

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

## Rapport de motivation et de positionnement

relatif à la mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires  
applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois  
d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029

28/11/2023

# Table des matières

1	Introduction.....	6
2	Vue d'ensemble du modèle de régulation cible proposé .....	8
3	Respect du cadre légal .....	10
3.1	En ce qui concerne la répartition des compétences entre le Parlement, le Gouvernement et BRUGEL.....	10
3.2	En ce qui concerne le principe de motivation .....	15
3.2.1	En ce qui concerne le principe de prévisibilité, de sécurité juridique, de confiance légitime et de transparence	16
3.2.2	En ce qui concerne le principe de raisonabilité et de proportionnalité.....	18
3.2.3	En ce qui concerne la ligne directrice relative à la rémunération des capitaux et le taux de rendement suffisamment stable .....	19
3.2.4	En ce qui concerne la ligne directrice relative à la couverture de la totalité des coûts pour le GRD dont l'efficacité se situe dans la moyenne .....	20
3.2.5	En ce qui concerne le rôle du régulateur dans la transition énergétique .....	20
4	Modèle de régulation .....	22
4.1	Analyse du modèle de régulation actuel (cost+ avec incitation).....	22
4.2	Vue d'ensemble des modèles de régulation dans l'UE.....	24
4.3	Proposition d'évolution du modèle de régulation .....	27
4.3.1	Vue d'ensemble.....	27
4.3.2	Description du modèle de revenue cap TOTEX proposé.....	27
4.3.3	Incitation aux investissements dans la transition énergétique .....	31
5	Composition du revenu maximum autorisé.....	36
5.1	Rappel de la situation existante.....	36
5.2	Analyse et proposition de classification des coûts .....	38
5.2.1	Impact des orientations retenues pour le modèle de régulation sur la classification des coûts	38
5.2.2	Analyse des postes de coûts non gérables .....	38
5.2.3	Traitement des provisions.....	58
5.2.4	Traitement des frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergie.....	60
5.2.5	Analyse des critères d'évaluation du caractère déraisonnable des coûts .....	61
5.3	Proposition de composition du revenu autorisé.....	62
6	Méthodologie de détermination du revenu initial autorisé .....	66
6.1	Principes généraux.....	66
6.1.1	Coûts gérables .....	66

6.1.2	Détermination des coûts gérables BAU initiaux <i>CGBAU2025</i> .....	67
6.1.3	Détermination des coûts gérables additionnels <i>CGADt</i> .....	70
6.1.4	Détermination des coûts des projets de R&D <i>CGR&amp;Dt</i> .....	72
6.1.5	Détermination des coûts non gérables <i>CNGt</i> .....	72
6.1.6	Détermination de la rémunération des capitaux investis .....	72
6.1.7	Détermination du facteur qualité initial ( $Q_t$ ) .....	72
6.1.8	Détermination de la part des soldes tarifaires cumulés affectés au revenu autorisé ( $SR_t$ ).73	
6.2	Eléments de benchmark .....	73
6.3	Traitement des coûts IT .....	77
6.3.1	Problématique .....	77
6.3.2	Rappel de l'historique des coûts IT .....	79
6.3.3	Conclusions.....	80
6.4	Retraitement de la base de coûts historiques.....	80
6.4.1	Préambule.....	80
6.4.2	Retraitement lié aux coûts IT .....	80
6.4.3	Autres retraitements de la base de coûts .....	82
6.5	Calcul de la part OPEX des coûts BAU initiaux.....	82
6.5.1	Description des options.....	82
6.5.2	Analyse des options .....	85
7	Évolution du revenu autorisé .....	86
7.1	Formule d'évolution .....	86
7.2	Prise en compte de l'inflation.....	87
8	Méthodologie de gestion des soldes tarifaires.....	88
8.1	Principes généraux et méthodologie existante.....	88
8.1.1	Eléments de benchmark.....	92
8.1.2	Proposition de nouvelles règles de gestion des soldes tarifaires .....	96
9	Facteur d'efficience.....	101
9.1	Situation actuelle.....	101
9.2	Proposition de méthodologie relative au facteur d'efficience.....	101
10	Incitation à la performance non financière .....	103
10.1	Contexte et objectifs visés :.....	103
10.2	Lignes directrices pour la définition des mécanismes de régulation incitative sur les performances non financières : .....	105
10.3	Mécanisme incitatif sur le SmartGrid :.....	106

10.3.1	Contexte .....	106
10.3.2	Finalités du Smartgrid .....	107
10.3.3	Structure du SmartGrid visée par ce mécanisme .....	108
10.3.4	Fonctionnalités obligatoires minimales du SmartGrid .....	108
10.3.5	Définition des KPI pour le SmartGrid .....	108
10.4	Mécanisme incitatif sur les compteurs intelligents : .....	109
10.4.1	Contexte .....	109
10.5	Mécanisme incitatif sur la qualité des services : .....	113
10.5.1	Mécanisme actuellement en vigueur (2020-2024) : .....	113
10.5.2	Éléments de benchmark.....	116
10.6	Orientations proposées pour la méthodologie tarifaire 2025-2029 .....	121
10.6.1	Type d'incitants dans la régulation par objectifs sur les KPI .....	121
10.6.2	Montant des incitants .....	121
10.6.3	Proposition de KPI pour la méthodologie tarifaire 2025-2029 et incitants associés .....	121
10.6.4	Montants des incitants pour les indicateurs smart metering et smart grid.....	137
11	Traitement de la question du sous-investissement potentiel.....	143

## Liste des illustrations

Figure 1 – Segmentation des coûts dans le revenu maximum autorisé .....	29
Figure 2. Comparaison entre le prix unitaire des pertes achetées via marché public et le coût marginal des pertes compensées par cogénération pour Sibelga .....	46
Figure 3. Comparaison de la moyenne du prix d'achat d'électricité de Sibelga et de la moyenne du marché sur 3 années pour compenser les pertes de l'année 2018.....	47
Figure 4. Comparaison de la moyenne du prix d'achat d'électricité de Sibelga et de la moyenne du marché sur 3 années pour compenser les pertes de l'année 2019.....	48
Figure 5. Synthèse des montants des « Créances fournisseurs » .....	60
Figure 6. Coûts du projet Smartrias en M€, réalisé (AC) versus prévisionnel (BU Roadmap IT) .....	80
Figure 7. Simulation de l'évolution de la rémunération du capital sur les CI installés par le GRD au cours de la période 2025-2029 sur toute la durée de vie des équipements, en fonction de l'indicateur KPI_I réalisé, avec les hypothèses précédentes .....	128
Figure 8. Montant estimé de l'écart de rémunération du capital par rapport au WACC de base dû au WACC bonifié ou minoré.....	129

# Liste des tableaux

Tableau 1 : Synthèse des forces et faiblesses du modèle actuel .....	23
Tableau 2 : Modèles de régulation en place dans différents pays européens .....	24
Tableau 3 : Nb de pays/régions par type de modèle de régulation en place .....	26
Tableau 4. Synthèse des niches obligatoires et optionnelles de déploiement de compteurs intelligents électriques selon le projet d'ordonnance électricité.....	33
Tableau 5. Trajectoire de taux de référence de pertes non techniques retenue pour la période du TURPE 6.....	41
Tableau 6. Synthèse du traitement des pertes réseau dans différents pays européens .....	44
Tableau 7. Données relatives à la compensation des pertes sur réseau de Sibelga.....	45
Tableau 8. Coûts de compensation des pertes réseau (estimées par Sibelga et réconciliation) .....	49
Tableau 9. Avantages et inconvénients des options proposées.....	53
Tableau 10. Proposition de classification cible des coûts.....	62
Tableau 11. Proposition de composition globale du revenu autorisé pour l'électricité / le gaz.....	64
Tableau 12. Exemple d'effet d'aubaine lié à l'activation des coûts IT .....	78
Tableau 13. Montant des coûts IT 2017-2021 .....	79
Tableau 14. Part des coûts IT dans le revenu total et les coûts gérables.....	79
Tableau 15. Extrait des bilans de Sibelga .....	90
Tableau 16. Benchmark des soldes tarifaires cumulés (=fonds de régulation au sens de la méthodologie tarifaire de BRUGEL) .....	91
Tableau 17. Synthèse des règles d'apurement.....	95
Tableau 18. Impact de l'apurement du solde au 31/12/2020 du FR électricité .....	98
Tableau 19. Impact de l'apurement du solde au 31/12/2020 du FR gaz.....	98
Tableau 20. Liste des KPI de la méthodologie 2020-2024 et leurs poids respectifs dans l'enveloppe incitative .....	114
Tableau 21. Ecart de rémunération sur la période 2025-2029 par rapport au WACC de base en fonction de PR et PE .....	138
Tableau 22. Simulation du montant de l'incitation avec les évolutions proposées – Scénario 1 (hypothèses : installation de 100 % des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC bonifié, installation de 85 % - soit S2 - des CI par rapport à l'objectif dans le c .....	140
Tableau 23. Autre scénario - Simulation du montant de l'incitation avec les évolutions proposées – Scénario 2 (hypothèses : installation de 100 % des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC bonifié, installation de 85 % - soit S2 - des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC .....	141
Tableau 24. Autre scénario - Simulation du montant de l'incitation avec les évolutions proposées – Scénario 2 (hypothèses : installation de 100 % des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC bonifié, installation de 85 % - soit S2 - des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC .....	142

# I Introduction

Le modèle de régulation du GRD Sibelga dans la période de régulation en cours (2020-2024) est un modèle hybride de type « cost+ avec incitation », dans lequel l'incitation porte d'une part sur les coûts gérables, qui comprennent uniquement des charges d'exploitation (tunnel de 10% autour des coûts gérables dans lequel le GRD supporte 50% des écarts entre la trajectoire budgétée et la trajectoire réelle), d'autre part sur des objectifs de performance (système de bonus/malus portant sur la réalisation d'objectifs relatifs à des indicateurs de performance). Ce modèle a également la particularité de fixer la marge équitable non pas sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (schéma le plus répandu dans l'UE, et également utilisé par les régulateurs en Région flamande et en Région wallonne), mais sur la base d'un taux de rémunération des capitaux propres, le coût de la dette étant pris en compte à coût réel (coût non gérable).

BRUGEL a entamé ses travaux préparatoires sur la méthodologie tarifaire pour la période tarifaire 2025-2029 et a mandaté Schwartz and Co pour l'accompagner dans cet exercice à travers une mission de conseil qui porte sur l'élaboration de l'architecture du modèle de régulation pour la période 2025-2029 (ci-après le modèle de régulation cible) et des mécanismes d'incitation sur les coûts et sur la performance non financière.

Le modèle de régulation cible doit répondre de manière la plus appropriée aux objectifs clés suivants fixés par BRUGEL :

1. être plus incitatif que le modèle actuel à la maîtrise et à l'efficacité des coûts et couvrir de façon optimale les coûts utiles ;
2. rendre raisonnable la rémunération du GRD ;
3. inciter aux investissements dans la transition énergétique (compteurs intelligents et réseaux intelligents).

Le modèle cible doit également être d'une complexité qui reste maîtrisable par le régulateur et le GRD.

La phase 1 du lot 1 a été focalisée sur l'élaboration de l'architecture du modèle de régulation cible, y inclus les éléments clés du mécanisme d'incitation à la maîtrise et à l'efficacité des coûts (qui sont partie intégrante des différents types de modèles de régulation envisageables), en concertation avec Sibelga avec lequel trois ateliers de travail ont été organisés. Les travaux de cette phase ont été structurés à travers cinq grandes thématiques :

- le modèle de régulation
- la composition du revenu autorisé
- la méthodologie de détermination du revenu autorisé initial (2025)
- l'évolution du revenu autorisé
- la gestion des soldes tarifaires

La phase 2 du lot 1 a été consacrée à l'élaboration de la méthodologie tarifaire relative :

- au facteur d'efficacité ;
- à l'incitation à la performance non financière ;
- au traitement du risque de sous-investissement dans le cadre du modèle de régulation retenu.

La phase 2 a de même été réalisée en concertation avec Sibelga avec lequel un atelier de travail et une réunion de revue du projet de rapport final ont été organisés, complétés par des réunions bilatérales entre Sibelga et BRUGEL.

Ce rapport présente les orientations envisagées et retenues par BRUGEL pour les méthodologies tarifaires électricité et gaz sur la période 2025-2029 concernant l'architecture du modèle de régulation et les

mécanismes d'incitation sur les coûts et sur la performance non financière, ainsi que les éléments de motivation des orientations retenues.

## 2 Vue d'ensemble du modèle de régulation cible proposé

BRUGEL prévoit la mise en place d'un modèle de régulation cible pour la période de régulation 2025-2029 de type revenue cap TOTEX, avec la conservation par le GRD de 100 % du gain / de la perte par rapport à la trajectoire des coûts gérables autorisés dans le but de maximiser l'incitation du GRD à la maîtrise et à l'optimisation de ses coûts.

Les coûts gérables, sur lesquels porte l'incitation définie par le revenu cap, intègrent les OPEX gérables ainsi que les amortissements<sup>1</sup>.

La marge équitable est calculée sur la base d'un WACC appliqué à la RAB réelle, et donc est exclue des coûts gérables.

Le modèle de régulation permet de faciliter les investissements dans la transition énergétique et l'innovation par la prise en compte de coûts additionnels au-delà des coûts dits business as usual applicables notamment au comptage intelligent, au renforcement du réseau et aux projets d'innovation, ainsi que par un mécanisme d'incitation au large déploiement des compteurs intelligents.

Un mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période permet de traiter les besoins justifiés d'évolution des coûts non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire induits par les évolutions du cadre légal, des règles de fonctionnement et des circonstances exceptionnelles. Une clause de dérogation complémentaire permet si nécessaire la réouverture du revenu maximum autorisé (RMA) en cours de période pour des investissements réseau significatifs non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire et n'entrant pas dans le mécanisme de réouverture précédemment évoqué, l'acceptation ou le rejet de la demande d'investissements additionnels revenant exclusivement à BRUGEL.

Pour des raisons d'objectivité, le revenu maximum autorisé initial (2025) est calculé ex-ante pour la partie des coûts gérables dits business as usual sur la base des coûts historiques d'une période de référence de cinq années précédant l'année 2025 (2018-2022) pour la partie OPEX, et sur la base des amortissements réels 2024, pour la partie amortissement. Les coûts gérables business as usual évoluent ensuite en cours de période selon une formule basée sur l'inflation (indice IPC) et sur un facteur d'efficience. Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2020-2024, le facteur d'efficience appliqué aux coûts gérables est calculé pour correspondre à une amélioration d'efficience de 0,75 % de la part OPEX des coûts gérables business as usual.

Le revenu maximum autorisé intègre également en sus des coûts gérables business as usual des coûts gérables additionnels, décomposés en 2 catégories couvrant également les coûts de projets d'innovation (R&D), et calculés sur la base des propositions du GRD (business plans par projet, plans de développement réseau).

Le revenu maximum autorisé est révisé ex-post en fonction notamment de l'inflation réelle.

La gestion des soldes tarifaires est revue en profondeur pour apurer au cours des 2 prochaines périodes tarifaires les soldes cumulés existants importants<sup>2</sup>, puis systématiser l'apurement des soldes tarifaires générés dans le futur, tout en laissant la possibilité d'utiliser une partie des soldes tarifaires existants dans

---

<sup>1</sup> Par souci de concision, le terme amortissement est utilisé ici au sens large et intègre les dotations aux amortissements des immobilisations nettes de subsides et d'interventions de tiers relatives à ces immobilisations, ainsi que les désaffectations des actifs mis hors service ou au rebut

<sup>2</sup> En 2021, les fonds de régulation présentaient un solde en faveur des URD de 123,7 M€ en électricité et de 125,4 M€ en gaz. Selon une analyse de BRUGEL réalisée fin octobre, ces soldes devraient évoluer à la baisse de façon significative d'ici fin 2024, surtout pour l'électricité, ce qui facilitera cet apurement.

le gaz pour traiter la question des actifs échoués et de déroger aux règles d'apurement systématiques si jugé nécessaire par BRUGEL.

L'incitation à la performance non financière actuellement mise en œuvre à travers la régulation par objectif des méthodologies tarifaire 2020-2024 est renforcée à différents niveaux, notamment par :

- le passage à une véritable régulation de type bonus / malus (abandon de la disposition fixant le malus total à 0 si la somme des bonus / malus par indicateur est strictement négative) ;
- la modification du mécanismes d'incitant sur kpi et l'ajout de 2 jeux d'indicateurs incités supplémentaires, l'un pour le smart metering, l'autre pour les projets smart grid, avec une enveloppe incitée supplémentaire allouée pour chacun de ces nouveaux jeux d'indicateurs.

### 3 Respect du cadre légal

Dans la mise en œuvre de la régulation tarifaire, le régulateur inscrit son action dans l'application stricte du cadre légal national et européen tel que décliné dans les meilleures pratiques et interprété dans la jurisprudence. Cette approche est justifiée ci-après.

#### 3.1 En ce qui concerne la répartition des compétences entre le Parlement, le Gouvernement et BRUGEL

BRUGEL inscrit son action dans le respect de la répartition des compétences entre le Parlement, le Gouvernement et le régulateur et ce dans le contexte particulier lié à la libéralisation du marché de l'énergie.

En effet, l'industrie des réseaux énergétiques joue un rôle économique et social au sein de la société, et ce dans la mesure où ils sont utilisés pour fournir des biens essentiels aux ménages et supportent une partie essentielle de l'économie du pays. L'industrie de réseau présente également les particularités suivantes :

- ce secteur nécessite des investissements considérables à long terme, notamment face aux défis liés à la transition énergétique, avec une vision et une stabilité sur le long terme, la couverture des coûts de ces investissements devant être assurée de la manière la plus optimale ;
- les investissements importants pourraient impliquer une hausse des prix pour le budget des ménages et autres utilisateurs du réseaux, s'ils ne sont pas maîtrisés et dûment évalués sur le long terme,
- l'industrie des réseaux énergétiques est indispensable pour réaliser le marché commun européen et permettre l'ouverture européenne à la libre concurrence, aux prix bas, avec des services de qualité et le rôle actif du consommateur.

Face à ces défis, l'Etat, par l'intermédiaire de son Parlement et de son Gouvernement ainsi que le régulateur jouent chacun un rôle essentiel qui leur est propre. Pour identifier clairement le rôle de chacun, il convient d'abord de revenir sur l'histoire de la libéralisation. Dans le passé, l'industrie du réseau, dans sa dimension liée à la gestion d'infrastructures et la fourniture de biens et de services était un monopole fortement régulé par l'Etat. Cette régulation publique des activités « *s'imposait alors comme un nécessaire contrepois afin d'une part de limiter l'exercice de son pouvoir de marché en contrôlant sa tarification et d'autre part en veillant, dans une perspective dynamique, à ce qu'il incorpore les gains de productivité et le progrès technique* »<sup>3</sup>. Néanmoins, ce modèle de monopole public a été abandonné dans le processus européen et le secteur a été ouvert à la concurrence, en ce qui concerne la fourniture de l'énergie et des services. La gestion de l'infrastructure est restée néanmoins comme une activité économique monopolistique. Dans cette configuration « *lorsque la concurrence ne se développe que pour la fourniture de services, la position monopolistique du gestionnaire de l'infrastructure nécessite une régulation de ce dernier. En l'absence d'une telle régulation, le propriétaire de l'infrastructure parviendrait à s'accaparer le profit de monopole, si l'infrastructure est en monopole naturel, sans le risque d'être défié par des concurrents. De ce fait, la concurrence (pour la fourniture de services) et la régulation (de l'infrastructure) sont complémentaires* »<sup>4</sup> (nous surlignons). Par ailleurs, pour que la libéralisation soit profitable aux consommateurs, une des conditions essentielles est que « *les activités qui conservent une organisation monopolistique doivent être correctement régulées. À défaut, les gestionnaires de réseaux parviendraient à s'accaparer les rentes de monopoles* »<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> *La régulation des industries de réseau en Belgique*, Alexandre de Streel, Axel Gautier, Xavier Wauthy dans Reflets et perspectives de la vie économique, 2011/3, p. 74.

<sup>4</sup> Idem.

<sup>5</sup> Idem.

Il en découle que dans l'intérêt général des consommateurs, la régulation doit être efficace et pouvoir être exercée d'une manière indépendante. **Le régulateur doit être doté des compétences qui lui sont indispensables pour exercer une régulation efficace** et ce dans un cadre légal clair. Cela implique donc :

- que les autorités politiques doivent assigner au régulateur des objectifs généraux clairs et décider de la politique énergétique de la Région, par exemple en matière de transition énergétique,
- que les régulateurs doivent disposer des moyens nécessaires, y compris légaux, pour atteindre ces objectifs.

Cette séparation claire des pouvoirs est d'autant plus importante, qu'à Bruxelles les Communes sont l'actionnaire unique de SIBELGA. Dans cette configuration, il est difficile de concilier les intérêts des Communes en tant qu'actionnaire avec ceux en tant que gardien du bien commun. D'ailleurs, c'est exactement pour éviter de telle contradiction d'intérêts que la Cour de Justice de l'Union Européenne (ci-après « CJUE ») a souligné dans son arrêt du 2 septembre 2021 ce qui suit :

*« Ainsi que l'a relevé M. l'avocat général, au point 112 de ses conclusions, la pleine indépendance des ARN à l'égard des entités économiques et des entités publiques, que celles-ci soient des organes administratifs ou des organes politiques et, dans ce dernier cas, titulaires du pouvoir exécutif ou du pouvoir législatif, est nécessaire pour garantir que les décisions prises par les ARN soient impartiales et non discriminatoires, en excluant la possibilité de privilégier les entreprises et les intérêts économiques liés au gouvernement, à la majorité ou, en tout cas, au pouvoir politique. En outre, la stricte séparation à l'égard du pouvoir politique permet aux ARN d'inscrire leur action dans une perspective à long terme, qui est nécessaire pour réaliser les objectifs des directives 2009/72 et 2009/73 »<sup>6</sup> (nous surlignons et soulignons).*

De même, c'est dans ce même arrêt que la Cour a tracé la frontière entre les différentes compétences entre le pouvoir politique et le régulateur :

*« Certes, en vertu de l'article 35, paragraphe 4, sous b), ii), de la directive 2009/72 et de l'article 39, paragraphe 4, sous b), ii), de la directive 2009/73, l'exigence d'indépendance qui y est visée est sans préjudice d'orientations générales édictées par le gouvernement. Toutefois, il ressort clairement du libellé de ces dispositions que de telles orientations générales ne concernent pas les missions ni les compétences de régulation visées, respectivement, à l'article 37 de la directive 2009/72 et à l'article 41 de la directive 2009/73 »<sup>7</sup>.*

L'arrêt n° 105/2023 de la Cour constitutionnelle du 29 juin 2023 semble s'inscrire dans cet esprit dans la mesure où la Cour constitutionnelle se réfère à la jurisprudence précitée de la CJUE et confirme l'indépendance inconditionnelle de BRUGEL dans la fixation des tarifs dans ses points B.6.2 aux B.7.3 et ce au regard du droit européen.

