l'annexe 7C et 7D) et que le coût lié aux ~400 MEUR de dettes futures ne puisse pas être calculé sur base des taux futurs (sur lesquels Sibelga n'a aucune emprise).

6 TRAITEMENT DE LA PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION

Lors de la libéralisation du marché de l'énergie, un cadre réglementaire a été élaboré pour le transport et la distribution de gaz et d'électricité. Ce cadre réglementaire devait permettre de financer les investissements à long terme, grâce à la

³ Il s'agit des fonds propres excédant les 45% de la RAB, dont le coût sera couvert par le coût de la dette (compte tenu du fait que le gearing sera fixé à 55%).

valeur de l'actif régulé (RAB). La plus-value de réévaluation, intégrée dans la base d'actifs régulés, permettait de financer le renouvellement des actifs à leur valeur de reconstruction.

Tel qu'analysé par 4 sociétés spécialisées en la matière (voir annexes 3, 5, 6 et 8), la suppression de cette plus-value de réévaluation est hautement problématique. Sans reprendre ici les différents arguments qui sont détaillés dans ces annexes, il nous semble primordial que les éléments suivants soient bien retenus:

- **Il s'agit d'une rupture importante du cadre réglementaire qui mettra à mal la confiance des investisseurs et des créanciers.** En effet, cette plus-value est un élément constitutif majeur de la régulation depuis la libéralisation et nous ne voyons pas ce qui a changé fondamentalement dans le contexte pour justifier ce changement aujourd'hui. Par ailleurs, rappelons que l'ordonnance stipule que les méthodologies tarifaires doivent garantir « un taux de rendement suffisamment stable ». Cette instabilité dans le régime réglementaire augmentera, au regard des investisseurs et des créanciers, le profil de risque de Sibelga et générera donc une augmentation du coût de financement.
- **Les mesures proposées par BRUGEL vont nettement au-delà de ce que les autres régulateurs belges ont mis en œuvre**
 - o La VREG et la CWaPE ont acté la réduction de la rémunération sur la plus-value de réévaluation. Cependant, et afin d'atténuer l'impact sur la capacité de financement des GRD, ils ont décidé de mettre cette mesure en œuvre progressivement sur deux périodes réglementaires, tandis que BRUGEL considère une seule période réglementaire sans motivation claire.
 - o Tant la VREG que la CWaPE n'ont pas considéré qu'il était opportun de supprimer l'amortissement de la plus-value de réévaluation, contrairement à BRUGEL. Cette proposition de BRUGEL semble par ailleurs contradictoire avec la position défendue par BRUGEL elle-même en 2019. En effet, dans le rapport de motivation des méthodologies tarifaires 2020-2024 BRUGEL souligne qu'il n'a jamais jugé opportun de rejeter l'amortissement de la plus-value de réévaluation et que cet amortissement de la plus-value doit être perçu comme un moyen mis à disposition du GRD pour être en mesure de couvrir des coûts futurs, en particulier les coûts de reconstruction de l'infrastructure, à la valeur de reconstruction telle que reflétée notamment par la plus-value de réévaluation, lorsque celle-ci sera devenue vétuste.
- **Les actionnaires ont payé pour cette plus-value de réévaluation, la supprimer revient à créer une perte sèche pour ces actionnaires.**

En effet, bien qu'au moment où cette plus-value a été actée en 2008 l'actionnaire de l'époque n'ait pas dû la payer, lors des transferts de parts entre actionnaires (en particulier en 2007 et 2012 où Interfin a racheté les parts d'Electrabel), la valorisation de Sibelga avait été basée sur la régulation en vigueur qui intégrait de manière très claire la plus-value dans les actifs régulés. La supprimer reviendrait donc à acter qu'Interfin subira une perte de valeur conséquente.

7 ENVELOPPE DE COÛTS GÉRABLES

Dans le modèle de régulation proposé, la fixation du revenu maximal autorisé (RMA) pour les coûts gérables se base sur une distinction entre les coûts dits « Business As Usual » (BAU) et les coûts additionnels.

- Les coûts BAU sont censés couvrir les coûts nécessaires à la continuité de nos activités, sont calculés sur base des coûts historiques retraités et sont soumis à un facteur d'efficacité.
- Les coûts additionnels sont censés couvrir les coûts supplémentaires prévus pour les années futures, en particulier ceux liés aux investissements dans la transition énergétique et ceux liés à l'innovation. Ils sont fixés sur base de dossiers de justification introduits par Sibelga et approuvés par BRUGEL et ne sont pas soumis à un facteur d'efficacité.

