

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## **DÉCISION (BRUGEL-DECISION-20240920-285)**

**relative au refus des propositions tarifaires initiales «  
électricité » et « gaz » de SIBELGA portant sur la période  
régulatoire 2025-2029**

**Etablie en application de l'article 9sexies du 19 juillet 2001  
relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région  
de Bruxelles-Capitale et de l'Art.10quater introduit par  
l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du  
marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale**

**20/09/2024**

**Version non-confidentielle**

# Table des matières

1	Base légale.....	4
2	Historique de la procédure .....	5
3	Proposition tarifaire 2025-2029 du 27 mai 2024.....	7
3.1	Pièces reçues.....	7
3.2	Exhaustivité des pièces reçues.....	8
3.3	Analyses menées par BRUGEL.....	8
4	Analyse de la proposition tarifaire 2025-2029 du 27 mai 2024 .....	9
4.1	Analyse du revenu total.....	9
4.1.1	<i>CGt</i> : les coûts gérables de l'année t ;.....	9
4.1.2	<i>CNGt</i> : les coûts non gérables de l'année t ;.....	11
4.1.3	<i>RCIt</i> : la rémunération des capitaux investis.....	16
4.2	Projections des volumes.....	17
4.2.1	Electricité.....	17
4.2.2	Gaz.....	19
4.3	Clés de répartition.....	21
4.4	Analyse des coûts IT .....	23
4.4.1	Contexte méthodologique.....	23
4.4.2	Contenu de la demande de SIBELGA.....	25
4.4.3	Analyse de la demande de SIBELGA par un conseiller externe.....	28
4.4.4	Analyse de la demande de SIBELGA par BRUGEL.....	30
4.4.5	Position de BRUGEL.....	32
4.5	Analyse des coûts additionnels .....	34
4.5.1	Coûts additionnels relatifs aux investissements dans le réseau électrique .....	34
4.5.2	Projet relatif aux investissements dans le renouvellement des véhicules utilitaires par des véhicules propres .....	40
4.5.3	Coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents .....	41
4.5.4	Coûts additionnels pour l'accompagnement de la transition énergétique .....	43
4.5.5	Coûts additionnels pour la R&D.....	45
4.5.6	Recettes liées aux coûts additionnels.....	47
4.6	Analyse des soldes régulateurs et de l'affectation aux Fonds tarifaires.....	48
4.6.1	Contexte .....	48
4.6.2	Analyse de la proposition de SIBELGA .....	48
4.7	Analyse des tarifs périodiques électricité.....	54
4.7.1	Tarifs périodiques 2025-2026-2027.....	54
4.7.2	Tarification évoluée 2028-2029 .....	57
4.7.3	Conditions d'applications .....	57

4.8	Analyse des tarifs périodiques gaz .....	57
4.8.2	Conditions d'application .....	59
4.9	Analyse des tarifs non périodiques .....	60
4.9.1	Considérations générales .....	60
4.9.2	Mixtes.....	60
4.9.3	Electricité.....	61
4.9.4	Evolution des tarifs non périodiques .....	66
4.10	Evolutions des tarifs par rapport à la période réglementaire 2025-2029.....	66
5	Conclusion.....	69
6	Recours.....	69
7	Réserve générale .....	69
8	Annexes.....	70
8.1	Tableaux de synthèse.....	70
8.1	Rapport d'audit sur le déploiement des compteurs intelligents .....	72
8.2	Rapport d'audit sur la demande de budget IT par SIBELGA .....	72

## I Base légale

L'article 30bis, §3, 8° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « *ordonnance* « *électricité* ») confie à BRUGEL la compétence relative à l'approbation des tarifs pour la distribution de gaz et d'électricité.

Conformément à l'article 9*quater* de l'ordonnance « *électricité* » et à l'article 10*bis* de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 (ci-après *ordonnance* « *gaz* »), BRUGEL a adopté une méthodologie tarifaire que doit utiliser le gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire.

L'article 9*sexies* de l'ordonnance « *électricité* » et l'article 10*quarter* de l'ordonnance « *gaz* » précisent que le gestionnaire du réseau de distribution établit sa proposition tarifaire dans le respect de la méthodologie tarifaire établie par BRUGEL et introduit celle-ci dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires prescrite.

La méthodologie tarifaire prévoit la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs.

## 2 Historique de la procédure

BRUGEL et le gestionnaire de réseau SIBELGA ont conclu un accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaire électricité et gaz portant sur la période régulatoire 2025-2029<sup>1</sup>.

Contrairement à la période précédente, une seule méthodologie a été établie par BRUGEL pour l'électricité et le gaz.

La méthodologie tarifaire a été divisée en deux parties :

- Partie 1 : Cadre réglementaire et modèle de régulation ;
- Partie 2 : structure tarifaire et conditions d'application.

La première partie a été approuvée par BRUGEL le 28 novembre 2023, tandis que la deuxième partie a été approuvée le 19 mars 2024. Ces approbations ont suivi, pour chaque partie, une concertation avec le gestionnaire de réseau, une consultation du conseil des usagers et une consultation publique<sup>2</sup>.

La procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire électricité pour la période tarifaire 2025-2029 a été décrite dans la méthodologie tarifaire.

Les modèles de rapport devant être utilisés pour l'introduction de la proposition tarifaire ont notamment été discutés au cours d'une réunion technique en SIBELGA et BRUGEL en décembre 2023<sup>3</sup>.

Il convient également de mentionner que SIBELGA a remis par email, en date du 27 décembre 2023, une version préliminaire de son dossier de demande de coûts additionnels pour le déploiement de smart meters en région de Bruxelles-Capitale comme l'y invitait la méthodologie tarifaire. Ce document a fait l'objet d'une analyse préliminaire par BRUGEL et le consultant mandaté par BRUGEL pour l'analyse de cette demande de coûts additionnels. Plusieurs réunions techniques ont eu lieu entre le consultant et SIBELGA et une réunion technique SIBELGA-BRUGEL a été organisée le 12 avril 2024 portant sur le dossier préliminaire de coûts additionnels smartmeter. Ce sujet est abordé plus amplement au point 4.5.34.5.1.3 de la présente décision.

BRUGEL a reçu de SIBELGA les hypothèses retenues pour la proposition tarifaire le 12 mars 2024, suite à une réunion sur le sujet le 11 mars 2024. BRUGEL a répondu point par point à ces hypothèses le 3 avril 2024. Une réunion technique sur ce sujet a été organisée le 8 avril 2024.

---

<sup>1</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2022/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-2025-2029.pdf>

<sup>2</sup> Les rapports relatifs à ces différentes consultations et concertation sont disponibles sur le site web de BRUGEL : <https://www.brugel.brussels/themes/tarifs-de-distribution-12/procedure-d-adoption-des-methodologies-555>

<sup>3</sup> Les fichiers existants à date ont été transmis à BRUGEL le 15 décembre 2023.

BRUGEL a également reçu de SIBELGA le 18 mars 2024 un calcul préliminaire du CGOPEXBAU 2025. Une réunion technique sur ce sujet a été organisée le 15 avril 2024.

BRUGEL a reçu de SIBELGA la proposition tarifaire complète 2025-2029 en date du 27 mai 2024.

La Conseil d'Administration de BRUGEL avait invité la direction de SIBELGA à venir présenter la proposition tarifaire. Cette réunion a eu lieu le 5 juin 2024 dans les bureaux de BRUGEL.

Conformément à la procédure convenue, BRUGEL a transmis au gestionnaire de réseau une demande d'informations complémentaires en date du 10 juillet 2024. Par ailleurs, plusieurs échanges ont eu lieu entre les équipes techniques de SIBELGA et de BRUGEL avant la transmission de cette demande.

BRUGEL a également commandité un audit relatif au budget IT (*CGBAUProjetsIT<sub>2025</sub>*) demandé par SIBELGA conformément au point 7.8.2 de la méthodologie tarifaire. Plusieurs réunions ont eu lieu entre BRUGEL, le prestataire sélectionné par BRUGEL et SIBELGA entre le 27 mai 2024 et le 26 août 2024. Le rapport final a été transmis à BRUGEL en date du 12 septembre 2024.

Dans les délais convenus, BRUGEL a reçu le vendredi 23 août 2024 les réponses à l'ensemble des questions posées.

Outre les échanges de documents par mails, deux réunions de travail ont été organisées le 12 juin et le 4 septembre entre le gestionnaire de réseau SIBELGA et BRUGEL pour débattre de la proposition tarifaire et des éléments de réponses.

La présente décision résulte de l'ensemble des documents repris dans la proposition tarifaire et des éléments transmis par le gestionnaire de réseau à la demande de BRUGEL.

Le Conseil d'Administration de BRUGEL a validé la présente décision en date du 18 septembre 2024.

## 3 Proposition tarifaire 2025-2029 du 27 mai 2024

### 3.1 Pièces reçues

Le 27 mai 2024 BRUGEL a reçu sous forme de trois emails les différents documents constituant la proposition tarifaire 2025-2029. Les documents reçus sont les suivants :

- Proposition tarifaire 2025-2029 (pdf) ;
- Tarifs non périodiques 2025-2029 envoyé (xlsx) ;
- Annexe 1 - Dossier de demande de coûts additionnels - compteurs intelligents (pdf) ;
- Coûts additionnels Compteurs intelligents\_fichier amortissements\_20240527 (xlsx)<sup>4</sup> ;
- Coûts additionnels Compteurs intelligents\_fichier consolidation\_20240527 (xlsx)<sup>5</sup> ;
- Annexe 2 - Dossier de demande de coûts additionnels - PDD et électrification charroi (pdf) ;
- Coûts additionnels PDD 2025-2029 non indexé (xlsx) ;
- Coûts additionnels PDD\_Immo 25-29 non indexé (xlsx)<sup>6</sup> ;
- Annexe 3 - Dossier de demande de coûts additionnels - accompagnement transition énergétique (pdf) ;
- Coûts additionnels\_Accompagnement Transition Energétique\_20240527 (xlsx) ;
- Annexe 4 - Dossier de demande de coûts additionnels R&D (pdf) ;
- Annexe 4 - Dossier de demande de coûts additionnels R&D (CGR&D) (xlsx) ;
- Annexe 5 - Justification des coûts IT (pdf) ;
- Annexe 5 - Justification des coûts IT (xlsx) ;
- Annexe 6 - Modalité d'application des tarifs Elec 2025-2029 draft (pdf) ;
- Annexe 7 - Modalité d'application des tarifs Gaz 2025-2029 draft (pdf) ;
- Annexe 8 : e-MdR Elec 2025-2029 (xlsx) ;
- Annexe 9 : e-MdR Gaz 2025-2029 (xlsx) ;

---

<sup>4</sup> Transmis par email le 29 mai 2024.

<sup>5</sup> Transmis par email le 29 mai 2024.

<sup>6</sup> Transmis à l'aide d'une clef USB le 5 juin 2024.

- Annexe 10 - Grilles tarifaires 2025-2029 (zip) ;
- Annexe 11 - calcul du CGOPEXBAU2025 (xlsx) ;

### **3.2 Exhaustivité des pièces reçues**

Les documents reçus constituant la proposition tarifaire répondent aux prescrits de la méthodologie tarifaire, notamment son point 17.1.

BRUGEL note que SIBELGA a introduit 4 demandes de coûts additionnels selon les termes et procédures décrites aux points 7.2.2 et 17.2 de la méthodologie tarifaire :

1. Dossier de demande de coûts additionnels relatif au projet de déploiement des compteurs intelligents ;
2. Dossier de demande de coûts additionnels découlant des investissements dans le réseau électrique et dans l'électrification du charroi ;
3. Dossier de demande de coûts additionnels relatif à la transition énergétique ;
4. Dossier de demande de coûts additionnels R&D ;

### **3.3 Analyses menées par BRUGEL**

Sur base de la proposition tarifaire transmises, BRUGEL a contrôlé le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution. Les éléments contrôlés sont notamment :

- Le respect des règles de calcul des budgets des coûts BAU, tant OPEX que CAPEX;
- Le budget des coûts non gérables établi par SIBELGA ;
- Les hypothèses utilisées par SIBELGA, notamment celles concernant les volumes distribués ;
- Les budgets des coûts additionnels introduits par SIBELGA, notamment ceux concernant le déploiement des compteurs intelligents ;
- Les hypothèses d'évolution de la base d'actifs régulés sur la période 2025-2029 ;
- Le calcul de la rémunération pour la période 2025-2029 ;
- L'évolution et l'usage des fonds de régulation ;

Les déductions de BRUGEL suite à ces contrôles figurent dans la présente décision.

Par ailleurs, plusieurs fichiers de travail (document Excel principalement) ont été échangés entre BRUGEL et SIBELGA.



## 4 Analyse de la proposition tarifaire 2025-2029 du 27 mai 2024

### 4.1 Analyse du revenu total

Le point 6.1 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit que la formule suivante pour la définition du revenu maximum autorisé (RMA) :

$$RMA_t = CG_t + CNG_t + RCI_t + SR_t + Q_t$$

Avec :

- $RMA_t$  : le revenu maximum autorisé de l'année t ;
- $CG_t$  : les coûts gérables de l'année t ;
- $CNG_t$  : les coûts non gérables de l'année t ;
- $RCI_t$  : la rémunération des capitaux investis, calculée sous la forme d'un terme WACC x RAB<sub>t</sub> ;
- $SR_t$  : la part des soldes tarifaires cumulés affectée au revenu autorisé de l'année t dans le cadre de l'apurement du fonds de régulation (voir 4.6);
- $Q_t$  : le facteur qualité (bonus/malus lié à la performance non financière).

Conformément à la méthodologie, ce poste est nul dans la proposition tarifaire. Chaque terme de cette équation sera analysé séparément à travers les données transmises par SIBELGA, notamment, celles contenues dans les modèles de rapport.

Les valeurs des différents paramètres de l'équation ci-dessus sont disponibles en annexe I.

#### 4.1.1 $CG_t$ : les coûts gérables de l'année t ;

Les prévisions actualisées du Bureau du Plan relatives à l'inflation pourront être intégrées par SIBELGA dans sa proposition tarifaire adaptée.

##### 4.1.1.1 Coûts gérables BAU :

###### 4.1.1.1.1 CGOPEXBAU

La proposition de SIBELGA ne soulève pas de remarque spécifique.

BRUGEL a pris connaissance de la proposition de SIBELGA en ce qui concerne la détermination du facteur d'efficacité conformément au point 10.3 de la première partie de la méthodologie tarifaire.

**BRUGEL ne constate pas d'irrégularité dans l'application de la formule et invite SIBELGA à actualiser ce calcul du facteur d'efficacité dans sa proposition tarifaire adaptée.**

#### 4.1.1.1.2 CGCAPEXBAU

Conformément aux points 6.2.2 et 7.2.1.2 de la première partie de la méthodologie tarifaire, SIBELGA a proposé des valeurs d'amortissements pour 2024 basées sur ses propres estimations, SIBELGA les jugeant meilleures que les projections de la proposition tarifaire 2020-2024.

Ces éléments feront l'objet d'une correction ex-post selon les dispositions de la méthodologie tarifaire. BRUGEL formule à cet égard les remarques ci-dessous (principalement concernant les installations hors-réseau).

##### 4.1.1.1.2.1 Désaffectations

Le calcul des désaffectations par SIBELGA, tel qu'il est présenté au 7.2.1.2.C de la première partie de la méthodologie ne soulève pas de remarque particulière.

##### 4.1.1.1.2.2 Reprises des subsides

Pour l'électricité, BRUGEL constate que le montant retenu pour la reprise des subsides est en ligne avec les données historiques.

Pour le gaz, BRUGEL constate que le montant retenu pour la reprise des subsides est en hausse par rapport à la dernière réalité connue (+12%) et en très forte hausse par rapport aux données historiques (+80% par rapport à la moyenne 2015-2023), sans que cette évolution ne soit expliquée. BRUGEL invite SIBELGA à motiver ce choix lors de la remise de la proposition tarifaire adaptée.

##### 4.1.1.1.2.3 Le cas des installations hors réseau (voir 4.6.2.2.2.1)

Il ressort des informations transmises par SIBELGA et des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que les estimations de coûts en capital des installations hors réseau pour 2024, qui constituent la base de fixation du cap pour 2025 connaissent une forte hausse par rapport aux réalisations du passé.

En effet, il ressort des données transmises par SIBELGA (pour les deux énergies) que les niveaux d'investissements proposés pour 2024 sont les plus élevés qu'on ait jamais connus (sauf pour l'année 2020), en hausse de 41% par rapport à la dernière réalité connue, et presque le double du niveau de 2016.

L'impact de ces investissements récents sur la fixation du cap est marginal, celui-ci étant déterminé par les amortissements réalisés 2024, eux-mêmes fonctions des investissements dans cette classe d'actif au cours de ces 50 dernières années.

Cette évolution n'est jusqu'ici pas justifiée par SIBELGA.

[CONFIDENTIEL]

**Graphique : Investissements dans les installations hors réseau : réalisé 2023 et prévision 2024**

**BRUGEL invite SIBELGA à dûment justifier cette augmentation dans sa proposition tarifaire adaptée, et le cas échéant à apporter les corrections qui s'imposent.**

BRUGEL sera attentive à l'application transparente par SIBELGA des méthodologies 2020-2024 et 2025-2029 afin de prévenir tout effet d'aubaine généré, notamment, par la transition entre modèles régulateurs.

**4.1.1.1.2.4 Modèle de rapport gaz**

Comme discuté entre BRUGEL et SIBELGA (réunion du 12 juin), la proposition tarifaire de SIBELGA devra être corrigée au niveau de la prise en compte des interventions clients qui n'avaient pas été correctement reprises dans l'année de référence (2024).

**4.1.1.2 Coûts gérables additionnels**

Les coûts gérables additionnels sont abordés au point 4.5.

**4.1.1.3 Coûts gérables IT**

Les coûts gérables IT sont abordés au point 4.44.4.

**4.1.2  $CNG_t$  : les coûts non gérables de l'année t ;****4.1.2.1 Facturation de l'énergie non mesurée**

Le budget présenté par SIBELGA ne suscite pas de remarque particulière.

**4.1.2.2 Charges de pension non capitalisées**

Le budget présenté par SIBELGA ne suscite pas de remarque particulière.

**4.1.2.3 Impôts sur les sociétés et les personnes morales ainsi que les autres impôts ou redevances**

Le budget présenté par SIBELGA ne suscite pas de remarque particulière.

**4.1.2.4 Coût du transit d'énergie**

Le budget présenté par SIBELGA ne suscite pas de remarque particulière.

**4.1.2.5 Coûts relatifs aux Obligations de Service Public (OSP)**

BRUGEL constate que les montants repris au niveau des budgets OSP pour l'année 2025 correspondent à la dernière réalité (2023) présentée par SIBELGA en 2024, à laquelle SIBELGA a appliqué une indexation, comme le prévoit la première partie de la méthodologie en son point 16.1.

Le budget présenté par SIBELGA ne suscite pas de remarque particulière. Le cas échéant, la proposition de SIBELGA devrait être affinée dans proposition tarifaire adaptée sur base du programme 2025.

À propos du solde OSP, et de son usage prévu par SIBELGA, voir le point 4.64.6.

#### **4.1.2.6 Coûts relatifs à la refacturation des coûts de transport d'électricité**

BRUGEL constate que SIBELGA n'a pas remis de projection de tarifs de transport pour 2028 ni pour 2029 et demande à SIBELGA de prévoir la remise de ces tarifs lors de l'établissement de la feuille de route de la tarification évoluée.

#### **4.1.2.7 Primes jubilaires**

La proposition tarifaire pour ce poste, telle que formulée par SIBELGA, ne soulève pas de remarques particulières<sup>7</sup>.

#### **4.1.2.8 Les coûts d'assainissement des sols**

Compte-tenu de l'incertitude qui entoure le planning des opérations d'assainissement, du transfert des provisions prévues à cet effet aux fonds de régulations et du solde créditeur des fonds de régulation, il semble en effet déraisonnable de demander à SIBELGA de budgéter des coûts non-gérables pour des dépenses qui ne matérialiseront sans doute pas au cours de la période 2025-2029.

L'approche retenue par SIBELGA ne doit pas être corrigée dans la proposition tarifaire adaptée.

#### **4.1.2.9 Coûts des pertes réseau**

SIBELGA a chiffré les pertes sur son réseau à 2,82% de l'infeed sur la période 2025-2029, tandis que ce taux était de 3,03% pendant la période 2020-2024.

Ce taux évolue de manière favorable pour les URD bruxellois suite à une plus grande pénétration des productions locales (principalement en BT) ainsi qu'à un meilleur équipement du réseau.

SIBELGA indique vouloir couvrir les pertes à l'aide de deux éléments :

1. Les pertes couvertes par l'électricité produite par les installations de cogénération ;
2. Les achats d'électricité sur le marché.

##### **4.1.2.9.1 Pertes couvertes par l'électricité produite par les installations de cogénération**

Les hypothèses de volumes prises par SIBELGA semblent cohérentes pour BRUGEL.

Le prix du gaz retenu pour la valorisation des coûts de production de l'électricité venant couvrir une partie des pertes de SIBELGA est de [CONFIDENTIEL] €/MWh en 2025 sur base des

---

<sup>7</sup> Au niveau du modèle de rapport gaz, SIBELGA a précisé qu'une correction de la formule d'indexation de la prime jubilaire devrait être apportée.

achats déjà effectués sur cette période. Il semble surévalué compte-tenu des prix actuels (18/7/2024) :

- TTF CAL25 : 36,65€/MWh ;
- TTF CAL26 : ~32€/MWh ;
- TTF CAL27 : ~28€/MWh.

**BRUGEL invite SIBELGA à revoir à la baisse et à l'aide des dernières informations disponibles ces hypothèses pour obtenir une validation de sa proposition tarifaire.**

#### 4.1.2.9.2 Les achats d'électricité sur le marché

SIBELGA indique se fournir sur le marché pour couvrir l'écart entre le taux de 2,82% de l'infeed et l'électricité produite par ses unités de cogénération.

Les prix retenus pour la projection de SIBELGA sont de « [CONFIDENTIEL] €/MWh pour 2025, sur base des volumes déjà achetés à ce jour (via les « clicks) et se réduisant progressivement à [CONFIDENTIEL] €/MWh sur le long terme (basé sur les prix à long terme de l'ENDEX). »

Ces prix semblent surévalués compte-tenu des prix actuels (18/7/2024)<sup>8</sup> :

- BE CAL25 : 84,16€/MWh ;
- BE CAL26 : ~84€/MWh ;
- BE CAL27 : ~78€/MWh.