Il en ressort que BRUGEL fixe les tarifs d'une manière indépendante et que les lignes directrices fixées à l'article 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz ne constituent que des « orientations générales » et « ne restreint pas la faculté de choix de ce dernier quant à la méthodologie tarifaire au point qu'elle porte atteinte à l'indépendance et à la compétence exclusive de l'autorité de régulation en matière tarifaire »<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> CJUE, arrêt du 2 septembre 2021, C-718/18, Commission c. Allemagne, point 112.

<sup>7</sup> Idem, point 110.

<sup>8</sup> Cour constitutionnelle, arrêt n° 105/2023, point B.9.2 *in fine*.

Il peut en être déduit que BRUGEL dispose d'un large pouvoir d'appréciation dans la mise en œuvre de ses compétences tarifaires. D'ailleurs, il doit les mettre en œuvre conformément à l'article 58 de la directive 2019/944 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « directive 2019/944 ») qui prévoit l'obligation à charge du régulateur dans la mise en œuvre de ses compétences à :

« contribuer à assurer, **de la manière la plus avantageuse par rapport au coût**, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution, et faciliter leur exploitation en relation avec d'autres réseaux énergétiques de gaz ou de chaleur ;» (nous surlignons).

Dans ce cadre, l'article 18 du Règlement 2019/943 prévoit que : I. Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts, sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux et reflètent les **coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable** et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. » « (Nous surlignons.). Dès lors, BRUGEL entend bien évidemment fixer la méthodologie tarifaire en tenant compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux, y compris en ce qui concerne l'impératif du financement des investissements à long terme, et s'inscrit ainsi pleinement dans l'orientation générale édictée par le législateur à l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz, pour autant qu'elle soit interprétée à la lumière de l'arrêt n° 105/2023 dans lequel la Cour constitutionnelle a confirmé ce qui suit :

« Par ailleurs, au regard de ce que les obligations du gestionnaire du réseau de distribution supposent à long terme en matière de qualité du réseau, **la disposition attaquée ne s'oppose pas à ce que BRUGEL détermine le rendement qui s'avère approprié** »<sup>9</sup>.

Dès lors, il en ressort que BRUGEL est tout à fait indépendante dans la fixation de la méthodologie tarifaire et du taux de rendement. Ceci est d'autant plus vrai que l'article précité du Règlement 2019/943 oblige le régulateur à fixer des tarifs qui **reflètent les coûts effectivement engagés et efficaces du GRD**. Le régulateur entend ainsi s'en tenir à la ligne directrice ordonancière qui impose à ce que « les tarifs ou la méthodologie tarifaire permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux » mais il ne peut que combiner cette démarche avec l'impératif lié à l'efficacité des coûts effectivement engagés. En agissant, ainsi le régulateur vise à mettre en place un mécanisme dans lequel le GRD sera contraint à veiller à ce que les tarifs du réseau de distribution, dans un contexte de transition énergétique, soient abordables pour tous les Bruxellois.

Afin d'atteindre cet objectif de réalisation des investissements à long terme, le régulateur rappelle que généralement le financement des investissements se reflète dans les tarifs par l'intermédiaire de trois catégories de coûts : les amortissements, les dettes et charges financières et la marge équitable représentant le coût du capital. L'ensemble de ces postes permettent de couvrir les besoins de financement nécessaire pour les investissements. Ainsi, la rémunération des capitaux investis n'est pas l'unique mode de financement des investissements. Cette affirmation ne peut être niée par le GRD, dans la mesure où depuis plusieurs années, il a financé l'ensemble de ses investissements sans recourir à la rémunération qui lui a été consentie en la redistribuant dans sa totalité aux actionnaires.

---

<sup>9 9</sup> Cour constitutionnelle, arrêt n° 105/2023, point B.9.2.

Face à cette réalité économique, le régulateur doit veiller, et ce dans l'intérêt général et celui du consommateur, à ce qu'un équilibre optimal soit trouvé dans les différentes sources de financement des investissements de nature à maîtriser l'impact sur le consommateur ou la prise en charge exclusive par ce dernier. Cette obligation pèse également sur le GRD qui est davantage incité à assurer la sécurité d'approvisionnement et la transition énergétique mais en appliquant des prix et des coûts énergétiques abordables aux consommateurs et ce conformément à l'article 1 de la directive 2019/944.

En d'autres termes, les articles 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité et 10<sup>ter</sup> de l'ordonnance gaz établissent une série de lignes directrices, déterminées par le législateur, qui doivent guider BRUGEL dans l'exercice de ses compétences en matière de détermination des méthodologies tarifaires et des tarifs de distribution. Ces lignes directrices poursuivent un ensemble d'objectifs différents. BRUGEL veille à les concilier raisonnablement, dans le cadre de son pouvoir d'appréciation. Par conséquent, ces lignes directrices ne seront pas nécessairement toutes poursuivies avec la même intensité dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire. Cette approche est conforme à la jurisprudence de la Cour des marchés<sup>10</sup>

BRUGEL rappelle à ce sujet que selon la Cour de cassation, la mise en place de réseaux de distribution fiables, performants et axés sur les consommateurs permettant la fourniture d'électricité et de gaz au prix le plus bas constitue un objectif central des directives européennes en la matière et constitue par conséquent un critère transparent et prévisible qui doit guider la fixation des méthodes de calcul des tarifs de distribution, même en l'absence d'une ligne directrice expresse en ce sens dans les dispositions pertinentes de droit interne.

En ce qui concerne les investissements du GRD, il convient également d'identifier le rôle du gouvernement et du régulateur et à cette fin un rappel d'histoire s'impose. Dans le monde monopolistique d'autrefois, l'Etat « régulateur » était nécessaire afin de contrôler le prix en l'absence du marché et veiller à intégrer dans la politique d'investissements un certain dynamisme en matière d'innovation ou de gain d'efficacité<sup>11</sup>. Comme déjà souligné, plus haut, ce modèle de l'Etat « régulateur » a été abandonné sous l'impulsion européenne. La recherche de l'efficacité dynamique dans les investissements doit se trouver dans la régulation incitative et ne peut plus guère être trouvée dans l'initiative de l'autorité politique.

Pour traduire cette nouvelle réalité économique quant au régime d'encadrement des investissements dans le réseau dans le cadre législatif bruxellois, le législateur a prévu l'équilibre suivant dans l'approbation des Plans de développement :

- Le Gouvernement est chargé :
  - **d'approuver la proposition du Plan du GRD**, à défaut d'acte formel, le Plan est réputé être approuvé (article 12, § 3 de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz) ;
  - **de motiver tout écart par rapport aux positionnements de BRUGEL dans son avis sur le Plan de développement**, et ce conformément à l'arrêt n° 105/2023 de la Cour Constitutionnelle qui a confirmé qu' « *il résulte des principes généraux de bonne administration que le Gouvernement régional est tenu de prendre en compte cet avis et d'expliquer, le cas échéant, pour quelle raison il s'en écarte* »<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> Bruxelles, 15 février 2011, 2010/AR/2003 ; Bruxelles, 14 novembre 2012, 2011/AR/228.

<sup>11</sup> En ce sens voir *La régulation des industries de réseau en Belgique*, Alexandre de Streef, Axel Gautier, Xavier Wauthy dans Reflets et perspectives de la vie économique, 2011/3.

<sup>12</sup> Point B.13.1 de l'arrêt n° 105/2023.

- Au régulateur ont été assignées les missions suivantes telles que décrites dans l'article 12 de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz:
  - **Le pouvoir de fixation du canevas du Plan de développement** : Il est évident que dans le cadre de la fixation du canevas, BRUGEL doit veiller à intégrer le contenu minimal du Plan tel qu'imposé par l'ordonnance, néanmoins le régulateur a l'obligation également de s'assurer que le GRD fasse preuve de dynamisme en termes de gain d'efficacité et de recherche d'innovation ;
  - Dans la première phase d'approbation du Plan, BRUGEL **peut formuler des remarques et des demandes de modification** par rapport au projet soumis ;
  - Dans la phase finale du processus, **BRUGEL rédige un avis sur le plan** qu'elle soumet au Gouvernement. Pour réaliser cet avis, le régulateur examine notamment si les investissements prévus dans le projet de plan couvrent tous les besoins recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation et si ce plan est cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne. Elle tient également compte des relations entre les marchés de l'électricité et du gaz ;
  - BRUGEL peut également, dans l'intérêt des utilisateurs et en tenant compte des critères environnementaux, **donner injonction** au GRD **d'étudier** certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan de développement ;
  - Enfin, BRUGEL **surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans de développement.**

Il ressort de ce qui précède que BRUGEL, au même titre que le Gouvernement, dispose d'un pouvoir important dans l'adoption et l'exécution du Plan de développement du GRD et BRUGEL entend l'exercer à la lumière des autres dispositions ordonnancielles précitées en termes d'efficacité des coûts et de régulation incitative nécessaire pour encourager ou renforcer le dynamisme des investissements.

Par ailleurs, le droit européen reconnaît un pouvoir important au régulateur dans ce domaine. Ainsi, l'article 32, § 3, de la directive 2019/944, prévoit que le gestionnaire du réseau publie au moins tous les deux ans un plan décennal de développement du réseau, qu'il **soumet à l'autorité de régulation**<sup>13</sup>. La directive prévoit que l'autorité de régulation peut demander que ce plan soit modifié<sup>14</sup>. Dans le cadre de cette modification, l'autorité de régulation devrait pouvoir demander des détails spécifiques relatifs aux services de flexibilité qui sont envisagés, ou sur les projets nécessaires pour connecter de nouvelles capacités d'injection. L'autorité de régulation peut requérir des modifications du plan si celui-ci n'est pas cohérent avec la politique énergétique et climatique nationale, ou ne remplit pas les instructions établies par l'autorité de régulation<sup>15</sup>. Ce plan doit notamment énoncer toutes les ressources qui seront utilisées par le GRD afin d'éviter de recourir à l'expansion du réseau, et notamment le recours à l'efficacité énergétique<sup>16</sup>. Les dispositions ordonnancielles doivent par conséquent être appliquées par BRUGEL afin de préserver l'effet utile de la directive 2019/944.

Ce même raisonnement s'applique pour l'ordonnance gaz et les règlements européens concernant le gaz.

---

<sup>13</sup> Art. 32, §3, de la directive 2019/944.

<sup>14</sup> Art. 32, §4, de la directive 2019/944.

<sup>15</sup> CEER Views on Electricity Distribution Network Development Plans, 24 Novembre 2021, p. 16.

<sup>16</sup> Art. 32, § 3, de la directive 2019/944.

De même, la dernière refonte de la directive relative à l'efficacité énergétique indique précisément que « l'efficacité énergétique devrait être reconnue comme un élément essentiel et une préoccupation prioritaire dans les décisions futures relatives aux investissements concernant l'infrastructure énergétique de l'Union »<sup>17</sup>. L'approche préconisée est celle de l'efficacité globale du système au regard des coûts engendrés, mais en tenant compte particulièrement de la perspective sociétale<sup>18</sup>, mais impose aussi de tenir compte d'aspects tels que la performance du système et l'utilisation dynamique de l'énergie, les ressources du côté de la demande et la flexibilité du système<sup>19</sup>. En ce sens, la directive indique que des « analyses coûts-avantages devraient être élaborées et mises en œuvre systématiquement »<sup>20</sup>. Par ailleurs, la directive charge spécifiquement les autorités de régulation de s'assurer que « le principe de primauté de l'efficacité énergétique soit appliqué dans les processus de planification et de prise de décision et à ce que **les tarifs d'accès au réseau et la réglementation soient de nature à encourager l'amélioration de l'efficacité énergétique** »<sup>21</sup>. Les autorités de régulation doivent dès lors s'assurer que les méthodes utilisées par le GRD évaluent les options envisageables dans le cadre d'une analyse coûts-avantages, et tiennent compte des avantages découlant de solutions en matière d'efficacité énergétique et de flexibilité de la demande. Les autorités nationales ont pour mission de vérifier que le GRD met en œuvre le principe de primauté de l'efficacité énergétique, et peuvent fournir des méthodes et orientations sur la manière d'évaluer les différentes solutions possibles dans le cadre de l'analyse coûts-avantages<sup>22</sup>.

En ce sens, les Etats membres doivent faire en sorte de veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution envisagent les « meilleures solutions en matière d'efficacité énergétique aux fins de l'acquisition de ressources du côté de la demande et à prendre en considération les surcoûts supportés pour celle-ci, ainsi que les incidences environnementales et socio-économiques des différents investissements dans les réseaux et des différents plans d'exploitation. Cette approche nécessite d'abandonner la perspective étroite de l'efficacité économique au profit de la maximisation du bien-être social. Le principe de primauté de l'efficacité énergétique devrait notamment être appliqué lors de l'élaboration des scénarios d'expansion des infrastructures énergétiques, dans lesquels des solutions du côté de la demande pourraient être envisagées comme des alternatives viables qu'il convient d'évaluer correctement, et il devrait faire partie intégrante de l'évaluation des projets de planification des réseaux. **Son application devrait être contrôlée par les autorités nationales de régulation** »<sup>23</sup>. A nouveau, les dispositions ordonnancielles doivent par conséquent être appliquées par BRUGEL afin de préserver l'effet utile de la directive efficacité énergétique.

Au regard de ce qui précède, BRUGEL respecte la répartition des compétences entre les autorités publiques et le régulateur.

### 3.2 En ce qui concerne le principe de motivation

En vertu des articles 2 et 3 de la loi du 29 juillet 1991 relative à la motivation formelle des actes administratifs, les actes administratifs des autorités administratives doivent faire l'objet d'une motivation sur le plan formel et matériel. La motivation exigée consiste en l'indication, dans l'acte, des considérations de droit et de fait servant de fondement à la décision. Elle doit être adéquate pour permettre à l'administré de

---

<sup>17</sup> Considérant 16 de la directive efficacité énergétique 2023/955, art. 3, § 4.

<sup>18</sup> Considérant 17 de la directive efficacité énergétique 2023/955.

<sup>19</sup> Considérant 18 de la directive efficacité énergétique.

<sup>20</sup> Considérant 19 de la directive efficacité énergétique.

<sup>21</sup> Considérant 127 de la directive efficacité énergétique.

<sup>22</sup> Art. 27, §2, de la directive efficacité énergétique.

<sup>23</sup> Considérant 127 de la directive efficacité énergétique

comprendre les raisons du choix effectué par l'administration et au juge compétent d'exercer son contrôle juridictionnel.

BRUGEL confirme qu'il prépare et élabore la présente méthodologie tarifaire dans le respect de ces obligations de motivation et de concertation lues à la lumière de la jurisprudence abondante qui existe sur le sujet. Plus précisément, BRUGEL relève ce qui suit :

- l'obligation de motivation doit permettre à quiconque ayant le droit de critiquer l'acte administratif d'apprécier s'il peut le faire de manière utile (Cour des marchés, 9 octobre 2019, 2019/AR/1006) ;
- la motivation peut être succincte et concise, pour autant qu'elle soit suffisante et claire (Cour des marchés, 8 janvier 2020, 2019/MR/3) ;
- la motivation peut faire référence à des avis, études, rapports, etc., sans qu'il soit nécessaire de reproduire intégralement le contenu de ces documents (Cour des marchés, 27 janvier 2021, 2020/AR/1333 ; 6 mars 2019, 2018/AR/1829) ;
- l'obligation de motivation n'impose pas au régulateur de répondre point par point à tous les arguments développés par les personnes intéressées qui s'expriment au cours d'une consultation publique (Cour des marchés, 8 janvier 2020, 2019/MR/3) ;
- l'obligation de motivation n'impose pas au régulateur de justifier auprès des opérateurs les raisons pour lesquelles il estime ne pas devoir modifier son projet de décision dans le sens voulu par les opérateurs consultés ; il n'est pas plus tenu de leur donner une seconde occasion de faire valoir leurs points de vue (Bruxelles, 30 juin 2009, 2006/AR/2332 et autres ; Bruxelles, 12 novembre 2014, 2011/AR/2289 et autres) ;
- en cas de modification du projet à la suite de la consultation publique, l'autorité n'est pas tenue de soumettre le projet modifié à une seconde consultation ni de consulter les opérateurs concernés au sujet des conclusions qu'elle tire de la consultation (Bruxelles, 13 mai 2015, 2011/AR/2261 et autres).

En l'espèce, BRUGEL respecte ces enseignements.

### 3.2.1 En ce qui concerne le principe de prévisibilité, de sécurité juridique, de confiance légitime et de transparence

D'une manière générale, le principe de **sécurité juridique** exige, « *d'une part, que les règles de droit soient claires et précises et, d'autre part, que leur application soit prévisible pour les justiciables* »<sup>24</sup>. Concrètement, ceux-ci doivent pouvoir connaître avec exactitude l'étendue des obligations qui leur est imposée et connaître sans ambiguïté leurs droits et leurs obligations et prendre leurs dispositions en conséquence<sup>25</sup>.

Le droit de se prévaloir du principe de **protection de la confiance légitime** s'étend à tout justiciable à l'égard duquel une autorité administrative nationale a fait naître des espérances fondées

---

<sup>24</sup> CJUE, arrêt du 19/12/19, GRDF SA contre Eni Gas & Power France SA, C-236/18, point 42 ; CJUE (5<sup>e</sup> ch.) n° C798/18, C-799/18, 15 avril 2021 (Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) e.a. / Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA; Athesia Energy Srl e.a. / Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA), point 41.

<sup>25</sup> Agreenergy, point 30

du fait d'assurances précises qu'elle lui aurait fournies<sup>26</sup>. Lors de l'examen du respect de ce principe, il est vérifié si les actes de l'autorité administrative concernée ont créé, dans l'esprit du justiciable concerné, une confiance raisonnable et, si tel est le cas, d'établir le caractère légitime de cette confiance.<sup>27</sup> Parallèlement, il est généralement admis que les principes de sécurité juridique et de confiance légitime n'impliquent pas pour l'administré la possibilité d'invoquer un droit acquis à ce que la norme ne soit pas modifiée : en vertu de la loi du changement, l'administration peut toujours modifier le cadre légal applicable pour tenir compte des circonstances changeantes de l'intérêt général.<sup>28</sup>

La sécurité juridique et la confiance légitime ne sont en effet pas absolues. Dans la jurisprudence interne, seules les atteintes jugées excessives à ces principes sont sanctionnées.<sup>29</sup> La Cour Constitutionnelle a notamment déjà énoncé que « *Si le législateur décrétal estime qu'un changement de politique s'impose, il peut décider de lui donner un effet immédiat et il n'est pas tenu, en principe, de prévoir un régime transitoire. (...)* »<sup>30</sup>. En droit de l'Union européenne, la loi du changement est aussi admise à limiter le principe de confiance légitime<sup>31</sup>.

BRUGEL, dans l'exercice de ses missions, doit pouvoir prendre des règles nouvelles, pour exercer pleinement sa compétence. Comme l'énonce le préambule de la directive 2019/944, il est nécessaire, pour garantir le bon fonctionnement du marché de l'électricité, que les autorités de régulation soient en mesure de prendre des décisions concernant tous les aspects réglementaires pertinents et qu'elles soient totalement **indépendantes** de tous autres intérêts publics ou privés<sup>32</sup>.

---

<sup>26</sup> CJUE, arrêt du 19/12/19, GRDF SA contre Eni Gas & Power France SA, C-236/18, point 46.

<sup>27</sup> Idem, point 47.

<sup>28</sup> Bruxelles (sect. Cour des marchés), 11 octobre 2017, point 118.

<sup>29</sup> Pâques Michel, « La confiance légitime en droit administratif belge », in « La protection de la confiance légitime en droit administratif et en droit de l'Union européenne », séminaire organisé par la Cour administrative suprême de Lituanie et de l'ACA-Europe les 21 et 22 avril 2016, point 2 in fine. [https://www.aca-europe.eu/seminars/2016\\_Vilnius/Belgique.pdf](https://www.aca-europe.eu/seminars/2016_Vilnius/Belgique.pdf)

<sup>30</sup> C.Const, 8 mai 2014, 80/2014, motif B.28.3.2

<sup>31</sup> Pâques Michel, « La confiance légitime en droit administratif belge », in « La protection de la confiance légitime en droit administratif et en droit de l'Union européenne », séminaire organisé par la Cour administrative suprême de Lituanie et de l'ACA-Europe les 21 et 22 avril 2016, point 9, note infrapaginale 71. [https://www.aca-europe.eu/seminars/2016\\_Vilnius/Belgique.pdf](https://www.aca-europe.eu/seminars/2016_Vilnius/Belgique.pdf) Nous reprenons ici la jurisprudence citée : « En ce qui concerne le principe de protection de la confiance légitime, il importe de relever qu'il résulte d'une jurisprudence constante qu'une règle nouvelle s'applique immédiatement aux effets futurs d'une situation née sous l'empire de la règle ancienne et que le champ d'application du principe de protection de la confiance légitime ne saurait être étendu jusqu'à empêcher, de façon générale, une réglementation nouvelle de s'appliquer aux effets futurs de situations nées sous l'empire de la réglementation antérieure (voir, notamment, arrêt du 29 janvier 2002, Pokrzeptowicz-Meyer, C-162/00, Rec. p. I-1049, points 50 et 55) » (C.J.U.E., 14 janvier 2010, STADT PAPENBURG c. Allemagne, C-226/08). « Ainsi que la Cour l'a déjà jugé, on ne peut placer sa confiance en l'absence totale de modification législative, mais uniquement mettre en cause les modalités d'application d'une telle modification (voy., en ce qui concerne une modification législative supprimant le droit de déduire la taxe sur la valeur ajoutée pour certains frais afférents à la location d'immeubles, arrêt du 29 avril 2004, aff. C-487/01 et C-7/02, Gemeente Leusden et Holin Groep, Rec., I5368, pt 81). De même, le principe de sécurité juridique n'exige pas l'absence de modification législative, mais requiert plutôt que le législateur tienne compte des situations particulières des opérateurs économiques et prévoie, le cas échéant, des adaptations à l'application des nouvelles règles juridiques » (C.J.C.E., 7 juin 2005, aff. C-17/03, Vereniging voor Energie, Milieu en Water e.a. c/ Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, motifs 80 et 81)

<sup>32</sup> Cette indépendance se fait sans préjudice d'orientations générales qui peuvent être édictées par le gouvernement, cependant de telles orientations générales ne peuvent concerner ni les missions ni les compétences de régulation. Les autorités de régulation adoptent leurs décisions de manière autonome, sur le seul fondement de l'intérêt public, pour assurer le respect des objectifs poursuivis par la directive, sans être soumis à des instructions externes provenant d'autres organes, publics ou privés., arrêt CJUE, C-718/18, Commission européenne contre Allemagne <sup>32</sup>

Les autorités de régulation disposent d'une marge d'appréciation quant aux mesures qui relèvent de ses missions et qui sont nécessaires pour atteindre les missions qui leurs sont dévolues par les textes légaux.<sup>33</sup>

Le régulateur insiste sur le prescrit de l'article 60.I de la directive 2019/944 qui consacre le droit du régulateur à apporter des modifications aux décisions tarifaires en ces termes :

**« Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, y compris les tarifs ou les méthodes de calcul visés à l'article 59 de la présente directive, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire, conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2019/943. En cas de retard dans l'établissement des tarifs de transport et de distribution, les autorités de régulation sont habilitées à fixer ou approuver des tarifs de transport et de distribution ou des méthodes de calcul provisoires et à arrêter des mesures compensatoires appropriées si les tarifs ou méthodes définitifs de transport et de distribution s'écartent de ces tarifs ou méthodes provisoires »** (nous surlignons).