Même si le système proposé semble conceptuellement logique, il est entaché de nombreuses imperfections qui sont détaillées en annexe et résumées ci-après et qui le rendent inacceptable et impraticable. Les points suivants en résument les principales failles⁴.

L'efficacité totale imposée sur les coûts OPEX BAU est difficilement soutenable, n'est pas dument justifiée et est contraire aux Ordonnances

En additionnant l'efficacité explicite (facteur de 0,75%/an) aux différentes mesures d'efficacité implicites (notamment la réduction des coûts IT), on constate que BRUGEL réduit significativement et sans motivation claire les moyens octroyés à Sibelga pour assurer la continuité de ses activités BAU. En effet :

- La fixation des coûts OPEX BAU sur base d'une moyenne pondérée 2018-2022 ne tient pas compte de manière adéquate de la tendance naturelle à la hausse de nos coûts. Cette hausse des coûts est en particulier liée à l'évolution de nos métiers comme par exemple, les interactions clients plus fréquentes, plus spécifiques et plus complexes pour rendre accessibles les différents services que le marché ou Sibelga proposera dans le cadre des nouveaux usages de la transition énergétique. Les fournisseurs et les nouveaux acteurs du marché de l'énergie exigeront des informations (lire "données" et "combinaison de données") plus fines, fréquentes et précises. Sibelga doit mettre en œuvre tous ces mécanismes et les rendre intelligibles pour toute la clientèle bruxelloise.
- Le retraitement des coûts IT des années de référence 2018-2022 pour les coûts OPEX BAU, est en réalité un effort d'efficacité implicite de 3,5% (voir justification dans les annexes). En effet, malgré une digitalisation croissante de notre secteur, pour notamment la mise en œuvre de la flexibilité de la demande, du smart grid ou pour la gestion des compteurs smart, BRUGEL considère que les coûts du futur seront inférieurs à ce qu'ils étaient par le passé. BRUGEL justifie cette baisse par le caractère exceptionnel du projet Smartrias sans tenir complètement compte des coûts croissants IT et des développements informatiques qui sont attendus pour la période 2025-2029.
- L'effort d'efficacité de 0,75%/an sur les OPEX n'est pas motivé et est contraire aux Ordonnances qui prévoient qu'un GRD dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché puisse recouvrer la totalité de ses coûts. Comme BRUGEL ne donne aucun élément permettant de considérer que Sibelga a une efficacité moindre que la moyenne du marché, il n'est pas acceptable qu'un tel effort d'efficacité soit imposé.

Par ailleurs, l'affectation à 100% pour le GRD des gains ou des pertes liés à l'écart entre les coûts gérables réalisés et les coûts gérables autorisés n'intègre pas le caractère imparfait de la trajectoire de coûts fixée par BRUGEL. En effet, une affectation de 100% ne pourrait être acceptable que si le régulateur avait basé la trajectoire de coûts autorisés sur une analyse détaillée et robuste et que des mécanismes d'ajustements pour tenir compte des événements imprévus qui pourraient survenir pendant la période 2025-2029 avaient été pris en compte. Ceci n'ayant pas été intégré dans l'approche de BRUGEL (voir ci-dessus et voir annexes), l'affectation à 100% ne semble dès lors pas adéquate. Elle devrait être remplacée par une règle de partage des écarts, comme c'était le cas pour les périodes 2015-2019 et 2020-2024.

Le mécanisme de coût additionnel repousse à plus tard la fixation d'un cadre méthodologique complet pour les tarifs 2025-2029

À la lecture des modalités prévues par BRUGEL (en particulier celles détaillées au §7.2.2.1), nous sommes très perplexes quant au mécanisme de coût additionnel. Les critères et les modalités de justification sont à la fois flous, restrictifs et lourds administrativement. Sur cette base, il est à ce stade impossible de savoir ce que BRUGEL pourra accepter comme « coût additionnel ».

⁴ Ces différents points sont par ailleurs détaillés et argumentés aux Annexes (en particulier les Annexes 2, 7 et 8). Des propositions alternatives y sont formulées.

Sibelga plaide pour un mécanisme plus simple et plus clair qui donne plus de prévisibilité sur ce qui pourra ou non être admis comme coût additionnel.