**SIBELGA doit revoir à la baisse les prix retenus pour la fourniture d'électricité destinée à couvrir les pertes réseau pour obtenir une validation de sa proposition tarifaire.**

#### 4.1.2.9.3 L'électricité verte pour couvrir les pertes réseau

SIBELGA propose également de prévoir « [CONFIDENTIEL] €/MWh pour les Garanties d'Origine (achat d'électricité verte). »

BRUGEL estime que le recours à de l'énergie verte pour la couverture des pertes réseau est du domaine du raisonnable, mais considère que le surcoût retenu de [CONFIDENTIEL] €/MWh est trop élevé. Compte-tenu des volumes prévus, ce surcoût s'élève à environ [CONFIDENTIEL] M€ sur la période 2025-2029. En effet, sur base des informations en sa possession, BRUGEL estime qu'une fourniture 100% verte est possible à moindre coût. Toutefois, une valorisation précise de ce coût se révèle difficile. Pour obtenir une décision d'approbation de ses tarifs, SIBELGA doit diminuer le surcoût engendré par le passage à une fourniture d'énergie 100% verte pour la couverture de ses pertes réseau à un niveau raisonnable. Par ailleurs, BRUGEL invite SIBELGA à envisager de ne couvrir par de l'électricité verte ses

---

<sup>8</sup> Le 2/03 le CAL 27 était à 65,94 €/MWH, le Cal 26 à 72,2 €/MWH

pertes réseaux qu'à hauteur de +/- 60% (60% étant le pourcentage moyen d'électricité verte en région bruxelloise).

En effet, compte-tenu des prix actuellement en vigueur (18/7/2024), il semble qu'un prix de [CONFIDENTIEL] €/MWh soit suffisant pour qualifier d'énergie verte l'énergie utilisée par SIBELGA pour couvrir ses pertes. BRUGEL ne trouve en outre aucune justification du montant de [CONFIDENTIEL] €/MWh qui peut être qualifiée, dès lors, de déraisonnable. Après discussion sur ce point, il ressort qu'un montant nettement inférieur sera mentionné dans la proposition tarifaire adaptée.

Par ailleurs, il ressort d'une analyse du cadre légal<sup>9</sup> en cette matière, que l'achat d'électricité verte ne constitue pas le seul moyen mis à disposition du GRD pour couvrir les pertes de réseau.

Ainsi, conformément à l'article 31.5 de la Directive 2019/944<sup>10</sup>, "*chaque gestionnaire de réseau de distribution agit en tant que facilitateur neutre du marché lorsqu'il se procure de l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction.*"

Cette disposition a été transposée dans la législation bruxelloise à l'article 7, §1er, 8° de l'ordonnance électricité, lequel prévoit que le GRD est chargé de l'achat nécessaire pour couvrir les pertes d'énergie "en donnant la priorité à l'électricité verte". Autrement dit, SIBELGA doit privilégier l'électricité produite au départ d'installations de cogénération à haut rendement ou de sources d'énergie renouvelable. Cette dernière notion doit être comprise comme toute source d'énergie non fossile renouvelable, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie ambiante, l'énergie géothermique, l'énergie marémotrice, houlomotrice ou d'autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, le gaz de décharge, le gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz

Cependant, l'article 7 dispose également que le GRD assure, « dans des conditions économiques acceptables, la régularité et la qualité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement, de l'efficacité énergétique et d'une gestion rationnelle de la voirie publique ». En outre, l'article 9quinquies, 6° énonce que « les tarifs sont non discriminatoires et proportionnés. Ils respectent l'allocation transparente des coûts ».

Ceci ressort également des textes légaux européens, selon lesquels il y a lieu de déployer l'électricité produite à partir de sources renouvelables au coût le plus faible possible pour les consommateurs.

Par conséquent, bien que SIBELGA doive donner la priorité à l'électricité verte pour couvrir les pertes dans son réseau, ce dernier doit également tenir compte des coûts y relatifs et l'impact sur le consommateur. En effet, rappelons que le coût lié à l'acquisition d'énergie pour compenser les pertes dans le système de distribution est inclus dans les tarifs de réseau facturés au client final. Dès lors, il convient d'éviter des coûts prohibitifs se répercutant sur l'URD afin de maintenir les tarifs raisonnables. BRUGEL n'approuvera dans ce cadre que les coûts raisonnables et proportionnés.

---

<sup>9</sup> Entre-autres la Directive 2019/944, l'Ordonnance électricité, les recommandations du CEER,

<sup>10</sup> [DIRECTIVE \(UE\) 2019/ 944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL - du 5 juin 2019 - concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/ 27/ UE \(europa.eu\)](#)

Par ailleurs, Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)<sup>11</sup> recommande, pour sa part, aux Etats membres d'inciter les parties responsables de l'achat d'énergie nécessaire pour couvrir les pertes de réseau de rendre ce processus aussi économique et efficace que possible (p. 9). A cet égard, CEER indique qu'une approche réglementaire peut être adoptée et consisterait à introduire des incitations afin de garantir que l'énergie destinée à couvrir les pertes soit achetée au prix de plus bas (ou optimal). Il s'agirait pour l' autorité de régulation nationale de s'assurer que le GRD mette en œuvre des décisions opérationnelles et d'investissement économiquement efficaces (p. 32). A titre d'exemple, les GRDs danois reçoivent, dans le cadre du plafond de revenus, un montant pour couvrir coûts liés aux pertes de réseau (p. 33).

Dans son premier rapport sur les pertes d'énergie<sup>12</sup>, CEER indique que l'énergie peut être acquise de différentes manières et qu'il est courant de combiner plusieurs possibilités :

- Sur les bourses d'électricité avec des contrats à jour ou à plus long terme ;
- Bilatéralement ;
- Par des enchères/ appels d'offres où les producteurs ou les commerçants soumettent leurs offres de prix.

BRUGEL suit le raisonnement de CEER et estime que l'achat d'électricité verte ne constitue pas l'unique moyen pour le gestionnaire du réseau de distribution de couvrir les pertes sur son réseau. Outre les possibilités citées ci-dessus, nous notons également l'opportunité pour SIBELGA de recourir à des solutions du côté de la demande en faisant appel à des mesures d'efficacité énergétique permettant de renforcer la sécurité d'approvisionnement tout en maintenant des prix abordables. Par ailleurs, nous soulignons que le GRD doit appliquer le principe de primauté de l'efficacité énergétique dans ses décisions en matière de planification et de développement du réseau et dans leurs décisions d'investissement (art. 27, § 2 Directive 2023/1791). Précisons toutefois que ces mesures ne devraient pas contribuer à une augmentation disproportionnée des coûts liés à l'énergie (considérant 23).

Ensuite, il convient de noter que SIBELGA a des déjà des moyens à sa disposition afin de couvrir ses pertes de réseau à l'aide d'électricité verte. En effet, bien que le GRD ne puisse plus acquérir de nouvelles unités de cogénération, il a toujours la faculté de recourir à ses installations existantes afin de s'approvisionner en énergie. Soulignons qu'en 2023, 32% des pertes de réseau furent compensées par le GRD en recourant à ses unités de cogénération. Cette stratégie poursuit les objectifs de transition énergétique de l'Union européenne, tout en maintenant des tarifs abordables pour les consommateurs.

Dès lors, plusieurs alternatives se présentent devant le GRD afin de couvrir les pertes de réseau. Il conviendra donc à SIBELGA d'examiner ces différentes options envisageables et de retenir celle permettant l'acquisition d'énergie au prix optimal afin de protéger les consommateurs.

Ainsi, SIBELGA doit, en l'occurrence, prendre en compte plusieurs considérations sociétales et économiques lors de l'établissement sa proposition tarifaire ou de son plan de développement afin de protéger le consommateur. En raison du coût lié à l'achat d'électricité verte, il lui incombe d'explorer d'autres alternatives moins coûteuses afin d'éviter une importante augmentation dans les tarifs de distribution et ce dans l'intérêt du consommateur.

---

<sup>11</sup> 2<sup>nd</sup> CEER Report on Power Losses, C19-EQS-101-03, 23 March 2020.

<sup>12</sup> CEER Report on Power Losses, C17-EQS-80-03, 18 October 2017.



### 4.1.3 $RCI_t$ : la rémunération des capitaux investis

Le point 6.7 de la première partie de la méthodologie tarifaire établit le calcul à réaliser pour définir (tant ex post que ex ante) la rémunération des capitaux selon la formule suivante :

$$RCI = WACC^{13} \times RAB$$

#### 4.1.3.1 WACC

Les paramètres du WACC sont définis dans l'annexe relative au calcul du WACC faisant partie de la méthodologie tarifaire<sup>14</sup>.

BRUGEL a pu constater que le calcul réalisé par SIBELGA est correct. Cependant, une approximation a dû être utilisée pour la définition du taux de la dette encore à contracter compte tenu de l'étendue de la période de référence. BRUGEL demande à SIBELGA de tenir compte de la période complète dans le calcul du taux du WACC dans sa proposition tarifaire adaptée. Le calcul détaillé sera annexé à la proposition adaptée.

#### 4.1.3.2 RAB

Compte-tenu du point 6.7.8.1 de la première partie de la méthodologie tarifaire, et des informations fournies par SIBELGA, BRUGEL constate que la méthodologie n'a pas été strictement respectée par SIBELGA pour la détermination de la RAB budgétaire. En effet, plutôt que d'utiliser la RAB 2022 comme et de l'indexer pour en déterminer la RAB budgétaire des années ultérieures, SIBELGA a utilisé la RAB 2023 et d'autres prévisions pour 2024.

Considérant que la RAB est révisée ex post, BRUGEL peut accepter<sup>15</sup> l'approche préconisée par SIBELGA dans sa proposition tarifaire. Cependant, SIBELGA peut corriger la RAB prévisionnelle dans la proposition tarifaire adaptée pour y intégrer notamment les investissements additionnels.

#### 4.1.3.3 Transferts aux immobilisations

Ce point est abordé au point 4.6.2.2 de la présente décision.

#### 4.1.3.4 Plus-value de réévaluation

##### 4.1.3.4.1 Rémunération

Le point 6.7.4 de la première partie de la méthodologie tarifaire prévoit la suppression « *chaque année (1110ème) à partir de 2025 et jusque 2034 la plus-value de l'iRAB dans la valeur de la RAB utilisée pour le calcul de la rémunération des capitaux investis* ».

BRUGEL n'a pas de remarque à formuler sur l'application de ce principe par SIBELGA.

---

<sup>13</sup> Weighted Average Cost of Capital (CMPC = Coût Moyen Pondéré du Capital)

<sup>14</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2023/fr/Annexe-3-Calcul-WACC.pdf>

<sup>15</sup> Comme précisé par ailleurs dans l'annexe à la méthodologie sur les évolutions du modèle de rapport.



#### 4.1.3.4.2 Amortissement

Le point 7.2.1.2 3° de la première partie de la méthodologie tarifaire prévoit que « Pour l'année 2029, la partie des CGCAPEXBAU<sub>2025</sub> relative aux dotations aux amortissements provisionnelles de la plus-value iRAB est diminuée d'1/10<sup>ème</sup>, puis d'1/10<sup>ème</sup> additionnel par an sur les périodes de régulation suivantes, afin de supprimer intégralement l'amortissement de la plus-value iRAB d'ici 2039. »

BRUGEL n'a pas de remarque à formuler sur l'application de ce principe par SIBELGA.

#### 4.1.3.5 Rémunération des Fonds de Régulation

Le point 6.8 de la première partie de la méthodologie tarifaire prévoit que les fonds de régulation soient rémunérés. S'agissant d'un solde au passif du bilan du GRD, cette rémunération vient baisser le revenu total.

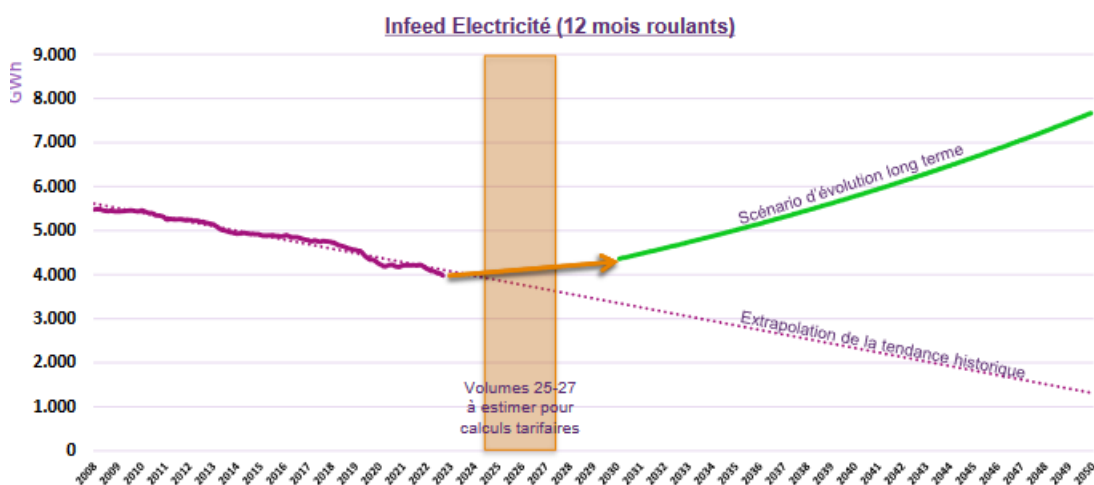
	Prévision 2025	Prévision 2026	Prévision 2027	Prévision 2028	Prévision 2029
Electricité	-2.051.433	-1.481.721	-1.281.686	-1.166.975	-853.872
Gaz	-3.458.231	-2.946.427	-2.532.875	-2.358.640	-1.824.030

**Tableau : rémunération des fonds de régulation**

Le taux utilisé pour déterminer la rémunération des fonds de régulation est le coût de la dette.

## 4.2 Projections des volumes

### 4.2.1 Electricité



**Figure : prévisions d'infeed électrique de SIBELGA**

La figure ci-dessus, présentée par SIBELGA, illustre la logique suivie par le GRD pour l'estimation des volumes d'infeed 2025-2029. Une droite a été tirée entre la dernière consommation connue

(2023) et la consommation projetée (par une étude réalisée en 2023 et menée par Roland Berger) à l'horizon 2030. SIBELGA motive cette approche par une meilleure prise en compte de l'impact de la transition énergétique.

Le point 9 de la partie 2 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 stipule que « ces projections seront basées sur base des tendances historiques ainsi que les meilleures prévisions en termes d'évolution des consommations au cours de la période 2025-2029. ».

Sur base des informations transmises par SIBELGA, il apparaît que les tendances historiques (à la baisse) n'ont pas influencé les prévisions de SIBELGA qui prévoit une augmentation des volumes distribués sur la période.

		Réalité 2023	Prévision 2025	Prévision 2026	Prévision 2027	Prévision 2028	Prévision 2029
<b>Volumes Gridfee</b>	MWh	<b>3.823.274</b>	<b>3.976.519</b>	<b>4.028.517</b>	<b>4.080.515</b>	<b>4.132.514</b>	<b>4.184.512</b>
Réseau MT-principal		1.830.503	1.816.076	1.811.624	1.807.260	1.802.189	1.797.248
Réseau MT-secours		183	0	0	0	0	0
Réseau BT avec mesure de pointe		230.363	240.977	246.948	252.992	259.522	266.135
Éclairage public		43.066	39.271	37.308	35.442	33.670	31.987
Réseau BT sans comptage		27.765	29.824	31.020	32.236	33.473	34.313
Réseau BT sans pointe		1.691.393	1.850.371	1.901.618	1.952.585	2.003.659	2.054.830

L'analyse de BRUGEL s'est portée principalement sur l'évolution des consommations des URD « BT sans pointe », les autres évolutions paraissant cohérentes.

Sur ce segment, on constate une hausse de 9,4% entre les prévisions 2025 et les volumes facturés en 2023 en ce compris les régularisations relatives aux prélèvements des années précédentes.

SIBELGA a transmis le tableau ci-dessous qui reprend les volumes facturés, par année comptable, ventilés selon qu'il s'agisse de volumes prélevés dans l'année même ou au cours des années précédentes :

	en MWh	Réal.2019	Réal.2020	Réal.2021	Réal.2022	Réal.2023
Années précédentes		15.189	20.946	32.450	-26.100	-96.885
Année même		1.894.484	1.933.942	1.895.609	1.897.489	1.788.279

Sur cette base, l'augmentation de volume n'est que de 3,5%.

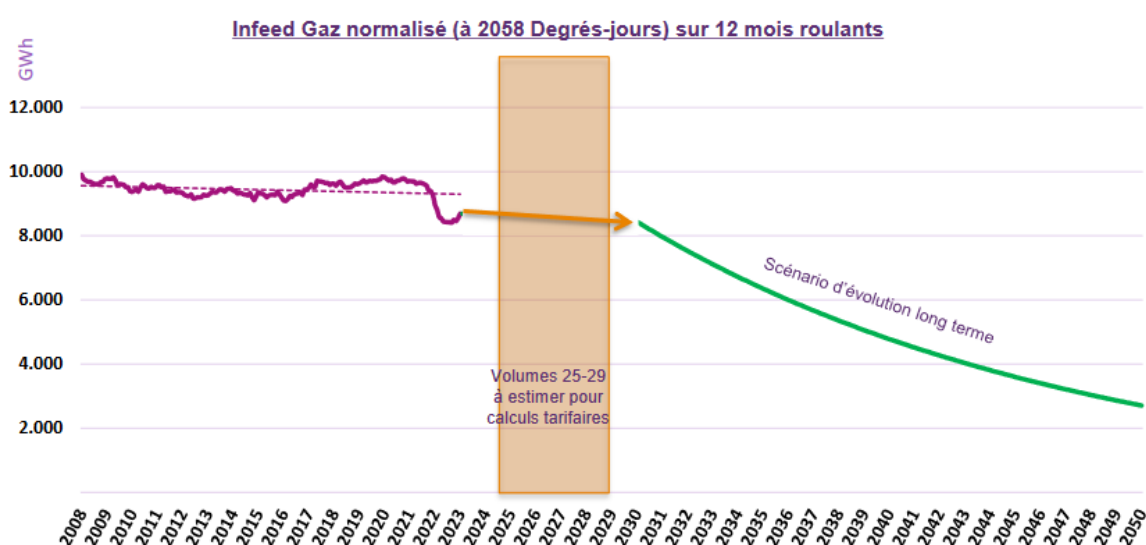
Par ailleurs, considérant que la validation de la projection des volumes dans la présente proposition tarifaire ne porte que sur les trois premières années<sup>16</sup>, le risque de création de solde tarifaire est globalement limité.

<sup>16</sup> SIBELGA devant introduire une nouvelle proposition tarifaire en 2028 accompagnée préalablement d'une projection plus fine des volumes et des puissances.

Sur base des différents éléments transmis et sur la difficulté de disposer de données suffisantes pour tirer des conclusions robustes, BRUGEL accepte d'utiliser un volume de 1.850.371 MWh comme prévision de volume pour le réseau BT sans mesure de pointe pour 2025 et demande à SIBELGA de maintenir cette prévision pour chaque année de 2025 à 2027. La proposition tarifaire adaptée devra être modifiée en conséquence.

Pour ce qui concerne l'évolution du nombre de code EAN, BRUGEL n'émet aucune remarque bloquante mais suivra attentivement les évolutions dans le cadre d'une réévaluation éventuelle pour les années 2028 et 2029.

#### 4.2.2 Gaz



**Figure I : Prévisions d'infeed gaz de SIBELGA**

La méthode utilisée par SIBELGA pour la projection de l'infeed durant la période tarifaire 2025-2029 est la même que pour l'électricité : une interpolation entre la dernière réalité connue et la projection 2030 des consommations de gaz provenant de l'étude Roland Berger (réalisée en 2023). Pour le gaz, à la différence de l'électricité, une certaine normalisation a été prise en compte pour annuler l'impact des variations annuelles de températures.

Comme pour l'électricité, il apparaît que SIBELGA n'a pas utilisé les tendances du passé pour déterminer les volumes 2025-2029, et ce en non-conformité stricte avec le point 9 de la deuxième partie de la méthodologie tarifaire.

Comme illustré **Figure I**, et à la différence de l'électricité, cette approche donne néanmoins lieu à des projections qui reflètent la tendance baissière des consommations de gaz en région de Bruxelles-Capitale.

Les volumes estimés par SIBELGA pour la période 2025-2029 sont quasi stables et affichent une légère décroissance entre 2025 et 2029 de 1,7%.

Ce résultat semble cohérent avec le résultat qui aurait été obtenu par une application stricte du point 9 de la partie 2 de la méthodologie tarifaire et paraît donner des estimations plausibles.

***BRUGEL rejoint SIBELGA sur le fait que cet exercice revêt un haut caractère d'incertitude, notamment en raison de l'effet saisonnier et certainement au vu des développements récents sur le marché du gaz.***

	Réalité 2023	Prévision 2025	Prévision 2026	Prévision 2027	Prévision 2028	Prévision 2029
<b>Volumes</b>						
<b>Gridfee (MWh)</b>	<b>7.813.800</b>	<b>8.619.574</b>	<b>8.583.032</b>	<b>8.546.489</b>	<b>8.509.946</b>	<b>8.473.404</b>
Tarif 1 (0-5 MWh/an)	281.935	223.247	222.301	221.354	220.408	219.461
Tarif 2 (5-150 MWh/an)	3.872.300	<b>4.802.827</b>	4.782.465	4.762.104	4.741.742	4.721.381
Tarif 3 (150-1000 MWh/an)	1.668.157	1.639.443	1.632.493	1.625.542	1.618.592	1.611.641
Tarif 4 (1-10 GWh/an)	1.359.943	1.326.552	1.320.929	1.315.305	1.309.681	1.304.057
Tarif 5 (>10 GWh/an)	631.465	627.505	624.845	622.184	619.524	616.864

**Tableau : Prévisions de volumes par tranches tarifaires gaz**

Toutefois, il ressort du tableau ci-dessus que les prévisions de volumes facturés T2, représentant 56% du volume gridfee et connaissent une augmentation de 24% d'après les projections de SIBELGA. Bien que SIBELGA précise dans les réponses aux questions de BRUGEL que :

- Les volumes gaz 2025-2029 ont été estimés sur base de la tendance historique corrigée du facteur degrés-jours.
- L'année 2023 a été fortement impactée par les conditions climatiques favorables (qui semblent perdurer en 2024) et le gridfee 2023 a également enregistré un volume important de rectifications sur les prélèvements de 2022.