D'ailleurs, la **CJUE tempère elle-même le principe de protection de la confiance légitime** en précisant que :

*« la possibilité de se prévaloir du principe de protection de la confiance légitime est ouverte à tout opérateur économique à l'égard duquel une autorité nationale a fait naître des espérances fondées. Toutefois, lorsqu'un opérateur économique prudent et avisé est en mesure de prévoir l'adoption d'une mesure de nature à affecter ses intérêts, il ne saurait invoquer le bénéfice d'un tel principe lorsque cette mesure est adoptée. De plus, les opérateurs économiques ne sont pas justifiés à placer leur confiance légitime dans le maintien d'une situation existante, qui peut être modifiée dans le cadre du pouvoir d'appréciation des autorités nationales »*<sup>34</sup>.

Le principe de confiance légitime ne peut porter préjudice à la compétence du régulateur d'adapter le modèle de régulation pour une nouvelle période tarifaire. Le GRD doit au contraire légitimement s'attendre à ce que le régulateur adapte sa méthodologie pour une nouvelle période.

BRUGEL attire enfin l'attention sur le fait que l'article 12bis de loi fédérale électricité (loi du 29/04/1999), invoqué par SIBELGA, n'a pas été repris dans la législation régionale bruxelloise. Si historiquement elle a pu s'appliquer à Bruxelles, avant la régionalisation des compétences, ce n'est actuellement plus le cas, le législateur n'ayant pas fait le choix de la maintenir.

En ce sens, BRUGEL fait une correcte application du principe de prévisibilité et de confiance légitime.

### 3.2.2 En ce qui concerne le principe de raisonabilité et de proportionnalité

L'autorité de régulation dispose d'une compétence discrétionnaire qui doit être exercée dans le respect du principe de proportionnalité, ce qui implique qu'elle ne peut pas prendre de décisions manifestement déraisonnables (Cour des marchés, 6 mars 2019, 2018/AR/1829).

---

<sup>33</sup> Voir par analogie, CJUE (5<sup>e</sup> ch.) n° C-798/18, C-799/18, 15 avril 2021 (Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) e.a. / Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA; Athesia Energy Srl e.a. / Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA), point 28.

<sup>34</sup> CJUE, arrêt du 11/07/19, Agreenergy contre Ministero dello Sviluppo Economico, affaires jointes C-180/18, C-286/18 et C-287/18, point 31. CJUE (5<sup>e</sup> ch.) n° C-798/18, C-799/18, 15 avril 2021, point 42.

En l'espèce, BRUGEL exerce sa compétence discrétionnaire en veillant à respecter le principe de proportionnalité.

### 3.2.3 En ce qui concerne la ligne directrice relative à la rémunération des capitaux et le taux de rendement suffisamment stable

Selon SIBELGA, l'arrêt précité de la Cour Constitutionnelle à propos de l'article 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité et de l'article 10<sup>ter</sup> de l'ordonnance gaz, lu en combinaison des principes de sécurité juridique et de confiance légitime, aurait pour effet d'interdire à BRUGEL de modifier non seulement le taux de rendement, mais aussi l'assiette sur laquelle ce taux est calculé, au regard de ce qui a été retenu au cours des périodes réglementaires précédentes.

BRUGEL ne partage pas cette interprétation.

Comme déjà explicité plus haut, la Cour Constitutionnelle a rappelé que les « orientations générales » que contiennent les dispositions légales pertinentes doivent se concilier avec le respect de l'indépendance fonctionnelle totale de l'autorité de régulation et de la compétence réservée à celle-ci dans la fixation de la méthodologie tarifaire, notamment en ce qui concerne la détermination de la marge bénéficiaire appropriée du gestionnaire de réseau au cours d'une période régulatoire donnée. La jurisprudence de la CJUE à propos des compétences exclusivement réservées aux autorités de régulation nationales en matière de fixation des méthodologies tarifaires et d'approbation des tarifs de distribution est claire sur ce point<sup>35</sup>.

L'exigence de stabilité suffisante du taux de rendement doit par conséquent être assurée, non pas de manière statique, historique ou nominale, mais de manière prospective et téléologique au regard de la rémunération normale et équitable nécessaire pour pouvoir faire face aux obligations à long terme du gestionnaire du réseau de distribution, lesquelles évoluent dans le temps compte tenu des objectifs poursuivis par les autorités en matière de politique énergétique, des usages des utilisateurs de réseau de distribution et de leurs intérêts, tels que la viabilité, la fiabilité et la durabilité du marché de l'énergie.

Les gestionnaires de réseau doivent pouvoir procéder à des investissements à long terme et, dès lors, être assurés d'une certaine stabilité ou prévisibilité des prix et des méthodologies tarifaires. Cette exigence de prévisibilité justifie l'intangibilité des tarifs pendant la période régulatoire, et cette intangibilité est elle-même de nature à protéger le consommateur. Sauf cas particuliers, cette méthodologie ne peut donc pas être modifiée en cours de période. Cependant, l'exigence de prévisibilité n'empêche pas de procéder à des modifications méthodologiques ou tarifaires d'une période à l'autre à condition de les déterminer suffisamment à l'avance avant le début d'une nouvelle période régulatoire.

BRUGEL confirme que le taux de rendement, l'assiette sur laquelle ce taux est calculé, et la rémunération des capitaux qui en résulte, tels que définis par la présente méthodologie tarifaire, sont suffisants pour permettre à SIBELGA de réaliser les investissements nécessaires et continuer à faire face à ses obligations à long terme compte tenu des missions, préexistantes ou nouvelles, qu'elle devra assumer au cours de la période régulatoire 2025-2029. Par conséquent, le projet de méthodologie tarifaire est en ligne avec l'article 9<sup>quinquies</sup>, 9°, de l'ordonnance électricité et l'article 10<sup>ter</sup>, 9°, de l'ordonnance gaz.

---

<sup>35</sup> Arrêt du 2 septembre 2021, *Commission/Allemagne*, C- 718/18, EU:C:2021:662, et jurisprudence citée en réponse au quatrième grief.

### 3.2.4 En ce qui concerne la ligne directrice relative à la couverture de la totalité des coûts pour le GRD dont l'efficience se situe dans la moyenne

L'article 9<sup>quinquies</sup>, 14°, de l'ordonnance électricité et de l'article 10<sup>ter</sup>, 14°, de l'ordonnance gaz prévoient que les tarifs doivent permettre au gestionnaire du réseau de distribution dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrer la totalité de ses coûts.

Ces dispositions doivent cependant être lues en combinaison avec l'article 9<sup>quinquies</sup>, 2°, de l'ordonnance électricité et de l'article 10<sup>ter</sup>, 2°, de l'ordonnance gaz. Celles-ci disposent que la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire du réseau de distribution, ainsi que pour l'exercice de ses activités.

D'ailleurs, comme déjà souligné dans le point 3.1.1, de par l'application directe de l'article 18 du Règlement 2019/943, BRUGEL est tenue de veiller à ce que les tarifs couvrent « **les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable** et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. ».

Un GRD doit ainsi être à la fois efficace et efficient. Il est efficace lorsqu'il atteint les objectifs qui lui sont fixés par les dispositions légales et réglementaires. Il est efficient lorsqu'il minimise les moyens mis en œuvre pour atteindre ces objectifs.

L'objectif de la nouvelle méthodologie tarifaire est d'inciter SIBELGA à l'efficience de la gestion de ses coûts, dès lors que l'efficience des coûts nécessaires et efficaces est dans l'intérêt des utilisateurs de réseau qui financent ceux-ci au travers de la facture d'énergie.

Il s'ensuit qu'un GRD dont l'efficacité se situe dans la moyenne ne pourra récupérer, via les tarifs, la totalité de ses coûts que s'ils sont exposés de manière efficiente, conformément aux critères fixés à cet égard dans la méthodologie.

Il n'y a par conséquent aucune contradiction à présumer que l'efficacité de SIBELGA se situe dans la moyenne pour fixer les tarifs et à lui appliquer, en amont, un facteur d'efficience dans la méthodologie.

### 3.2.5 En ce qui concerne le rôle du régulateur dans la transition énergétique

Si le régulateur doit évidemment favoriser la transition énergétique, notamment en développant sa méthodologie tarifaire, celle-ci ne peut se faire à n'importe quel coût. En effet, tant dans sa compétence d'approbation des tarifs, que dans sa compétence relative au plan de développement, le régulateur ne doit pas tenir compte uniquement de la transition énergétique, mais également de l'efficience globale du système. En effet, il est prévu que les méthodes de tarification incitent les gestionnaires de réseau à « améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique » et à « soutenir les investissements efficaces »<sup>36</sup>. À cet égard, le CEER souligne que la réactivité des coûts est nécessaire et fondamentale pour la transition énergétique, dans le sens où celle-ci doit promouvoir une utilisation efficiente du réseau existant<sup>37</sup>, et souligne à cet égard la nécessité que les **autorités de régulation revoient les structures tarifaires existantes dans le but de « créer de forts**

---

<sup>36</sup> Art. 18 du Règlement 2019/943.

<sup>37</sup> « A cost reflective tariff design will consequently be fundamental for the energy transition, promoting efficient utilization of the existing network and signalling the cost of expanding the network further », CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, p. 24.

**incitants à une utilisation efficiente du réseau** »<sup>38</sup>. La directive 2019/944 prévoit notamment que les autorités de régulation sont habilitées à demander au gestionnaire du réseau de distribution de modifier les tarifs ou les méthodes de calcul sur lesquels ils sont fondés, afin de s'assurer qu'ils sont proportionnés<sup>39</sup>. Par ailleurs, l'ACER souligne l'importance, afin d'éviter des investissements inefficients, que « *national regulatory frameworks should strive to put in place appropriate regulatory measures, including identification of needs for new transmission capacity, **project cost-benefit assessment**, risk mitigation, fair remuneration and, where necessary, additional incentives* »<sup>40</sup>.

En effet, il est essentiel que l'ensemble des consommateurs puissent bénéficier de tarifs abordables<sup>41</sup>, afin de s'assurer que la transition énergétique ne se fasse pas au détriment des consommateurs les plus vulnérables. Ceci implique notamment de s'assurer que cette transition est réalisée en maîtrisant les coûts, afin que ceux-ci ne se répercutent pas négativement sur les clients les plus vulnérables<sup>42</sup>.

De manière générale, la directive 2019/944 impose également dans la plupart des politiques à mener, de tenir compte du rapport entre le coût et les avantages qui découlent des mesures mises en place<sup>43</sup>.

Les dispositions ordonnancielles doivent par conséquent être appliquées par BRUGEL afin de préserver l'effet utile de la directive 2019/944.

---

<sup>38</sup> Traduction libre de « *CEER emphasises the need for NRAs to review the current tariff structures to identify how they can be improved, for example to create stronger incentives for efficient usage of the grid* ». CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, p. 30.

<sup>39</sup> Art. 59 et 60 de la directive 2019/944.

<sup>40</sup> ACER – Report on Investment Evaluation, Risk assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects, Juin 2023, p. 3.

<sup>41</sup> Art. 1 de la directive 2019/944, considérant (2) du Règlement 2019/943 ;

<sup>42</sup> CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition

<sup>43</sup> Sur le déploiement des compteurs intelligents (art. 19, §2), sur le partage (art. 16, §3).

## 4 Modèle de régulation

### 4.1 Analyse du modèle de régulation actuel (cost+ avec incitation)

Le modèle de régulation actuel de Sibelga n'est pas un véritable modèle cost+ puisque les coûts pris en compte dans le revenu autorisé, hors marge équitable, sont scindés entre d'une part des coûts gérables, sur lesquels portent l'incitation, et d'autre part des coûts non gérables, alors qu'un modèle cost+ ne prend en compte que des coûts non gérables. La marge équitable est prise en compte en sus des coûts gérables et non gérables, et constitue dans les faits un coût non gérable, correspondant au coût des fonds propres.

On a ainsi, selon la terminologie de la méthodologie tarifaire :  $\text{revenu autorisé} = \text{revenu total} + \text{marge équitable}$ , avec :

- $\text{revenu total} = \text{coûts gérables} + \text{coûts non gérables} + \text{soldes régulateurs}$
- $\text{marge équitable} = \text{taux de rendement} * \text{RAB}$

Le taux de rendement est un taux de rendement des capitaux propres, et le coût de la dette financière est un coût non gérable. Les forces et faiblesses du modèle actuel de calcul de la rémunération des capitaux investis et ses évolutions sont traitées par ailleurs.

Les coûts gérables portent uniquement sur une partie des OPEX (mais comptent pour environ 40 % du revenu total), les amortissements étant des coûts non gérables, tout comme la marge équitable et le coût des pertes.

Aucun mécanisme n'est prévu par ailleurs pour mettre sous contrôle les CAPEX, le plan d'investissement servant de base à la proposition tarifaire proposée par Sibelga étant validé par le gouvernement bruxellois. BRUGEL peut toutefois rejeter certains coûts d'investissement jugés déraisonnables, la charge de la preuve restant du côté du régulateur. Les investissements activés (y inclus les OPEX et surcharges activées) entrent donc dans la RAB à coût réel et sont rémunérés à coût réel à travers la marge équitable. Mis à part un risque de réputation en cas de hausse des tarifs, Sibelga n'a donc aucune incitation à proposer une trajectoire de coûts d'investissements maîtrisés et efficaces lors de la proposition de plan d'investissement ex-ante, mais également aucune incitation à respecter la trajectoire de coûts d'investissement correspondante en cours de période de régulation. Le modèle actuel comprend donc un double effet d'aubaine pour le GRD, commun à tous les modèles ne prévoyant aucune mesure de mise sous contrôle des CAPEX : le GRD a la possibilité de gonfler sa trajectoire d'investissements (i.e. une trajectoire de coûts d'investissements inefficaces), puis de surinvestir et ainsi d'augmenter sa marge équitable réelle (effet d'aubaine de type « surinvestissement »).

La contrepartie positive de la prise en compte des amortissements et de la marge équitable comme des coûts non gérables est l'absence d'effet d'aubaine de type « sous-investissement » : si le GRD sous-investit par rapport à la trajectoire d'investissements prévisionnelle, quelle qu'en soit la raison, le GRD ne bénéficiera d'aucune rémunération sur ces investissements non effectués, ce qui n'est pas forcément le cas dans de modèles avec incitation portant sur les CAPEX.

Par ailleurs, dans le modèle actuel, l'incitation à la maîtrise des coûts gérables porte uniquement sur une bande de +/-10 % des coûts gérables annuels, coûts gérables qui, rappelons-le, sont constitués uniquement d'une partie des OPEX. Seule la partie du solde « coûts gérables » (coûts gérables réels – coûts gérables budgétés dans la trajectoire de revenu autorisé prévisionnel) n'excédant pas +/-10% de la trajectoire autorisée de coûts gérables, cumulée sur la période de régulation donne lieu à incitation avec un taux de partage 50/50 de ce solde cumulé entre le GRD et les utilisateurs du réseau, qu'il s'agisse d'un bonus (coûts

gérables réels inférieurs au budget tarifaire) ou d'un malus (coûts gérables réels supérieurs au budget tarifaire). Ce mécanisme conduit à une incitation très modeste sur les OPEX.

L'incitation à l'efficacité se fait dans le modèle 2020-2024 à travers le facteur d'efficacité E appliqué en cours de période aux coûts gérables.

En résumé, le modèle actuel incite très modérément à la maîtrise et à l'efficacité des OPEX et pas du tout à la maîtrise et à l'efficacité des CAPEX.

Le modèle actuel d'incitation sur les OPEX conduit également à une modulation de la marge réelle du GRD par rapport à la marge équitable d'un montant sur la période équivalent à 50 % du bonus / malus dégagé, donc une modulation très faible par rapport à celle obtenue avec des modèles de type revenue cap, mais cependant non nulle.

Le modèle actuel permet également au GRD de réaliser en cours de période des arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX (diminution des OPEX réelles pour dégager un bonus en activant plus de charges d'exploitation avec pour conséquence des coûts totaux cumulés, sur la période et au-delà, plus élevés pour les utilisateurs du réseau), ce qui constitue une faiblesse importante du modèle actuel. L'asymétrie d'information entre l'opérateur et le régulateur rend par ailleurs difficile les contrôles par BRUGEL de l'occurrence de tels arbitrages (bien que le modèle actuel permette de poser un grand nombre de questions ex post afin de réduire en partie l'asymétrie d'information).

Enfin le calcul du revenu initial de la période de régulation (2020) est calculé sur la base des coûts 2017 budgétés et non des coûts réels 2017 du GRD, ce qui ne conduit pas à un revenu initial efficace, les coûts réels 2017 ayant été inférieurs au budget.

Le tableau suivant synthétise les forces et faiblesses du modèle de régulation actuel.

**Tableau I : Synthèse des forces et faiblesses du modèle actuel**

Thématique	Forces	Faiblesses
Incitation à la maîtrise et à l'efficacité des coûts		<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise sous contrôle et incitation à l'efficacité des OPEX très faible</li> <li>Aucune mise sous contrôle ni incitation à l'efficacité des CAPEX</li> <li>Revenu initial calculé sur base du budget 2017 au lieu des coûts réels</li> </ul>
Rémunération des capitaux du GRD	Marge équitable ajustée automatiquement à la baisse en cas de sous-investissement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marge équitable ajustée automatiquement à la hausse en cas de surinvestissement</li> <li>Marge équitable réelle modulée de manière très marginale par le bonus / malus sur les coûts gérables, du fait de la faiblesse de l'incitation</li> <li>Pas d'incitation à l'optimisation du coût de la dette, celle-ci étant un coût non gérable</li> </ul>
Complexité du modèle	Modèle simple	Difficulté de remise en cause par le régulateur des coûts jugés déraisonnables (charge de la preuve, recours juridique)

Effets d'aubaine	Pas d'effet d'aubaine lié au sous-investissement en cours de période	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gonflement de la trajectoire initiale de CAPEX</li> <li>• Surinvestissement en cours de période</li> <li>• Arbitrage OPEX/CAPEX non vertueux</li> </ul>
------------------	----------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

En conclusion, le modèle actuel présente plusieurs faiblesses intrinsèques :

- très faible incitation à la maîtrise des coûts (faible incitation sur les OPEX et aucune incitation sur les CAPEX) ;
- revenu initial 2020 calculé sur la base des coûts 2017 budgétés et non réels ;
- présence d'un effet d'aubaine de surinvestissement sans mécanisme d'atténuation possible ;
- présence d'un effet d'aubaine d'arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX ;
- présence d'un effet d'aubaine lié au gonflement de la trajectoire initiale de CAPEX.

## 4.2 Vue d'ensemble des modèles de régulation dans l'UE

4 principaux modèles de régulation des GRD sont observés en Europe à l'heure actuelle :

- **Cost+** : dans ce modèle, le revenu maximum autorisé est révisé ex-post intégralement sur la base des coûts réels de l'opérateur ; ainsi, le revenu perçu par l'opérateur correspond bien en moyenne aux coûts réels encourus auquel un profit raisonnable est ajouté ; de fait, ce modèle ne présente pas d'incitation à la maîtrise ni à l'efficacité des coûts bien que le régulateur ait toutefois le droit de juger certains coûts déraisonnables et de les rejeter ;
- **Revenue cap** : dans ce modèle, une trajectoire de revenu maximum autorisé est préalablement définie pour la période de régulation sous la forme d'une trajectoire de coûts distinguant des coûts dits gérables (qui ne sont pas corrigés ex-post sur la base des coûts réels – il y a donc de fait un cap / plafond sur ces coûts) et des coûts dits non gérables (qui sont corrigés ex-post sur la base des coûts réels) ; l'opérateur est ainsi incité à optimiser ses coûts réels par rapport à la trajectoire afin d'augmenter son profit ; les coûts gérables peuvent intégrer uniquement des OPEX, des OPEX et des CAPEX de manière séparée (il y a alors 2 trajectoires de coûts) ou des TOTEX ;
- **Price cap** : dans ce modèle, le tarif maximal de l'opérateur est défini par le régulateur sur la base d'une trajectoire de coûts ; à la différence du modèle revenue cap, l'effet volume (différence entre la consommation prévisionnelle et réalisée) qui influence mécaniquement le revenu réel de l'opérateur n'est pas corrigé et répercuté sur le tarif mais est intégralement porté par l'opérateur ;
- **Hybride** : le modèle est une combinaison de plusieurs modèles ci-dessus.

Il est à noter que le modèle actuel de régulation de Sibelga, de type cost+ avec incitation portant sur les OPEX, est un modèle intermédiaire entre les modèles cost+ et revenue cap OPEX susmentionnés.

Le tableau ci-après donne une vue d'ensemble des modèles de régulation relatifs à la distribution d'électricité et de gaz en place pour un panel de 27 pays européens, 25 pays de l'UE et 2 pays partenaires :

**Tableau 2 : Modèles de régulation en place dans différents pays européens**

Pays	Modèle de régulation en place	
	Electricité	Gaz
Allemagne	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Autriche	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX

Belgique: Bruxelles	Cost+ avec incitation sur les OPEX	Cost+ avec incitation sur les OPEX
Belgique: Flandre	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Belgique: Wallonie	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Croatie	Cost+	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX
Danemark	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Espagne	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Estonie	Cost+	Cost+
Finlande	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX
France	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX
Grèce	Revenue cap OPEX	Revenue cap OPEX
Hongrie	Hybride (mélange de revenue cap, price cap et d'incitations spécifiques)	Revenue cap OPEX
Islande	Revenue cap OPEX	NA
Irlande	Revenue caps OPEX et CAPEX séparés	Revenue caps OPEX et CAPEX séparés
Italie	Hybride (price cap sur les OPEX et cost+ sur les CAPEX) ; revenue cap TOTEX à venir*	Hybride (price cap sur les OPEX et cost+ sur les CAPEX) ; revenue cap TOTEX à venir*
Lettonie	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Lituanie	Price cap	Revenue cap OPEX
Luxembourg	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX
Norvège	Revenue cap TOTEX	N.A. <sup>44</sup>
Pays-Bas	Price cap	Price cap
Pologne	Hybride (mélange de revenue cap et de cost+)	Hybride (mélange de revenue cap et de cost+)
Portugal	Hybride (HT/MT : price cap (OPEX) + cost+ (CAPEX) BT: price cap)	Hybride (price cap OPEX + cost+ CAPEX)
République Tchèque	Revenue cap OPEX	Revenue cap OPEX
Roumanie	Hybride (Price cap/cost+ selon les opérateurs)	Revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX
Royaume Uni	Revenue cap TOTEX	Revenue cap TOTEX
Slovaquie	Price cap	Price cap
Slovénie	Revenue cap OPEX	Revenue cap OPEX
Suède	Revenue cap OPEX ; revenue cap TOTEX à venir**	Revenue cap OPEX ; revenue cap TOTEX à venir**

Source : Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, CEER, 2022

\*Selon une décision de l'ARERA, l'Italie devrait passer à une régulation de type TOTEX dès 2024 pour l'électricité (et 2026 pour le gaz)<sup>45</sup>

\*\*Le régulateur suédois a demandé le mandat pour la mise en place d'une régulation de type revenue cap TOTEX pour la prochaine période de régulation (dès 2024)

De manière consolidée, on obtient les résultats suivants :

<sup>44</sup> Non applicable : le rapport du CEER de 2021 ayant servi de source à ce benchmark indique que la méthodologie gaz est en développement (idem pour le rapport de 2019)

<sup>45</sup> Source : <https://www.arera.it/it/docs/21/615-21.htm>

**Tableau 3 : Nb de pays/régions par type de modèle de régulation en place**

Modèle	Nb de pays / régions pour l'électricité (sur 29)	Nb de pays / régions pour le gaz (sur 27)
Revenue cap TOTEX	8 (+2 à venir)	7 (+2 à venir)
Revenue cap OPEX + CAPEX distinct	1	1
Revenue cap OPEX	9 (-1 à venir)	12 (-1 à venir)
Price cap	3	2
Cost+	3	2
Hybride	5 (-1 à venir)	3 (-1 à venir)

En Europe, les modèles de type revenue cap sont très majoritaires. **Le modèle revenue cap OPEX (avec ou sans incitations additionnelles sur les CAPEX) apparaît à l'heure actuelle comme légèrement plus répandu que le modèle revenue cap TOTEX.** Ce dernier est toutefois utilisé notamment en Wallonie et en Flandre, et l'Italie et la Suède devraient par ailleurs faire évoluer prochainement leur réglementation vers un modèle TOTEX à compter de 2024. Par ailleurs, **les régulations de type revenue cap OPEX sont généralement complétées par des incitations spécifiques sur les CAPEX.** Il est ainsi la norme d'avoir des incitations sur les deux types de coûts, OPEX et CAPEX.