Les coûts additionnels liés aux compteurs smart sont définis de manière beaucoup trop restrictive et liés à un « business case » qui n’a pas lieu d’être

Pour les compteurs smart, BRUGEL mentionne explicitement que des coûts additionnels peuvent être admis. En effet, le déploiement de centaines de milliers de compteurs smart, pendant la période 2025-2029, représentera des surcoûts non négligeables pour Sibelga lors des prochaines années. Cependant, BRUGEL restreint de manière non justifiée les coûts qui peuvent être considérés comme additionnels. Notamment les coûts suivants semblent exclus par BRUGEL:

- Les coûts de communication de compteurs smart, représenteront à l’avenir un coût important, inhérent au fonctionnement de ces compteurs. Il n’y a aucune raison de les exclure du mécanisme de coûts additionnels.
- Les travaux « annexes » à l’installation des compteurs smart semblent également être exclus du périmètre des coûts additionnels des compteurs smart (selon BRUGEL, les coûts additionnels peuvent « *concerner uniquement les équipements de comptage installés chez les URD* »). Or ces travaux annexes, tels que l’adaptation du branchement ou du tableau, font partie intégrante des coûts liés à l’installation de ces compteurs et devraient donc être considérés comme faisant partie des coûts additionnels.
- BRUGEL ne semble accepter que les coûts liés aux équipements (investissements) chez le client en négligeant les coûts additionnels de gestion administrative chez Sibelga, or ceux-ci peuvent s’élever à des montants importants (par exemple pour la gestion et le suivi des travaux et des entrepreneurs, la logistique, la promotion et les campagnes proactives de placement pour les clients non concernés par les niches, la gestion des relations clientèle, la mise à jour des bases de données, la validation et/ou correction plus complexe de situations atypiques ainsi que toutes les combinaisons possibles).

Par ailleurs, nous trouvons incompréhensible de conditionner l’octroi de coûts additionnels pour le smart meter à la remise d’un « business case » sociétal justifiant la valeur ajoutée des compteurs smart (identification des bénéficiaires, des fonctionnalités, etc.) alors que le principe de déploiement de ces compteurs est inscrit dans l’Ordonnance Électricité. La seule justification à laquelle Sibelga devrait se conformer est de présenter une projection de coûts et de gains liés à ce déploiement pour la période 2025-2029; ces coûts seraient analysés par BRUGEL avant d’être acceptés comme coûts additionnels.

Les investissements dans le réseau, tels que repris au PDD et nécessaires pour assurer l’intégrité du réseau et pour supporter la transition énergétique, pourraient ne pas être couverts par le revenu autorisé

Selon l’article 12 de l’Ordonnance Électricité et l’article 10 de l’Ordonnance Gaz, Sibelga développe chaque année un plan de développement (PDD) des réseaux de distribution gaz et électricité. Ce PDD détaille les investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés.

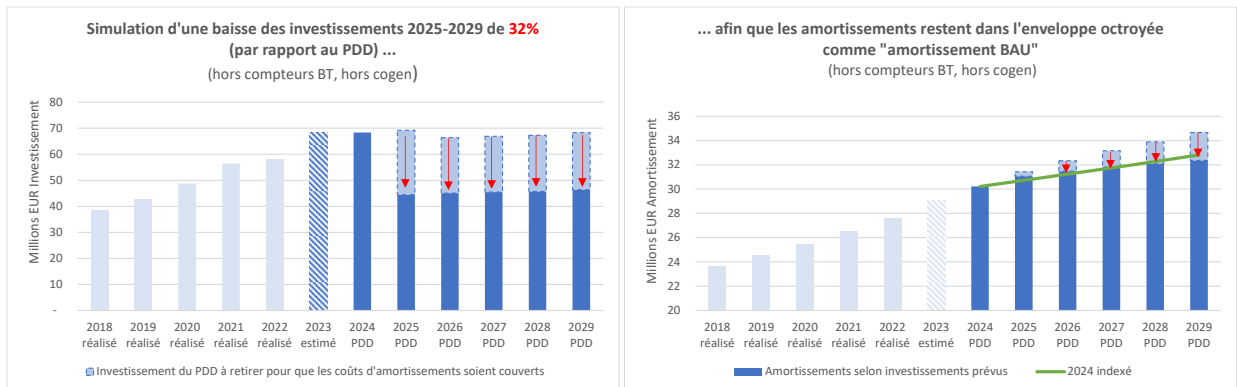
Selon la procédure prévue aux Ordonnances, après une consultation (notamment avec les administrations ou les URD), Sibelga transmet son projet de PDD à BRUGEL qui formule ses remarques et demandes de modification. Sibelga amende le cas échéant le plan pour tenir compte des remarques formulées et le renvoie à BRUGEL qui le transmet avec son avis au gouvernement, pour approbation.