**BRUGEL demande à SIBELGA de fournir dans le cadre de sa proposition adaptée les impacts des rectifications en 2023 (cfr. données envoyés pour l'électricité) et corrections apportées sur base des degrés-jours. Sans ces éléments démonstratifs, les prévisions de volumes pour une catégorie tarifaire majeure (T2) semblent discutables. BRUGEL demande à SIBELGA de retravailler cette projection dans sa proposition tarifaire adaptée.**

Par ailleurs, au vu de la récente actualité, BRUGEL a interrogé SIBELGA sur l'impact d'une disparation d'un gros client industriel gaz (Audi Forest). **BRUGEL considèrerait comme prudent de reprendre une légère baisse des volumes de consommation (sur le segment T5) dans la proposition tarifaire adaptée.**

### 4.3 Clés de répartition

Il s'agit des clés telles que définies dans la partie 2 de la méthodologie tarifaire à savoir celles utilisées par le GRD pour répartir les coûts entre les différents groupes de clients.

SIBELGA a répondu de façon satisfaisante à l'ensemble des questions de BRUGEL sur ce point et sur les évolutions entre 2020-2024 et 2025-2029.

**Dans le cadre de cette proposition tarifaire, BRUGEL accepte, à défaut d'autres éléments plus précis, la clé « mesure et comptage » qui fixe la répartition entre la MT (18%) et la BT (82%) des coûts relatifs « au relevé et traitement des données ».**

BRUGEL invite cependant SIBELGA à monitorer finement ces différents coûts de relève et traitement de données par catégorie de clients afin d'affiner cette clé pour les exercices futurs.

## 4.4 Analyse des coûts IT

### 4.4.1 Contexte méthodologique

La méthodologie tarifaire, en son point 7.8.2, spécifie la fixation des coûts IT pour la période 2025-2029. Il y est précisé qu'un retraitement<sup>17</sup> des coûts du projet Smartrias dans la base de coûts BAU historique est nécessaire.

Les coûts IT sont également abordés aux points 6.3 et 6.4.2 du rapport de motivation<sup>18</sup> portant sur le choix du modèle de régulation.

#### 4.4.1.1 Budget tarifaire et dépenses réalisées du projet Smartrias

En 2018 et 2019, le projet Smartrias faisait partie des coûts non-gérables, ce qui explique l'absence de budget tarifaire. Pendant la période 2020-2024, la méthodologie tarifaire applicable à cette période stipule en son point 1.1.4.7 que le budget gérable des coûts IT peut être augmenté de 85% du montant total réalisé 2017 et de 100% des frais de structure d'Atrias.

Les chiffres à la disposition de BRUGEL laissent aujourd'hui apparaître que le budget des coûts informatiques a ainsi été trop largement estimé, compte-tenu du fait que les dépenses Smartrias se sont révélées, les années 2020, 2022, 2023 (et très probablement pour 2024 également) largement inférieur à 85% de la réalité 2017.

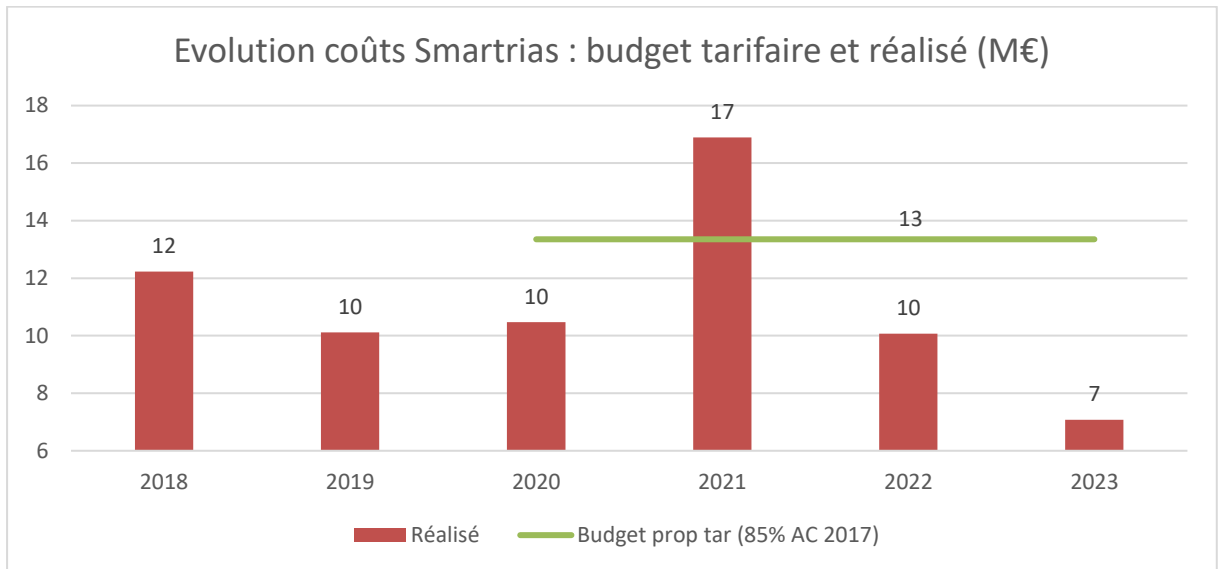
Cette réalité, nécessitant le retraitement imposé par la méthodologie tarifaire, est exposée au graphique suivant.

---

<sup>17</sup> Ce retraitement est rendu nécessaire par :

1. La comparaison entre le budget tarifaire et les montants effectivement dépensés au titre du projet Smartrias ;
2. La projection des dépenses liées au projet Smartrias pendant la période 2025-2029, compte-tenu du go-live de 2021 ;
3. L'imposition faite à SIBELGA, en vertu du point 7.2.1.1 de la première partie de la méthodologie d'introduire une demande de coûts additionnels pour le déploiement d'un nouveau MIG (soit un nouveau projet Smartrias).

<sup>18</sup> <https://BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2023/fr/Annexe-2a-Rapport-motivation-Modele-regulation.pdf>



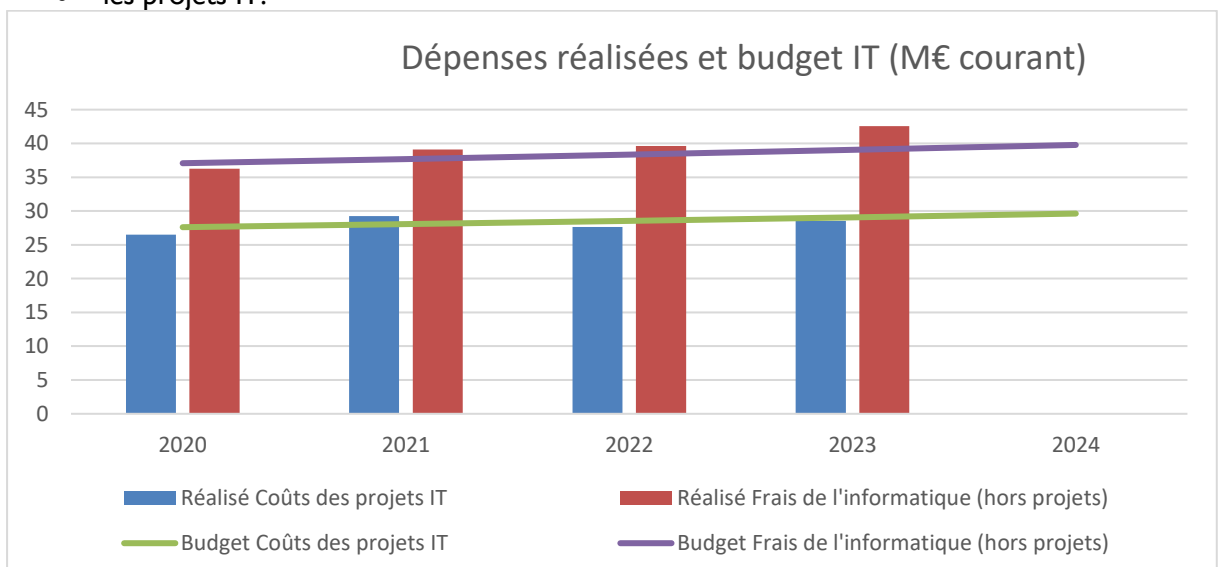
**Graphique : dépenses réalisées et budget tarifaire Smartrias.**

#### 4.4.1.2 Dépenses IT réalisées de SIBELGA

L'analyse de l'ensemble des dépenses IT de SIBELGA à partir de 2020 laisse apparaître que le budget des dépenses IT a été intégralement utilisé par SIBELGA, quand bien même celui-ci était trop élevé par rapport à l'historique des dépenses de SIBELGA d'une part, et par rapport aux dépenses effectives Smartrias d'autre part.

Cette réalité est présentée au graphique ci-dessous, où la comparaison entre les budgets tarifaires et les dépenses réalisées peut être faite pour les deux postes concernés :

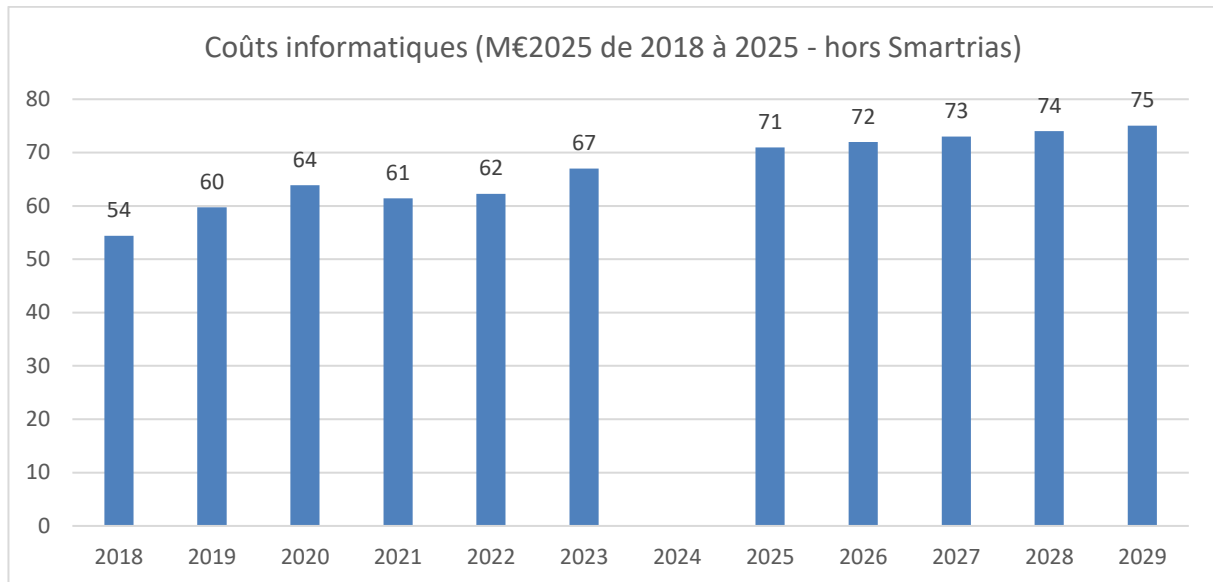
- les frais de l'informatique (hors projets) et
- les projets IT.





**Graphique : dépenses réalisées et budget tarifaire IT.**

Les coûts informatiques de SIBELGA ont donc fortement augmenté au cours de la période 2020-2024, et les données à disposition de BRUGEL laisse apparaître une augmentation continue des coûts IT de SIBELGA.



**4.4.1.3 Projections du niveau de dépenses Smartrias pour la période 2025-2029**

Tant les chiffres présentés par SIBELGA dans sa dernière roadmap IT disponible (datant de septembre 2023) que les montants prévus par SIBELGA dans sa proposition tarifaire du 27 mai 2024 laissent apparaître des dépenses liées au projet Smartrias largement inférieures au budget tarifaire 2020-2024 pour 2024 d’une part, et pour les années ultérieures d’autre part.

Cette réalité est présentée au tableau ci-dessous.

Program (en k€)	2024	2025	2026	2027	2028
Roadmap 23-27 : Atrias Run cost	6.644	6.644	6.644	6.644	6.644
Proposition tarifaire 25-29 : Atrias Run cost	7.329	7.329	7.329	7.329	7.329
Roadmap IT 23-27 : Atrias&Mig evolutions +Régulations	853		6.000		

**Tableau :Roadmap IT 2024-2028 : extraits des projections.**

Il convient en outre de tenir compte de l'économie générée par SIBELGA lors du décommissionnement de la plateforme qui est remplacée par Smartrias.

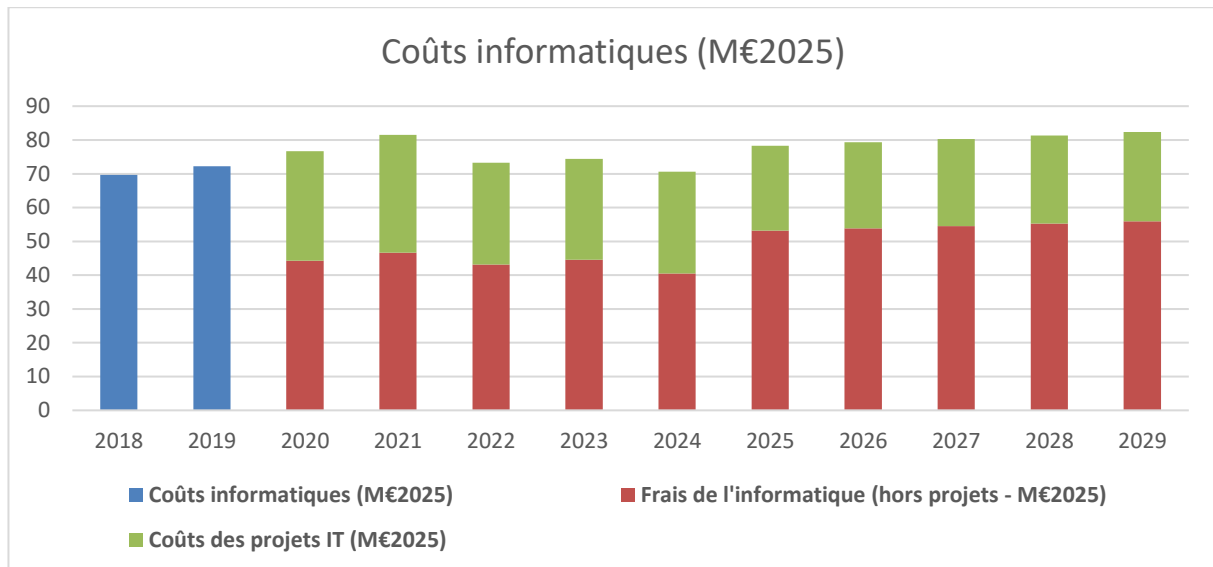
D'après les documents transmis par SIBELGA, plus particulièrement l'annexe 5 à la proposition tarifaire 2025-2029, ce décommissionnement a eu lieu en 2022 et a généré une économie de 2,2M€ (courant).

**4.4.2 Contenu de la demande de SIBELGA**

SIBELGA demande dans sa proposition tarifaire du 27 mai 2024 la somme (€2025) de 78.280.575€ pour couvrir ses coûts informatiques :

- 53.165.575€ au titre de frais de l'informatique (hors projets) ;
- 25.115.000€ au titre du coût des projets IT.

#### 4.4.2.1 Evolution historique des coûts informatiques de SIBELGA



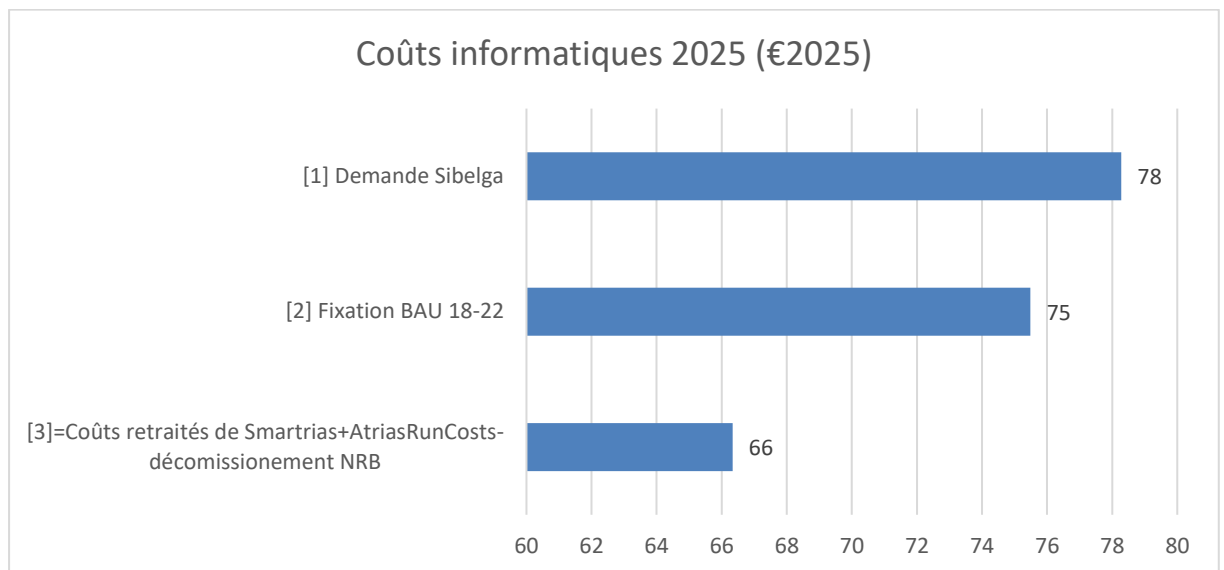
**Graphique : Coûts informatiques réalisés (2018-2023), budgété par la proposition tarifaire 2024-2024 (2024) et budgété par la proposition tarifaire 2025-2029 du 27 mai 2024 (le détail 2018 et 2019 n'est pas disponible)**

On constate du graphique ci-dessus que la demande de budget IT de SIBELGA pour l'année 2025, connaît une augmentation par rapport à la dernière réalité connue (2023) de 5%. Cette augmentation résulte de l'effet net d'une augmentation de budget pour les frais de l'informatique (hors projet) de 19%, tandis que les frais des projets informatiques diminuent de 16%.

On remarque ici aussi, en continuité des points 4.4.1.2 et 4.4.1.3 ci-dessus, que l'économie générée par le décommissionnement de la plateforme ayant été remplacée par le livrable du projet Smartrias a été compensée par de nouvelles dépenses.

#### 4.4.2.2 Analyse des budgets demandé par SIBELGA

Lors des réflexions et échanges ayant accompagné la construction de la méthodologie tarifaire 2025-2029, plusieurs scénarios avaient été envisagés. Ils sont présentés au graphique ci-dessous.



**Graphique : Scénarios de fixation des coûts informatiques**

- Le montant [1] de 78M€2025 est la demande de SIBELGA (proposition tarifaire 2025-2029) ;
- Le montant [2] de 75M€2025 est le résultat du calcul défini au 7.2.1.1 de la première partie de la méthodologie tarifaire 2025-2029 si les coûts informatiques étaient considérés comme des OPEX normaux, c'est-à-dire sans le retraitement imposé pour les coûts IT par le point 7.8.2 de la méthodologie tarifaire partie I ;
- Le montant [3] est le résultat de la somme des éléments suivants :
  - Le total obtenu par l'application de la formule du point 7.2.1.1 de la première partie de la méthodologie tarifaire sans aucune prise de compte des coûts Smartrias (61M€2025) ;
  - Les Atrias run costs (7,329M€2025) tels que présentés dans la proposition tarifaire du 27 mai 2024 ;
  - Le montant de -2,2M€<sup>19</sup> économisé par SIBELGA lors du décommissionnement de la plateforme ayant été remplacée par Smartrias.

Des données présentées ci-dessus, il ressort que SIBELGA a demandé pour l'année 2025 un montant supérieur à ce qui aurait été octroyé à SIBELGA en considérant le projet Smartrias (pourtant terminé, dont les dépenses se sont révélées largement inférieures aux budgets tarifaires consentis et qui générera moins de coûts à l'avenir) comme n'importe quel coût opérationnel.

Le montant de 78M€2025 demandé par SIBELGA paraît donc nettement trop élevé.

<sup>19</sup> Ce montant devrait éventuellement être converti en €2025

### 4.4.3 Analyse de la demande de SIBELGA par un conseiller externe

#### 4.4.3.1 Contexte

Un marché public a été émis par BRUGEL afin de s'adjoindre les conseils d'un bureau d'experts pour « émettre un avis critique et indépendant sur le fonctionnement et les dépenses informatiques du gestionnaire de réseaux de gaz et électricité de la Région de Bruxelles Capitale, à savoir SIBELGA ». Un tel audit est notamment prévu par la première partie de la méthodologie tarifaire en son point 26.

BRUGEL a sélectionné un auditeur qui a établi un plan de travail avec SIBELGA. Ce plan contenait la transmission des données à disposition de BRUGEL, mais aussi plusieurs réunions techniques avec SIBELGA, ainsi qu'une phase de questions/réponses écrites.

Un rapport final a été reçu par BRUGEL le 12/9/2024 et se trouve en annexe de la présente décision. BRUGEL invite SIBELGA à transmettre les éléments requérant la confidentialité de certaines informations qu'il contient si celui si devait l'objet d'une publication.

#### 4.4.3.2 Résultats clefs de l'audit

Pour la présente décision, les constats et recommandations de l'auditeur sont divisés en plusieurs chapitres.

##### 4.4.3.2.1 Change (Corporate Plan, ou Roadmap IT)

###### 4.4.3.2.1.1 Clarté du reporting

L'auditeur formule des recommandations afin de faciliter le suivi annuel et pluriannuel des projets, il recommande d'enrichir les informations fournies pour chaque projet présent dans le Corporate plan<sup>20</sup>.

Ces recommandations font apparaître que le suivi actuel pourrait être amélioré et qu'il ne correspond pas aux meilleures pratiques.

###### 4.4.3.2.1.2 Suivi plus précis des projets en phase 1

L'auditeur recommande un suivi plus précis des projets en phase I.

Ces recommandations font apparaître que le suivi actuel pourrait être amélioré et qu'il ne correspond pas aux meilleures pratiques.

###### 4.4.3.2.1.3 Projets à composants majoritairement « business »

L'auditeur recommande d'identifier ex-ante les projets « Business » de manière la plus précise possible afin de déterminer s'ils sont supposés (totalement ou partiellement) être inclus dans l'enveloppe du Corporate Plan.

---

<sup>20</sup> Document équivalent à la roadmap IT.