Seuls 2 pays pour l'électricité (Croatie et Estonie) et 1 pour le gaz (Estonie), qui sont des entrants récents dans l'Union européenne, sont encore dans une situation analogue à celles de Bruxelles en utilisant un modèle cost+. Ce modèle, autrefois dominant, tend ainsi aujourd'hui à disparaître.

De même, le modèle price cap n'est que très peu présent en Europe, probablement en raison des contraintes supplémentaires pour l'opérateur qui supporte le risque volume. Vu que BRUGEL n'envisage pas à ce stade que les tarifs de distribution en Région de Bruxelles-Capital deviennent majoritairement capacitaire ou forfaitaire nous ne le considérons pas comme un choix crédible pour le modèle cible de BRUGEL et nous ne l'analysons pas dans la présente note.

Il convient de relever que les principaux organismes de régulateurs européens (ACER, CEER) ne sont pas prescriptifs dans leurs différents rapports concernant un modèle de régulation spécifique, mais sont plutôt descriptifs de la situation de leurs membres. Néanmoins, dans un rapport de consultation de 2018<sup>46</sup>, le CEER effectue quelques recommandations d'ordre général. Il relève au préalable qu'une régulation doit permettre d'atteindre plusieurs objectifs (sans ordre de priorité) :

- assurer un environnement régulateur non discriminatoire ;
- promouvoir une efficacité en termes de coûts ;
- assurer la viabilité financière des réseaux à long terme ;
- améliorer la qualité de service ; faciliter l'innovation ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- faciliter l'amélioration de la durabilité et de l'efficacité énergétique ;
- préserver la vie privée des clients en termes de confidentialité et sécurité des données.

Dans l'optique du développement d'une régulation permettant d'atteindre ces objectifs, le CEER recommande notamment à ses membres de :

- prendre en compte tous les objectifs de la régulation et veiller à équilibrer les incitations présentant des buts différents et complémentaires ;
- évaluer les besoins et priorités spécifiques de chaque pays et prendre en compte les caractéristiques nationales pertinentes ; il n'existe en particulier pas d'approche « one-size-fits-all » ;
- fournir, dans la mesure du possible un cadre réglementaire stable, transparent et prévisible, garantissant des incitations à l'efficacité à court et à long terme ;

<sup>46</sup> Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation, CEER, 2018

- envisager, lorsque cela est possible, une approche fondée sur les résultats (*output-based approach*<sup>47</sup>) pour fixer les incitations, car cette approche présente l'avantage de tenir compte de ce qui est important pour les clients, en laissant les GRD libres de trouver des solutions optimales.

Dans ce rapport, le CEER ne prescrit pas une approche revenue cap TOTEX mais la décrit spécifiquement en indiquant qu'il s'agit d'une approche pertinente dans un environnement en transition vers le smart grid, le développement de la flexibilité et le raccordement d'unités énergétiques décentralisées. **L'arbitrage entre OPEX et CAPEX permis par ce modèle est considéré comme un réel outil d'innovation.** Par ailleurs, bien que le CEER se positionne plutôt pour une *output-based approaches*, il est également relevé qu'elles nécessitent un niveau élevé d'informations afin de calibrer les paramètres.

## 4.3 Proposition d'évolution du modèle de régulation

### 4.3.1 Vue d'ensemble

**Afin de remédier aux faiblesses du modèle existant précédemment décrites, BRUGEL prévoit d'adopter un modèle de type revenue cap TOTEX pour la période 2025-2029, ainsi que pour les périodes suivantes, la stabilité du modèle revenue cap TOTEX sur plusieurs périodes de régulation étant essentielle pour en tirer tous les bénéfices pour les utilisateurs du réseau comme pour le GRD.**

Ce modèle apparaît en effet comme le plus adapté pour plusieurs raisons :

- il permet d'inciter à la maîtrise du périmètre de coûts le plus large, comprenant les OPEX et les charges liées aux CAPEX, à travers un seul mécanisme relativement simple ;
- il est très incitatif à la maîtrise et à l'optimisation des coûts du GRD en permettant au GRD de conserver tout ou partie du gain (respectivement encaisser tout ou partie de la perte) ;
- il garantit par construction l'absence d'arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX et au contraire incite à des arbitrages vertueux entre OPEX et CAPEX ; ce modèle est ainsi particulièrement adapté au développement des réseaux intelligents pour faciliter la transition énergétique (arbitrage entre une optimisation des flux d'énergie et un renforcement du réseau) ;
- il constitue l'un des deux modèles « best practices » observés en Europe (avec le modèle revenue cap OPEX + incitations sur les CAPEX) ; il s'agit donc d'un modèle éprouvé qui a par ailleurs été retenu par les régulateurs flamand et wallon et mis en œuvre depuis de nombreuses années en Flandre et en Wallonie ; il est donc également en adéquation avec le contexte belge ;
- grâce à la force de son incitation à la maîtrise et à l'optimisation des coûts du GRD, il est à même de répondre à l'objectif 5 de la vision stratégique du régulateur qui est d'« établir les tarifs de distribution les plus justes pour tous les Bruxellois » ;
- il ne présente pas de faiblesses intrinsèques déterminantes qui le disqualifieraient.

Le modèle proposé est conforme au droit européen.

### 4.3.2 Description du modèle de revenue cap TOTEX proposé

#### 4.3.2.1 Principes généraux du modèle

Le modèle revenue cap TOTEX est un modèle de régulation visant à inciter financièrement l'opérateur à la maîtrise de certains de ses coûts d'exploitation (OPEX) et d'investissements (CAPEX) dénommés, selon

---

<sup>47</sup> Par opposition, on trouve l' « *input-based approach* » où l'incitation porte sur une donnée d'entrée, par exemple un taux spécifique de rémunération du capital pour certains types d'investissements

les régulateurs, gérables / contrôlables / influençables / endogènes / incités, qui sont les coûts sur lesquels les opérateurs ont une influence et qu'ils peuvent donc optimiser. Dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029, nous utilisons la terminologie coûts gérables / non gérables, déjà utilisée dans la méthodologie tarifaire en vigueur pour la période 2020-2024.

Le modèle revenue cap TOTEX repose sur le fait que le régulateur fixe ex-ante une trajectoire de revenu maximum autorisé (RMA) de l'opérateur sur une période de régulation longue (typiquement de 4 à 5 ans) sur la base des coûts prévisionnels de l'opérateur, de l'inflation et généralement d'un objectif d'efficience. Cette trajectoire de RMA comprend une trajectoire de coûts gérables qui n'est pas revue ex-post sur la base des coûts gérables réels, et qui constitue donc un cap ou plafond. L'opérateur est incité à la maîtrise et à l'optimisation de l'ensemble de ses coûts gérables, qui comprennent à la fois des OPEX et tout ou partie de ses charges de capital (selon les choix du régulateur il peut s'agir uniquement des amortissements ou des amortissements et de la rémunération des capitaux investis). Ainsi, si l'opérateur baisse ses coûts gérables réels sous ses coûts gérables autorisés, il dégage un gain dont il peut conserver tout ou partie, et à l'inverse si ses coûts gérables réels dépassent le plafond prévu, il dégage une perte dont il supporte tout ou partie.

Par ailleurs, le modèle est généralement complété par la mise en place d'un facteur d'efficience, qui, appliqué aux coûts gérables, permet d'inciter à des gains d'efficience au cours de la période de régulation. Cela permet ainsi de faire tendre les coûts gérables vers une cible considérée comme efficiente.

L'objectif de ce modèle est d'assurer une maîtrise et une optimisation des coûts gérables comprenant la part la plus large possible des OPEX et des charges de capital, ainsi que leur convergence vers des coûts efficaces.

Sa logique est :

- d'inciter l'opérateur à battre sa trajectoire de coûts gérables autorisés, à travers des améliorations de productivité, c'est-à-dire à réduire ses coûts gérables par rapport à la trajectoire autorisée, pour conserver tout ou partie de l'écart (selon le taux de partage choisi, voir paragraphe [4.3.2.3](#)) et ainsi augmenter son profit.
- de rétrocéder une partie ou la totalité de ces améliorations de productivité aux utilisateurs en cours de période (selon le taux de partage choisi, voir paragraphe [4.3.2.3](#)), et la totalité de celles-ci à partir de la période de régulation suivante.

#### 4.3.2.2 Constitution de la trajectoire de revenu maximum autorisé ex-ante

Les coûts de l'opérateur intégrés au revenu maximum autorisé se décomposent entre d'une part des **coûts gérables**, qui sont les coûts incités par le mécanisme de revenue cap, et d'autre part des **coûts non gérables**.

Les **coûts non gérables** représentent les coûts sur lesquels l'opérateur n'exerce pas de contrôle direct. La différence entre les coûts non gérables réels (diminués le cas échéant des coûts non gérables jugés déraisonnables ou erronés par le régulateur), et les coûts non gérables budgétés est à la charge des utilisateurs du réseau.

A l'inverse, les coûts considérés comme gérables sont du ressort de l'opérateur, et il bénéficie ainsi de tout ou partie de l'écart avec la trajectoire autorisée s'il arrive à les réduire (respectivement la différence doit être à sa charge en cas de dépenses plus importantes).

De manière schématique, le RMA proposé présente la structure suivante :

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

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 ;

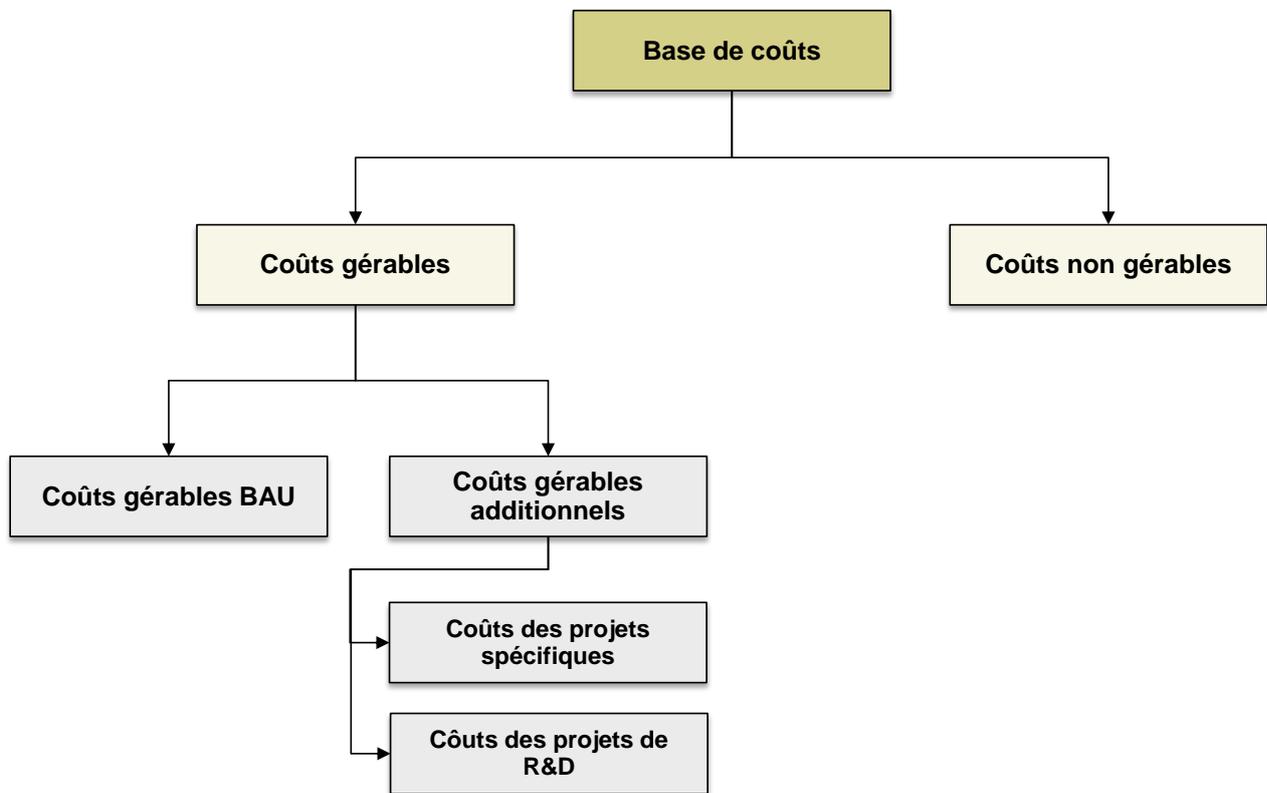
- $RCI_t$  : la rémunération des capitaux investis, calculée sous la forme d'un terme  $WACC \times RAB_t$  tel que cela est préconisé pour la méthodologie 2025-2029;
- $SR_t$  : la part des soldes tarifaires cumulés affectée au revenu autorisé de l'année t dans le cadre de l'apurement du fonds de régulation ;
- $Q_t$  : le facteur de bonus/malus lié à la performance non financière.

Il est à noter que la rémunération des capitaux investis, qui constitue le coût du capital du GRD, n'est pas incluse aux coûts gérables. Elle est donc calculée sur la base des investissements réels intégrant la RAB en cours de période, tout comme la marge équitable dans le cadre de la méthodologie actuelle.

Il convient de définir précisément les coûts qui sont considérés comme gérables, le périmètre des coûts gérables constituant l'un des leviers de réglage clés de la force de l'incitation du modèle de régulation : ceci est décrit dans le chapitre 5, qui est consacré à la composition du revenu autorisé.

Au sein des coûts gérables, outre la distinction entre OPEX et charges liées aux investissements, on peut distinguer deux catégories de coûts : les coûts gérables BAU (*business as usual*) et les coûts gérables additionnels :

**Figure 1 – Segmentation des coûts dans le revenu maximum autorisé**



Les coûts gérables BAU comprennent tous les coûts gérables qui sont relatifs à l'activité habituelle de l'opérateur, c'est-à-dire sans impact de facteurs exogènes induisant la nécessité de réaliser de nouvelles activités ou projets spécifiques. Par opposition, les coûts gérables additionnels sont des coûts en sus des coûts gérables BAU induits par des facteurs exogènes à l'opérateur.

Afin de fixer ex-ante la trajectoire de coûts gérables<sup>48</sup> de manière objective, BRUGEL propose les orientations générales suivantes pour la méthodologie 2025-2029 :

- **Coûts gérables BAU :**

Les coûts gérables BAU budgétaires de la première année de la période de régulation (2025) sont fixés sur la base des coûts réels de 5 années consécutives précédentes (voir 6.5, la période de référence est fixée sur les années 2018 à 2022), dites années de référence, et non pas sur la base des coûts budgétaires d'une seule année précédant la période de régulation, comme c'est le cas dans la méthodologie tarifaire actuelle. Cette approche est la plus objective, notamment par rapport à une approche basée sur l'établissement d'un business plan. La méthode de calcul est détaillée dans la section 6 portant sur la fixation du revenu maximum autorisé initial.

Les coûts gérables BAU budgétaires des années suivantes de la période évolueront à partir des coûts gérables BAU budgétaires 2025 selon une formule d'évolution des CNC détaillée dans la section [7.1.](#)

- **Coûts gérables additionnels :**

BRUGEL propose de prendre en compte dans le revenu maximum autorisé ex-ante les coûts additionnels du GRD à travers le chiffrage des **coûts additionnels nets de projets spécifiques** ainsi que les coûts des projets de R&D visant l'innovation. **Les coûts gérables additionnels comprennent ainsi :**

- **Les coûts additionnels nets (i.e. coûts moins produits moins bénéfiques) de projets spécifiques significatifs et en nombre réduit.** Pour ce faire, le GRD devrait soumettre avant la soumission des propositions tarifaires les business cases de ces projets sur la période 2025-2029, comprenant une analyse exhaustive des coûts additionnels nets et des bénéfiques sur la période 2025-2029 ainsi que sur l'ensemble de la durée de vie des systèmes déployés, qui s'étend normalement sur plusieurs périodes de régulation. BRUGEL prévoit d'appliquer ce mécanisme au projet de déploiement des compteurs intelligents, ainsi qu'aux projets d'investissement réseau induisant des coûts additionnels par rapport au simple renouvellement du réseau (i.e. des projets de renforcement et d'extension du réseau). Les coûts additionnels comprennent les charges d'exploitation et d'amortissement (y inclus les désaffectations<sup>49</sup>) qui viendraient en supplément des coûts gérables BAU, qu'il s'agisse de coûts de mise en place ou de coûts opérationnels pérennes une fois le projet réalisé (*run costs*) dans la mesure où ces derniers correspondent réellement à des coûts additionnels en tenant compte des éventuelles réductions de coûts induites par le projet.

Le calcul de ces coûts additionnels est décrit en détail au paragraphe [6.1.3.](#)

- **Les coûts des projets de R&D (innovation) :** les coûts des projets de R&D sont donc comptabilisés en coûts gérables et exclus des coûts BAU.

---

<sup>48</sup> Remarque : il n'y a pas eu d'enjeu sur les coûts non gérables (à l'exception de la création de soldes tarifaires) qui sont de toute manière intégralement compensés ex post, sauf s'ils sont jugés déraisonnables par BRUGEL. Ceux-ci peuvent donc être déterminés ex-ante sur la base d'une estimation budgétaire de l'opérateur puis révisés ex-post sur la base des coûts réels, comme dans la méthodologie tarifaire actuelle.

<sup>49</sup> Il est en particulier à noter que si un projet comptabilisé en coûts additionnels induit une augmentation des désaffectations par rapport aux désaffectations *business as usual*, ce surcroît de désaffectation est à inclure dans les coûts additionnels. C'est par exemple le cas du projet de déploiement des compteurs intelligents, qui induit une hausse des désaffectations des compteurs classiques.

- Il est à noter que suite aux discussions menées avec Sibelga, dans un premier temps, dans le cadre de l'élaboration de ce rapport :
  - BRUGEL a décidé d'intégrer l'ensemble des coûts IT dans les coûts gérables BAU, ces coûts IT intégrant également l'ensemble des coûts IT liés au comptage intelligent et les coûts des projets smart grid. Les coûts IT, y inclus les coûts des projets smart grid sont donc exclus des coûts additionnels.
  - De ce fait le mécanisme d'avances qui avait été prévu initialement pour prendre en compte dans le RMA les coûts additionnels de projets smart grid à business case positif a été abandonné (voir paragraphe [4.3.3.2.2](#))
- Suite à la concertation officielle avec Sibelga et à la demande de celle-ci, il a été décidé d'ouvrir les coûts additionnels au projets IT.

### **Soumission des coûts additionnels et de la proposition tarifaire**

Les coûts gérables additionnels demandés par Sibelga pour la période 2025-2029 et les business cases associés décrits précédemment sont soumis par Sibelga à BRUGEL idéalement pour le 1<sup>er</sup> janvier 2024 (au minimum pour le business case relatif au comptage intelligent) et au plus tard lors de la remise des propositions tarifaires.

La proposition tarifaire pour la période tarifaire 2025-2029 est soumise par Sibelga à BRUGEL au plus tard le 26 mai 2024. Cette proposition tarifaire intègre les coûts additionnels demandés par Sibelga pour la période 2025-2029 et les business case associés modifiés le cas échéant pour prendre en compte les remarques de BRUGEL sur les coûts additionnels et business cases soumis anticipativement.

#### **4.3.2.3 Calcul du solde des coûts gérables et affectation entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau (UR)**

Le modèle revenue cap TOTEX incite l'opérateur à battre sa trajectoire de coûts gérables autorisés définie ex-ante afin de réaliser un profit en sus du profit attribué à travers la rémunération des capitaux investis. Toutefois, il convient de définir quelle part du gain est conservé par l'opérateur si ses coûts gérables réalisés sont inférieurs aux coûts gérables prévisionnels, ou respectivement quelle part de la perte est supportée par l'opérateur si les coûts gérables réalisés sont supérieurs aux coûts prévisionnels.

Cette part est quantifiée via la notion de **taux de partage (TP) qui représente le pourcentage du gain (ou de la perte) qui est conservé (respectivement supportée) par l'opérateur. Formellement, ce taux est appliqué au solde suivant : coûts gérables budgétaires – coûts gérables réalisés.** Par construction, les utilisateurs du réseau vont bénéficier de  $100 - X$  % du gain (respectivement supporter  $100 - X$  % de la perte).

De fait, le taux de partage  $X$  est le paramètre dimensionnant la « force » de l'incitation pour l'opérateur. En effet, plus le pourcentage  $X$  est élevé, plus l'incitation est forte pour l'opérateur à optimiser ses coûts.

**Afin de maximiser l'incitation du GRD à maîtriser et à optimiser ses coûts, BRUGEL prévoit un taux de partage de 100 %,** valeur qui est fréquemment retenue par les régulateurs en Europe (en particulier en Wallonie, Flandre, Allemagne, Espagne, Irlande).

### **4.3.3 Incitation aux investissements dans la transition énergétique**

#### **4.3.3.1 Compteurs intelligents**

##### **4.3.3.1.1 Situation et objectif visé**

Concernant les compteurs intelligents, le cadre législatif fixé par les ordonnances électricité et gaz du 16 septembre 2020 et du 26 mars 2020 était très peu prescriptif. Il stipulait que le GRD avait l'obligation de réaliser l'installation progressive de compteurs intelligents, « en tenant compte de l'intérêt général et dans

la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles », conformément aux 2 niches obligatoires suivantes :

- lorsqu'un compteur est remplacé ;
- lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants.