Etant donné l’existence de ce PDD, nous ne comprenons pas pourquoi le mécanisme de « coût additionnel », qui est un mécanisme et un processus séparé du PDD, doit s’appliquer aux investissements réseau.

Pourquoi avoir défini ce nouveau système de coût additionnel en parallèle du processus de plan de développement ? Comment ces deux systèmes parallèles peuvent-ils raisonnablement co-exister ? Comment pouvons-nous nous assurer que les investissements prévus au PDD (revus par BRUGEL et approuvés par le gouvernement) bénéficieront de coûts additionnels ? Avec la formulation actuellement proposée dans les méthodologies tarifaires, rien ne l’indique, au contraire.

En effet, en conditionnant aux trois critères spécifiés au §7.2.2.1.1 l'acceptation comme coût additionnel des projets approuvés dans le plan de développement, BRUGEL exclura toute une série d'investissements dont les coûts ne seront pas couverts, ni par l'enveloppe de coûts BAU, ni par les coûts additionnels. En effet,

- Le calcul proposé en annexe 9 et résumé aux illustrations suivantes, démontre que le mécanisme de coûts d'amortissement BAU ne permet pas de couvrir les investissements électricité prévus au PDD (hors smart meter, hors cogen). En effet, nous estimons que nous serons contraints de limiter fortement (un peu moins d'un tiers) les investissements afin que les coûts d'amortissement soient couverts par le revenu autorisé BAU qui est plafonné aux amortissements 2024 indexés (hors plus-value).



- Le mécanisme de « coût additionnel », qui pourrait, en théorie, permettre de combler la différence, ne nous semble pas faisable selon les conditions imposées par BRUGEL. En effet,
 - o Il n'est à ce stade pas du tout évident que les investissements prévus dans le PDD pourront faire l'objet de demandes de coûts additionnels, compte tenu des conditions imposées au §7.2.2.1.1, et compte tenu du fait que les investissements en 2025-2029 ne seront pas supérieurs (selon les prévisions du PDD) à ce qu'ils seront en 2024 (=période de référence pour les amortissements).
 - o Nous ne voyons pas comment il sera possible d'identifier dans le PDD les investissements qui généreront des coûts d'amortissement « ayant une portée additionnelle » par rapport aux coûts d'amortissement BAU. Tout d'abord, car les amortissements augmentent même lorsque les investissements se stabilisent (voir illustration ci-dessus). Ensuite, car il sera toujours difficile d'isoler les investissements réalisés pour « une portée additionnelle » (par exemple renforcement du réseau pour les véhicules électriques) car les raisons pour lesquelles les investissements sont réalisés sont souvent multiples. Par exemple, le remplacement d'un câble vétuste par un câble d'une plus grande capacité répond à un besoin de remplacement d'un équipement défaillant mais aussi à un besoin d'augmentation de capacité.

Par ailleurs, comme indiqué ci-dessus, nous ne comprenons pas non plus pourquoi nous devrions justifier ces coûts additionnels alors que les projets sous-jacents sont intégrés dans le PDD.

Pour Sibelga, la seule manière correcte de procéder, tant du point de vue légal (respect des Ordonnances et de la répartition des pouvoirs entre BRUGEL et le Gouvernement) que du point de vue économique (meilleure projection des coûts connue lors de l'établissement de la proposition tarifaire) serait de considérer que tous les amortissements induits par des investissements identifiés dans le PDD font partie du revenu autorisé (sans nécessité pour les amortissements de distinguer ce qui relève du BAU et ce qui relève du coût additionnel).

Une alternative à étudier serait de considérer que tous les amortissements induits par des « investissements BAU » font partie du revenu autorisé BAU. Les « investissements BAU » seraient définis comme les investissements 2024 réalisés, indexés annuellement jusque 2029.

Notons ici que le plan de développement est en fait un exercice annuel de révision pour les 5 années suivantes. Le législateur a donc résolument anticipé la complexité de lister des investissements sur une longue période dans un environnement en évolution continue. Cet esprit n'est pas respecté dans le mécanisme des coûts additionnels tel

que proposé étant donné que les plans de développements qui seront remis à jour chaque année de la période tarifaire 2025-2029 (pour donner une vue sur les 5 années suivantes), ne seront à priori pas pris en compte.