Ces recommandations font apparaître que le reporting actuel et la nomenclature des projets peut semer le doute quant à la qualification des coûts IT de SIBELGA, qui contiennent des coûts business.

#### *4.4.3.2.1.4 Taux standard de contingence*

L'auditeur recommande de ne pas prévoir de contingence globale en plus du taux individuel retenu par projet.

Cette recommandation laisse apparaître que la demande de SIBELGA est surévaluée, car des « marges de sécurité » budgétaires excessives sont prises.

#### *4.4.3.2.1.5 Utilisation d'un taux théorique « Blended rate »*

L'auditeur recommande d'obtenir le modèle de calcul du blended rate à jour et de le confronter annuellement avec les coûts réellement endossés par SIBELGA au niveau comptable afin de pouvoir anticiper toute déviation majeure entre le taux théorique et le coût réel.

Cette recommandation laisse apparaître que le reporting financier des coûts estimés et réalisés des projets peut être amélioré, qu'il ne laisse pas apparaître une image parfaitement fidèle des budgets et réalisations des projets et que ce manque peut conduire, compte-tenu des remarques formulées ci-dessous à propos de l'usage qui est fait des business case et ROI, à des décisions non optimales.

#### *4.4.3.2.1.6 Utilisation des business cases (1)*

L'auditeur recommande que le ROI de chaque projet ou programme soit rapporté chaque année et suivi, même pour les projets imposés par un cadre réglementaire.

Cette recommandation laisse apparaître que le suivi des décisions d'autorisations de dépenses en termes de projets IT peut être amélioré.

#### *4.4.3.2.1.7 Utilisation des business cases (2)*

Pour chaque projet, l'auditeur recommande de définir des objectifs mesurables, de quantifier la valeur créée et donc la contribution de la mise en place du projet sur l'axe stratégique en question.

Cette recommandation laisse apparaître que le suivi des décisions d'autorisations de dépenses en termes de projets IT peut être amélioré.

### *4.4.3.2.2 Run*

#### *4.4.3.2.2.1 Application licences & maintenance costs*

Il ressort du rapport de l'auditeur que la gestion des licences par SIBELGA peut être fortement améliorée, ce qui indique que cet important poste contient des coûts qui pourraient être évités.

#### *4.4.3.2.2.2 End User support & evolutive maintenance*

Il ressort du rapport de l'auditeur que le calcul réalisé par SIBELGA pour l'estimation future de ce coût n'est pas totalement complet, et que le budget demandé par SIBELGA ne peut être correctement étayé.

#### 4.4.3.2.2.3 *Managed services*

L'auditeur recommande d'améliorer le suivi des contrats constituant le top 5 des fournisseurs en valeur (« preferred vendors »), principalement en ce qui concerne l'indexation. Cette amélioration de suivi peut donner lieu à une réduction des coûts.

#### 4.4.3.2.2.4 *Enable activities:*

Pour plusieurs ETP rapportés par SIBELGA faisant partie de l'IT, l'auditeur n'a pas été capable, à l'issue de sa période d'audit, d'identifier clairement leurs fonctions et leurs valeurs ajoutées et recommande d'obtenir une justification détaillée. Pour plusieurs ETP, l'auditeur recommande une reclassification des fonctions hors de l'IT suivant diverses clefs de répartition.

Cette recommandation laisse apparaître que ces coûts pourraient être évités.

#### 4.4.3.2.2.5 *Personal development activities:*

L'auditeur recommande de retirer ce budget de l'enveloppe IT, car il est repris ailleurs dans l'entreprise.

Cette recommandation laisse apparaître que ces coûts pourraient être évités.

#### 4.4.3.2.2.6 *IT4IT*

L'auditeur recommande de distinguer dans le budget 2025 les projets/actions déjà connus à ce jour et d'estimer la part des projets inconnus, afin de pouvoir justifier les budgets prévus par projets (notamment en matière de Sécurité IT).

L'auditeur recommande des améliorations à apporter à ces budgets.

#### 4.4.3.2.3 *Stratégie et general*

L'auditeur recommande une meilleure mesure de la contribution des objectifs du département informatique (BDS) avec les objectifs de l'entreprise.

L'auditeur reconnaît la difficulté de planifier les budgets IT pour des périodes plus longue qu'un horizon de 3 ans.

L'auditeur recommande un meilleur suivi du réalisé par rapport au budget du corporate plan.

#### 4.4.3.2.4 *Finance et organisation*

L'auditeur préconise l'utilisation d'un modèle de coût basé sur la définition des services (exemple Technology Business Management TBM) afin d'améliorer la transparence, l'optimisation, et la planification des coûts IT.

### **4.4.4 Analyse de la demande de SIBELGA par BRUGEL**

#### **4.4.4.1 Approche bottom-up**

En plus des questions posées conjointement avec l'auditeur sélectionné par BRUGEL, d'autres questions ont été adressées à SIBELGA et ont principalement porté sur des coûts et des projets spécifiques.

Les remarques de BRUGEL sont présentées ci-dessous. Il ressort en outre des réponses de SIBELGA que certains coûts avancés par SIBELGA doivent être corrigés dans la propositions tarifaires adaptées.

#### 4.4.4.2 Constats de BRUGEL

À propos de la sécurité informatique, BRUGEL comprend que ce sujet fasse l'objet d'une attention particulière et nécessite des investissements. Néanmoins, il apparaît que la trajectoire budgétaire pour les coûts nécessaires pour répondre aux défis de transformation et de conformité en la matière ne semble pas faire l'objet actuellement d'une vue exhaustive et précise de la part de SIBELGA.

À propos de la mise en place d'un service de SMS pour contacter les Bruxellois et les avertir de pannes sur le réseau de distribution, BRUGEL s'interroge sur la pertinence de cette dépense compte-tenu des alternatives technologiques actuelles.

À propos de l'implémentation de la tarification évoluée et des coûts prévus par SIBELGA, BRUGEL estime qu'il est prématuré en 2024 de prévoir une enveloppe pour ces développements, avant l'établissement de la feuille de route relative à l'implémentation de ladite tarification évoluée (attendue pour septembre 2025, voir point 7.4.2.2.2.4 de la deuxième partie de la méthodologie tarifaire 2025-2029). En effet, cette feuille de route demande explicitement à SIBELGA de chiffrer les coûts de mise en œuvre de cette tarification, qui seront validés spécifiquement. **BRUGEL invite SIBELGA à introduire une demande de coûts additionnels pour ce développement. Pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, SIBELGA doit supprimer ces coûts de sa demande de coûts IT.**

À propos des coûts Atrias – Space X, BRUGEL renvoie vers le point 7.2.1.1 de la première partie de la méthodologie tarifaire qui précise qu' « un projet majeur tel que par exemple le déploiement commun par les GRD belges d'un nouveau MIG fera dans tous les cas l'objet d'une demande de coûts additionnels spécifique et ne pourra être repris dans le BAU ». **BRUGEL invite SIBELGA, pour obtenir une validation de sa proposition tarifaire, à n'inclure dans sa proposition tarifaire adaptée que des coûts exploratoires limités liés aux évolutions majeurs d'Atrias, à Space X ou au nouveau MIG.**

À propos des coûts introduits par SIBELGA au titre de coûts IT mais qui se révèlent être des coûts relevant du business (par exemple, une étude portant sur la définition des besoins B2B, « étude et identification des différents chantiers IA à mener dans le cadre de la modernisation des ressources humaines », « Activités liées à Corporate PMO », « Activités liées au Corporate Performance & Process Management », « Activités de transformation du business qui n'ont pas nécessairement une composante informatique très forte », etc...), **BRUGEL invite SIBELGA à les requalifier dans sa proposition tarifaire adaptée pour obtenir une décision d'approbation<sup>21</sup>.**

À propos du « Smart Roll out », il ne ressort pas clairement des réponses de SIBELGA aux questions de BRUGEL que le montant demandé par SIBELGA ne constitue par un double comptage par rapport aux coûts additionnels Smart. BRUGEL demande à SIBELGA, pour

---

<sup>21</sup> Le cas échéant, un suivi détaillé de ces différentes prestations « non IT » devra être transmis annuellement ex post par SIBELGA ?

obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, d'apporter des éclaircissements à ce sujet et d'éventuellement effectuer les corrections nécessaires.

À propos du budget demandé pour le projet SAP S/4 Hana conversion et plus spécifiquement la conversion technique de SAP ECC 6,0 en SAP S4 HANA, BRUGEL demande à SIBELGA, pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, de disposer de tout le détail de la construction de ce budget, ou à défaut, de proposer un rabais de correction.

À propos de l'usage de business case par SIBELGA, il ressort des réponses apportées par SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que SIBELGA ne vérifie pas ex post que les business cases qui ont été à la base de l'octroi d'un budget pour un projet se sont effectivement révélés corrects, tant en termes de dépenses que de retour, en ce-compris un recalcul du ROI sur base de données réalisées. Outre les diminutions de coûts liés à certains décommissions, BRUGEL s'étonne de ne pas retrouver plus de réductions futures de coûts résultant des projets IT implémentés ayant pour but l'amélioration du fonctionnement et de l'efficacité de SIBELGA. BRUGEL invite SIBELGA à améliorer ses processus pour réaliser cette action faisant partie des bonnes pratiques en matière de gestion.

À propos du projet DOMUS, il ressort des réponses apportées par SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que ce projet a été mal budgétisé, que le business case est aujourd'hui totalement dépassé et que le projet est, selon BRUGEL, à présent « too big to fail », c'est-à-dire qu'il est trop tard pour faire demi-tour, ce qui aurait pourtant pu être une approche envisageable. Cet exemple laisse planer le doute sur l'efficacité des dépenses engagées par SIBELGA pour ses projets IT.

À propos du projet « Mobile FOFE », il ressort des réponses de SIBELGA que ce projet a été annulé et BRUGEL invite SIBELGA, pour recevoir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire, à effectuer la correction nécessaire (diminution du budget de 109k€).

À propos du projet « plateforme HRIS intégrée » BRUGEL émet de grands doutes sur la plus-value de ce projet. La formulation et l'évaluation des bénéfices repose sur des critères apparemment subjectifs dont la valorisation n'est pas suffisamment démontrée. BRUGEL invite SIBELGA, pour recevoir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire, à supprimer ce projet ou à effectuer une correction conséquente du montant demandé.

À propos du projet CSRD, il ressort des réponses apportées par SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que le montant des dépenses en 2025 est très insuffisamment justifié et BRUGEL invite SIBELGA à corriger cette demande pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée.

À propos du projet « continuous improvement projects (to define) » il ressort des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que ce projet a été mal catégorisé, ce qui laisse planer le doute sur d'autres erreurs de catégorisation commises par SIBELGA au désavantage des tarifs de distribution. Par ailleurs, après avoir pourtant demandé à SIBELGA de recevoir le business case relatif aux différentes initiatives « expérience clients », BRUGEL n'a reçu de SIBELGA qu'un résumé limité. Jusqu'à preuve du contraire, rien ne prouve que ce business case existe, et à plus forte raison qu'il présente un retour positif. Pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, BRUGEL demande à SIBELGA de revoir sérieusement ces budgets et/ou de transmettre les documents demandés.

#### 4.4.5 Position de BRUGEL

Il ressort notamment des éléments ci-dessus :



- Que plusieurs aspects de la gestion informatique pratiquée par SIBELGA répondent aux critères communément admis de la bonne gestion ;
- Que plusieurs aspects de la proposition tarifaire initiale ne respecte pas les critères minimums définis au point 26 de la première partie de la méthodologie tarifaire notamment :
  - Que les coûts avancés par SIBELGA pour l'année 2025 ont parfois été surestimés ;
  - Que les coûts avancés par SIBELGA reposent sur un historique dans lequel des coûts auraient pu être évités ;
  - Que plusieurs pratiques de SIBELGA doivent être améliorées pour réduire les budgets IT à long terme.

**Dès lors, BRUGEL demande a minima à SIBELGA, pour obtenir une validation de sa proposition tarifaire, de :**

- (i) diminuer sensiblement le montant de sa demande formulée dans l'annexe 5 de la proposition tarifaire relative à l'enveloppe de coûts IT en considérant les éléments repris ci-avant.**

BRUGEL est d'avis qu'il est préférable d'apporter une correction forfaitaire que de rentrer dans des discussions complexes et minutieuses en optant pour une approche projet par projet.

- (ii) De corriger certaines erreurs identifiées (projets FOFE, ...) et retirer de l'enveloppe initiale certains projets (SPACE X,...)**

## 4.5 Analyse des coûts additionnels

### 4.5.1 Coûts additionnels relatifs aux investissements dans le réseau électrique

#### 4.5.1.1 Considérations générales

BRUGEL tient tout d'abord à attirer l'attention de SIBELGA sur la nécessité de se référer pour chaque projet de demande de coûts additionnels aux dispositions pertinentes de la méthodologie tarifaire et de le justifier conformément aux exigences spécifiques de ces dispositions. Cet exercice ne contredit en rien la faculté laissée à SIBELGA de combiner plusieurs projets afin d'atteindre le seul minimal de 3 millions d'euros cumulés sur la période 2025-2029.

#### 4.5.1.2 Projet relatif aux investissements dans le réseau

Les demandes de financement complémentaire pour les coûts additionnels doivent concerner un ou plusieurs projets pouvant induire des coûts additionnels tels que précisés dans le paragraphe 7.2.2.1.1 de la méthodologie 2025-2029. Ainsi, les projets relatifs au réseau, concernant le renforcement, le renouvellement et l'extension du réseau de distribution sont éligibles à ce financement complémentaire.

En outre, ces projets doivent couvrir « l'ensemble des coûts additionnels sur 2025-2029 relatifs à l'extension, au renouvellement et au renforcement du réseau (**pour faire face à la hausse de la pointe localement et globalement, due à l'électrification des usages, et le cas échéant à la multiplication de la production décentralisée qui peut induire des congestions**), comprenant les amortissements des investissements correspondants sur 2025-2029 (au sens de la méthodologie tarifaire, i.e. y inclus coûts de désaffectation) et les éventuelles OPEX induits, moins les bénéfices correspondants. **Les bénéfices comprenant au minimum les amortissements évités correspondant aux coûts d'investissement évités dans le cas d'un renforcement de réseau<sup>22</sup> mis en œuvre à l'occasion d'un renouvellement.** Ces coûts additionnels correspondent donc à l'ensemble des surcoûts du GRD par rapport à une situation dans laquelle ces extensions et renforcements ne seraient pas exécutés.

Ceci peut notamment être démontré comme la différence entre les charges d'amortissement et de désaffectations induites par les investissements estimés par SIBELGA pour l'extension, le renouvellement et le renforcement du réseau et les *CGCAPEXBAU* y relatifs. Les investissements estimés par le GRD seront challengés et validés par BRUGEL, tant au niveau des quantités que des coûts ».

Ainsi, ces projets doivent :

- Avoir une portée additionnelle : la différence entre les charges totales des projets additionnels et les charges BAU telles que définies dans la méthodologie. Cette portée additionnelle doit être motivée par le GRD (par exemple en s'appuyant sur le plan de développement) et validée par BRUGEL;
- Faire face à la pointe due à l'électrification des usages pour éviter les congestions.

Dans le paragraphe 7.2.2.1.2 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, il est précisé que le dossier de demande doit comporter « une **description et un chiffrage de l'ensemble des activités de**

---

<sup>22</sup> Le GRD veillera, autant que possible à séparer les investissements d'extension, de renforcement et de renouvellement du réseau. Le cas échéant, SIBELGA présentera les difficultés rencontrées pour catégoriser certains investissements en fonction de cette distinction.

**renouvellement, de renforcement et d'extension du réseau** prévue par le GRD sur 2025-2029, qui peuvent être regroupées le cas échéant en un projet unique » ;

Cette méthodologie autorise en effet le GRD à s'appuyer sur les PDD 2025-2029 « peut être construit en s'appuyant sur le projet de plan de développement 2025-2029 que le GRD doit soumettre à BRUGEL, en décomposant les coûts d'investissement du projet de PDD entre extension, renforcement et renouvellement. Le cas échéant, SIBELGA présentera les difficultés rencontrées pour catégoriser certains investissements en fonction de cette distinction ».

Pour ce qui concerne le rapportage des coûts qui seront financés par le financement des coûts additionnels, la méthodologie prévoit que :

- Les investissements présentés par année et par classe d'actifs selon la classification des actifs implémentée dans l'onglet PI du modèle de rapport en vigueur, accompagnés des prévisions de quantités correspondantes. **Lorsque les renforcements sont effectués dans le cadre d'un renouvellement d'actif, les coûts additionnels ne doivent intégrer que le surcoût par rapport à un renouvellement à l'identique;**
- Les coûts additionnels **d'extension** (investissements, amortissements et désaffectations) présentés par année et par classe d'actifs selon la classification des actifs implémentée dans l'onglet PI du modèle de rapport en vigueur, accompagnés des prévisions de quantités correspondantes.

Par conséquent, pour permettre à BRUGEL de réaliser un examen objectif de la demande de financement des coûts additionnels du GRD pour ce qui concerne le renforcement du réseau pour faire face à la pointe due à l'électrification des usages et éviter les congestions futures, la demande de financement des coûts additionnels réseau doit présenter les projets selon les trois segmentations indiquées dans la méthodologie tarifaire pour, entre autres distinguer les projets d'investissements de renforcement des investissements de remplacement pour identifier la part de ces renforcements concerne la pointe de puissance apportée par l'électrification des usages.

Le dossier de demande de financement des coûts additionnels réseau ne comportait pas ces informations. C'est pourquoi BRUGEL a formulé des demandes complémentaires dans son questionnaire du 10 juillet 2024. Les réponses de SIBELGA (notamment à la question 19 du document de réponse de SIBELGA) indiquent qu'à ce stade SIBELGA n'a pas été en mesure de distinguer univoquement les investissements faits pour des raisons d'extension, de renouvellement et de renforcement du réseau et renvoi aux échanges précédents avec BRUGEL sur le canevas des PDD. SIBELGA ne présente pas non plus :

- Les coûts d'investissement évités dans le cas d'un renforcement de réseau mis en œuvre à l'occasion d'un renouvellement ;
- Une estimation de la hausse de la pointe localement et globalement, due à l'électrification des usages, et le cas échéant à la multiplication de la production décentralisée qui peut induire des congestions et qui nécessitent des investissements spécifiques.

Dans son courrier du 13 février 2024 relatif aux échanges entre les équipes de BRUGEL et de SIBELGA sur le nouveau canevas des PDD, SIBELGA n'a pas présenté des éléments suffisamment étayés pour démontrer l'impossibilité technique de distinguer les investissements selon les trois catégories demandées par BRUGEL, à savoir, les remplacement, renforcement et extension du réseau.

Tenant compte de ce qui précède et des informations complémentaires communiquées par SIBELGA, BRUGEL n'est pas en mesure d'établir un lien direct entre les coûts additionnels et leurs finalités telles que exigées dans la méthodologie tarifaire. Par conséquent, BRUGEL ne peut accepter en l'état la demande de SIBELGA pour le financement des coûts additionnels réseau.

## Approche de BRUGEL pour le financement des coûts additionnels réseau

BRUGEL estime que la transition énergétique va apporter inéluctablement des contraintes majeures sur le réseau électrique notamment par la mobilité électrique et la conversion des appareils de chauffage en électricité. Toutefois, à moyen terme (2025-2027), il n'est pas exclu que le réseau électrique continuera à enregistrer une baisse de la pointe synchrone appelée par les charges raccordées au réseau. Cette tendance à la baisse constatée depuis plusieurs années a été accompagnée par une politique de remplacement des assets du réseau qui favorise une augmentation systématique de la capacité de ces assets. Ces deux tendances contribuent donc conjointement à l'augmentation de la réserve de capacité du réseau électrique.

En outre, les prévisions effectuées par le GRD sur l'impact des véhicules électrique sur le réseau ne permettent pas à moyen terme d'identifier des investissements supplémentaires. Toutefois, s'agissant des nouveaux usages, les courbes d'adoption en forme « S » n'offrent pas de temps de réaction suffisants pour réaliser des investissements lourds et qui nécessitent des autorisations à prévoir longtemps à l'avance. **BRUGEL ne peut donc se permettre d'empêcher le GRD, par défaut de motivation constaté dans la demande de financement des coûts additionnels, d'investir encore davantage dans le réseau en prévision d'une adoption accélérée des nouveaux usages alors qu'il s'agit d'une perspective inéluctable.**

BRUGEL procédera en deux temps à l'analyse des coûts additionnels réseau :

- Dans un premier temps, soit pour la période 2025-2027 : le GRD réintroduit sa demande de financement de coûts additionnels telles que évalués pour les années 2025, 2026 et 2027 en s'appuyant sur les projets proposés dans son projet de plan de développement pour le réseau électrique. BRUGEL est en effet favorable à la stratégie « no regret » adoptée par SIBELGA pour les investissements supplémentaires pour l'intégration des nouveaux usages en tenant compte des conditions suivantes :
  - La stratégie « no regret » qui implique une dispense de motivation préalable aux investissements supplémentaires liés aux nouveaux usages doit être limitée à la période 2025-2027 ;
  - SIBELGA doit évaluer chaque année, dans le cadre de ses projets de plan de développements (PDD) le surplus de capacité généré par les investissements supplémentaires. Dans cette optique, BRUGEL adaptera le canevas des PDD lui permettant de réaliser les analyses nécessaires pour la période 2028 et 2029 de la proposition tarifaire.
- Dans un second temps, soit pour la période 2028-2029 : le GRD introduit une demande complémentaire de coûts additionnels pour les années 2028 et 2029 sur la base des exigences de motivation indiquées dans la méthodologie tarifaire. BRUGEL examinera cette demande en tenant compte des informations qui seront communiquées par le GRD selon le nouveau canevas des PDD<sup>23</sup>. Dans cette optique, BRUGEL clarifie ci-après sa demande de catégorisation des projets d'investissements et les données historiques à intégrer dans la demande de financement complémentaire. Au besoin, BRUGEL pourrait, comme le prévoit la méthodologie tarifaire, fixer en concertation avec SIBELGA le canevas de cette demande complémentaire.

---

<sup>23</sup> BRUGEL prendra en effet une décision avant la fin de l'année 2024 sur le nouveau canevas des PDD conformément à sa décision sur le recours en annulation introduit par SIBELGA contre la décision précédente relative au canevas PDD.