En dehors de ces deux situations, et pour les compteurs intelligents électriques uniquement, l'ordonnance électricité précisait que le GRD avait la possibilité, mais sans l'obligation, d'installer des compteurs intelligents pour 6 niches dites prioritaires. Dans le cas de ces niches, le client ne pouvait pas refuser l'installation ou le maintien d'un compteur intelligent, ni en demander la suppression.

La nouvelle ordonnance électricité du 17 mars 2022 entrée en vigueur le 30 avril 2022 introduit un cadre législatif plus favorable au déploiement des compteurs intelligents.

S'agissant des compteurs électriques, les 6 niches prioritaires citées précédemment deviennent obligatoires, et leur nombre est étendu pour arriver à un total de **11 niches obligatoires** (article 26octies). Le GRD est donc tenu d'installer un compteur intelligent lorsque :

1. il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet d'une rénovation importante ;
2. un compteur est remplacé pour cause de vétusté ou de défaillance technique ;
3. un utilisateur du réseau de distribution est ou devient « prosumer » ;
4. un utilisateur du réseau de distribution demande la modification de la puissance de son raccordement ;
5. un utilisateur du réseau de distribution recharge un véhicule électrique ;
6. un utilisateur du réseau de distribution participe à un partage d'électricité ou se fait acheter ou achète de l'électricité autoproduite excédentaire ;
7. un utilisateur du réseau de distribution participe à des services de flexibilité ou d'agrégation ;
8. un utilisateur du réseau de distribution stocke de l'électricité ;
9. un utilisateur du réseau de distribution avec une consommation annuelle supérieure à 6000 kWh ;
10. un utilisateur du réseau de distribution dispose d'une pompe à chaleur ;
11. un utilisateur du réseau de distribution le demande.

Cependant, la nouvelle ordonnance précise que lorsque le compteur intelligent installé « remplace un compteur qui fait partie d'un ensemble techniquement indivisible de plusieurs compteurs, tous les compteurs faisant partie de cet ensemble peuvent être remplacés par des compteurs intelligents ». Ce dernier point permet d'étendre de façon importante les compteurs concernés par les niches cités précédemment. En effet, dans des bâtiments collectifs type immeubles, il suffit que l'un des locataires du bâtiment soit concerné par les niches obligatoires, pour que l'ensemble des locataires du bâtiment le soient également.

Enfin, la nouvelle ordonnance permet également un déploiement dit « proactif » de la part du GRD pour les compteurs intelligents électriques. Elle prévoit que le GRD puisse proposer, pour chaque point de fourniture, systématiquement ou par opportunité, le remplacement du compteur électrique existant par un compteur intelligent. Cette proposition doit être accompagnée d'une information objective sur les services auxquels pourraient accéder l'utilisateur s'il disposait d'un compteur intelligent. Dans ce cas de figure, le GRD doit avoir obtenu au préalable le consentement de l'utilisateur du réseau.

**Tableau 4. Synthèse des niches obligatoires et optionnelles de déploiement de compteurs intelligents électriques selon le projet d'ordonnance électricité**

Niche	Consentement de l'utilisateur
<b>Déploiement obligatoire pour le GRD</b>	
Raccordement dans bâtiment neuf ou faisant l'objet d'une rénovation importante	Pas de consentement nécessaire
Remplacement du compteur pour cause de vétusté ou défaillance technique	Pas de consentement nécessaire
Prosumer	Pas de consentement nécessaire
Modification de la puissance de raccordement	Pas de consentement nécessaire
Recharge de véhicule électrique	Pas de consentement nécessaire
Partage et achat/vente d'électricité	Pas de consentement nécessaire
Proposition de services de flexibilité	Pas de consentement nécessaire
Stockage d'électricité	Pas de consentement nécessaire
Consommation supérieure à 6000 kWh / an	Pas de consentement nécessaire
Pompe à chaleur	Pas de consentement nécessaire
Demandeur	Consentement nécessaire (par définition)
<b>Déploiement optionnel pour le GRD</b>	
Remplacement de compteurs faisant partie d'un ensemble techniquement indivisible	Pas de consentement nécessaire
Autres cas	Consentement nécessaire (avec la communication à l'utilisateur d'une information sur les services de comptage intelligent)

Dans ce contexte législatif, **l'objectif de BRUGEL est d'inciter Sibelga au déploiement le plus large de compteurs communicants à un coût efficient, afin de faciliter la transition énergétique.**

#### 4.3.3.1.2 Mesures proposées par BRUGEL

BRUGEL prévoit de mettre en place 3 mesures d'incitation relatives au déploiement du comptage intelligent pour répondre à l'objectif visé :

1. une incitation à la maîtrise des coûts (OPEX+CAPEX) relatifs aux projets de déploiement du comptage intelligent d'électricité et de gaz, basée sur le modèle revenue cap TOTEX ;
2. une incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents ;
3. une incitation à la performance non financière.

#### **I. Incitation à la maîtrise des coûts des projets de déploiement du comptage intelligent**

- Le projet de déploiement du comptage intelligent d'électricité est considéré comme un projet spécifique. Il est décrit et chiffré dans un business case établi par le GRD, portant sur la période de régulation 2025-2029, et soumis à BRUGEL, avant la remise des propositions tarifaires, pour approbation, dans les délais indiqués au paragraphe [4.3.2.2.](#)

Ce business case doit présenter les coûts (hors coûts IT, les coûts IT étant pris en compte dans les coûts gérables *business as usual*) du projet par rapport aux coûts business as usual, ainsi que les hypothèses associées, en particulier les hypothèses de trajectoires de nombre de compteurs intelligents déployés. Il est contrôlé et modifié s'il est jugé inapproprié par BRUGEL. L'incitation au déploiement proactif de compteurs intelligents, qui est décrite plus loin, a pour but d'inciter le GRD

à proposer dans ce business case le déploiement d'un nombre élevé de compteurs intelligents déployés au cours de la période, et de respecter cet objectif au cours de la période.

- Les coûts additionnels du projet approuvés par BRUGEL sont intégrés aux coûts gérables budgétaires du revenue cap TOTEX.

## **2. Incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents**

Ce mécanisme incitatif basé sur l'octroi d'un WACC bonifié ou minoré selon le nombre de compteurs intelligents déployés au cours de la période 2025-2029 est décrit en détail au paragraphe [10.3.3.3.1.](#)

## **3. Incitation à la performance non financière du comptage intelligent**

BRUGEL prévoit de compléter les 2 mesures précédentes par un schéma de bonus / malus portant sur des indicateurs de performance non financière relatifs au comptage intelligent qui sont détaillés au paragraphe [10.3.3.3.](#)

### **4.3.3.2 Réseaux intelligents**

#### 4.3.3.2.1 Situation et objectif visé

D'un point de vue du cadre légal, la nouvelle ordonnance prévoit que dans le plan de développement établi par le GRD soit intégré « l'état des études, projets et mises en œuvre des **solutions techniques de la transition énergétique et des réseaux intelligents** ». L'ordonnance précise également que le plan de développement doit contenir une description des **développements informatiques associés**.

Pour le marché de l'électricité, la nouvelle ordonnance insiste également sur le développement d'un marché de flexibilité et de services auxiliaires, et en détaille les modalités s'appliquant au GRD.

En effet, elle précise que le GRD doit prévoir l'acquisition des services de flexibilité (via les marchés de flexibilité) permettant de réduire la nécessité de moderniser ou de remplacer les capacités électriques. L'acquisition de ces services de flexibilité doit se faire à condition de présenter un bon rapport coût-efficacité et de ne pas induire d'impacts négatifs sur le réseau ou le marché.

De la même manière, le GRD doit prévoir l'acquisition de produits et services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence nécessaires à l'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau de transport régional.

Enfin, la nouvelle ordonnance prévoit que le GRD puisse, afin de garantir la sécurité du réseau électrique, limiter/refuser la puissance délivrée (respectivement soutirée) pour la recharge (décharge) d'un véhicule électrique, ou limiter/refuser l'activation de la flexibilité, et ce pour une durée déterminée.

BRUGEL a développé une vision des réseaux intelligents qui s'articule autour de 4 fonctionnalités minimales obligatoires :

- observabilité du réseau de bout en bout suffisante, à travers un monitoring MT/BT ;
- identification du client dans le réseau (ou identification du lien client-cabine), pour permettre d'anticiper l'impact d'une charge d'un client sur les éléments du réseau ;
- contrôle-commande à distance cabine/client, pour gérer les flux et poser des actes à distance ;
- information fréquente et fiable sur l'état du réseau, pour le GRD mais surtout pour le marché.

L'objectif de BRUGEL est d'inciter Sibelga à transformer les réseaux (données, exploitation et gestion des actifs) pour faciliter les échanges du marché à moindre coûts, sans biais et sans délais.

À cette fin, dans son « avis relatif au projet de plan d'investissements définitif pour l'électricité, proposé par le gestionnaire du réseau de distribution bruxellois pour la période 2022-2026 » (BRUGEL-AVIS-2021 | 029-333), BRUGEL a recommandé au Gouvernement d'inciter le GRD à mettre en œuvre une feuille de route ambitieuse pour la transformation de son réseau en réseau intelligent. BRUGEL a ajouté que cette feuille

de route devrait être déclinée sous forme d'un plan d'action réaliste, effectif et dans un horizon de temps compatible avec les défis attendus à Bruxelles.

Dans ce contexte, les mesures régulatrices à mettre en place dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire électricité devront permettre d'assurer la bonne exécution de la feuille de route, avec comme objectif général de **favoriser le déploiement à coût efficient des réseaux intelligents pour optimiser les coûts globaux du réseau et faciliter la transition énergétique.**

#### 4.3.3.2 Mesures proposées par BRUGEL

Dans le cadre des travaux initiaux portant sur l'élaboration de ce rapport, BRUGEL prévoyait les mesures suivantes pour répondre à l'objectif visé :

- Le GRD doit proposer, dans le cadre du processus de fixation du revenu autorisé budgétaire de la période de régulation 2025-2029, la réalisation de projets smart grids, décrits et justifiés de façon détaillée dans un business case (un par projet) précisant les coûts additionnels et les bénéfices. Le GRD doit viser prioritairement des projets ayant un bénéfice net positif sur la durée de vie du système déployé, qui peut aller au-delà d'une seule période de régulation. Des projets à bénéfice net négatif peuvent être éventuellement proposés dans la mesure où le GRD peut démontrer une valeur ajoutée significative au-delà du périmètre du GRD ou un intérêt important pour faciliter la transition énergétique.
- Si le projet implique des bénéfices nets positifs sur la durée de vie du système déployé, un mécanisme d'avance est activé par BRUGEL, avec reprise de l'avance une fois le point d'équilibre atteint : une avance correspondant aux coûts nets additionnels du projet est ainsi octroyée au GRD sous forme de coûts gérables additionnels dans le revenu autorisé budgétaire de la période de régulation lui permettant de mener à bien le projet. Une fois le projet terminé, cette avance est rétrocédée aux URD (c'est-à-dire soustraite des coûts gérables du revenu autorisé budgétaire), la période de régulation de rétrocession étant fixée ex-ante par BRUGEL sur la base du business case. Ce mécanisme d'avance permet au GRD de réaliser, grâce au mécanisme de revenue cap TOTEX, un gain correspondant au gain net réel induit sur environ une période de régulation pour chaque projet smart grid, le mécanisme de fixation du revenu initial sur base des coûts historiques sur 5 années permettant ensuite de rétrocéder les gains aux URD.
- Si le projet implique des bénéfices nets négatifs sur la durée de vie du système déployé, BRUGEL peut le rejeter ou l'approuver en raison de sa valeur ajoutée globale. En cas d'acceptation, le projet est traité comme un projet spécifique, dont les coûts additionnels nets sont intégrés aux coûts gérables.

Suite aux discussions avec Sibelga, il est apparu que Sibelga n'était pas en mesure de soumettre des projets smart grid avec leur business case dans le délai requis (1/1/2024). De ce fait, BRUGEL avait décidé d'abandonner les mesures précédentes, et de prévoir dans le cadre de l'enveloppe des coûts IT *business as usual* un montant forfaitaire relatif aux projets smart grid qui seront définis par Sibelga dans la feuille de route smart grid qui doit être communiquée à BRUGEL.

Suite à la concertation avec le GRD et à la demande de celui-ci :

- les projets IT et liés au smartgrid sont autorisés à être couverts par la mécanique des coûts additionnels.
- Le budget IT ex ante 2025 est déterminé sur base des coûts IT historiques retraités intégralement du projet Smartrias et la meilleure estimation des budget IT de SIBEGA 2025 soumises à validation de BRUGEL.

## 5 Composition du revenu maximum autorisé

### 5.1 Rappel de la situation existante

Selon la méthodologie actuelle<sup>50</sup>, **les coûts gérables sont décrits comme les « charges et produits sur lesquels le GRD exerce un contrôle direct »**. Par opposition, les coûts non gérables comme les charges et produits opérationnels sur lesquels le GRD n'exerce pas un contrôle direct ». Des différences marginales existent entre l'électricité et le gaz en termes de classification gérable/non gérable. Nous rappelons ci-dessous par souci d'exhaustivité les coûts non gérables dans la méthodologie actuelle (ceux-ci étant listés plus précisément que les coûts gérables) :

- les coûts d'achat des pertes du réseau ou le cas échéant (et ce pour l'électricité uniquement), la couverture de celles-ci par des moyens de production du GRD. Si sur base des informations communiquées par le GRD lors du contrôle ex-post BRUGEL juge ces coûts déraisonnables au regard des prix du marché et des procédures mises en place par le GRD, il se réserve le droit de rejeter la partie des coûts jugée déraisonnable ;
- les charges émanant de factures et notes de crédit émises par la société FeReSo dans le cadre du processus de réconciliation ;
- les surcharges comprenant :
  - les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture de gaz dans la distribution, dues pour les années antérieures à la libéralisation conformément à des statuts, à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par le GRD, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient comptabilisées conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par le régulateur compétent ;
  - les impôts sur les sociétés et les personnes morales effectivement dus ;
  - les autres impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, taxes, prélèvements, surcharges, redevances, cotisations et rétributions dus par le GRD ;
  - les amendes infligées au GRD et les indemnités à charge du GRD en cas d'incidents sur le réseau sont en principe rejetées afin de conscientiser et responsabiliser le GRD et d'éviter tout excès ;
- la partie de la plus-value iRAB amortie au taux de l'actif sous-jacent ou désaffectée dans l'année, pour autant que les montants correspondants à cette partie soient portés en réserve au passif du bilan du GRD. BRUGEL contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les amortissements enregistrés ;
- les amortissements des actifs immobilisés comprennent les dotations d'amortissement de la valeur d'acquisition et de la plus-value ainsi que les plus-values ou moins-values enregistrées lors de la réalisation ou la désaffectation de ces actifs et la reprise des subsides obtenus ;
- les charges financières (*embedded costs*). Sur base d'une analyse détaillée, bien que non gérables, ces charges peuvent faire l'objet d'un rejet par BRUGEL si elles sont jugées déraisonnables ;
- les charges et produits supportés pour remplir les obligations de service public ;

---

<sup>50</sup> Sources : Méthodologie 2020-2024, partie 4, Méthodologie – Electricité (respectivement gaz), sections I.1.2 et I.1.3

- pour l'électricité uniquement : les charges et produits émanant de factures et notes de crédit émises par le gestionnaire du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport, y compris les surcharges et prélèvements facturés par le gestionnaire du réseau de transport ;
- les charges et produits émanant de factures et notes de crédit émises ou reçues par le GRD pour le transit d'énergie ;
- les coûts imposés par une évolution du cadre légal ou réglementaire ou des règles et processus soutenant l'organisation ou le bon fonctionnement du marché libéralisé de l'électricité et du gaz ;
- les réductions de coûts et/ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures ;
- la marge équitable.

Par ailleurs, la méthodologie précise que l'ensemble de provisions autorisées dans le revenu total devra faire l'objet d'une motivation explicite par le GRD dans le cadre de la proposition tarifaire.

### **Zoom sur les critères des rejets de coûts :**

Dans son annexe I à la méthodologie intitulée « Critères appliqués par BRUGEL pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile des éléments du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution », peuvent être jugés déraisonnables ou inutiles les éléments du revenu total qui répondent à une des conditions suivantes :

1. ils ne contribuent pas efficacement à la bonne exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire de réseau (GRD), notamment :
  - le maintien ou l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un GRD prudent et diligent ou de la qualité du service aux clients ;
  - toutes les obligations liées à l'activité de mesure du GRD ;
  - toutes les obligations incombant au GRD en tant que facilitateur du marché.
2. ils ne respectent pas les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposées par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou BRUGEL ;
3. ces éléments, ainsi que leurs montants, ne sont pas suffisamment justifiés compte tenu de l'intérêt général
4. ces coûts auraient pu être évités par le gestionnaire de réseau<sup>51</sup>.

De plus, l'annexe précise que la charge de la preuve du caractère raisonnablement justifié des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé ou des soldes tarifaires par le GRD incombe à ce dernier. Finalement, le fait que des coûts répondent ou non à l'une de ces 4 conditions est décrit dans l'annexe à travers des considérations spécifiques pour chacune des conditions dans un chapitre dédié. Ces considérations ne sont pas rappelées ici par souci de concision.

---

<sup>51</sup> Remarque : bien que cette 4<sup>ème</sup> condition n'apparaisse pas explicitement dans la vue d'ensemble des conditions (cf. page 1 de l'annexe) contrairement aux 3 autres, celle-ci dispose néanmoins d'un chapitre dédié dans le corps du document (comme les 3 autres conditions).

## 5.2 Analyse et proposition de classification des coûts

### 5.2.1 Impact des orientations retenues pour le modèle de régulation sur la classification des coûts

Les orientations retenues par BRUGEL au sujet du modèle de régulation conditionnent déjà la classification en coûts gérables/non gérables de certains postes impactant ainsi la composition du revenu autorisé. Cette section rappelle ces différents éléments qui ne seront ainsi pas détaillés dans la suite de ce chapitre.

Comme décrit précédemment BRUGEL a décidé de retenir un modèle de type RC TOTEX. **Par définition de ce modèle RC TOTEX, les coûts gérables incluent l'ensemble des dotations aux amortissements.** Cela inclut donc (selon la terminologie actuelle) les dotations aux amortissements de la valeur d'acquisition ainsi que les plus-values ou moins-values enregistrées lors de la réalisation ou la désaffectation de ces actifs et la reprise des subsides obtenus.

Par ailleurs, **BRUGEL prévoit également d'évoluer vers une rémunération des capitaux investis considérée comme un coût non gérable.** Pour rappel, il a été montré que quelle que soit la situation retenue (inclusion de la rémunération dans les coûts gérables ou non gérables), des effets d'aubaine existent. Toutefois, l'inclusion de la marge équitable dans les coûts non gérables a été retenue pour les raisons suivantes :

- cette approche a le mérite de l'objectivité, la rémunération étant calculée sur base de la BAR réelle ;
- l'effet d'aubaine lié au surinvestissement vient contrebalancer l'effet d'aubaine lié au sous-investissement qui est l'effet d'aubaine intrinsèque d'un modèle de type RC TOTEX ; en effet, en cas d'inclusion de la rémunération des capitaux investis dans les coûts gérables, le GRD serait ainsi « doublement » incité à sous-investir ;
- l'effet d'aubaine lié au surinvestissement semble limité puisque que pour surinvestir, le GRD devra vraisemblablement dépasser son revenu autorisé durant la période et donc encaisser des pertes réelles à court terme (en vue d'une rémunération ultérieure à long terme) ; cette pratique semble difficile à justifier auprès de l'actionariat.

**De plus, dans le cadre des mesures d'incitation aux investissements dans la transition énergétique, BRUGEL prévoit que les coûts de déploiement de compteurs intelligents, de solutions smart grid, ainsi que les projets d'innovation seront des coûts gérables.** A noter que le fait que ceux-ci soient des coûts additionnels n'a pas d'intérêt particulier dans le cadre de cette thématique qui se focalise sur l'aspect gérable/non gérable.

Finalement, les travaux menés sur la rémunération du GRD ont conduit BRUGEL à retenir une rémunération des capitaux investis fondée sur un WACC, alors que le modèle à l'heure actuelle est celui d'une marge équitable relative uniquement au coût des fonds propre, avec la dette financière étant prise en compte dans le revenu autorisé à coût réel (charge financière incluses dans les coûts non gérables selon un modèle de type *embedded cost*). **Le passage à un modèle WACC implique de fait que les charges financières seront couvertes à travers cette rémunération.** Le besoin de classification des charges financières n'a donc plus lieu d'être dans le nouveau modèle.

### 5.2.2 Analyse des postes de coûts non gérables

#### 5.2.2.1 Coûts des pertes réseau

Dans la méthodologie tarifaire actuelle, les coûts de compensation des pertes réseau (techniques et non techniques) sont considérés comme des coûts non gérables. L'enjeu de BRUGEL est donc de déterminer pour la nouvelle méthodologie tarifaire s'il est pertinent de rendre tout ou partie du coût des pertes réseau gérable, et si oui, selon quel mécanisme de régulation incitative.

Les pertes d'électricité de réseau peuvent être de deux natures :

- pertes techniques liées à l'effet Joule et aux pertes fer générées par les transformateurs ;
- pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée, liées notamment aux biais de comptage, aux fraudes, aux erreurs de relève des compteurs, de facturation, etc...

Selon la mesure régulatoire retenue, le régulateur peut inciter le GRD sur deux aspects :

1. la mise en œuvre de toutes les décisions d'exploitation et d'investissement économiquement efficaces visant à limiter/réduire le volume des pertes d'électricité (**incitation sur le volume des pertes**). Ce point répond notamment à un des objectifs visés par la méthodologie tarifaire selon les ordonnances relatives aux marchés de l'électricité (art. 9 quinquies) et gaz (art. 10ter), à savoir favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie des infrastructures ;
2. l'optimisation des coûts d'achat de l'énergie nécessaire pour les couvrir (**incitation sur le prix d'achat des pertes**).

L'approche retenue pour le traitement des pertes réseau diffère selon les pays, et selon que le régulateur estime ou non que le GRD dispose d'un levier suffisant pour limiter le coût de compensation des pertes réseau. Une vue d'ensemble des différentes mesures réguliatoires retenues en Europe est dressée dans ce qui suit. Les pays analysés sont la France, la Belgique, le Luxembourg, le Royaume-Uni, la Norvège, l'Irlande et l'Allemagne.

Remarque : pour la suite du chapitre, sauf mention contraire, les pertes réseau désignent l'ensemble des pertes, qu'elles soient techniques et non techniques.

#### 5.2.2.1.1 Vue d'ensemble des mesures réguliatoires en place en Europe

##### 5.2.2.1.1.1 France

En France, les pertes électriques du GRD Enedis ont représenté pour la période du TURPE 5 HTA-BT environ 24 TWh par an pour un montant annuel moyen de 1,1 Mrd € sur la période, représentant environ 13 % des charges annuelles du GRD, soit 20 % des charges d'exploitation annuelles hors péage RTE. La couverture des pertes du GRD constitue donc un enjeu financier important pour la CRE.

Ainsi, la CRE a mis en place une mesure incitative spécifique aux charges relatives à la compensation de l'ensemble des pertes électriques de réseau (techniques et non techniques), portant à la fois sur le prix d'achat des pertes électriques et sur le volume de ces pertes<sup>52</sup>.