8 KPI

BRUGEL propose une révision quasi complète du système d'incitation sur la performance. Les indicateurs se focalisent désormais très largement sur les compteurs smart et sur le smart grid. Et par ailleurs, le système d'incitant passe à un vrai bonus/malus où Sibelga est exposé à une augmentation ou une diminution de sa marge équitable d'environ +1,8 à -1,8 MEUR.

Sibelga considère la proposition de BRUGEL déséquilibrée et complexe, en effet :

- **Le poids des KPI associés au métier de base de Sibelga est faible.**
Bien que nous comprenions la volonté de BRUGEL d'inclure des indicateurs relatifs aux compteurs smart et au smart grid, le poids relatif des incitants liés à ces indicateurs (à peu près 1,8 MEURO) en comparaison de ceux relatifs au métier de base de Sibelga (à peu près 40 k€) semble déséquilibré et très supérieur à ce qui est fait par d'autres régulateurs. Nous estimons que, du point de vue des clients, l'interruption d'alimentation reste probablement l'indicateur le plus pertinent du service rendu et que son poids dans le système d'incitation devrait dès lors être augmenté.
- **La complexité et le niveau de maturité des nouveaux KPI sur le smart grid et le smart meter posent question.** En effet,
 - o Pour le smartgrid, BRUGEL constate qu'il n'est pas possible à ce stade de définir des indicateurs mais y associe dès à présent un bonus/malus de +904 k€/ -904 k€, ce qui semble prématuré et excessif.
 - o Pour les compteurs intelligents, le nombre de sous-KPI et leur définition incomplète rendent le mécanisme extrêmement complexe et s'apparente à du micro-management régulateur. Il nous semble qu'il aurait mieux valu se focaliser sur un ou deux indicateurs reflétant au mieux le service attendu par les clients plutôt que de se disperser dans une série de sous-KPI mal définis.

Sibelga plaide donc un système plus proche que ce qui se fait par d'autres régulateurs: des KPIs qui se focalisent sur son cœur de métier, à savoir la continuité d'alimentation des clients, et qui mitigent les risques liés à la non-maturité des KPI smart soit par un poids plus faible soit par un malus total associé à ces KPI qui serait plafonné à zéro.

9 COMPLEXITÉ DU SYSTÈME

BRUGEL indique vouloir mettre en œuvre un système « Revenu Cap TOTEX » avec une clé d'affectation à 100% pour le GRD des écarts sur coûts gérables. Ce type de système se caractérise par un travail important de définition ex ante d'une trajectoire de coûts (qui n'a pas été effectuée par BRUGEL selon les *best practice* régulateurs, voir Annexe 2) et par un allègement du besoin de justification de l'écart entre cette trajectoire et les coûts réalisés.

En effet, si BRUGEL maintient la clé de répartition de 100%, il est dans l'intérêt du GRD de limiter ses coûts au maximum. L'analyse ex post de cet écart n'a donc plus de pertinence pour le régulateur.

Dans ce contexte, la lourdeur de reporting et de justification ex post des coûts gérables n'est pas justifiée.

- Le modèle de rapport ex-post, qui serait dans la continuité du modèle actuel (avec quelques amendements), nous semble devoir être simplifié au maximum pour les coûts gérables. En effet, quelle sera l'utilité de ce rapport ex-post ? Le rejet éventuel de certains coûts gérables n'aurait aucun impact pour Sibelga (les coûts rejetés ne viendraient pas alimenter le solde tarifaire).
- Les rapports sur la réalisation des coûts additionnels nous semblent, pour la même raison, contradictoires avec un système revenue cap.

Par ailleurs, certaines demandes ex ante de BRUGEL nous semblent également excessives ou inutiles :

- Le mécanisme de coût gérable additionnel, qui prévoit l'introduction de dossiers de demandes (avec business case), s'avère inutilement lourd et complexe. Sibelga est d'avis qu'il convient de mieux cadrer ces dossiers en évitant de complexifier inutilement les demandes.
- La fixation de la trajectoire de coûts OPEX BAU étant entièrement décrite dans la méthodologie tarifaire (§7.2.1.1), nous ne voyons pas l'intérêt qu'il y a à fournir à BRUGEL une Roadmap IT (§23.1).