➤ **Concernant la catégorisation des investissements particulièrement les câbles, transformateurs et raccordements B.T entre « extension », « remplacement » et « renforcement » sur la base du fait générateur :**

BRUGEL préconise la catégorisation suivante :

- Une **extension** va résulter d'une demande de raccordement individuel ou collectif à un endroit non alimenté antérieurement et nécessitant l'installation de nouveaux assets spécifiques :
  - Couvre bien sûr les lotissements : alimentation de la zone géographique + intégration au réseau existant
  - Couvre les nouveaux immeubles et ensembles d'immeubles : selon le cas leur raccordement M.T. ou B.T., le transformateur M.T./B.T. (si la capacité demandée est > 50% de la capacité du transfo), le réseau B.T. intérieur et les branchements B.T. relatifs à ce ou ces immeubles.
  - Couvre les espaces réaffectés (exemple la zone commerciale Dockx) : dès lors qu'un réseau historique a été totalement désaffecté, le nouveau réseau H.T. et B.T. alimentant l'espace ainsi que l'intégration dans le réseau existant constituent une extension.
  - Couvre le cas échéant les bâtiments réaffectés : par exemple un immeuble professionnel raccordés en M.T. et converti en immeuble de logement → le placement d'un nouveau transformateur (uniquement si le besoin de capacité locale est supérieur à 50% de sa capacité), le réseau B.T. intérieur et les branchements B.T. relatifs à ces bâtiments.
  
- Un **remplacement** va résulter d'un constat de vétusté (asset fragilisé) ou d'obsolescence (asset ne correspondant plus aux normes, aux standards de sécurité ...) ainsi que d'une demande de déplacement (travaux de voirie) ou d'une coordination ... dans la mesure où les flux mesurés additionnés des flux prévisionnels connus (demande formelle de la clientèle) au niveau de l'asset n'excède pas 80-90% (seuil à convenir) de la capacité nominale de l'asset
  - Les investissements répondant à ces critères sont qualifiés de remplacement indépendamment de la capacité (égale ou supérieure) de l'asset remplaçant.
  - Notamment tous les reports ou remplacements de branchement existants B.T. (même avec une capacité supérieure) suite à une pose câble B.T. sera qualifiée d'investissement de remplacement, même si la pose câble B.T. est motivée par un renforcement.
  
- Un **renforcement** consiste en un investissement ne répondant pas aux critères «extension » ou « remplacement » ; plus concrètement
  - lorsqu'une extension entraîne des investissements additionnels par rapport à la seule alimentation du site et l'intégration au réseau existant : par exemple, un renforcement d'un point d'interconnexion, du réseau M.T. ou d'un transformateur M.T. /B.T. en dehors du site
  - lorsque qu'un asset est ajouté uniquement pour doubler la capacité d'un asset existant : ajout d'un 2<sup>ème</sup> transformateur dans une cabine
  - lorsqu'un transformateur M.T./B.T. est installé à l'occasion d'une extension et que sa capacité excède le double de la capacité demandée à l'occasion de cette extension

- indépendamment de la capacité d'un transformateur nouvellement installé à l'occasion d'une extension de type « nouvel immeuble ou immeuble réaffecté », l'alimentation depuis la cabine d'un réseau B.T. extérieur à cet immeuble sera de nature à renforcer le réseau B.T. avoisinant.
- les investissements répondant aux critères de remplacement visés ci-dessus MAIS pour lesquels les flux mesurés additionnés des flux prévisionnels connus (demande formelle de la clientèle) au niveau de l'asset sont supérieurs à 80-90% (seuil à convenir) de la capacité nominale de l'asset
- les investissements en raccordements B.T. et protection découlant de demandes de renforcement de la clientèle
- Emergent également à la catégorie **renforcement** les investissements suivants :
  - les investissements de conversion ou de dédoublement d'un réseau 230 V existant par du 400V ; la motivation principale de ces investissements étant d'autoriser le raccordement de charges plus importantes (bornes de recharge notamment), de limiter l'ampérage ainsi que les chutes de tension ;
  - les investissements anticipatifs, motivés ni par la vétusté, l'obsolescence ou une nécessité de déplacement, dans des zones où les flux mesurés additionnés des flux prévisionnels connus (demandes formelles) n'excèdent pas 80-90% de la capacité des assets.

Ces investissements anticipatifs devraient toutefois pouvoir être justifiés au regard d'informations « pertinentes », déjà listées dans des missions précédentes :

- Evolution prévisionnelle du nombre de véhicules électriques à alimenter à Bruxelles avec une répartition géographique pertinente (information de préférence admise et partagée par Bruxelles Environnement, Bruxelles Mobilité, SIBELGA et BRUGEL et rechallengee périodiquement)
  - Connaissance du comportement moyen de l'utilisateur de la recharge
  - Evolution de la durée d'utilisation de la pointe pour les assets sujets à un renforcement
- Même démarche pour les conversions du chauffage mazout et gaz vers les pompes à chaleur.

➤ **Concernant la politique historique d'investissement dans le réseau électrique :**

Etant donné que SIBELGA prétend ne pas disposer d'historique de la catégorisation « remplacement », « renforcement » et « extension », BRUGEL préconise, outre les données qui seront exigées dans le nouveau canevas PDD, la communication dans la demande complémentaire de financement des coûts additionnels, pour la période 2020-2024, les informations suivantes :

**Concernant le taux historique de remplacement des assets :**

- a) Le volume total (nombre ou km selon le cas) du parc actif des assets clés (câbles, transformateurs, tableaux H.T. cabines et TGBT) au 31 décembre.
- b) Le volume total (nombre ou km selon le cas) des assets remplacés durant l'année

→ Pour chaque asset clé, le ratio b)/a) donne le taux de remplacement de l'asset.

**Concernant le taux de renforcement historique des assets :**

BRUGEL demande à SIBELGA de fournir une estimation en best effort du ratio de capacité historique : au moins pour les câbles M.T. et B.T. (les câbles désaffectés restent en sous-sol et restent donc présents dans la data base GIS) et les transformateur M.T./B.T. (nombre annuel limité à quelques dizaines), le travail d'analyse historique devrait en principe être limité.

**4.5.1.3 Coûts additionnels pour les amortissements**

4.5.1.3.1 Contenu de la demande de SIBELGA

L'annexe 2 de la proposition tarifaire introduite par SIBELGA le 27 mai 2024 contient une demande de coûts additionnels pour faire face aux amortissements auxquels s'attend SIBELGA pour la période 2025-2029.

SIBELGA avance en effet que le calcul du CGCAPEXBAU tel qu'il est prévu par la méthodologie tarifaire en ses points 6.2.2 et 7.2.1 est insuffisant.

Coût additionnel demandé, exprimé en €2025	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts additionnels	887	2.119	3.376	4.571	5.849

**Tableau : coûts additionnels demandés par SIBELGA dans l'annexe 2 pour faire face aux amortissements des actifs investis dans le réseau de distribution électricité pour les années 2025 à 2029**

Concrètement, et pour les classes d'actif retenues, SIBELGA demande une hausse du CGCAPEXBAU située entre 3% (2025) et 22% (2029).

4.5.1.3.2 Analyse de la demande de SIBELGA

Il ressort de la demande de SIBELGA, des réponses apportées par SIBELGA aux questions posées par BRUGEL et de l'analyse des données historiques que la demande de SIBELGA peut être considérée comme raisonnable.

En effet, il peut arriver que l'inflation ne couvre pas complètement la hausse des amortissements en raison des niveaux de plus en plus élevés d'investissements dans le réseau de distribution électricité.

Un niveau d'incertitude important entoure toutefois cette possibilité, en raison :

- du fait que le CGCAPEXBAU soit calculé sur base des amortissements réalisés 2024 (inconnus à ce jour) ;
- du fait que les investissements futurs de SIBELGA ne sont pas encore connus. De plus, il est souvent arrivé que les prévisions de SIBELGA en termes d'investissements diffèrent fortement des investissements effectivement réalisés. Ce risque est d'autant plus



concret que le risque de sous-investissement constitue une limite connue du modèle TOTEX en œuvre à partir de 2025 ;

- du fait que les taux d'inflation des années futures sont inconnus à ce jour.

Cette incertitude grandit quand le terme des prévisions augmente, c'est-à-dire que la demande de SIBELGA est plus incertaine pour 2029 qu'elle ne l'est pour 2025.

De plus, il ressort des chiffres présentés par SIBELGA dans les modèles de rapport, résultant de l'interprétation de la méthodologie tarifaire par SIBELGA en ce qui concerne l'inflation, que le montant effectivement demandé par SIBELGA contient des coûts qui ne peuvent être considérés comme additionnels, du fait de l'indexation de la différence entre le CGCAPEXBAU et les prévisions d'amortissement.

**Pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, SIBELGA doit adapter ce calcul afin que les chiffres présentés dans les modèles de rapport en tant que coûts additionnels d'amortissement (effectivement financés par les tarifs de distribution) ne soient pas indexés ou soient indexés de telle manière à ne présenter que des coûts effectivement additionnels.**

Par ailleurs, SIBELGA a fait mention d'une erreur matérielle dans la valorisation des recettes liées au nouveau tarif d'intervention dans le réseau BT. BRUGEL demande d'intégrer dans la proposition tarifaire adaptée cette correction.

#### **4.5.2 Projet relatif aux investissements dans le renouvellement des véhicules utilitaires par des véhicules propres**

Comme exposé dans la partie 5.6.1.1, il convient à ce que chaque demande de projet soit fondée et motivée au regard des dispositions pertinentes de la méthodologie tarifaire. Ainsi, le projet susvisé se réfère au point qui vise les investissements dans le réseau. En ce sens, le projet n'est pas dument motivé. Sur interpellation de BRUGEL, SIBELGA a identifié ce projet comme découlant d'une nouvelle obligation légale. BRUGEL demande que la proposition tarifaire adaptée intègre la réponse complémentaire apportée par SIBELGA en reformulant officiellement la demande.

BRUGEL partage l'analyse juridique de SIBELGA. Suite à nos questions, SIBELGA propose une réduction de +/- 400 k€ sur la période 2025-2029 sur base d'une comparaison véhicules thermiques vs électriques (taxes, achat, assurance, entretien, carburant) sur base du site de la région bruxelloise effectuant cette comparaison. BRUGEL demande à SIBELGA de corriger sa proposition tarifaire en fonction des éléments apportés.

BRUGEL demande par ailleurs à SIBELGA :

- a) de revoir, le cas échéant, les critères du cahier des charges pour avoir une gamme plus élargie de véhicules (et moins onéreux) ;
- b) retarder et/ou allonger éventuellement la période de remplacement des véhicules en considérant les évolutions probables des orientations de politiques régionales ;
- c) d'envisager, dans ce cadre spécifique, l'introduction de nouveaux taux d'amortissement pour les véhicules électriques (amortissement en plus de 5 ans ).



Par ailleurs, de façon identique au point 4.5.1.3.2, pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, SIBELGA doit adapter le calcul afin que les chiffres présentés dans les modèles de rapport en tant que coûts additionnels d'amortissement (effectivement financés par les tarifs de distribution) ne soient pas indexés ou soient indexés de telle manière à ne présenter que des coûts effectivement additionnels.

SIBELGA a également soulevé deux corrections à apporter dans la proposition tarifaire adaptée :

- a) correction des amortissements prévus sur les années 2028-2029 à la suite d'une erreur de formule ;
- b) correction des amortissement prévus pour les catégories K et L (camions).

### **4.5.3 Coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents**

#### **4.5.3.1 Demande de coûts additionnels du 27 mai 2024 pour le déploiements des compteurs intelligents**

Dans sa proposition tarifaire du 27 mai 2024, SIBELGA a joint une demande de coûts additionnels pour le déploiement des smart meters en Région de Bruxelles-Capitale. Il s'agit d'une évolution du dossier préliminaire ayant été introduit le 27 décembre 2023 par SIBELGA.

Cette demande de coûts additionnels a été auditée par un bureau externe. Son rapport final, qui figure en annexe de la présente décision, a orienté BRUGEL dans sa présente décision relative aux coûts additionnels demandés par SIBELGA.

#### **4.5.3.2 Analyse**

À l'analyse du dossier de demande de coûts additionnels introduit le 27 décembre 2023 par SIBELGA, plusieurs remarques avaient été formulées à SIBELGA concernant des éléments du dossier demande devant être modifiés pour être validés par BRUGEL.

L'analyse du dossier remis le 27 mai 2024 par SIBELGA laisse apparaître que plusieurs remarques formulées par BRUGEL ont en effet été prises en compte.

BRUGEL salue la qualité des dossiers introduits par SIBELGA et la bonne collaboration ayant prévalu lors de l'analyse de ces dossiers par BRUGEL et l'auditeur.

La demande de SIBELGA du 27 décembre 2023 était de 32,66M€2025.

La demande de SIBELGA du 27 mai 2024 est de 25,17M€2025.

L'auditeur recommande des coûts additionnels d'un montant de 24,65M€2025.

#### **4.5.3.3 Avis de BRUGEL**

Globalement BRUGEL est satisfaite des évolutions apportées par SIBELGA dans sa proposition tarifaire. Un effort pourrait toutefois encore être fourni par SIBELGA au niveau des coûts de surveillance conformément au rapport d'audit.

Par ailleurs, des discussions avec SIBELGA, il s'avère que certaines corrections matérielles doivent être apportées par SIBELGA dans sa proposition tarifaire adaptée (correction de signe dans la prise en compte des revenus générés dans le tarifs de placement de nouveaux compteurs, correction du nombre de compteurs à retirer sans remplacement, mises à jour de

communication des compteurs). BRUGEL invite SIBELGA à identifier clairement dans la proposition tarifaire adaptés les différents postes modifiées.

## 4.5.4 Coûts additionnels pour l'accompagnement de la transition énergétique

### 4.5.4.1 Considérations générales

BRUGEL réitère sa demande quant à la nécessité de se référer pour chaque projet de demande de coûts additionnels aux dispositions pertinentes de la méthodologie tarifaire et de le justifier conformément aux exigences spécifiques de ces dispositions. Cet exercice ne contredit en rien la faculté laissée à SIBELGA de combiner plusieurs projets afin d'atteindre le seul minimal de 3 millions d'euros cumulés sur la période 2025-2029.

Ainsi, d'une manière générale, pour les coûts additionnels identifiés par SIBELGA comme relevant de « la transition énergétique », BRUGEL constate qu'ils ne sont pas suffisamment étayés au regard des points 7.2.2.1.1. et 7.2.2.1.2. de la méthodologie tarifaire. Ainsi, SIBELGA n'identifie pas clairement sur quelle catégorie de projet additionnel la demande se porte, car il n'existe pas de rubrique « transition énergétique ». Sur interrogation de BRUGEL, SIBELGA a apporté des précisions complémentaires. BRUGEL considère dès lors que la proposition tarifaire adaptée doit être complétée par une motivation adéquate à la lumière de la méthodologie tarifaire, telle qu'exposé dans la réponse apportée par SIBELGA.

Les projets visés par les différentes demandes répondent globalement aux objectifs sous-tendus par la méthodologie et visent à soutenir la transition énergétique.

### 4.5.4.2 Partage d'énergie

#### 4.5.4.2.1 Volume d'opérations

BRUGEL s'interrogeait sur les hypothèses considérées pour établir le volume d'opérations. SIBELGA a indiqué s'être basée sur l'année 2023 pour établir sa projection relative au nombre de nouvelles opérations par année. Or, les chiffres du premier semestre 2024 semble indiquer que la projection était sous-estimée. **Sur base de la remarque émise par BRUGEL, les nouvelles hypothèses de calcul considérées par SIBELGA pour établir la projection actualisée semble plus en adéquation avec les dernières évolutions observées. Ces chiffres sont en hausse.**

#### 4.5.4.2.2 Management, coordination et projets

BRUGEL s'interrogeait sur la nécessité/justification d'avoir plus d'I ETP. Les réponses apportées par SIBELGA sont partielles et ne permettent pas de justifier complètement les efforts en ETP que ce dernier a évalué. Dès lors, **BRUGEL invite SIBELGA à compléter sa réponse et le cas échéant à réduire l'activité de « Management, coordination et projets ».**

#### 4.5.4.2.3 Demande de renseignement

BRUGEL s'interrogeait sur la nature des demandes de renseignements et du monitoring qui lui était accordé. BRUGEL regrette l'absence de catégorisations. Au vu des chiffres communiqués, BRUGEL constate une baisse du nombre de demandes de renseignements, et cela notamment grâce à une meilleure communication. En conséquence, **BRUGEL estime raisonnable de demander une révision à la baisse de l'évaluation des efforts du service clientèle.**

#### 4.5.4.2.4 Activation d'une opération de partage

BRUGEL s'interrogeait sur le temps nécessaire pour l'analyse du formulaire, sa complétude et sa validité, à savoir 2h. Par ailleurs, aucune amélioration du temps de traitement n'était

considérée. Or BRUGEL considère que le projet de digitalisation du formulaire (qui sera mis en place avant la fin 2024) et l'expérience permettront aux équipes de SIBELGA de gagner du temps. En conséquence, **BRUGEL estime raisonnable de demander une révision des efforts à la baisse.**

#### 4.5.4.2.5 Gestion des opérations de partage

BRUGEL s'interrogeait sur le temps de traitement pour chaque nouvelle opération de partage (11,37 heures), sur la part des membres avec une erreur de communication (10%) et sur le temps par opération de partage pour le calcul des volumes et des gridfee (50 minutes par mois). BRUGEL constate que SIBELGA ne prévoit aucune amélioration dans le temps. Par ailleurs, les heures consacrées au poste relatif au calcul des volumes et gridfee représente à lui seul 85% du nombre total d'heures (2,8 ETP en 2029). Les explications avancées par SIBELGA sont partielles et ne permettent pas de justifier de tels chiffres. En conséquence, **BRUGEL estime raisonnable de demander une révision à la baisse des heures consacrées au calcul des volume et gridfee.**

**BRUGEL demande à SIBELGA d'adapter sa proposition tarifaire pour tenir compte de ces différentes remarques.**

#### 4.5.4.3 Flexibilité

BRUGEL partage le caractère additionnel de ce projet par rapport à la période 2018-2022 et estime que l'enveloppe demandée est raisonnable.

#### 4.5.4.4 Partage de données (Data-sharing)

Ce projet vise globalement à la mise à disposition de données vers des tiers ou vers des clients professionnels.

BRUGEL souligne le fait que SIBELGA n'a pas introduit de tarifs de refacturation de certaines de ces prestations. BRUGEL demande à SIBELGA d'introduire de tels tarifs au plus tard lors de l'introduction de la proposition tarifaire actualisée pour les années 2028 et 2029.

#### 4.5.4.5 Gestion des assets derrière le compteur

Ce projet vise la mise en place et la maintenance d'un nouveau registre d'assets derrière le compteur. Les coûts demandés ne visent pas les coûts pour les installations de production décentralisées (car déjà inclus dans la Baseline) et uniquement les besoins liés aux bornes de recharges.

Dans les réponses aux questions de BRUGEL, SIBELGA précise :

« Notons par ailleurs, qu'avec quelques mois de recul depuis la remise de la proposition tarifaire le 27 mai 2024, nous pensons que nous avons sous-estimé les coûts liés à la charge de travail à consacrer aux Assets Behind the Meter car nous en avons exclu les assets de production décentralisée<sup>24</sup> alors que nous allons optimiser leur processus afin d'être beaucoup plus proactif dans nos contacts avec les clients. Nous allons également mettre en place des processus pour

---

<sup>24</sup> Nous estimions initialement que pour les assets de production décentralisées les efforts de gestion sur la période 2025-2029 seraient équivalents ou légèrement supérieurs à ceux générés sur la période de référence de 2018-2022.

les tarifs à facturer en cas de déclaration tardive et de non-déclaration des Assets Behind the Meter (prévues par le Règlement Technique).

Nous en avons aussi exclu des coûts liés à la gestion des unités de stockage et des pompes à chaleur, alors que nous allons devoir mettre en place leurs processus de captation et de stockage pour les premiers clients. »

Selon BRUGEL, l'activité « asset behind the meter » pourrait s'étendre à tous les assets (identifiés par le règlement technique) qui ont une influence significative sur le réseau ou sur le marché. Par conséquent, SIBELGA peut introduire des coûts additionnels pour la collecte des informations sur ces assets et la gestion d'un registre des assets y relatif.

#### 4.5.5 Coûts additionnels pour la R&D

Dans le cadre de la proposition tarifaire, SIBELGA a introduit une demande de financement de plusieurs projets qualifiés de R&D. Ces projets ne portent que pour les 3 premières années.

S'agissant d'enveloppe spécifique de R&D, l'efficacité financière ne doit pas être un driver clé. Dès lors, en cas de budget R&D non utilisé à la fin de la période 2025-2027, cet excédent devrait, en principe, être déduit des éventuelles demandes pour les années 2028 et 2029.

Cependant, les modèles de rapport reprennent des montants pour les années 2028 et 2029. BRUGEL demande à SIBELGA de corriger la proposition tarifaire en mettant à zéro ces montants pour 2028 et 2029.

Par ailleurs et de façon générale, les projets innovants de SIBELGA, financés par les tarifs, doivent :

- être réalisés en partenariat avec d'autres opérateurs/stakeholders ;
- faire preuve de transparence et de publicité : les résultats clés doivent être communiqués à BRUGEL et publiés sur le site de SIBELGA ;
- faire l'objet d'un suivi financier individuel.

Tout projet ne répondant à ces éléments pourrait voir son financement rejeté de l'enveloppe tarifaire.

Ci-après sont reprises les positions de BRUGEL sur les différents budgets demandés.

Dans le cadre de la demande de proposition tarifaire, SIBELGA a identifié plusieurs projets au points 6.1 et 6.2 qui relèveraient de la R&D, dont notamment :

- la réalisation d'une étude pour le réseau de chaleur ;
- certains services complémentaires développés par SIBELGA, notamment en ce qui concerne le développement de la plateforme NRT. ;

Dans le cadre de l'analyse préalable, BRUGEL a considéré que la proposition telle que formulée n'était pas compatible avec le point 7.2.3. de la méthodologie tarifaire. En effet, BRUGEL s'interrogeait sur le caractère régulé des activités pour lesquelles SIBELGA demandait un financement additionnel. Sur interpellation de BRUGEL, SIBELGA a clarifié et apporté des

précisions pertinentes sur le scope de ces projets. Sur base de ces explications complémentaires, BRUGEL considère que ces projets sont éligibles pour les coûts R&D.

De plus, BRUGEL souligne le fait que SIBELGA n'a jamais souhaité investir autant dans cette approche R&D. BRUGEL ne remet pas en cause les différentes demandes dans le cadre de l'évolution attendues dans les réseaux dans les prochaines années mais cette acceptation ne peut en aucune cas garantir un maintien structurel de tel niveau de coûts dans le RMA.