En effet, bien que certains facteurs externes comme les conditions climatiques ou les prix de marché (sur lesquels le GRD n'a pas de contrôle) ont un impact sur les pertes électriques et leurs coûts, la CRE considère que le GRD dispose de leviers pour réduire le coût des pertes (d'une part l'optimisation de sa stratégie d'achat pour maîtriser le prix auquel il achète ses pertes, et d'autre part les choix d'investissement et de topologie du réseau pour réduire les pertes techniques et l'utilisation des données des compteurs intelligents pour réduire les pertes non techniques).

Ainsi, pour chaque année de la période tarifaire, un montant annuel de référence des pertes est déterminé ex post à partir d'un volume de référence et d'un coût moyen de référence :

- **Le volume de référence VN** est établi sur la base des principes énoncés ci-dessous, prenant en compte les quantités effectivement injectées sur les réseaux, et distinguant les pertes non techniques des pertes techniques :

Pertes techniques : le volume de référence des pertes techniques est déterminé en appliquant le volume d'électricité effectivement injecté dans le réseau à une formule polynomiale de perte au pas demi-horaire,

---

<sup>52</sup> [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

dont le calcul pour la période tarifaire actuelle (TURPE 6) n'est pas partagé par la CRE (information confidentielle). A titre d'illustration, la formule retenue au pas demi-horaire pour la période tarifaire précédente (TURPE 5) est la suivante :

$$V_{\text{pertes techniques}} = a + b * V_{\text{injecté dans le réseau}} + c * V_{\text{injecté dans le réseau}}^2$$

avec :

- $a$  (MW de pertes) =  $7,302 \times 10^2$
- $b$  (MW de pertes/MW injecté) =  $8,793 \times 10^{-3}$
- $c$  MW de pertes/(MW injecté)<sup>2</sup> =  $9,422 \times 10^{-7}$

Le volume de référence annuel des pertes techniques est ensuite déterminé en sommant les volumes de référence demi-horaires sur l'ensemble de l'année.

**Pertes non techniques :** le volume de référence des pertes non techniques est déterminé sur la base d'un taux de perte de référence. Ainsi, un taux de perte de référence est défini ex ante pour chaque année de la période tarifaire, sur la base d'une trajectoire proposée par le GRD, puis challengée et validée par la CRE, en s'appuyant sur les objectifs de réduction de pertes non techniques prévus dans le business plan du projet comptage intelligent. Ce taux est ensuite appliqué à la consommation brute constatée sur le réseau du GRD pour chaque année de la période tarifaire, ce qui permet d'en déduire le volume de référence annuel des pertes non techniques. A noter que la trajectoire de taux de référence retenue par la CRE pour la période tarifaire diminue de façon linéaire, de 2,9 % en 2021 à 2,5 % en 2024, afin de tenir compte des gains que permettent les compteurs intelligents dans la réduction des pertes non techniques (voir Erreur ! Source du renvoi introuvable.).

- Le coût moyen de référence  $P_N$  est établi à partir des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini, comprenant des produits « à moyen terme » et des produits « à court terme ». Il est défini comme étant la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier :

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits day-ahead et hebdomadaires.

Ce coût moyen de référence reflète une stratégie d'achat que la CRE considère comme étant optimisée. Le GRD est donc incité à se rapprocher de cette stratégie d'achat afin de limiter son coût d'achat de pertes, en s'appuyant sur une stratégie de couverture progressive du risque prix (en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité).

L'écart entre le montant annuel de référence (correspondant au produit entre le volume de référence  $V_N$  et le coût de référence  $P_N$ ) et les charges réelles du GRD pour le poste d'achat des pertes est à la charge des URD à hauteur de 80 %. On est donc ici sur un taux de partage de 20 % selon notre définition. Enfin, le gain ou la perte annuel potentiel pour le GRD est plafonné à + ou - 40 M€/an.

**Tableau 5. Trajectoire de taux de référence de pertes non techniques retenue pour la période du TURPE 6**

	2021	2022	2023	2024
Taux de perte non technique de référence retenu	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%
Volume de pertes non techniques résultant indicatif (TWh)	10,9	10,3	9,8	9,4

Source : CRE

#### 5.2.2.1.1.2 Belgique

##### Wallonie :

Bien que la méthodologie wallonne en vigueur (2019-2023) considère les pertes réseau comme des coûts non gérables, elle prévoit une incitation financière au contrôle de ces coûts<sup>53</sup>. L'incitation porte sur le prix d'achat des pertes, et non sur les volumes des pertes comme décrit ci-après.

**Au début de la période tarifaire**, le GRD détermine **ex ante** dans sa proposition tarifaire la **charge prévisionnelle** des pertes pour chacune des années de la période tarifaire, par une estimation du volume et du coût d'achat des pertes prévues sur le réseau.

**A la fin de chaque année N de la période tarifaire**, la CWaPE calcule le **prix maximum autorisé** et le **prix minimum autorisé** pour l'achat d'électricité destiné à la couverture des pertes réseau électriques, sur la base d'un couloir de prix de 20 %, conformément aux formules suivantes :

$$\text{Prix maximum} = [(\text{Moyenne Cal Power BE Endex} \times a) + b\text{€/MWh}] \times (1 + 0.2)$$

$$\text{Prix minimum} = [(\text{Moyenne Cal Power BE Endex} \times c) + d\text{€/MWh}] \times (1 - 0.2)$$

- La variable « Moyenne Cal Power BE Endex » correspond à la moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison<sup>54</sup>. Cette méthode de calcul permet d'inciter le GRD à mettre en œuvre une stratégie d'achat à long terme pour se prémunir des fluctuations du marché.
- Les paramètres a, b, c et d, dont les valeurs sont confidentielles, permettent de tenir compte de la forme de la courbe de charge des pertes du GRD.

Ainsi, l'écart entre la **charge prévisionnelle**, reprise dans le revenu autorisé budgété ex ante du gestionnaire de réseau, et la **charge réelle** d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes réseau électriques de l'année N est intégralement ou partiellement à la charge des URD en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes réseau électriques du GRD, selon les dispositions suivantes :

- **Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé**, l'écart entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat est intégralement à la charge des URD ;
- **Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé :**

<sup>53</sup> [Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023](#)

<sup>54</sup> Telles que publiées sur le site <http://data.theice.com>

- La différence entre la charge prévisionnelle d'achat des pertes et le coût du volume observé des pertes valorisé au prix maximum autorisé est à la charge des URD.
- Le GRD perçoit un **malus** correspondant à l'écart entre le coût du volume observé des pertes valorisé au prix maximum autorisé et la charge réelle d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes réseau électriques.
- **Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé :**
  - La différence entre la charge prévisionnelle d'achat des pertes et le coût du volume observé des pertes valorisé au prix minimum autorisé est à la charge des URD.
  - Le GRD perçoit un **bonus** correspondant à l'écart entre le coût du volume observé des pertes valorisé au prix minimum autorisé et la charge réelle d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes réseau électriques.

Dans sa proposition de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>55</sup> publiée le 1<sup>er</sup> juin 2022, la CWaPE reconduit ce mécanisme d'incitation sur le prix d'achat des pertes et introduit pour la première fois une régulation incitative du taux de perte pour l'électricité (donc du volume de pertes), intégrée à la régulation incitative sur la qualité de service sur base de KPI. La CWaPE va fixer un objectif de taux de perte à chaque GRD au deuxième semestre 2027 sur la base des données de la période 2022-2026, qui donnera lieu à un bonus / malus, pris en compte en 2028 dans l'incitant financier relatif à la qualité de service. Le taux de perte est l'un des 9 indicateurs de qualité de services suivis par la CWaPE et pèse 10 % dans le montant total de bonus / malus attribué aux GRD.

#### Flandre :

Le modèle de régulation flamand considère les coûts associés à la compensation des pertes réseau comme des étant des coûts gérables<sup>56</sup>. L'écart entre la charge prévisionnelle et la charge réelle est donc intégralement à la charge du GRD.

Il faut cependant rappeler que la Flandre fixe la hauteur du revenu autorisé des périodes suivantes sur la base des coûts des périodes précédentes, ce qui permettrait au GRD de récupérer les coûts des pertes réseau d'une période de régulation à l'autre en considérant d'une certaine manière un caractère cyclique aux prix de marché. Ainsi, si au cours d'une période de régulation le GRD doit couvrir une importante charge de compensation des pertes réseau en raison de prix de marché élevés, il disposera sur la période de régulation suivante d'un revenu autorisé plus important, ce qui lui permettra de réaliser des gains lorsque les prix de marché redescendront à un niveau plus faible.

Cette mesure régulatoire ne nous paraît cependant pas adaptée au contexte énergétique actuel.

#### *5.2.2.1.1.3 Royaume-Uni*

Au Royaume-Uni, la couverture des pertes électriques de réseau est de la responsabilité des fournisseurs d'énergie et non des GRD comme c'est le cas dans la plupart des pays européens. Dans cette configuration, chaque fournisseur achète les volumes d'électricité à injecter dans le réseau afin de compenser les pertes associées à la consommation de ses clients<sup>57</sup>.

Etant donné que les GRD n'ont pas la responsabilité de la compensation des coûts des pertes réseau, et considérant que les GRD pourraient être tentés de réaliser des arbitrages entre l'efficacité des coûts et la

<sup>55</sup> Bien que la méthodologie finale ait été adoptée le 30 mai 2023, lors des travaux préparatoires de la présente méthodologie, la publication du 1<sup>er</sup> juin 2022 était la plus récente. La nouvelle publication du 30 mai 2023 n'est pas de nature à modifier l'approche de BRUGEL.

<sup>56</sup> [Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024](#)

<sup>57</sup> Cf. page 21 du document : <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/09ecee88-e877-3305-6767-e75404637087>

réduction des pertes réseau, Ofgem estime qu'une incitation spécifique aux pertes réseaux est nécessaire pour garantir que les GRD mettent en œuvre des actions visant à limiter ces pertes.

Ainsi, Ofgem a mis en place dans sa méthodologie actuelle portant sur la période 2013-2023 (RIIO-ED1) un mécanisme d'incitation/obligation à la réduction des pertes composé de 4 éléments :

- **Obligation de réduction de pertes** : la licence des GRD inclut une obligation à concevoir, construire et exploiter leurs réseaux de manière à ce que les pertes soient aussi faibles que raisonnablement possible. Cette obligation s'ajoute à l'obligation générale des GRD de développer et de maintenir un système de distribution efficace, coordonné et économique. Le non-respect de ces conditions peut conduire à une rupture de la licence.
- **Elaboration d'une stratégie de compensation des pertes** : Chaque GRD est tenu de disposer d'une stratégie de compensation des pertes explicitant l'approche globale du GRD en matière de gestion des pertes. Cette stratégie doit être déclinée en projets ou actions spécifiques, et intégrer les meilleures pratiques en matière de réduction de pertes réseau.
- **Préparation d'un rapport annuel** : Les GRD doivent réaliser un rapport annuel de leurs activités visant à réduire les pertes réseau. Cela comprend les améliorations annuelles et cumulatives, ainsi que les actions prévues pour l'année suivante, accompagnées d'une analyse coûts-avantages.
- **Incitation financière** : la méthodologie tarifaire prévoit un système de bonus pour les activités de réduction des pertes du GRD<sup>58</sup>. Cette incitation porte seulement sur les actions/activités qui ne sont pas prévues dans la stratégie de réduction des pertes élaborée par le GRD. Le bonus d'un montant total de 32 M£ se compose de 3 tranches :
  - jusqu'à 8 M£ seront attribuées en 2016-17 ;
  - 10 M£ en 2018-19 ;
  - 14 M£ en 2020-21.

Le montant du bonus est alors réparti équitablement entre le nombre de GRD dont les approches auront été jugées suffisantes par le régulateur. Les GRD retenus percevront le bonus dans leurs revenus autorisés de l'année suivante.

#### 5.2.2.1.1.4 Norvège

En Norvège, les pertes réseau sont considérées comme étant des coûts gérables<sup>59</sup>. Le coût annuel de perte est déterminé en multipliant le volume de perte réseau observé sur l'année précédente par un prix de référence de l'électricité établi à partir des prix de marché. Le GRD est donc incité à maîtriser le prix auquel il achète ses pertes électriques.

A noter que ce prix de référence est déterminé pour chacune des cinq zones électriques en Norvège, et varie donc pour les GRD en fonction leur zone géographique.

De plus, tous les actifs de réseau dont le niveau de tension est supérieur à 22 kV nécessitent une licence, et les pertes réseau sont intégrées dans l'évaluation par les autorités chargées de l'octroi des licences. En outre, le calcul des pertes est exigé si celles-ci jouent un rôle important dans la décision d'investissement. Pour les actifs de réseau dont le niveau de tension est inférieur à 22 kV, il n'existe pas d'obligation similaire, mais les GRD sont encouragés par le régulateur à prendre en compte la valeur des pertes dans les décisions d'investissement.

---

<sup>58</sup> [Losses Discretionary Reward Guidance Document](#)

<sup>59</sup> [RME Fakta 2021-9 - Referansepris på kraft](#)

#### 5.2.2.1.1.5 Irlande

En Irlande, de façon similaire qu'au Royaume-Uni, la couverture des pertes réseau est à la charge des fournisseurs d'énergie, et non du GRD. Cependant, afin d'inciter le GRD à entreprendre des projets d'investissement induisant une limitation des pertes réseau, le régulateur a mis en place une incitation portant sur un WACC bonifié pour ce type de projets.

En effet, le régulateur retient un taux d'actualisation pour les investissements de réduction des pertes (7%) plus élevé que le WACC réglementaire utilisé pour les activités de services publics (5,95%).

De plus, les pertes réseaux évitées sont valorisées économiquement et intégrées de façon systématique dans les analyses coûts bénéfiques des projets de réseau proposés par le GRD au régulateur, ce qui permet de favoriser les projets impliquant une réduction ou une limitation des pertes réseau<sup>60</sup>.

Les variables considérées dans le calcul de la valorisation des pertes sont les suivantes :

- la quantité de kWh économisée ;
- la valeur économique d'un kWh de perte réseau ;
- le coût marginal de l'installation pour fournir l'électricité en pointe ;
- le coût du capital.

A noter que la quantité de kWh économisée est la seule variable qui est spécifique au projet considéré ; les autres variables restent inchangées quel que soit le projet d'investissement.

#### 5.2.2.1.1.6 Autres pays analysés

Dans les modèles de régulation allemand, luxembourgeois et autrichien, les coûts de compensation des pertes réseau sont considérés comme des coûts non gérables.

#### 5.2.2.1.1.7 Synthèse des mesures régulatrices dans les pays analysés

**Tableau 6. Synthèse du traitement des pertes réseau dans différents pays européens**

<b>Pays</b>	<b>Traitement des pertes réseau</b>
France	Coûts gérables avec un taux de partage de 20 %
Luxembourg	Coûts non gérables
Belgique	<ul style="list-style-type: none"><li>• Wallonie : coûts non gérables, mais incitation sur le prix d'achat, et sur le taux de perte dans le cadre du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028</li><li>• Flandre: coûts gérables</li></ul>
Royaume-Uni	<ul style="list-style-type: none"><li>• Coût des pertes réseau supporté par les fournisseurs d'énergie</li><li>• Incitation financière de type bonus sur le volume des pertes du GRD</li></ul>
Allemagne	Coûts non gérables
Irlande	<ul style="list-style-type: none"><li>• Coût des pertes réseau supporté par les fournisseurs d'énergie</li><li>• WACC bonifié pour les projets induisant une réduction des pertes, et prise en compte des pertes évitées dans les décisions d'investissement</li></ul>
Norvège	Coûts gérables
Autriche	Coûts non gérables

<sup>60</sup> [Maximising Benefits To Customers From Distribution Losses Management – An ESNB Perspective](#)

### 5.2.2.1.2 Description de la situation existante de la compensation des pertes par Sibelga

#### Compensation des pertes réseau estimées par Sibelga

Dans la situation actuelle, le volume de pertes de Sibelga est estimé sur la base du volume d'électricité effectivement injecté sur son réseau (Infeed) auquel est appliqué un taux de perte de référence fixé à 3,03% par Sibelga.

**C'est donc sur la base de ce volume estimé que Sibelga compense ses pertes réseau**, en s'appuyant d'une part sur des achats d'électricité à travers un marché public conclu avec un fournisseur d'électricité, et d'autre part sur l'exploitation d'unités de cogénération. Le tableau suivant présente les données relatives à la compensation des pertes réseau de Sibelga pour les années 2015 à 2021.

**Tableau 7. Données relatives à la compensation des pertes sur réseau de Sibelga**

Type de poste	Poste	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Coût de compensation des pertes (€)</b>	<b>Coût total</b>	<b>7 981 455</b>	<b>6 772 536</b>	<b>6 354 839</b>	<b>5 628 802</b>	<b>6 301 029</b>	<b>6 598 805</b>	<b>5 921 711</b>
	Achat des pertes via marché public	5 220 308	4 784 374	4 362 529	3 733 679	4 671 308	4 967 732	4 321 748
	Coûts des pertes compensées par cogénération	2 761 147	1 988 161	1 992 309	1 895 122	1 629 720	1 631 073	1 599 963
<b>Volume des pertes compensées (MWh)</b>	<b>Volume total</b>	<b>148 376</b>	<b>147 971</b>	<b>144 891</b>	<b>143 011</b>	<b>138 030</b>	<b>128 313</b>	<b>127 492</b>
	Marché public	108 341	104 959	100 764	99 925	91 825	88 457	86 854
	Cogénération	40 035	43 012	44 127	43 086	46 206	39 856	40 638
<b>Coûts unitaires de compensation des pertes (€ / MWh)</b>	<b>Coût unitaire moyen</b>	<b>53,79</b>	<b>45,77</b>	<b>43,86</b>	<b>39,36</b>	<b>45,65</b>	<b>51,43</b>	<b>46,45</b>
	Marché public	48,2	45,6	43,3	37,4	50,9	56,2	49,8
	Cogénération (coût complet unitaire <sup>1</sup> )	69,0	46,2	45,1	44,0	35,3	40,9	39,4
	Cogénération (OPEX unitaires > coût marginal unitaire)	49,03	27,63	26,28	24,65	16,62	20,84	17,22

Source : Sibelga

<sup>1</sup> (amortissements + OPEX)/volume

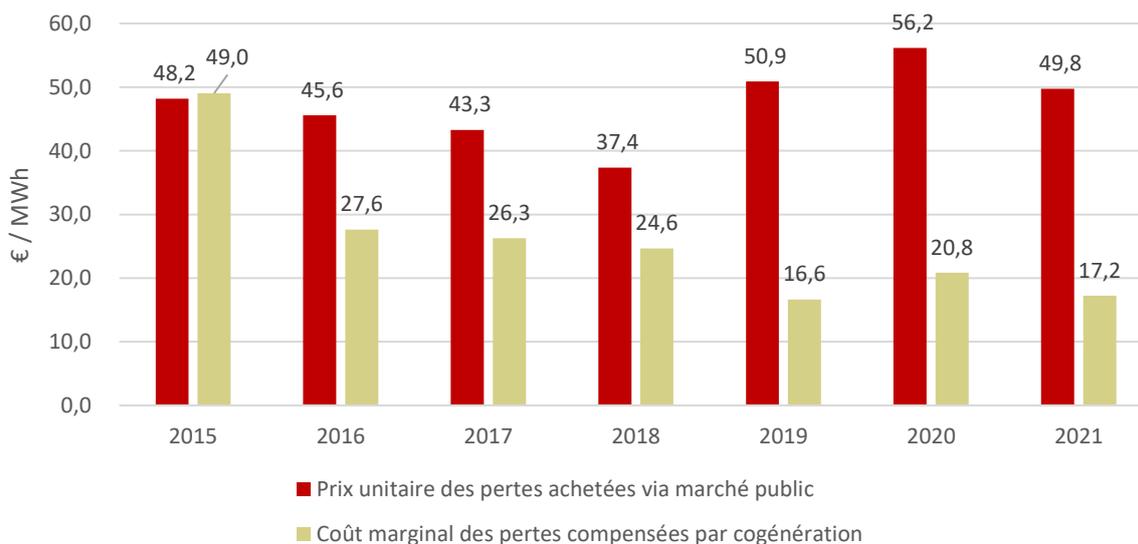
#### Coûts unitaires des pertes compensées par cogénération

Etant donné que les coûts fixes des unités de cogénération sont portés par Sibelga indépendamment du fait que celles-ci soient utilisées ou non pour compenser les pertes, et donc pris en compte dans le revenu autorisé, y inclus dans la future méthode tarifaire, la stratégie de minimisation du coût des pertes consiste à faire tourner les cogénérations lorsque le coût marginal de production d'électricité de ces unités est inférieur au prix d'achat des pertes à travers le marché public (et non pas lorsque le coût complet de production est inférieur). La part OPEX des coûts de cogénération est un majorant de ce coût marginal, les

OPEX comprenant également une part de coûts fixes (O&M<sup>61</sup>), et nous l'utilisons donc ici comme une estimation conservatrice du coût marginal des cogénérations.

On observe ainsi que le coût marginal des cogénérations est historiquement **significativement inférieur** au prix unitaire d'achat des pertes sur le marché public pour l'ensemble des années pour lesquelles BRUGEL dispose de données, excepté pour l'année 2015, où le prix d'achat via le marché public a été l'option la moins coûteuse, de très peu.

**Figure 2. Comparaison entre le prix unitaire des pertes achetées via marché public et le coût marginal des pertes compensées par cogénération pour Sibelga**



Source : Sibelga

**On peut donc en déduire qu'historiquement, l'utilisation des cogénérations par Sibelga pour compenser les pertes a bien été réalisé de manière appropriée.**

#### Stratégie d'achat des pertes de Sibelga via les marchés publics

Concernant l'achat des pertes, le document transmis par BRUGEL, relatif au contrôle ex-post 2019 des pertes réseau de Sibelga, permet d'observer que Sibelga applique une stratégie d'achat des pertes réseau s'appuyant sur un contrat d'achat, lui permettant de fixer progressivement le prix d'achat des pertes d'une année N au cours des années précédentes, et donc de gérer ainsi le risque de marché. Ainsi, Sibelga compense ses pertes réseau prévisionnelles de l'année N en réalisant des achats (clicks) de tranche de 5 ou 10 % de ses besoins en volume, au cours des 2 à 3 années précédentes. Sibelga achète ses pertes à travers un contrat d'approvisionnement avec un fournisseur d'une durée de 3 ans, lui donnant la possibilité de cliquer pour l'année suivante (N) jusqu'au 15 décembre de l'année en cours (N-1). Pour les achats des pertes de l'année 2018 et 2019, les clicks se sont étalés sur une période de plus ou moins 24 mois.

De plus, la stratégie d'achat de Sibelga repose sur un système de « take profit (TP) » et de « stop loss (SL) », ce qui signifie que Sibelga définit régulièrement une fourchette de prix pour profiter de la baisse des prix de marché (TP) ou pour limiter les « dégâts » en cas de hausse des cours (SL).

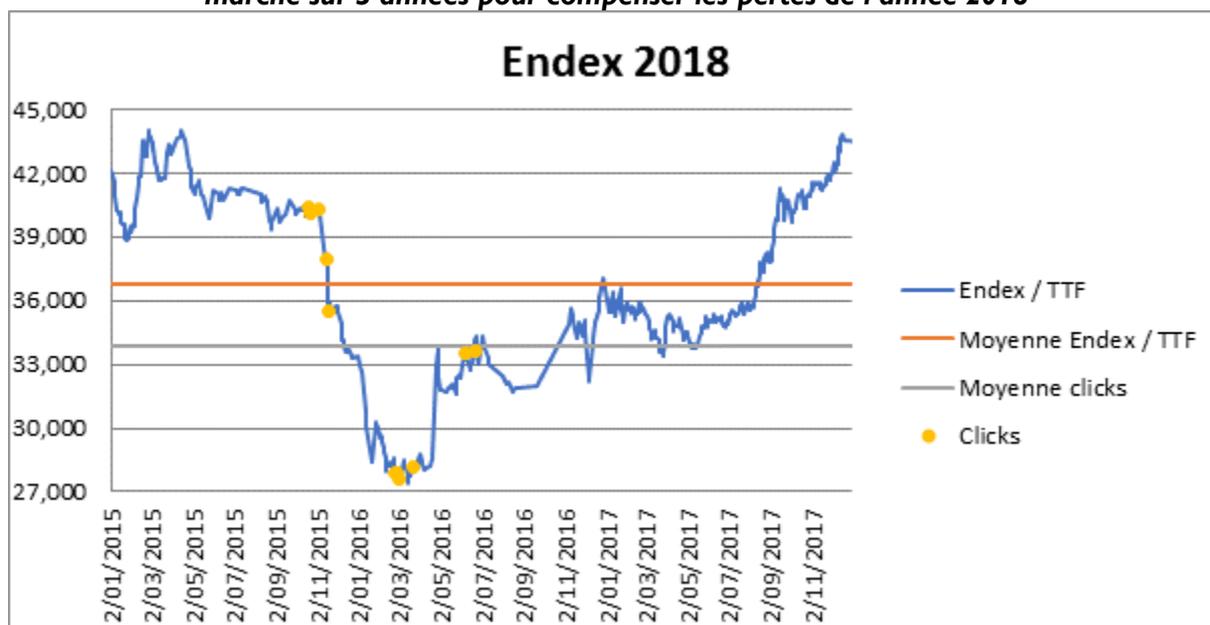
Les graphiques ci-dessous illustrent la différence entre les achats des pertes pour l'année 2018 et ceux pour l'année 2019, et permettent de comparer le prix moyen des clicks de Sibelga par rapport au prix moyen du marché sur une période de 3 ans avant l'année N. Il est à noter que le prix moyen des clicks est inférieur

<sup>61</sup> O&M : operations and maintenance

au coût unitaire d'achat des pertes de l'année indiqué dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** (voir ligne « coûts unitaires de compensation des pertes – marché public), parce le prix du contrat conclu avec le fournisseur doit intégrer en sus du prix de marché Endex la marge et la prime de risque du fournisseur (il est possible également que la moyenne des clicks indiquées par Sibelga ne soit pas une moyenne pondérée des volumes d'achat, ce qui introduirait également un petit biais).

Sur l'année 2018, on observe que la stratégie de Sibelga a permis de « battre » la moyenne du marché sur les 3 années précédentes. Les achats de Sibelga se sont étalés entre fin 2015 et fin 2017, période pendant laquelle l'opérateur a bénéficié des cours bas de 2016.

**Figure 3. Comparaison de la moyenne du prix d'achat d'électricité de Sibelga et de la moyenne du marché sur 3 années pour compenser les pertes de l'année 2018**

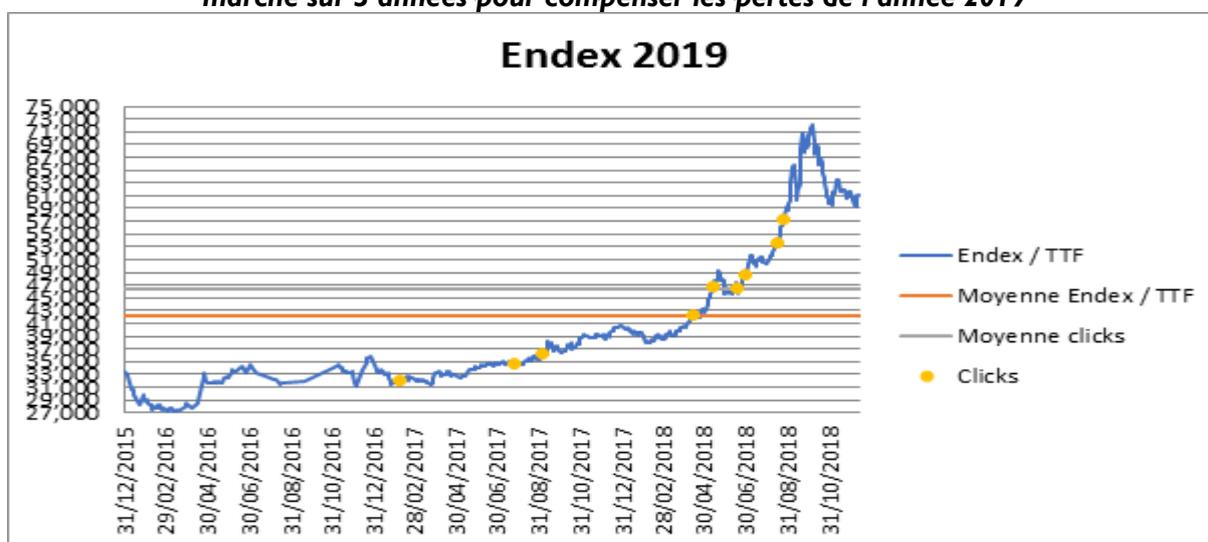


Source : Sibelga

Par contre, sur l'année 2019 on observe que la stratégie d'achat de Sibelga a conduit à un prix d'achat de pertes plus élevé que la moyenne sur les 3 années précédentes.

En effet, les achats de Sibelga se sont étalés de fin 2016 à fin 2018, avec des cours avantageux au 1<sup>er</sup> semestre 2017, mais qui ont ensuite enregistré une hausse pratiquement continue jusqu'à un sommet en novembre 2018. Sibelga a ainsi dû activer les « stop loss » suite à l'augmentation des cours, ce qui a induit des achats à des prix élevés au cours du 3<sup>e</sup> trimestre 2018.

**Figure 4. Comparaison de la moyenne du prix d'achat d'électricité de Sibelga et de la moyenne du marché sur 3 années pour compenser les pertes de l'année 2019**



Source : Sibelga

Sur la base de ces éléments, il est possible de réaliser une première estimation du gain ou de la perte qui ont été transmis aux URD, en calculant le différentiel de prix entre la moyenne d'achat de Sibelga et le prix moyen du marché sur la période considérée, et en multipliant ce différentiel par le volume des pertes achetées.

	2018	2019
Différentiel de prix (€/ MWh)	3 (= 37 – 34)	-4 (= 42,5-46,5)
Volume acheté (MWh)	99 925	91 825
<b>Gain (+) ou perte (-) pour les URD (€)</b>	<b>299 775</b>	<b>-367 299</b>

Source : Sibelga

**Il apparait donc que Sibelga a mis en place une stratégie d'achat des pertes professionnelle sur la base d'un contrat lui permettant de tirer parti des opportunités de marché et de limiter les risques marchés par un achat progressif de ces pertes.** Cette stratégie implique logiquement des gains ou des pertes par rapport au prix moyen du marché en fonction de l'évolution des prix de marché de gros de l'électricité.

#### Processus de réconciliation et détermination du volume réel des pertes

Le volume réel de pertes est déterminé dans le cadre du processus de réconciliation, qui a lieu de façon mensuelle, et qui est décomposé en deux réconciliations réalisées. Ainsi, au cours de chaque mois M, ont lieu :

- une première réconciliation (appelée « run X ») portant sur le mois M-16 ;
- une seconde réconciliation (appelée « run Z ») portant sur le mois M-37.

Ainsi, cette méthodologie implique que le volume effectif de pertes réseau d'un mois M est déterminé avec un décalage de 37 mois.

En fonction du résultat des différents calculs de réconciliation d'une année donnée effectué par FeReSo, les deux possibilités sont les suivantes :

1. Sibelga a compensé un volume de pertes plus important que le volume réel observé pour la période réconciliée : dans ce cas Sibelga se voit compenser la différence par FeReSo, ce qui constitue un produit pour l'opérateur ;
2. Sibelga a compensé un volume de pertes moins important que le volume réel observé pour la période réconciliée : dans ce cas Sibelga se voit facturer la différence par FeReSo, ce qui constitue une charge pour l'opérateur.

**Tableau 8. Coûts de compensation des pertes réseau (estimées par Sibelga et réconciliation)**

Poste		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coût de compensation des pertes (€)	Coût total	7 183 399	5 972 946	5 522 002	4 795 588	5 439 196	5 798 179	5 021 667
	Achat via marché public	5 220 308	4 784 374	4 362 529	3 733 679	4 671 308	4 967 732	4 321 748
	Exploitation des unités de cogénération	1 963 091	1 188 571	1 159 473	1 061 908	767 888	830 447	699 919
Coût d'achat d'électricité suite à réconciliation (rest term, €)		<i>Données non disponibles</i>	146 454	-434 203	<i>Données non disponibles</i>	<i>Données non disponibles</i>	-536 486	<i>Données non disponibles</i>

Source : Sibelga

On constate dans le tableau précédent, que les montants de rest term auxquels BRUGEL a pu avoir accès (2016, 2017 et 2020) sont relativement faibles par rapport aux montants de compensation directe des pertes par Sibelga, et dans les deux sens. Le montant positif de 2016 (146 454 €) indique que Sibelga a légèrement sous-estimé ses pertes lors de ses achats principalement sur les 4 derniers mois de 2014 et les 8 premiers mois de 2015 (correspondant à la réconciliation M-I6), tandis que les montants négatifs de 2017 et 2020 indiquent que Sibelga a légèrement surestimé ses pertes sur les périodes correspondantes (2015/2016 et 2018/2019).

Ces éléments montrent que Sibelga ne surestime pas systématiquement ses pertes en fixant un taux de perte de référence de 3,03 % et que le taux de perte effectif, que BRUGEL ne peut pas calculer de manière précise mais seulement estimer comme décrit précédemment, est relativement proche du taux de perte de référence et varie selon les années autour de cette valeur. Ceci est confirmé par les taux de perte réels estimés par Sibelga dans son document « Les Plans d'Investissements électricité et gaz 2022-2026 »<sup>62</sup>, qui varient entre 2,99 % en 2016 et 2,93 % en 2020.

#### 5.2.2.1.3 Proposition de mesures cibles pour BRUGEL

Comme expliqué précédemment, le GRD dispose d'un certain levier d'action sur les deux points suivants :

- la mise en œuvre de toutes les décisions d'exploitation et d'investissement économiquement efficaces visant à limiter/réduire le volume des pertes d'électricité ;
- l'optimisation des coûts d'achat de l'énergie nécessaire pour les couvrir.

Le niveau des pertes électriques sur le réseau de Bruxelles Capitale étant relativement faible par rapport à d'autres réseaux (2,93% sur la période 2016-2020)<sup>63</sup>, et étant donné que le système de comptage intelligent, dans l'état actuel de la réglementation, ne sera pas déployé de manière généralisée (ce qui aurait pu justifier des mesures d'incitation à la réduction des pertes non techniques), **il ne nous paraît pas essentiel de mettre en place dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire une mesure incitative sur**

<sup>62</sup> [Les Plans d'Investissements électricité et gaz 2022-2026](#), 31/05/2021

<sup>63</sup> [Les Plans d'Investissements électricité et gaz 2022-2026](#)

**la réduction du volume des pertes réseau du GRD**, mais éventuellement sur le non dépassement du taux de perte moyen constaté ex-ante, par exemple sur les 5 dernières années.

Par ailleurs, Sibelga ayant mis en place une stratégie d'achat professionnelle, menant à des coûts d'achats de pertes raisonnables par rapport à l'évolution des prix de marché ainsi qu'à une utilisation rationnelle de ses cogénérations, la mise en place d'une régulation incitative sur le prix des pertes ne nous paraît pas essentielle non plus, même si elle reste envisageable.

Sur cette base, 2 options principales peuvent être considérées pour les mesures de régulation cibles portant sur le coût des pertes réseau.

#### *5.2.2.1.3.1 Option 1 : Statu quo - pas de régulation incitative portant sur le coût de compensation des pertes*

Cette option implique que le traitement des coûts des pertes réseau tel qu'il est prévu dans la méthodologie tarifaire actuelle soit conservé, à savoir que ces coûts soient des coûts non gérables pouvant donner lieu à non acceptation par le régulateur, et qu'aucune régulation incitative ne leur soit appliquée. Le GRD devrait uniquement remettre chaque année à BRUGEL un rapport ex-post exposant sa stratégie d'achat pour l'année précédente (N), les résultats obtenus par rapport à la moyenne des prix du marché sur les 3 années précédant l'année de livraison, ainsi que les éventuelles adaptations à apporter à sa stratégie d'achat pour l'optimiser. Le taux de perte de référence utilisé chaque année par Sibelga pour dimensionner le volume des pertes à compenser l'année suivante serait cependant revu chaque année comme étant égal à la moyenne des 3 à 5 derniers taux de perte réels disponibles (paramètre du modèle à fixer dans la méthodologie tarifaire).

Cette proposition s'appuie sur le fait que les enjeux financiers sur le prix de compensation des pertes et sur le volume des pertes ne sont pas significatifs, et que Sibelga applique depuis déjà quelques années des pratiques de compensation des pertes qui nous paraissent efficaces et professionnelles :

- **Sibelga applique aujourd'hui une stratégie dont le principe permet de limiter le risque marché :**
  - Sur la base des éléments transmis par BRUGEL, Schwartz and Co estime que Sibelga a mis en place une stratégie d'achat professionnelle lui permettant de limiter le risque marché par un achat progressif de ses pertes. Cette stratégie peut impliquer des gains ou des pertes pour les URD, selon l'évolution des prix du marché de l'électricité, sur lequel il est rappelé que Sibelga n'a pas de contrôle.
  - Cependant, ces gains ou pertes restent relativement faibles comme l'a montré l'estimation plus haut (+300 k€ en 2018 et -367 k€ en 2019). Si l'on considérait un taux de partage de 20 % dans le cadre d'une régulation incitative sur le prix d'achat des pertes comme cela a été discuté au cours de la dernière réunion avec BRUGEL, l'incitant pour Sibelga serait d'environ +60 k€ en 2018 et -74 k€ en 2019.
- **Le coût unitaire de compensation des pertes par la cogénération est faible historiquement :**
  - Comme montré précédemment, si l'on compare le prix d'achat des pertes sur le marché public à l'estimation du coût marginal des pertes compensées par cogénération, on observe qu'historiquement ce dernier est **significativement inférieur** pour les années 2016 à 2021 (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Au cours de ces années, il était donc plus intéressant économiquement que Sibelga ait eu recours aux unités de cogénération par rapport à des achats sur le marché.
  - De plus, la forte hausse du prix du gaz que l'on observe depuis quelques mois ne remet pas en cause cette tendance, étant donné que la hausse du prix du gaz induit également celle du prix de l'électricité selon le fonctionnement actuel du marché de gros de l'électricité.

- Enfin, selon les informations de BRUGEL, les unités de cogénération ne sont pas amenées à s'inscrire dans la durée, puisqu'à terme, Sibelga devrait compenser l'intégralité de ses pertes réseau par des achats sur le marché.
- **Le taux de perte de référence fixé par Sibelga est proche du taux réel de pertes :**
  - Sur la base des éléments transmis par BRUGEL nous n'identifions pas de pratique non vertueuse de la part de Sibelga qui consisterait à acheter un volume de pertes plus important que ce qui est nécessaire. En effet, le taux de perte de référence ne semble pas éloigné de façon importante du taux réel observé suite aux réconciliations, ni du taux réel rapporté par Sibelga.
  - Le rest term positif en 2016 montre qu'en 2015 le taux de perte de référence (3,03 %) était légèrement inférieur au taux de perte réel, tandis que sur les années 2016 à 2020, le taux de perte de référence était très légèrement supérieur au taux de perte réel. Cela montre que l'utilisation du taux de perte de référence ne conduit pas à une surestimation systématique du taux de perte, et que lorsqu'il y a eu surestimation elle a été très faible, avec un impact faible pour les URD.
  - L'adaptation annuelle du taux de perte de référence sur la base de l'historique permet cependant de caler les volumes de compensation des pertes au plus près de la réalité, ce qui constitue une bonne pratique.

#### 5.2.2.1.3.2 Option 2 : régulation incitative portant sur le coût de compensation des pertes

Au vu de l'objectif de BRUGEL qui est d'inciter Sibelga à l'efficacité économique, et afin de maintenir la stabilité de la part des coûts de compensation des pertes dans le revenu total de Sibelga, il pourrait être envisagé d'intégrer le coût des pertes réseau dans les coûts gérables à travers une mesure d'incitation portant sur le prix d'achat des pertes réseau et le coût des pertes compensées par la cogénération, complétée le cas échéant par une incitation à la maîtrise du taux de perte.

#### Option 2-A : Régulation incitative portant sur le prix d'achat des pertes et le coût des pertes compensées par cogénération

L'approche que BRUGEL propose pour la régulation incitative sur le prix d'achat des pertes est inspirée du modèle utilisé en France.

Le GRD propose ex-ante dans sa proposition tarifaire une estimation des coûts de compensation des pertes réseau, par une estimation des volumes de pertes (déterminé sur la base du taux de perte de référence fixé par le GRD et validé par BRUGEL) et du coût d'achat de ces pertes pour chacune des années de la période tarifaire.

En cours de période tarifaire, au début de chaque année N+1, un coût annuel de référence d'achat des pertes est déterminé pour l'année N par le produit entre :

- le volume de pertes que le GRD a effectivement acheté via le marché public pour l'année N ;
- un prix moyen de référence établi à partir des prix de marché constatés sur les 3 années précédentes (N-1, N-2 et N-3). Le nombre d'année sur lequel est calculée la moyenne doit correspondre à la stratégie d'achat définie dans le contrat entre Sibelga et son fournisseur de perte. Le prix moyen de référence sera fixé en fonction des caractéristiques de ce contrat. A titre illustratif il pourrait s'agir de la moyenne des cotations du produit Endex baseload calendaire pour l'année de livraison, sur les 3 années précédant l'année de livraison, plus un montant correspondant au surcôt induit par le contrat par rapport aux prix de marché (marge et prime de risque du fournisseur).

Chaque année, l'écart entre le coût annuel de référence d'achat des pertes et le coût réel d'achat des pertes réseau (gain ou perte) est à la charge du GRD avec un taux de partage relatif aux pertes (TPP), qui devrait rester relativement faible, de l'ordre de 20%. Ainsi, le GRD se verrait accordé un bonus ou un malus selon la formule suivante :

$$\text{Bonus / malus} = \text{TPP} * (\text{Volume}_{\text{achat pertes réel}} * \text{Prix}_{\text{référence}} - \text{Coût}_{\text{achat pertes réel}})$$

Avec :

- $\text{Volume}_{\text{achat pertes réel}}$  : Volume de pertes effectivement achetées par le GRD pour l'année considérée
- $\text{Prix}_{\text{référence}}$  : Prix de marché de référence fixé par le régulateur pour l'année considérée
- $\text{Coût}_{\text{achat pertes réel}}$  : Coût d'achat des pertes réel du GRD via le marché public pour l'année considérée

En sus, un plafond en euros pourrait également être fixé sur le montant de bonus/malus, comme c'est le cas en France, pour tenir compte du fait que le GRD n'est en rien maître de l'évolution des prix de marché.

Concernant le coût des pertes compensées par cogénération, il n'est pas judicieux de les intégrer au mécanisme précédent, car du fait des coûts marginaux significativement plus faibles que les prix du marché observés, il en résulterait un effet d'aubaine pour le GRD (profit indu). En revanche la mesure suivante pourrait être envisagée : les coûts variables réels relatifs aux unités de cogénération (coûts marginaux) sont intégralement couverts par le revenu autorisé, tant que ces coûts ne dépassent pas un plafond correspondant au produit du volume des pertes compensées par la cogénération et du prix unitaire d'achat des pertes. Au-delà de ce plafond, la différence entre le montant du plafond et le coût variable des unités de cogénération est à la charge du GRD.

Cette mesure permettrait d'inciter le GRD à ne pas avoir recours aux unités de cogénération dans le cas où les coûts variables des unités de cogénération dépasseraient les prix de marché de l'électricité, bien que sur la base des données historiques à disposition, cette situation ne s'est produite qu'en 2015 et de manière marginale, et qu'une telle occurrence dans le futur nous paraît très improbable étant donné la forte corrélation entre les prix de marché du gaz et les prix de marché de l'électricité.

#### Option 2-B : Régulation incitative portant sur le taux de perte

Concernant la régulation incitative sur le taux de perte, une mesure d'incitation sur base de KPI intégrée à la régulation incitative de la performance non financière (facteur Q du revenu autorisé), similaire à celle que la CWaPE propose de mettre en place dans le cadre de sa nouvelle méthodologie tarifaire, apparaît comme la meilleure approche.

Le régulateur fixe un objectif de taux de perte pour chaque année de la période tarifaire, calculé par exemple sur la base des données de taux de perte réelles des 5 dernières années pour lesquelles les pertes réelles sont connues (par exemple, l'objectif de taux de perte de l'année 2024 serait déterminé sur la base des taux de perte réels des années 2015 à 2021).

Une fois l'objectif de taux de perte fixé, le taux de perte réel est calculé ex post pour l'année considérée, avec un décalage de 3 années pour permettre la fin du processus de réconciliation (exemple : le taux de perte réel de l'année 2024 serait calculé à partir de 2027).

Pour une année considérée, le taux de perte réel serait comparé à l'objectif de taux de perte. Si ce taux de perte réel est inférieur à l'objectif, le GRD perçoit un bonus, tandis que s'il est supérieur à l'objectif, le GRD perçoit un malus. Les montants de ces bonus/malus seront à définir par la suite dans le cas où cette approche serait retenue.