Par ailleurs, le modèle de rapport doit être modifié afin de ne pas tenir compte d'un double comptage des frais de personnel R&D (électricité).

#### **4.5.5.1 La chaleur**

BRUGEL n'émet pas de remarque sur la raisonabilité des coûts demandés pour cette rubrique.

BRUGEL n'interdit pas à SIBELGA de réaliser de tels projets mais :

- a) S'étonne que SIBELGA réalise cette étude qui aurait aussi pu être en partie réalisée par l'administration avec l'appui de SIBELGA.
- b) S'étonne que SIBELGA considère qu'il appartient aux tarifs de financer exclusivement ce type de projet/étude qui aurait pu faire l'objet d'un subside spécifique de la Région ou être financé en partie par l'actionnaire.

**BRUGEL invite à ce titre SIBELGA à demander un subside à la Région en lien avec cette thématique ou une prise en charge partielle de l'actionnaire dans le cadre d'une telle réflexion stratégique sur l'avenir de l'entreprise.**

#### **4.5.5.2 Le smartgrid**

Les montants demandés par SIBELGA sont les suivants :

[CONFIDENTIEL]

L'examen d'opportunité de ces projets sera examiné dans le cadre du processus d'approbation de la feuille de route « Smartgrid » de SIBELGA. Sous réserve de la décision d'approbation par BRUGEL de cette feuille de route, les montants demandés par SIBELGA semblent raisonnables compte tenu des finalités visées.

BRUGEL ne demande pas de modification de ces montants dans la proposition tarifaire adaptée mais souligne que ce projet smartgrid ne pourra, en principe, plus faire l'objet d'une demande de coût additionnel d'ici fin 2027 pour l'ensemble des sujets visés dans la demande.

#### **4.5.5.1 L'asset management**

BRUGEL partage la volonté de SIBELGA de réaliser cette analyse et n'émet aucune remarque par rapport au budget raisonnable présenté.

#### **4.5.5.2 La mise à disposition de données**

BRUGEL est favorable à la réalisation par SIBELGA des différents projets demandés.

Les budgets demandés semblent raisonnables au regard des projets à réaliser.

BRUGEL émet toutefois des réserves sur la catégorisation du projet « smartmetering gaz light » en tant que projet innovant. Néanmoins, BRUGEL ne remet pas en cause l'éligibilité de ce projet comme coûts additionnels.

#### **4.5.5.3 L'intelligence artificielle**

BRUGEL partage la nécessité que SIBELGA anticipe certains changements liés à l'intelligence artificielle et estime les budgets demandés raisonnables.

#### **4.5.6 Recettes liées aux coûts additionnels**

Dans ses demandes d'informations complémentaires, BRUGEL a rappelé le fait que conformément au point 7.2.2.1.2. de la méthodologie, SIBELGA doit également identifier les recettes liées à l'exercice de l'activité dont les coûts sont supportés via les coûts additionnels.

Dans ses réponses, SIBELGA motive le fait qu'aucune recette n'ait été explicitée dans la proposition tarifaire. BRUGEL peut comprendre la difficulté d'établir certains tarifs actuellement mais souhaite que SIBELGA développe pendant la période tarifaire 2025-2029 une vision sur les nouveaux tarifs liés aux nouveaux services proposés au marché.

## 4.6 Analyse des soldes régulateurs et de l'affectation aux Fonds tarifaires

### 4.6.1 Contexte

BRUGEL constate que la proposition d'affectation de soldes de SIBELGA considère que les fonds historiques sont ceux qui ont été constitués jusqu'au 31/12/2023. Or le point 13.4 de la méthodologie précise que la période de référence se termine en 2022.

BRUGEL relève ici que la méthodologie a été écrite à une période où le solde des fonds de régulation n'étaient connus que jusqu'en 2022, et qu'au moment d'introduire sa proposition tarifaire, SIBELGA est informée de l'état des fonds de régulation jusqu'au 31/12/2023 (bien qu'ils n'aient pas été validés par le régulateur).

Compte-tenu de l'évolution attendue des fonds de régulation entre 2022 et 2023<sup>25</sup>, cette proposition de SIBELGA diminue le solde historique de 27M€.

Malgré le fait que les comptes 2023 de SIBELGA n'aient pas encore été validés par le régulateur, BRUGEL conçoit qu'il apparait insensé de demander à SIBELGA de retourner aux URD des soldes régulateurs qui n'existent très probablement plus.

### 4.6.2 Analyse de la proposition de SIBELGA

SIBELGA propose d'ajuster l'usage des fonds de régulation pour les retourner aux URD « afin, d'une part, de limiter la hausse des tarifs en 2025 et, d'autre part, d'assurer une faible hausse en 2028 (de manière à ce que le changement de structure tarifaire prévu cette année-là ne soit pas entaché par une hausse de tarifs qui viendrait rendre potentiellement encore plus complexe l'acceptabilité des variations de tarifs). »

Bien que cette disposition ne soit pas explicitement prévue par la méthodologie tarifaire, BRUGEL accepte cet ajustement proposé par SIBELGA pour les raisons exposées par SIBELGA.

#### 4.6.2.1 Electricité

Le montant à retourner aux URD pendant la période 2025-2029 s'élève à 33.065.267€ (50% du solde au 31/12/2023 tel qu'il est présenté par SIBELGA).

SIBELGA affecte une partie des soldes à retourner aux URD pendant la période 2025-2029 au poste tarifaire « Utilisation du réseau » (93%) tandis que le tarif « mesure et comptage » bénéficie des 7% restant.

BRUGEL valide l'approche retenue par SIBELGA.

Prévision 2025	Prévision 2026	Prévision 2027	Prévision 2028	Prévision 2029	Total
----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	-------

<sup>25</sup> Sur base des données relatives à 2023 transmises par SIBELGA, non encore validées par le régulateur



Utilisation réseau	-12.000.000	-6.000.000	-4.000.000	-5.508.164	-5.557.105	-33.065.269
Mesure et comptage	-987.246	-203.288	-293.137	-511.014	-559.955	-3.355.425

Les montants présentés ci-dessus pourraient évoluer dans la proposition tarifaire adaptée.

#### 4.6.2.2 Gaz

La méthodologie prévoit au point 13.2.2 de la première partie qu'une partie du fonds de régulation soit réservée selon les modalités prévues au point 7.2.1.3 afin d'une part de minimiser l'impact tarifaire des mesures décidées dans le cadre de la prise en compte du risque d'échouage de certains actifs du réseau gaz et d'autre part, de récupérer l'effet d'aubaine dont bénéficie le GRD suite au calcul des *CGCAPEXBAU*<sub>2025</sub>.

Le solde au 31/12/2023 est de 94.782.581€, que SIBELGA propose de répartir comme suit :

- 47.804.250€ pour faire face au risque de Stranded Assets sur les prochaines périodes ;
- 23.489.166€ à retourner aux URD en 2025-2029 ;
- 23.489.166€ à retourner aux URD en 2030-2034.

4.6.2.2.1 Détermination de l'effet d'aubaine gaz sur base du *CGCAPEXBAU* utilisant les prévisions d'amortissement 2024.

##### 4.6.2.2.1.1 Contenu de la proposition de SIBELGA

€	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Indexation cumulée		100%	101,8%	103,6324%	105,4978%	107,3967%
Amortissement gaz 2024 indexé	18.861.289	19.200.792	19.546.406	19.898.241	20.256.410	20.621.025
Amortissement gaz Projeté (sur base du PDD)	18.861.289	18.822.865	18.507.279	17.944.331	17.564.793	17.340.022
Ecart (= « effet d'aubaine »)		-377.927	-1.039.127	-1.953.910	-2.691.617	-3.281.003
Dont : effet de l'amortissement accéléré des nouveaux investissement catégorie 3		82	237	377	507	631

**Tableau : Proposition de SIBELGA d'évaluation de l'effet d'aubaine suite à la méthode de détermination des *CGCAPEXBAU***

SIBELGA identifie une effet d'aubaine suite à l'application de la méthode prévue par la méthodologie 2025-2029 pour le *CGCAPEXBAU* d'un montant de 9.343.584€ sur le total de la période.

#### 4.6.2.2.1.2 Analyse de la proposition de SIBELGA

Le chiffre de 18.861.289€ à la base du calcul de SIBELGA n'est pas correct en ce qu'il ne couvre pas toutes les classes d'actifs générant des coûts en capital pour lesquels un effet d'aubaine est anticipé.

**Des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL, il ressort que le calcul proposé par SIBELGA exclut erronément les amortissements liés à la conduite du réseau. Pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée, SIBELGA devra corriger cette erreur.**

#### 4.6.2.2.2 Détermination de l'augmentation des frais opérationnels causée par la suppression de la possibilité de transférer des frais aux immobilisations

##### 4.6.2.2.2.1 Contenu de la proposition de SIBELGA

€	2025	2026	2027	2028	2029
Surcharges associées aux investissements dans le réseau gaz	7.514.719	7.458.015	7.497.539	7.255.412	7.304.527

**Tableau : Proposition de SIBELGA d'évaluation de l'augmentation des Opex gérables suite à la non-activation des surcharges**

SIBELGA avance un montant total de 37.030.212€ sur la période 2025-2029 venant augmenter les Opex gérables par rapport à la période de référence suite à l'arrêt du transfert de frais aux immobilisations.

#### 4.6.2.2.2.2 Analyse de la proposition de SIBELGA

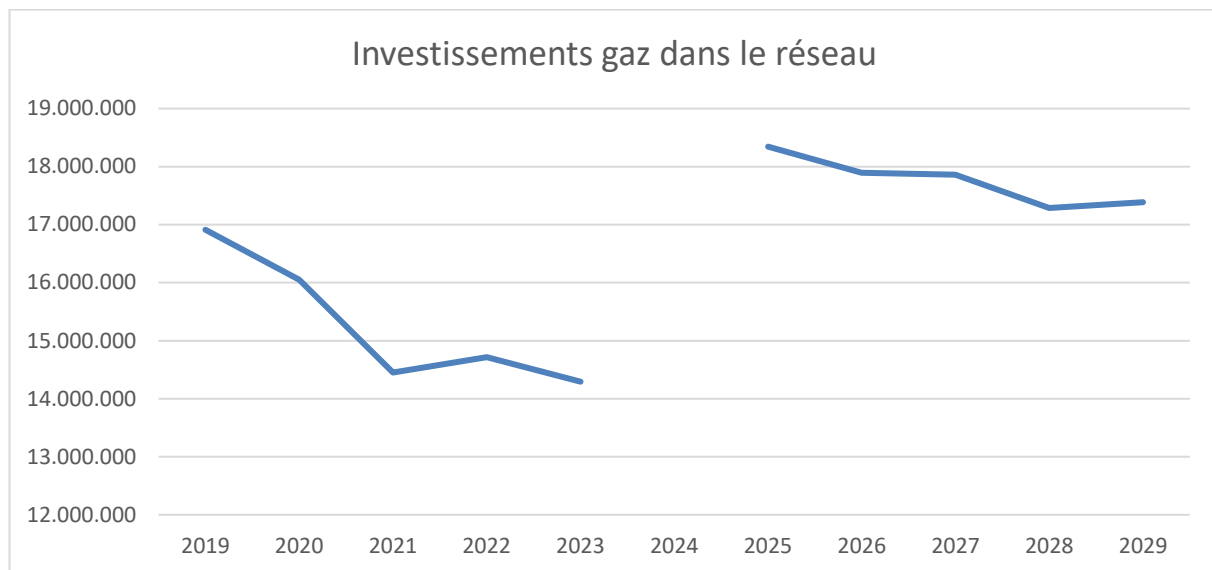
##### 4.6.2.2.2.2.1 Niveau d'investissements

###### 4.6.2.2.2.2.1.1 Prévisions financières

Il ressort des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL et des données transmises par SIBELGA que, nonobstant la remarque du point ci-dessus, le niveau de surcharge par rapport au total des investissements tel qu'avancé par SIBELGA présente une certaine stabilité et une certaine crédibilité.

En revanche, il ressort également que le niveau d'investissements prévus duquel découle les prévisions de surcharges non-activées connaît une hausse considérable difficilement justifiable à partir de 2025.

En ce qui concerne les installations du réseau, soit le périmètre des investissements tel qu'il est présenté par les Plans Pluriannuels de Développements (PPD) anciennement Plans d'Investissements (PI), il ressort des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL et des données transmises par SIBELGA que SIBELGA prévoit que ces investissements connaissent une hausse importante entre la dernière réalité connue (2023) et les prévisions 2025 de 28%, totalement à rebours de l'évolution constatée ces dernières années et de l'information qui a été précédemment transmise par SIBELGA.



**Graphique : Investissements dans le réseau gaz réalisé (2019-2023) et projeté par SIBELGA (2025-2029)**

Il convient de noter que cette évolution apparaît peu probable à partir de 2025 compte-tenu du passage à un revenu cap TOTEX dans lequel le risque de sous-investissement est connu et traité au point II du rapport de motivation de la méthodologie 2025-2029<sup>26</sup>.

Il convient également de noter que si, pour le calcul du CGCAPEXBAU2025, ce seront les amortissements réalisés 2024 qui seront utilisés, comme le prévoit la méthodologie en son point 7.2.1, il n'en va pas de même pour la détermination du terme lié à la fin du transfert de frais aux immobilisations faisant partie du calcul de l'effet d'aubaine, qui ne subira pas de corrections ex post.

#### 4.6.2.2.2.1.2 Prévisions de quantités d'investissements

En réponse aux demandes d'information complémentaires de BRUGEL, SIBELGA met en avant le contexte de la transition énergétique qui augmente l'incertitude sur les volumes des investissements générés par des demandes externes et les changements légaux. BRUGEL reconnaît ce caractère incertain de la période 2025-29 et a posé des questions à SIBELGA qui visent à comprendre les hypothèses prises par SIBELGA pour la planification des volumes d'investissements futurs dans ce contexte particulier.

Dans ses réponses, SIBELGA justifie la différence entre les budgets planifiés pour les prochaines années et ceux réalisés dans les années précédentes comme étant la résultante de la non-réalisation des investissements dits « mandatory » et précise qu'elle n'a pas le contrôle de ces activités car il s'agit principalement de conséquences de demandes faites par les clients. BRUGEL comprend parfaitement cet argument mais souligne que les budgets réalisés sont systématiquement inférieurs aux planifiés depuis 2020.

Par ailleurs, l'analyse des différents plans de développements montre des baisses successives des quantités planifiées pour s'ajuster aux quantités effectivement réalisées mais avec un retard de 3 ans pour les canalisations basse pression, moyenne pression et pour les branchements. Tout indique que les

<sup>26</sup> <https://brugel.brussels/publication/document/notype/2023/fr/Annexe-2a-Rapport-motivation-Modele-regulation.pdf>

quantités planifiées aujourd'hui seront corrigées à la baisse dans les plans de développement futurs. Les volumes d'investissement présentés à la hausse (rénovation des lignes d'émission et remplacement des compteurs pour raison métrologiques) sont des augmentations temporaires uniquement et ils ne sont pas à même de contrebalancer la tendance de fond de baisse de volume des investissements.

Dans le cadre de la précédente méthodologie tarifaire, l'effet retard n'était pas un problème pour la fixation des tarifs. Cependant, dans le cadre du mécanisme de fixation des tarifs prévu pour la période 2025-2029, il y a lieu pour SIBELGA de proposer aujourd'hui une correction globale des volumes planifiés (et de son impact sur le budget investissement planifié associé) pour pallier l'incertitude importante qui se traduit par des volumes et budgets réalisés plus faibles que ceux planifiés et à la tendance globale à la baisse des investissements réalisés au cours des années.

Concernant l'amortissement accéléré, BRUGEL note que l'impact financier de l'amortissement accéléré des assets à investir pour la période 2025-29 est très limité. Cependant, BRUGEL tient à préciser qu'à l'heure actuelle, elle ne dispose pas de suffisamment d'information pour juger des investissements à risque de stranding. En effet, BRUGEL compte adapter le canevas des PDD gaz pour préciser les critères de segmentation des assets après concertation des autorités régionales sur l'avenir du gaz à Bruxelles.

#### 4.6.2.2.2.1 Variabilité des frais transférés aux immobilisations

Il ressort des réponses de SIBELGA aux questions posées par BRUGEL que les frais transférés aux immobilisations, en tant que proportion du total des investissements, connaissent une certaine volatilité (surtout pour l'année 2023). Cette variabilité résulte notamment de la méthode d'imputation des frais indirects, qui dépend de leur type de coût.

La proportion de coûts indirects (composés des frais transférés et des frais ventilés sur les chantiers d'investissement) dans les coûts totaux d'investissements présente une relative stabilité depuis 2015.

Toutefois, la méthode de comptabilisation utilisée par SIBELGA peut générer des variations d'une année à l'autre en raison d'erreurs (par exemple les câbles BT en 2023 ou le rapport ex post 2022 corrigé le 15/5/2023), fluctuations des inducteurs de coûts, liens entre investissements électricité et gaz, planifications et aléas des chantiers...

Bien que le montant des surcharges rapporté aux prévisions d'investissement paraisse cohérent, BRUGEL restera attentive à l'évolution de ces coûts indirects.

#### 4.6.2.2.3 Détermination de la contribution des fonds de régulation à la couverture de l'augmentation des OPEX suite à la fin du transfert de frais aux immobilisations, diminuée de l'effet d'aubaine gaz

Il ressort de l'analyse qui précède, basée sur les données transmises par SIBELGA ainsi que ses réponses aux questions posées par BRUGEL que SIBELGA, en gonflant le niveau de ses investissements attendus (ou en raison du caractère imprévisible du transfert de frais aux immobilisations) maximise la contribution des fonds de régulation à la compensation de l'augmentation des charges opérationnelles résultant de la fin du transfert de frais opérationnels aux immobilisations.

- D'une part, par la surestimation des niveaux futurs d'investissement, le niveau de charges opérationnelles (fonction directe du niveau d'investissement) est surestimé ;
- D'autre part, la surestimation des investissements futurs vient augmenter les prévisions d'amortissement auxquelles sont comparées le CGCAPEXBAU, minimisant par-là l'effet d'aubaine dont bénéficie SIBELGA et qui vient diminuer la contribution des fonds de régulation.

Enfin, le calcul de SIBELGA n'est pas complet car il ne reprend pas les actifs de la catégorie conduite du réseau.

**BRUGEL demande à SIBELGA d'adapter ses projections tarifaires et le cas échéant, de corriger son plan de développement en tenant compte d'une tendance des demandes des clients depuis 2019 et de la diminution des investissements. L'avis de BRUGEL sur le PPD reprendra les éléments pertinence de cette décision.**

**BRUGEL invite SIBELGA à tenir compte de ces remarques et à proposer un nouveau calcul de l'affectation des fonds de régulation pour obtenir une décision d'approbation de sa proposition tarifaire adaptée.**

#### 4.6.2.3 Fonds OSP

##### 4.6.2.3.1 Electricité

Le fonds de régulation « OSP électricité » étant à 0 en 2023, BRUGEL n'a pas de remarque particulière sur la proposition de SIBELGA.

#### 4.6.2.3.2 Gaz

Pour le gaz, au 31/12/2023 il existait un solde tarifaire au niveau des OSP alors que dans la proposition tarifaire aucun montant n'est repris pour ce poste.

Dans ses réponses aux questions, SIBELGA confirme ce point qui n'est pas conforme à la méthodologie qui précise que pour l'apurement des soldes historiques, il n'y aura pas de retraitement entre les rubriques.

SIBELGA précise dans sa réponse que « *il faut se rappeler que ce solde OSP n'a jusqu'ici été constitué que des variations de coûts OSP en comparaison des estimations de coûts (variations qui ont été importantes en 2023 due notamment à une prise en charge importante du fonds fédéral) et pas les variations de recettes (qui ont aussi été importantes les dernières années) et est donc partiel. Il nous semble dès lors logique de ne faire qu'un seul « pot » pour tous les soldes du passé, sans distinguer les OSP des autres.* »

BRUGEL estime qu'un montant lié aux soldes OSP historiques doit être affecté exclusivement aux OSP<sup>27</sup>. **BRUGEL demande donc à SIBELGA de revoir à la baisse (voir à zéro) le tarif OSP pour les prochaines années.**

## 4.7 Analyse des tarifs périodiques électricité

### 4.7.1 Tarifs périodiques 2025-2026-2027

#### 4.7.1.1 Tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution

##### 4.7.1.1.1 TMT et MT

###### 4.7.1.1.1.1 Poids du tarif de pointe

La paramétrisation est conforme à la méthodologie tarifaire.

Le coefficient de dégressivité est ramené progressivement à l'unité jusqu'à 2029.

###### 4.7.1.1.1.2 Tension tarifaire entre heures pleines et heures creuses

La paramétrisation est conforme à la méthodologie tarifaire.

###### 4.7.1.1.1.3 Tarif pour l'énergie réactive

Le montant (EUR / kVArh) pour les années 2025 à 2029 est stable par rapport à la période 2020-2024.

Le point 7.4.1.1 de la méthodologie (partie 2) prévoyait que le calcul pour l'énergie réactive fasse l'objet d'une motivation explicite du GRD. Excepté le maintien d'un tarif stable, aucune motivation explicite n'a été intégrée par SIBELGA.

---

<sup>27</sup> Tant le soldes sur les coûts que sur les recettes peuvent être incluses dans la proposition tarifaire adaptée de SIBELGA.

Dans le cadre de la présente proposition tarifaire et au vu de l'importance relative de cette composante, BRUGEL accepte les tarifs pour les années 2025-2026-2027. **Dans sa proposition actualisée 2028, SIBELGA devra présenter une motivation plus détaillée de ce tarif.**

#### 4.7.1.1.2 BT

##### 4.7.1.1.2.1 BT > 56 kVA

###### 4.7.1.1.2.1.1 Poids du tarif de pointe

La paramétrisation est conforme à la méthodologie tarifaire.

###### 4.7.1.1.2.1.2 Tension tarifaire entre heures pleine et heure creuses

La paramétrisation est conforme à la méthodologie tarifaire.

##### 4.7.1.1.2.2 BT < 56 kVA

La présente décision ne porte que sur la structure tarifaire d'application pendant la période transitoire allant du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2027.

Au niveau de la composante capacitaire, celle-ci passe à 25% en 2025 (contre 20% pendant la période 2020-2024). Cette composante capacitaire augmente de 2% par an jusque 2027. Au niveau de la tension tarifaire pour les puissances supérieures ou inférieures à 13 kVA, celle-ci est fixée à 50% (identique à la période 2020-2024).

BRUGEL rappelle dans la présente décision que SIBELGA devra établir, pendant la période transitoire, un plan d'action visant à proposer un déforçement gratuit aux URD dont la puissance mise à disposition est supérieure à 13 kVA et qui n'en font pas l'usage ou présentent un ratio kWh/kVA relativement faible.

Pour la partie proportionnelle, la tension tarifaire entre heure pleine et heure creuse est fixée à 60%<sup>28</sup>

La proposition tarifaire de SIBELGA est conforme à la méthodologie sur ce point.

**Par ailleurs BRUGEL rappelle que les clients BT < 56 kVA dotés de compteurs AMR doivent bénéficier des mêmes règles et des mêmes tarifs que pour les clients BT < 56 kVA équipés de compteur intelligents.**

#### 4.7.1.2 Tarif pour les soldes régulateurs liés à l'utilisation et à la gestion du réseau de distribution.

Ce tarif n'a pas été introduit dans cette proposition tarifaire initiale, les soldes historiques venant en déduction du revenu autorisé.

Conformément à la méthodologie ce tarif est nul pour l'année 2025 et pourrait être introduit lors de l'actualisation annuelle des tarifs.

---

<sup>28</sup> Tarif heure creuse = 60% tarif heure pleine

#### 4.7.1.3 Tarif pour l'activité mesures et comptage

La partie 2 de la méthodologie prévoit que pour la période tarifaire 2025-2029,

*« deux tarifs mesure et comptage seront présentés pour les clients basse tension inférieure à 56 kVA, selon qu'ils disposent d'un compteur intelligent ou mécanique. Pour la période 2025-2029, ces tarifs seront toutefois identiques entre un compteur intelligent et un compteur mécanique. Une tarification différenciée selon le régime de comptage (R1 ou R3) doit être proposée par SIBELGA. Toutefois, pour cette période tarifaire, BRUGEL souhaite que la tension entre ses différents régimes soient nulles »*

**BRUGEL constate que SIBELGA n'a pas procédé à l'introduction de ces tarifs. La proposition tarifaire de SIBELGA doit être adaptée sur ce point.**

Par ailleurs BRUGEL rappelle que les clients BT < 56 kVA dotés de compteurs AMR doivent bénéficier des mêmes règles et des mêmes tarifs que pour les clients BT < 56 kVA équipés de compteur intelligents.

**Il convient également que SIBELGA intègre dans sa proposition tarifaire adaptée des recettes supplémentaires générées par la facturation du tarif mesure et comptage aux participants de partages d'énergie.**

#### 4.7.1.4 Tarif pour les surcharges

##### 4.7.1.4.1 Charges de pensions

L'analyse de ce point ne soulève aucune remarque.

##### 4.7.1.4.2 Impôt sur les sociétés et les personnes morales

L'analyse de ce point ne soulève aucune remarque.

##### 4.7.1.4.3 Redevance de voirie

L'analyse de ce point ne soulève aucune remarque.

Ce poste devra être réactualisé dans la proposition tarifaire adaptée afin de tenir compte de l'évolution de l'indice des prix à la consommation conformément à la formule fixée par ordonnance.

#### 4.7.1.5 Tarifs pour les obligations de service public

L'analyse de ce point ne soulève aucune remarque.

#### 4.7.1.6 Tarif pour l'utilisation du réseau de transport

L'analyse de ce point ne soulève aucune remarque.



#### **4.7.1.7 Tarification pour le partage d'énergie**

Ces tarifs s'appliquent conformément au point 7.12 de la méthodologie tarifaire (partie I) en appliquant les avantages spécifiques<sup>29</sup>.

La grille tarifaire présentée par SIBELGA est conforme aux dispositions de la méthodologie.

#### **4.7.1.8 Tarif d'injection**

Pour la période 2025-2029, un tarif d'injection nul sera d'application.

#### **4.7.1.9 Tarif de Transit**

Conformément à la méthodologie, des tarifs de transit peuvent être appliqués lors de la facturation d'un volume de gaz ou d'électricité provenant d'une station de réception du GRD bruxellois vers un autre GRD. Aucun tarif préalable n'est introduit dans la proposition tarifaire seuls des montants estimés (+/- 3000€/an).

#### **4.7.1.10 Tarifs pour services spécifiques au marché.**

Aucun tarif pour service spécifique aux marché (au sens de la méthodologie tarifaire) n'a été introduit par SIBELGA.

#### **4.7.2 Tarification évoluée 2028-2029.**

La grille tarifaire et les tarifs pour la période 2028-2029 feront l'objet d'une proposition adaptée conformément à la méthodologie.

#### **4.7.3 Conditions d'applications**

Les conditions d'application devront être adaptées pour être conformes à la méthodologie tarifaire notamment sur les dispositions suivantes :

- Supprimer les TOC L36 et L6N (harmonisation de la facturation des URD avec capacité supérieure à 56 kVA.
- Par défaut, pour les URD avec une capacité inférieure à 56 kVA, le tarif appliqué après le placement d'un compteur intelligent est le tarif bihoraire<sup>30</sup>.

### **4.8 Analyse des tarifs périodiques gaz**

Les tarifs gaz portent sur les années 2025-2029.

---

<sup>29</sup> La somme des ristournes accordée dans le cadre du partage d'énergie est de 30 k€ cumulé sur toute la période tarifaire.

<sup>30</sup> Le comptage monohoraire pouvant être maintenu pour la commodité)

#### **4.8.1.1 Tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution**

##### 4.8.1.1.1 Conformité générale à la méthodologie

La grille tarifaire, la continuité entre les tranches et les pourcentages de recettes fixes sont globalement conformes à la méthodologie.

Toutefois, BRUGEL constate que le montant du terme fixe est exprimé en €/jour. BRUGEL demande que conformément au point 8.3 de la méthodologie tarifaire ce tarif soit également exprimé en €/an dans la proposition tarifaire adaptée.

##### 4.8.1.1.2 Rapprochement des tarifs T1 et T2

Le point 8.9.I de la deuxième partie de la méthodologie prévoit un rapprochement entre le T1 et le T2.

BRUGEL constate que pour le T1 SIBELGA propose que le terme fixe du poste « Utilisation du Réseau de Distribution » connaisse une augmentation de 267%, passant de 6€/an à 16€/an, tandis que le terme variable a connu une légère baisse de 1%.

BRUGEL constate que, pour le T2, SIBELGA propose que le terme fixe du poste « Utilisation du Réseau de Distribution » connaisse une légère baisse de 2,6%, tandis que le terme variable connaisse une hausse de 16%.

Ces propositions donnent lieu à une augmentation, entre 2024 et 2025, pour un client type du T1 de :

- 26% pour une consommation de 2.326kWh ;
- 24% pour une consommation de 2.579kWh ;
- 14% pour une consommation de 6.652kWh.

Compte-tenu du fait que la facture de distribution n'augmente (tant pour un client médian que moyen, tous deux facturés au T2) que de 13%, BRUGEL constate le rapprochement prévu et n'émet pas d'autre commentaire sur ce point.

##### 4.8.1.1.3 Spécificités pour les clients T5

La méthodologie tarifaire spécifie que « Pour le groupe des clients consommant plus de 10 GWh par an, BRUGEL recommande de ne pas proposer des tarifs d'utilisation du réseau de distribution s'écartant fortement de la moyenne de ceux appliqués dans les autres régions du pays ».

SIBELGA ne présente pas d'analyse d'impact par rapport aux autres régions du pays. **BRUGEL souhaite que SIBELGA réalise cette analyse lorsque l'ensemble des tarifs 2025 des autres régions seront disponibles.** Par ailleurs, ce tarif pourra être révisé conformément au correction apportée au niveau des volumes consommés par Audi Forêt (voir supra).

#### **4.8.1.2 Tarif pour les soldes régulateurs liés à l'utilisation et à la gestion du réseau de distribution.**

Conformément à la méthodologie, ce tarif est par défaut nul pour l'année 2025.

#### **4.8.1.3 Tarif pour l'activité mesures et comptage**

BRUGEL constate que le montant du terme fixe est exprimé en €/jour. BRUGEL demande que conformément au point 8.4 de la méthodologie tarifaire ce tarif soit également exprimé en €/an.

#### **4.8.1.4 Tarif pour les surcharges**

##### **4.8.1.4.1 Charges de pensions et Impôt sur les sociétés et les personnes morales**

SIBELGA propose que les tarifs de surcharge pension et les tarifs pour la surcharge « autres impôts et prélèvements » :

- Soient identiques pour les T1, T2 et T3 (= tarif de référence)
- Soient à 25% de ce tarif de référence pour les clients T4
- Soient à 2,5% de ce tarif de référence pour les clients T5

BRUGEL n'émet aucune remarque particulière sur cette approche.

##### **4.8.1.4.2 Redevance de voirie**

Pas de remarque particulière, ce poste résulte du montant fixé par ordonnance et qui pourra être actualisé en fonction de l'indice des prix à la consommation lors de la proposition tarifaire adaptée.

#### **4.8.1.5 Tarifs pour les obligations de service public**

BRUGEL n'émet aucune remarque sur ce point dans la proposition tarifaire initiale. Les clients T4 et T5 ne sont pas concernés par ce tarif. Pour les autres clients, BRUGEL valide l'approche de SIBELGA de proposer un tarif identique.

#### **4.8.2 Conditions d'application**

BRUGEL n'a soulevé aucune remarque spécifique sur ce document.

## 4.9 Analyse des tarifs non périodiques

### 4.9.1 Considérations générales

BRUGEL n'émet aucune remarque sur l'approche générale de fixer les tarifs 2025 sur base des tarifs 2024 (corrigés de l'inflation pour les tarifs visés).

Pour les 11 tarifs analysés par SIBELGA et pour lesquels SIBELGA souhaite s'écarter de cette règle, BRUGEL n'émet aucune remarque spécifique.

### 4.9.2 Mixtes

#### 4.9.2.1 Tarifs en cas de consommation hors contrat, de fraude ou de bris de scellés

L'entrée en vigueur de l'ordonnance du 17 mars 20222, ainsi que l'adoption de la décision 259 de BRUGEL du 21 février 2024 portant approbation de la proposition de règlement technique de SIBELGA pour les réseaux d'électricité (ci-après « *règlement technique électricité* ») a eu un impact direct sur les tarifs non périodiques. C'est la raison pour laquelle SIBELGA a demandé une révision tarifaire qui a été approuvée par décision 278 adoptée le 8 juillet 2024. Dès lors, BRUGEL invite SIBELGA à introduire la nouvelle proposition tarifaire conformément à cette décision. Cette décision mentionnait également que : « *Les tarifs relatifs aux forfaits associés aux cas de consommation hors contrat ou en cas d'atteinte à l'intégrité d'une installation de comptage restent inchangés pour la présente période tarifaire. Ils devront faire l'objet d'une proposition tarifaire ultérieure par SIBELGA.* ».

Dans sa proposition initiale, SIBELGA n'a pas proposé des modifications concernant les forfaits facturés en cas de consommation hors contrat et non mesurée. Sur interrogation de BRUGEL, SIBELGA a justifié les différents forfaits applicables. Néanmoins, ces informations ne sont pas suffisamment claires et étayées pour que BRUGEL puisse se prononcer sur le caractère fondé et raisonnable.

**BRUGEL demande d'introduire dans la proposition tarifaire des forfaits basés sur des informations plus détaillées sur les coûts et les procédures (la qualification des agents, l'optimisation des processus). A cette fin, BRUGEL demande de documenter les informations données sur les coûts par des données objectives historiques.**

#### 4.9.2.2 Tarifs ouverture - fermeture de compteur

Après analyse de la proposition tarifaire initiale, BRUGEL a demandé des informations complémentaires concernant les coûts justifiant le tarif d'ouverture. Cependant, les informations fournies par SIBELGA ne semble pas suffisamment étayées afin que BRUGEL puisse apprécier le caractère justifié de ce tarif. **Plus spécifiquement, BRUGEL demande à ce que le poste « Coûts administration et de fonctionnement » 1.012.974€ mentionné dans la réponse à la question 24 soit davantage expliqué et justifié. A ce stade, ce tarif ne peut pas être accepté.**

Par ailleurs, la fermeture étant gratuite la nomenclature dans le tableau des tarifs non périodiques doit être corrigée.

#### 4.9.2.3 Tarifs « Contrôle de l'exactitude d'un compteur »

Après analyse de la proposition initiale et conformément aux différentes discussions sur le règlement technique, **BRUGEL considère qu'il convient de rajouter un tarif "contrôle visuel"**<sup>31</sup> du compteur à l'image des pratiques dans les autres Régions. Dans le cadre des questions complémentaires, SIBELGA a proposé des modifications concernant son approche en y intégrant la proposition de BRUGEL. Dès lors, les TNP concernant ce poste doivent être modifiés dans le sens proposé par SIBELGA dans sa réponse apportée à la question 20.

#### 4.9.2.4 Rabais en cas de prestations simultanées

En ce qui concerne le rabais, BRUGEL considère qu'il s'agit d'un rabais pour le placement de plusieurs compteurs à la même adresse.

BRUGEL invite SIBELGA à transmettre une clarification de l'applicabilité de ce rabais.

### 4.9.3 Electricité

#### 4.9.3.1 Tarif pour déforçement de compteur

La proposition initiale de SIBELGA propose la suppression des tarifs existants (EBT21 et EBT89) pour le déforçement du compteur et la gratuité pour les déforçements via la réduction de la puissance du disjoncteur ou via le réglage de l'organe de coupure du compteur intelligent. BRUGEL est d'accord avec l'approche proposée par SIBELGA mais apporte les précisions suivantes :

- L'impossibilité du réglage de l'organe de coupure du compteur intelligent ne doit pas conduire à appliquer les tarifs pour les adaptations techniques ;
- Toute demande d'augmentation de la puissance tenue à disposition ne dépassant pas la puissance de 9.2kVA est gratuite. Cette hausse est effectuée le cas échéant par le placement d'un compteur intelligent ;

#### 4.9.3.2 Tarif pour le placement d'un compteur intelligent et/ou d'un équipement de comptage pour un point de service secondaire

Dans sa proposition initiale, SIBELGA propose un tarif identique pour le placement du compteur intelligent de tête et pour les compteurs service secondaire.

Or, BRUGEL dans son avis 382 de BRUGEL p.25 avait précisé ce qui suit :

*« Tenant compte de cette orientation, BRUGEL est d'avis qu'il y a lieu d'établir des tarifs de placement selon les configurations choisies par l'URD par rapport à ses usages.*

Ainsi :

- Dans la configuration 1, lorsqu'un URD demande un comptage séparé pour un usage situé derrière son compteur de tête conformément au règlement technique, un tarif préférentiel est appliqué sur le placement d'un équipement de comptage séparé ;

---

<sup>31</sup> Pour les compteurs intelligents, ce type de contrôle peut être effectué à distance.

- Dans la configuration 2,
  - Lorsqu'un URD demande un nouveau compteur de tête pour son installation principale ou pour raccorder directement sa borne de recharge au réseau, un tarif de placement reste d'application ;
  - Lorsque le GRD impose un raccordement d'une borne de recharge directement au réseau, un tarif préférentiel est appliqué sur le placement du compteur additionnel ; [...] ».

Dans la phase d'échanges de question réponse, SIBELGA a considéré qu'une telle différenciation n'était pas justifiée dès lors que « L'équipement que SIBELGA installera sera identique au compteur de tête et nécessitera les mêmes interventions. ».

BRUGEL ne peut accepter cette approche. Pour les raisons exposées dans l'avis susvisé, BRUGEL demande d'introduire des tarifs préférentiels conformément aux exigences précitées. Le régulateur ne peut accepter que les coûts de l'immaturité technologique dans le chef du GRD soient imputés à l'URD, alors que dans d'autres Régions, les GRD ont recouru à des outils beaucoup moins onéreux, par exemple afin de relever les index du compteur d'eau ou du gaz.

Aussi, il est essentiel de distinguer ces compteurs des compteurs de tête. C'est dans ce sens que BRUGEL a réservé un traitement différencié pour ces deux cas dans le point 12.2.2. de la méthodologie tarifaire qui est rédigé comme suit : « Les équipements communicants de mesure (les dataloggers ou les compteurs intelligents) et/ou de modulation de la puissance placés sur les points de prestation de service secondaires ne sont pas pris en compte dans ce mécanisme incitatif (WACC bonifié ou minoré) ».

**BRUGEL invite SIBELGA à corriger la nomenclature de ce tarif en remplaçant le terme « compteur à décompte » par le terme « compteur service secondaire » dans la proposition tarifaire .**

#### **4.9.3.3 Tarifs pour non-respect du règlement technique et pour déclaration tardive**

SIBELGA a introduit des tarifs pour, d'une part, la déclaration tardive d'une installation de production décentralisée et d'autre part, pour non-respect des dispositions du règlement technique.

Sur interpellation de BRUGEL, **SIBELGA a répondu que le tarif concernant la déclaration tardive d'une installation PV devait être élargi à d'autres cas tels que les bornes de recharge ou les unités de stockage conformément au règlement technique. Dès lors, BRUGEL demande d'intégrer ces éléments dans la proposition tarifaire adaptée.**

En ce qui concerne le non-respect du Règlement technique, BRUGEL constate que des tarifs sont prévus uniquement pour les mises en demeure. Or, BRUGEL constate que SIBELGA doit déployer des moyens pour détecter les installations non déclarées (par exemple : le déploiement d'un drone). **Ces moyens impliquent des coûts supplémentaires pour SIBELGA qu'il conviendra de couvrir par un forfait. BRUGEL demande de rajouter un tarif « forfait recherche installation non déclarée » dans la proposition tarifaire adaptée.**

#### 4.9.3.4 Tarifs pour opération à distance

##### 4.9.3.4.1 Relève sur demande d'un compteur intelligent

BRUGEL considère que, comme pour les opérations d'ouverture, un client disposant d'un compteur intelligent qui demande la relève doit être facturé au tarif « *relève à distance* », même si SIBELGA ne dispose pas de moyen technique pour réaliser cette action à distance. **Comme il sera développé dans le point suivant, l'URD ne peut subir les contraintes techniques du GRD, alors qu'il a un droit d'être relevé à distance.**

##### 4.9.3.4.2 Ouverture/fermeture de compteur intelligent

En ce qui concerne les clients munis d'un compteur intelligent ne pouvant être ouvert à distance, SIBELGA propose qu'il soit facturé selon le travail réalisé. BRUGEL comprend l'approche de SIBELGA. Cependant, le régulateur insiste sur le fait que ce 2eme tarif impliquant l'intervention sur place ne peut pas être facturé à l'URD si l'ouverture à distance n'est pas possible parce que le gestionnaire ne dispose pas d'outil informatique et/ou autres moyens nécessaires pour y parvenir. En d'autres termes, pour ces situations, SIBELGA est tenu d'appliquer le tarif « ouverture à distance », même si l'indisponibilité des outils informatiques implique le déplacement du technicien. Dans ce sens, SIBELGA est invité d'introduire dans un des documents appropriés cette exception.

Par ailleurs, la fermeture étant gratuite la nomenclature dans le tableau des tarifs non périodiques doit être corrigée.

#### 4.9.3.5 Modification de la puissance

Les différents concepts de puissance ont fait l'objet de plusieurs discussions dans le cadre de la modification des règlements techniques. Même si, SIBELGA et BRUGEL semblent avoir une compréhension commune des concepts, leurs modifications dans le RT semblent nécessiter plusieurs mois de travail. Dès lors, en concertation avec SIBELGA, il a été proposé de se référer au concept unique de puissance tenue à disposition (contractuelle ou par défaut). Tous les tarifs non périodiques liés à ce concept doivent se référer à ce concept. En ce qui concerne les tarifs périodiques, ces concepts ne sont pas d'application à ce stade.

En ce qui concerne l'augmentation de la puissance, les URD disposant d'un calibre de disjoncteur inférieur à 9.2 kVA peuvent demander le renforcement du compteur jusqu'à ce seuil et ce à titre gratuit, pour autant que ce remplacement soit opéré par un remplacement d'un compteur intelligent et que les exigences RGIE soient respectées. Il est évident que ceci ne s'applique pas lorsqu'un autre seuil est imposé par une réglementation spécifique, notamment en ce qui concerne les bornes de recharge.

**BRUGEL propose que SIBELGA introduise ces précisions dans la proposition tarifaire adaptée.**

#### 4.9.3.6 Passage du tarif bihoraire au tarif simple horaire et inversement

En conformité avec le règlement technique, et lorsque la tarification en vigueur l'autorise, ces modifications sont gratuites. Sauf erreur, SIBELGA ne présente aucun tarif à 0 pour cette prestation dans sa proposition tarifaire. BRUGEL invite SIBELGA à confirmer ce tarif dans sa proposition tarifaire adaptée.



#### **4.9.3.7 Nouveau tarif pour le renforcement du réseau suite à une demande de renforcement d'un point de raccordement BT (intervention dans le développement du réseau BT)**

Comme exposé par ailleurs, BRUGEL demande à ce que SIBELGA communique un seul concept aux clients intitulé « *Puissance tenue à disposition* ». La modification de la puissance tenue à disposition peut générer des différentes prestations dans le chef de SIBELGA. Ces prestations, ainsi que l'augmentation de la puissance doivent faire objet des tarifs distincts. Ces prestations sont donc les suivantes :

- Adaptation de la puissance de l'organe interne de réglage de puissance du compteur intelligent ;
- Adaptation de la puissance via l'adaptation du calibre du disjoncteur (équipements de protection des installations de l'URD) ;
- Adaptation de la puissance de raccordement au point d'accès de l'URD.

Lorsque l'augmentation de la puissance demandée par l'URD exige l'adaptation du calibre du disjoncteur, l'URD paie le tarif applicable pour cette prestation et un tarif de contribution au développement du réseau pour chaque kVA supplémentaire à 9.2kVA (appelé aussi forfait kVA). **Les modalités d'application notamment pour les cas exceptionnels (raccordement collectifs ou les bornes raccordées directement au réseau) sont précisées dans le règlement technique.**

**BRUGEL demande d'adapter la proposition tarifaire initiale en ce sens.**

#### **4.9.3.8 URD électrosensible**

Suite aux réponses apportées par SIBELGA, BRUGEL n'a plus de remarque sur ce point.

#### **4.9.3.9 Placement d'un compteur AMR quand le placement d'un compteur smart n'est pas possible**

Dans sa proposition initiale, SIBELGA précise que « dans tous les cas possibles des demandes de compteurs pour des puissances inférieures à 56 kVA, SIBELGA placera un compteur intelligent. Cependant la limitation de courant de ces compteurs étant de 100 A, pour les clients connectés au 230 V et nécessitant une puissance supérieure à 40 kVA, des compteurs AMR devront être placés (avec ou sans transformateur d'intensité). ».

A la question de BRUGEL relative au placement de ces compteurs dans ces situations, SIBELGA a répondu que le tarif placement compteur AMR serait d'application.

**BRUGEL ne peut accepter une telle proposition en ce qu'elle considère qu'il n'est pas justifié de répercuter un tarif différencié pour une même catégorie de clients identiques (clients dont la puissance est inférieure à 56 kVA). Ces clients disposent du droit d'avoir un compteur intelligent et doivent être facturés aux tarifs identiques, la contrainte technique de SIBELGA ne peut être de nature à justifier un tarif plus élevé. Il en est de même pour tous les tarifs non périodiques prévus pour les opérations effectuées par un compteur intelligent.**

BRUGEL demande d'adapter la proposition tarifaire en ce sens.



#### 4.9.3.10 Tarif de consommation d'électricité applicable pour les foires et festivités

Dans sa proposition tarifaire, SIBELGA propose que les « forfaits consommation » dans le cadre de l'activité des foires et festivités passent à une facturation sur base d'une consommation réelle.

BRUGEL partage la volonté de SIBELGA de facturer sur base des consommations réelles plutôt que forfaitaire. BRUGEL demande toutefois que ce tarif spécifique soit intégré dans le cadre du programme de mission de service public 2025 en spécifiant le tarif applicable pour la facturation (Pmax).

Par ailleurs lors de la période tarifaire 2020-2024, les prestations FOFE bénéficiaient de tarifs plafonnés. Pour BRUGEL, un taux de couverture de 100% doit être visé dans le calibrage de ces tarifs et seul le solde par rapport à ce taux de couverture peut éventuellement être pris en charge par le gridfee périodique lié aux financements des OSP.

La proposition tarifaire de SIBELGA 2025-2029 est basée sur des tarifs non plafonnés indexés.

Dans son avis<sup>32</sup> 337 relatifs au programme des missions de service public 2022 de SIBELGA BRUGEL précisait :

*« En Région bruxelloise, l'activité FOFE étant considérée comme une Obligation de Service Public, dans le cas où les recettes générées par cette activité ne couvrent pas les coûts de SIBELGA pour cette même activité, la différence est mutualisée via le tarif OSP. S'agissant d'une OSP, les tarifs FOFE pourraient faire l'objet de lignes directrices spécifiques fixées par le Gouvernement.*

*BRUGEL a donc fait le choix de ne pas solidariser les coûts de cette activité, car aucune base juridique ne l'y autorisait. Ce positionnement a eu comme conséquence une augmentation importante des tarifs 2020 par rapport aux tarifs historiques pour ce service.*

*Courant 2021, aucune disposition ou ligne directrice spécifique n'a été intégrée dans l'ordonnance électricité. Dès lors, BRUGEL a proposé à SIBELGA d'appliquer pour l'année 2022 les mêmes tarifs qu'en 2019. Cette approche rejoint celle de SIBELGA inscrite dans le programme de missions de service public 2022.*

*A l'avenir, BRUGEL préconise que SIBELGA propose les différents tarifs pour ces activités (taux de couverture...) dans le programme de mission de service public. Il appartiendra alors au gouvernement de valider ces tarifs après avis de BRUGEL.*

**BRUGEL prend acte de la demande de SIBELGA mais il n'appartient pas à BRUGEL d'approuver ces différents tarifs.**

**BRUGEL demande à SIBELGA d'intégrer ces tarifs dans le programme 2025 relatifs aux obligations de services public. Le taux de couverture de ces tarifs doit faire l'objet d'une validation du gouvernement.**

---

<sup>32</sup> <https://BRUGEL.brussels/publication/document/avis/2021/fr/AVIS-337-Programme-MSP-SIBELGA-2022.pdf>

#### 4.9.3.11 Gaz

#### 4.9.3.12 Taux de couverture

Comme le prévoit la méthodologie tarifaire partie I ses points 6.2 et 6.3.3, le taux de couverture des tarifs non périodiques gaz est de 100% pour tous les tarifs non périodiques à partir de 2025.

### 4.9.4 Evolution des tarifs non périodiques

#### 4.9.4.1 Tarifs supprimés

Dans les questions envoyées à SIBELGA, le régulateur s'interrogeait sur la pertinence de garder un tarif pour « *unlock request* ». SIBELGA a apporté des informations complémentaires sur ces interrogations qui sont suffisamment étayées. SIBELGA identifie clairement les situations dans lesquelles ce tarif est facturé. BRUGEL demande d'apporter ces précisions soit dans la proposition tarifaire adaptée soit dans les conditions d'application de ce tarif.

#### 4.9.4.2 Tarifs fusionnés

BRUGEL n'émet aucun commentaire spécifique sur cette partie.

#### 4.9.4.3 Tarifs ajoutés

BRUGEL constate que SIBELGA n'a pas proposé de tarif spécifique pour le rachat de l'électricité excédentaire d'un client protégé. Saisi sur cette question, SIBELGA, dans sa réponse, a remis en question le tarif jusqu'à ce jour appliqué par SIBELGA pour ces cas. BRUGEL constate néanmoins qu'à ce jour il y a un vide législatif fédéral et régional sur la question, et en attendant des modifications dans ce sens, demande au gestionnaire du réseau de proposer un tarif de rachat soit en se basant sur un tarif fixé par la CREG soit sur base d'une méthodologie convenue avec BRUGEL.

#### 4.9.4.4 Tarifs passant sur devis

BRUGEL n'émet pas de remarque sur ce point.

Toutefois BRUGEL demandera à SIBELGA lors des différents contrôle ex post de lui fournir un détail des différents devis réalisés (type de travaux, montant du devis, occurrence de travaux similaires, ...).

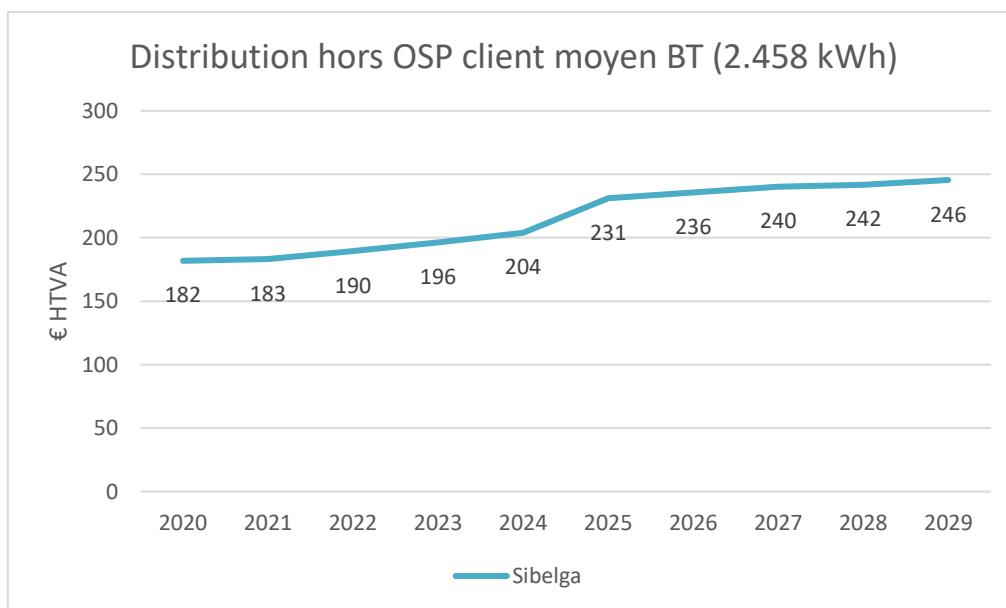
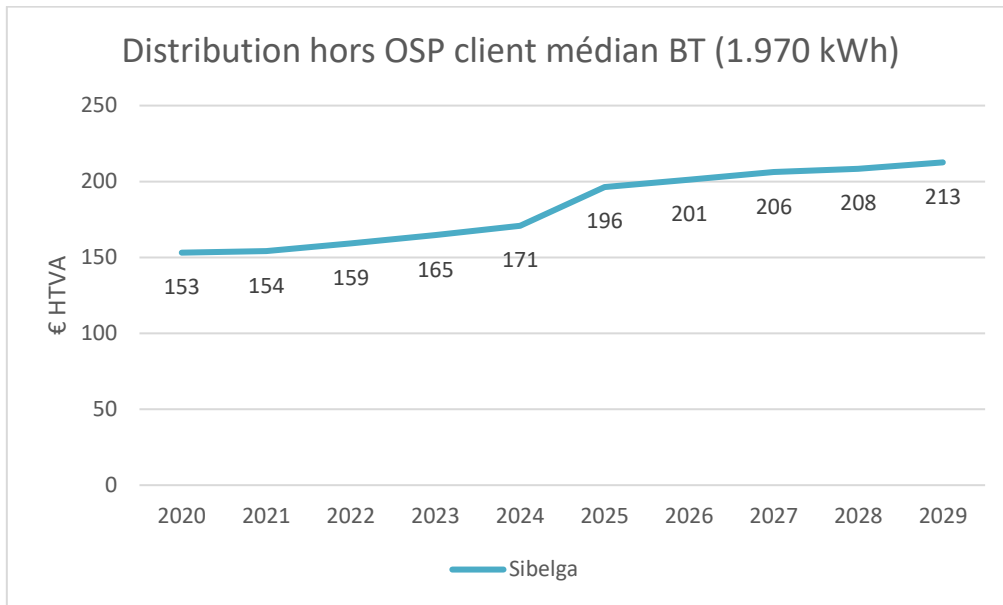
#### 4.9.4.5 Divers

BRUGEL demande de supprimer le mot « électriques » au tarif EBT9I bis.

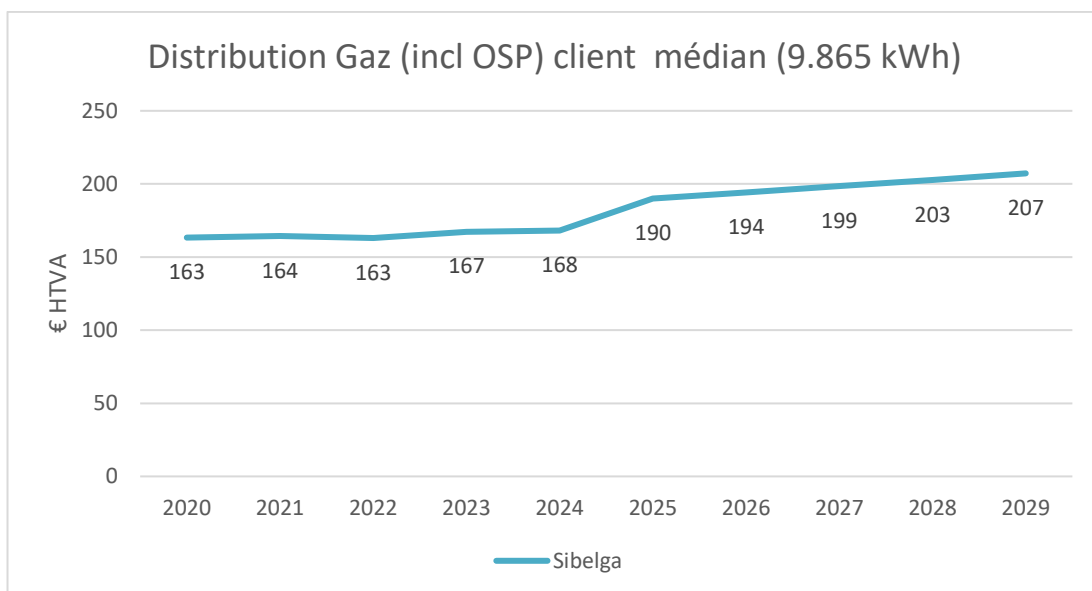
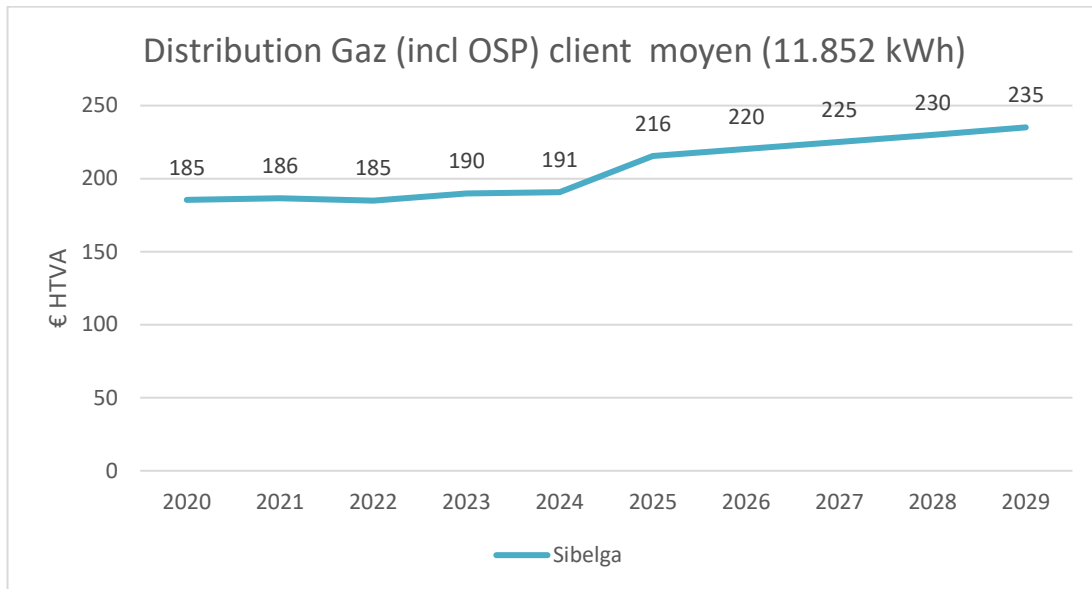
## 4.10 Evolutions des tarifs par rapport à la période régulatoire 2025-2029

Dans le cadre de cette proposition de refus, cette partie ne fait l'objet d'aucun développement particulier. Les tarifs 2026 à 2029 sont donnés à titre indicatifs dans la mesure où ceux-ci feront l'objet d'une adaptation (à la hausse ou à la baisse) conformément à la méthodologie tarifaire.

Figure : évolution des factures de plusieurs profils type BT (partie distribution)



**Figure : évolution des factures de distribution de plusieurs profils type gaz (partie distribution)**



## 5 Conclusion

Compte-tenu de ce qui précède, BRUGEL a décidé de refuser la proposition tarifaire soumise par SIBELGA le 27 mai 2024. Pour obtenir une décision d'approbation de BRUGEL, SIBELGA doit a minima adapter sa proposition tarifaire en tenant compte des éléments repris dans la présente décision.

Tenant compte de la procédure prescrite dans la décision relative à la méthodologie tarifaire, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à BRUGEL dans les 10 jours calendrier suivant la réception de ce projet de décision.

Conformément au point 17.1 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le gestionnaire du réseau doit soumettre, dans les 30 jours calendrier suivant la réception du projet de décision de refus de la proposition tarifaire initiale<sup>33</sup>, sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.

Les adaptations apportées à la proposition tarifaire initiale devront porter notamment sur les points qui ont fait l'objet d'un refus visé dans le présent document.

## 6 Recours

La présente décision peut faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL dans les deux mois suivant sa publication, conformément à l'article 30decies de l'ordonnance électricité, Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. Elle peut également faire l'objet d'un recours devant la Cour des marchés de Bruxelles conformément à l'article 30undecies de l'ordonnance électricité dans les trente jours à partir de la publication de celle-ci. En cas de plainte en réexamen conformément à l'article 30decies, ce délai de trente jours est suspendu jusqu'à la notification de la décision sur plainte de BRUGEL, ou en l'absence de décision de BRUGEL, jusqu'à l'expiration du délai visé à l'article 30decies, § 2.

## 7 Réserve générale

BRUGEL souhaite préciser que la proposition tarifaire se base sur une projection budgétaire portant sur la période tarifaire 2025 à 2029. La réalité des coûts et des quantités estimées présentera inévitablement des écarts par rapport au budget. BRUGEL se réserve le droit d'encore examiner et de demander des éléments justificatifs relatifs au caractère raisonnable de certains éléments constitutifs du revenu total au cours des prochaines années.

Dans le cadre du contrôle ex post, le simple fait de respecter le montant du revenu total estimé dans la proposition tarifaire 2025-2029 ne peut pas constituer une justification du caractère raisonnable des éléments composant le revenu total.

---

<sup>33</sup> A la demande SIBELGA, BRUGEL marque son accord pour que ce délai puisse être prolongé jusqu'au 23/10/2024.

## 8 Annexes

### 8.1 Tableaux de synthèse

#### Gaz

Revenu total (Hors OSP)	2025	2026	2027	2028	2029
CG	85.730.424	85.972.220	86.128.991	86.277.169	86.429.284
CNG (y inclus OSP)	21.882.320	22.393.689	22.807.985	22.939.362	23.325.290
RCI - Rémunération soldes	18.461.422	19.098.669	19.675.239	20.050.200	20.823.374
SR	-11.834.625	-11.288.720	-10.411.463	-9.142.628	-8.498.357
Q	0	nd	nd	nd	nd
OSP (- CNG)	636.625	648.084	659.750	671.625	683.714
<b>Total</b>	<b>114.239.541</b>	<b>116.175.857</b>	<b>118.200.753</b>	<b>120.124.103</b>	<b>122.079.590</b>
sans OSP	113.602.916	115.527.773	117.541.003	119.452.478	121.395.876

CG	2025	2026	2027	2028	2029
<b>CGBAU</b>	<b>85.370.177</b>	<b>85.631.758</b>	<b>85.748.755</b>	<b>85.774.111</b>	<b>85.942.445</b>
CGOPEX BAU2025	26.710.548	27.058.749	27.411.489	27.768.828	28.130.825
CHBAU coûts IT	24.153.827	24.468.698	24.787.675	25.110.809	25.438.156
CGCAPEX BAU (y inclus effet d'aubaine)	26.991.083	26.646.296	26.052.052	25.639.062	25.068.937
Surcharges non activées	7.514.719	7.458.015	7.497.539	7.255.412	7.304.527
<b>CGAdditionnel</b>	<b>360.247</b>	<b>340.462</b>	<b>380.236</b>	<b>503.057</b>	<b>486.839</b>
Smartmeter	0	0	0	0	0
Réseaux	0	0	0	0	0
Charroi	86.863	43.511	116.151	219.808	172.163
Transition	156.384	177.845	189.470	207.291	237.350
R&D	117.000	119.106	74.615	75.958	77.326
<b>Total</b>	<b>85.730.424</b>	<b>85.972.220</b>	<b>86.128.991</b>	<b>86.277.169</b>	<b>86.429.284</b>

CNG (Hors RCI et OSP)	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts de pertes réseau	pas d'application	pas d'application	pas d'application	pas d'application	pas d'application
Facturation énergie non mesurée	-425.488	-392.784	-364.589	-371.151	-377.832
Charges de pensions non capitalisées	1.241.000	1.131.062	1.030.862	939.540	856.307
Impôts (isoc)	6.707.525	7.142.256	7.353.547	7.494.384	7.663.936
Autres impôts	61.112	62.212	63.332	64.472	65.632
Redevance de voirie	13.322.414	13.504.542	13.688.912	13.875.468	14.065.003
Primes jubilaires	339.131	298.317	376.172	265.025	368.529
Coûts d'assainissement des sols	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>21.245.694</b>	<b>21.745.605</b>	<b>22.148.236</b>	<b>22.267.738</b>	<b>22.641.575</b>

Electricité

Revenu total (Hors OSP, transport)	2025	2026	2027	2028	2029
CG	148.954.166	152.890.908	157.559.184	162.090.163	165.704.272
CNG (y inclus OSP)	97.328.183	94.991.245	96.037.869	97.248.701	98.699.856
RCI - Rémunération soldes	41.022.586	41.927.875	42.517.718	43.076.722	43.888.861
SR	-12.987.246	-6.203.288	-4.293.137	-6.019.179	-6.117.059
Q	0	nd	nd	nd	nd
OSP (- CNG)	41.761.252	42.512.955	43.278.188	44.057.195	44.850.225
Total	274.317.689	283.606.740	291.821.634	296.396.407	302.175.929
sans OSP	232.556.437	241.093.786	248.543.446	252.339.212	257.325.704

CG	2025	2026	2027	2028	2029
CGBAU	141.866.952	143.635.509	145.426.767	147.241.019	148.669.566
CGOPEX BAU2025	41.819.682	42.356.495	42.900.199	43.450.882	44.008.633
CHBAU coûts IT	54.126.749	54.821.540	55.525.249	56.237.992	56.959.884
CGCAPEX BAU	45.920.521	46.457.474	47.001.319	47.552.145	47.701.049
CGAdditionnel	7.087.214	9.255.399	12.132.417	14.849.144	17.034.706
Smartmeter + amortissement smart	3.533.369	4.151.680	5.371.090	6.286.064	6.886.909
Réseaux	887.354	2.157.252	3.498.267	4.821.831	6.281.936
Charroi	161.317	80.807	215.708	408.216	319.732
Transition	1.545.173	1.735.681	1.938.484	2.151.459	2.450.683
R&D	960.000	1.129.980	1.108.867	1.181.575	1.095.447
Total	148.954.166	152.890.908	157.559.184	162.090.163	165.704.272

CNG (Hors RCI et OSP)	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts de pertes réseau	15.219.705	11.314.534	10.973.365	11.313.268	11.477.543
Facturation énergie non mesurée	-947.086	-915.993	-856.666	-872.086	-887.784
Charges de pensions non capitalisées	2.304.714	2.100.543	1.914.459	1.744.859	1.590.285
Impôts (isoc)	11.895.680	12.133.570	11.640.169	11.118.487	10.558.999

Autres impôts	113.494	115.536	117.616	119.733	121.888
Redevance de voiries	26.347.419	27.295.565	28.268.969	29.271.900	30.301.145
Coût du transit	3.189	3.177	3.166	3.154	3.143
Primes jubilaires	629.816	431.359	698.605	492.190	684.412
Coûts d'assainissement des sols	0	0	0	0	0
Total	55.566.931	52.478.291	52.759.682	53.191.505	53.849.631

## 8.1 Rapport d'audit sur le déploiement des compteurs intelligents

[CONFIDENTIEL]

## 8.2 Rapport d'audit sur la demande de budget IT par SIBELGA

[CONFIDENTIEL]

\* \*

\*