### 5.2.2.1.3.3 Avantages et inconvénients des options proposées

**Tableau 9. Avantages et inconvénients des options proposées**

	Avantages	Inconvénients
Option 1 : Pas de régulation incitative sur le coût de compensation des pertes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Option simple et adaptée aux enjeux et aux pratiques de Sibelga :               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Les enjeux financiers ne sont pas significatifs</li> <li>○ Sibelga applique déjà une stratégie d'achat professionnelle lui permettant de limiter le risque marché par un achat progressif de ses pertes</li> <li>○ Le coût unitaire de compensation des pertes par cogénération est actuellement significativement plus faible que le prix d'achat des pertes ; par ailleurs BRUGEL peut ne pas accepter tout ou partie de ces coûts, si jamais un dérapage avait lieu.</li> <li>○ Le taux de perte de référence fixé par Sibelga ne paraît pas correspondre à une pratique non vertueuse de la part de l'opérateur</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le coût de compensation des pertes pourrait devenir un enjeu financier dans le cas où les pratiques actuelles de Sibelga évolueraient vers des pratiques moins efficaces</li> </ul>
Option 2-A : Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes et le coût cogénération	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incite Sibelga à poursuivre l'application d'une stratégie d'achat efficace</li> <li>• Incitation de Sibelga à n'utiliser la cogénération que dans le cas où cela est pertinent économiquement, au cas où la cogénération deviendrait plus chère que le marché</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etant donné les bonnes pratiques actuelles de Sibelga et le faible incitatif, en moyenne cette option coûtera un peu plus cher aux URD en raison du bonus versé à Sibelga, qui aujourd'hui est versé intégralement aux URD.</li> <li>• Mécanisme complexe pour un enjeu très faible étant donné les pratiques de Sibelga et les montants en jeu.</li> <li>• Mécanisme qui peut se révéler contreproductif si Sibelga cherche à se couvrir contre le risque de malus (par exemple par des prévisions trop conservatrices de coûts gérables additionnels)</li> </ul>
Option 2-B : Régulation incitative portant sur le taux de perte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sibelga est incité à maintenir son taux de perte au fil des années sous une limite fixée par le régulateur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mécanisme relativement complexe pour un enjeu très faible étant donné la faible variation observée du taux de perte</li> </ul>

**Conclusion : au vu de ces éléments BRUGEL retient l'option I (statu quo avec rapport annuel ex-post sur les pertes<sup>64</sup>).** Le GRD devra également proposer ex-ante dans sa proposition tarifaire une estimation des coûts de compensation des pertes réseau, par une estimation des volumes de pertes (déterminé sur la base du taux de perte de référence fixé par le GRD et validé par BRUGEL) et du coût d'achat de ces pertes pour chacune des années de la période tarifaire.

#### **5.2.2.2 Charges de pension non capitalisées**

Conformément à l'article 9quinquies de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelles-Capitale (§ 13), les charges liées aux pensions non capitalisées ne peuvent pas être soumises à une régulation incitative. Il convient donc de les classer dans les coûts non gérables.

#### **5.2.2.3 Impôts sur les sociétés et les personnes morales**

Conformément à l'article 9quinquies de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelles-Capitale (§ 13), les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, ainsi que leurs adaptations, ne peuvent être soumis à une régulation incitative. Il convient ainsi de classer les impôts sur les sociétés et les personnes morales (y inclus les filiales) en tant que coûts non gérables sur la base du même argument que celui relatif aux charges de pension non capitalisées.

#### **5.2.2.4 Autres impôts, redevances, etc.**

Conformément à l'article 9quinquies de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelles-Capitale (§ 13), les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, ainsi que leurs adaptations, ne peuvent être soumis à une régulation incitative. Ainsi, similairement à l'impôt sur les sociétés et les personnes morales et les charges de pension non capitalisées, l'ensemble de ces autres prélèvements doit être inclus dans les coûts non gérables. Cela est en particulier le cas pour la redevance de voirie.

#### **5.2.2.5 Amendes**

Dans les documents de motivation de la méthodologie 2020-2024<sup>65</sup>, il était indiqué que « les amendes infligées au GRD, les intérêts de retard payés et les indemnités (notamment en cas de dommage non assurable) à charge du GRD en cas d'incidents sur le réseau ne sont pas considérés comme faisant partie du revenu total. Ces derniers éléments sont, en principe, rejetés afin de conscientiser et responsabiliser le GRD et d'éviter tout excès. BRUGEL pourrait reconsidérer cette position en cours de période de régulation si SIBELGA devait améliorer sa politique de traitement des demandes d'indemnités qui pourrait aboutir à un montant plus considérable d'indemnités en concertation avec BRUGEL ».

Dans l'avis 340<sup>66</sup>, BRUGEL met en avant diverses améliorations du régime d'indemnité, tels qu'une indemnité automatique en cas d'interruption de plus de 6 heures consécutives, une responsabilité objective dans le chef de SIBELGA en tant que gardien de son réseau, une publicité accrue du régime, ... Au cours des discussions avec SIBELGA, et dans le cadre de la consultation publique, il a été soulevé que ces propositions devraient aller de pair avec une prise en charge, à concurrence d'un certain montant, des indemnités dans les tarifs.

Les discussions relatives à la mise en place des améliorations du régime d'indemnité ont démarré courant de l'année 2022, avec les acteurs concernés, en vue de déterminer les mesures concrètes à

---

<sup>64</sup> Suite à la concertation avec Sibelga, le rapport annuel n'est plus demandé mais un reporting pendant la période sera suffisant.

<sup>65</sup> Source : Méthodologie 2020-2024, Partie 3, Motivations de la méthodologie – Electricité (respectivement gaz)

<sup>66</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-340-GESTIONNAIRES-RESEAUX-DISTRIBUTION-TRANSPORT-REGIME-INDEMNISATION.pdf>

soumettre au Gouvernement. Dans la version soumise à la concertation officielle de SIBELGA, au vu de l'incertitude sur l'opérationnalité de ces propositions d'amélioration du régime, BRUGEL pensait préférable de maintenir le rejet des amendes et indemnités à charge du GRD dans une optique de responsabilisation.

Suite à la concertation officielle avec le GRD, il a été décidé de permettre une prise en charge par les tarifs en tant que coûts non gérables dans la mesure où l'indemnisation en cas de longue coupure devrait être rendue automatique de par une modification ordonnancière. Les montants payés à titre d'indemnisation suite à une faute ou erreur commise par le GRD sont toutefois exclus et pris en charge par ce dernier.

#### 5.2.2.6 Charges liées aux OSP

Conformément à l'article 9quinquies de l'Ordonnance relative au marché de l'électricité en Région Bruxelles-Capitale (§ 13), les coûts relatifs à l'exécution du budget des missions de service public ne peuvent pas être soumis à une régulation incitative. **Ainsi, en conformité avec l'ordonnance, les charges liées aux OSP doivent être considérées comme non gérables. Il reste entendu que BRUGEL se réserve le droit de rejeter certains coûts après accord du gouvernement.**

#### 5.2.2.7 Coût du transport

Actuellement, les tarifs du réseau de transport en Belgique sont séparés en 4 catégories<sup>67</sup> (hors certains services auxiliaires) :

- les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau ; facturés en €/kW selon les pointes mensuelles et annuelles ;
- les tarifs pour la gestion du système électrique ; facturés en €/MWh (respectivement en €/kVAh pour l'énergie réactive) ;
- les tarifs de compensation des déséquilibres ; facturés en €/MWh ;
- les tarifs pour l'intégration du marché ; facturés en €/MWh.

L'annexe 3 de la méthodologie détaille la ventilation des coûts du transport.

Il est également précisé dans cette annexe que les coûts ne sont pas facturés individuellement à chaque utilisateur mais mutualisés à l'ensemble des utilisateurs et exprimés en €/kWh via un tarif annuel. De plus, il est indiqué que chaque année, lors de l'établissement du tarif « transport » par le GRD, celui-ci doit transmettre au régulateur certaines informations : données « gridfee » (facturation des postes, énergies actives/réactives facturées, note de crédit, etc.), synthèses des charges et recettes, synthèses des tarifs GRD et GRT, données complémentaires (quantités d'énergie distribuées, production des centrales de cogénération, etc.).

Dans ce contexte, il convient de remarquer que les coûts de transport sont donc largement induits par le comportement des utilisateurs finaux et que les possibilités d'optimisation par exemple de la pointe semblent limitées. BRUGEL partageait ce constat dans son document de motivation pour la méthodologie actuelle : « l'optimisation de la facturation des coûts de transport par le GRD par un pilotage de la pointe de chaque poste est complexe et dépend fortement des clients en aval du réseau ». Ces coûts ne satisfont ainsi pas à la définition des coûts gérables, qui sont les coûts sur lesquels le GRD exerce un contrôle direct.

Par ailleurs, il s'agit d'une pratique courante parmi les GRD européens de considérer les coûts d'utilisation du réseau de transport comme des coûts non gérables. C'est le cas notamment en Wallonie, en Flandre, au Luxembourg, en France, en Allemagne ou encore en Autriche.

---

<sup>67</sup> Sources : « Tarifs pour accès au réseau, Période 2020-2023 », disponible sur le site d'Elia ; les conditions tarifaires sont conformes à la décision de la CREG du 07 novembre 2019. Cette structure pourrait être amenée à évoluer selon les résultats de la consultation en cours pour la période 2024-2027.

**Au regard de ces éléments, BRUGEL prévoit le maintien de tous les coûts liés à l'utilisation du réseau de transport en tant que coûts non gérables, comme dans la pratique actuelle.**

**Toutefois, Sibelga conserve certains leviers d'optimisation des coûts du transport.** En effet, les tarifs de transport facturent notamment la puissance mise à disposition au transformateur pour le GRD. En cas de dépassement par le GRD de cette puissance mise à disposition, une majoration de 50 % du tarif s'applique. Le GRD peut donc par exemple optimiser la puissance mise à disposition demandée à Elia<sup>68</sup> et donc les éventuelles majorations de coûts qui en résultent en cas de dépassement. **Ainsi, afin de vérifier que ces optimisations « minimales » et restant dans le contrôle du GRD sont bien mises en œuvre, BRUGEL prévoit que Sibelga lui fournisse désormais chaque année un rapport technique ex-post décrivant l'ensemble des mesures mises en œuvre afin d'optimiser les coûts du transport.** En particulier, ce rapport technique sera réalisé à la granularité de chaque point d'interface entre le transport et la distribution (poste de transformation) permettant ainsi d'identifier les mesures mises en œuvre sur les points les plus problématiques en termes de dépassement de puissance. Le rapport décrira également les réunions de coordination organisées entre le GRD et Elia liées aux congestions. Cette approche, similaire à celle mise en place par le VREG, permettra d'évaluer l'efficacité de la stratégie de Sibelga quant à l'optimisation des coûts du transport. Cela aura d'une part une première incitation à la mise en place effective de mesures raisonnables d'optimisation, sachant que celles-ci seront ensuite analysées par le régulateur, et fournira d'autre part des informations au régulateur sur la pratique du GRD. Ces informations pourraient permettre de justifier une évolution vers un modèle plus incitatif si la stratégie de Sibelga ne s'avérait pas satisfaisante ou le cas échéant également être utilisées pour argumenter sur le caractère déraisonnable de certains coûts du transport.

Toutefois, suite à la concertation avec le GRD, le reporting lié à la refacturation des tarifs de transport a été allégé dans la méthodologie.

#### **5.2.2.8 Coût du transit d'énergie**

Dans le rapport de motivation de la méthodologie actuelle, BRUGEL indiquait que « le GRD n'exerce pas un contrôle intégral sur ces coûts qui sont marginaux en région bruxelloise ». Conformément aux modèles de rapport ex-post, les redevances de transit pour l'électricité ont plafonné à un montant de 14,1 k€ en 2016 et étaient respectivement de 3,2 k€ en 2020 et 2,5 k€ en 2021. **Ainsi, considérant que ces montants restent faibles et au vu de l'absence de contrôle de la part du GRD sur ces coûts, BRUGEL prévoit le maintien de ces coûts dans les coûts non gérables en continuité de la pratique actuelle.**

#### **5.2.2.9 Coûts imposés par l'évolution du cadre légal, des règles du marché ou des circonstances exceptionnelles**

Une évolution du cadre légal ou des règles du marché peut générer des coûts supplémentaires (soit par rapport aux coûts business as usual dans le cadre de l'établissement ex-ante de la trajectoire de revenu maximum autorisé, soit par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire, en cours de période de régulation), à l'instar par exemple de la réglementation liée au smart metering imposant le déploiement d'infrastructures réseaux. Il convient toutefois de remarquer que ces coûts additionnels dans ce cas précis restent gérables au sens de la définition actuelle de la méthodologie : coûts sur lesquels le GRD exerce un contrôle direct. En effet, ces coûts se composent essentiellement de dépenses d'investissement liées au projet de déploiement ainsi que de charges d'exploitation liées à l'utilisation ultérieure du système, c'est-à-dire un ensemble de charges sur lesquelles le GRD garde la main. Ces considérations rejoignent l'orientation déjà prise dans le cadre de la définition du modèle cible de régulation : le déploiement des compteurs intelligents et des solutions smart grid sera traité en tant que coûts gérables. Ainsi, toujours dans une optique de maximiser le périmètre des coûts gérables (et donc la force de l'incitation du modèle RC TOTEX), **BRUGEL souhaite prendre en compte par défaut les coûts imposés par l'évolution**

---

<sup>68</sup> A défaut d'une demande explicite, la puissance nominale du transformateur s'applique

**du cadre légal ou des règles du marché comme des coûts gérables, sauf si ces évolutions concernent explicitement des coûts définis comme non gérables dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029.**

Dans le cadre de l'établissement ex-ante de la trajectoire de revenu maximum autorisé, ces coûts supplémentaires sont traités comme des coûts gérables additionnels, ou comme des coûts non gérables lorsque les évolutions concernent explicitement des coûts définis comme non gérables dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029, selon les dispositions décrites aux paragraphes [6.1.2](#) et [6.1.5](#). Néanmoins, il reste possible que les évolutions du cadre légal et des règles de marché, ainsi que des circonstances exceptionnelles génèrent des coûts supplémentaires en cours de période par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire approuvé. Il convient ainsi de **conserver la possibilité de réouverture de la proposition tarifaire en cours de période suite à une demande du GRD afin permettre la prise en compte de coûts supplémentaires dument justifiés dans la trajectoire de revenu autorisé.**

#### Éléments de benchmark

La CWaPE a mis en consultation dans son projet de méthodologie 2024-2028<sup>69</sup> le mécanisme dit de « révision ponctuelle » (cf. article 52). Ce mécanisme, qui peut être activé à la fois par le GRD ou la CWaPE, prévoit une révision du revenu autorisé ex-ante d'une ou plusieurs années de la période régulatoire dans les cas suivants :

- modifications des obligations de service public ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposées au GRD ;
- en cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyés au GRD ;
- en cas de passage à de nouveaux services ou adaptations de services existants ;
- en cas de circonstances exceptionnelles survenant au cours de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du GRD pour autant qu'elles impactent durablement et significativement à la hausse ou à la baisse (seuil fixé par la CWaPE à 2 % du revenu autorisé annuel) la situation financière du GRD.

Par ailleurs, dans le projet de la CWaPE toute révision ponctuelle à la hausse est conditionnée à l'absence de réalisation d'un bonus<sup>70</sup> sur l'ensemble de la période régulatoire. Si un bonus est globalement constaté en fin de période tarifaire, le montant ajouté au revenu autorisé au travers de la demande de révision ponctuelle est réduit à concurrence du montant du bonus (et la différence entre le montant initialement ajouté et le montant réduit est traitée comme une dette tarifaire).

#### **Proposition de mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période de régulation**

BRUGEL prévoit dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 le mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé suivant :

- En cours de période de régulation le GRD peut faire une demande à BRUGEL de prise en compte des coûts supplémentaires par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire, pour les années futures de la période de régulation, dans la mesure où :
  - ces coûts sont directement induits par l'évolution du cadre légal ou des règles de fonctionnement du marché ou par des circonstances exceptionnelles, et

---

<sup>69</sup> Bien que la nouvelle méthodologie de la CWaPE ait modifié cet article (devenu art. 60), ces modifications ne sont pas de nature à changer l'approche de BRUGEL.

<sup>70</sup> La CWaPE définit un bonus comme la différence entre les coûts gérables budgétaires approuvés par le régulateur et les coûts gérables réels. Il s'agit donc du profit additionnel dégagé par le GRD grâce au mécanisme de revenue cap, avant partage entre le GRD et les URD selon le taux de partage retenu.

- ces coûts supplémentaires annuels induits sont supérieurs ou égal à 2 % du revenu maximum autorisé budgétaire hors OSP et hors surcharge, des années concernées (ce ratio est égal au cumul des coûts supplémentaires demandés sur les années concernées divisé par le cumul du revenu maximum autorisé budgétaire hors OSP et surcharges sur les mêmes années).
- Le GRD doit justifier dans sa demande la nécessité de l'inclusion de ces nouveaux coûts dans le revenu maximum autorisé et d'autre part leur éventuel caractère non gérable (s'il considère que ces coûts sont hors de son contrôle direct).
- BRUGEL reste maître de la décision d'accepter ou non l'inclusion de ces nouveaux coûts et leur classification en tant que coûts gérables / non gérables. Pour une demande de coûts supplémentaires effectuée par le GRD en année N, pour les années N+1 à 2029, les coûts supplémentaires retenus par BRUGEL donnent lieu à une révision du revenu maximum autorisé budgétaire des années N+1 à 2029 comme suit :
  - Les coûts supplémentaires gérables retenus par BRUGEL sont ajoutés aux coûts additionnels budgétaires des années concernées.
  - Les coûts supplémentaires non gérables retenus par BRUGEL sont ajoutés aux coûts non gérables budgétaires des années concernées.

#### 5.2.2.10 Coûts liés aux transferts entre le compte de résultats et le bilan

Dans son rapport de motivation de la méthodologie 2020-2024, BRUGEL indique que les coûts visés par cette catégorie de coûts gérables relèvent des soldes régulatoires et des investissements.

En ce qui concerne les investissements, il s'agit des charges d'exploitation activées, qui conformément au modèle actuel ne sont pas considérées comme gérables. Néanmoins, avec le passage à un modèle de type RC TOTEX, les dotations aux amortissements deviennent par définition des coûts gérables. Il convient à ce titre de rappeler que la note d'Haulogy préconise notamment la suppression de l'activation des surcharges pour l'ensemble des actifs gaz dès 2025 (sans application rétroactive) et un amortissement accéléré pour certains actifs. Ces préconisations n'ont toutefois pas d'impact sur l'analyse du caractère gérable/non gérable des activations.

En ce qui concerne les soldes régulatoires, il ne s'agit pas d'un coût mais simplement d'un montant calculé ex-post et affecté au revenu autorisé afin de compenser des écarts entre des montants prévisionnels et les montants effectivement réalisés.

Ainsi, BRUGEL souhaite supprimer complètement cette catégorie de coûts non gérables.

#### 5.2.3 Traitement des provisions

Comptablement, la dotation d'une provision est comptabilisée quand un risque est identifié sur un ou plusieurs exercices futurs pouvant impacter le résultat financier à la baisse (charge potentielle). Il s'agit donc d'une anticipation d'un coût éventuel (le risque pouvant se matérialiser ou non) à travers une écriture comptable mais en aucun cas d'un coût réellement supporté par l'opérateur avec le décaissement du montant correspondant.

Sibelga intègre actuellement les provisions principales suivantes dans ses comptes et dans son revenu autorisé :

- provisions relatives au rest term et aux cogénérations, qui portent sur le coût de compensation des pertes (coût non gérable) ;
- provisions relatives à l'assainissement des sols (coût non gérable) ;
- provisions relatives aux primes jubilaires ;
- provisions relatives aux litiges juridiques.

Les provisions les plus importantes concernent le rest term et la prime jubilaire.

En Europe, les régulateurs européens ont des approches différentes de cette thématique. A titre illustratif :

- le VREG ne prend pas en compte les provisions dans sa méthodologie tarifaire<sup>71</sup> ;
- la CWaPE ne prend en compte dans sa méthodologie actuelle que certaines provisions : provisions pour pension et obligations similaires (catégorie 635 du PCMN<sup>72</sup>), provisions pour grosses réparations et gros entretien (636) et provisions pour autres risques et charges (638). En particulier, les provisions pour obligations environnementales (637), les provisions et reprises de provisions pour risques et charges liées aux charges non récurrentes (662/762) ne sont pas prises en compte ;
- la CRE autorisait Enedis à inclure, sans restriction particulière, des provisions jusqu'au TURPE 5. A partir du TURPE 6, la CRE a changé de politique considérant notamment que des effets non vertueux étaient présents. En effet, compte tenu de la nature des provisions, un délai de plusieurs années était généralement existant entre la dotation et sa reprise. Ce délai important, l'asymétrie d'informations et le manque de transparence rendaient les audits des business plans très complexes en raison de la granularité de l'information nécessaire. Il était en particulier difficile de vérifier que les provisions avaient été reprises correctement. Sur la base de ce constat, la CRE interdit désormais les provisions à l'exception des provisions liées aux charges de pension et avantages au personnel ainsi qu'au fond de péréquation électricité. Ces exceptions ont été conservées partant notamment du fait que les montants concernés sont importants et que ceux-ci ne peuvent de fait pas « passer sous le radar » lors des audits des business plans. Des provisions peuvent toutefois toujours être effectuées dans la comptabilité interne.

**Une méthodologie tarifaire a pour objet de calculer des tarifs sur la base de coûts imputables à l'exploitation et à la maintenance du réseau.** Or, au sens strict, un coût imputable doit être une charge réellement décaissée alors que la dotation/reprise de provision n'est qu'un jeu d'écriture comptable venant simplement complexifier le calcul du tarif mais sans réelle valeur ajoutée en vue de la détermination d'un tarif « juste », puisque que l'effet d'une dotation puis d'une reprise doit être nul.

**À l'instar du VREG, BRUGEL prévoit dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 une exclusion de toute provision (dotation aux provisions et reprises de provision) du revenu maximum autorisé, que ce soit pour son calcul ex-ante ou pour son calcul ex-post pour l'évaluation des soldes réglementaires, la prime jubilaire étant intégrée aux coûts non gérables en réponse à une demande de Sibelga.** Remarque : les impôts différés, qui sont comptabilisés dans la rubrique 168 du compte 16 « provisions et impôts différés » du PCMN<sup>73</sup>, ne sont pas touchés par cette mesure et peuvent donc être intégrés au revenu maximum autorisé.

Dans le cadre du calcul du revenu maximum autorisé ex-ante :

- Toutes les dotations et reprises de provisions intégrées aux OPEX réelles des années de référence utilisées pour le calcul de coûts gérables BAU initiaux (2025) seront retirées des coûts réels pris en compte.
- Aucune dotation ou reprise de provision prévisionnelle ne pourra être intégrée au revenu maximum autorisé budgétaire.

Afin d'éviter des effets d'aubaine liées à la transition entre la méthodologie tarifaire 2020-2024 qui permet la prise en compte de provisions, et la méthodologie tarifaire 2025-2029 qui l'exclut :

- Toutes les provisions figurant au bilan 2024 de Sibelga (y inclus la provision de prime jubilaire), correspondant donc à des dotations et reprises de provisions intégrées aux revenus maximum

---

<sup>71</sup> A l'exception de la réduction de la provision constituée par les GRD électricité en 2003 relative au coût d'installation des compteurs à budget

<sup>72</sup> Plan comptable Minimum Normalisé

<sup>73</sup> Plan comptable minimum normalisé

autorisés passés n'ayant pas donné lieu à des coûts réellement supportés, seront créditées aux fonds de régulation électricité et gaz en tant que dette vis-à-vis des URD et apurées au cours de la période de régulation 2025-2029.

- Le revenu maximum autorisé ex-ante intègrera une trajectoire 2025-2029 de charges prévisionnelles de prime jubilaire et d'assainissement des sols.

#### 5.2.4 Traitement des frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergie

Les frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergies (appelés « Créances suppliers » dans les modèles de rapport et dans la terminologie utilisée par Sibelga) liés à la cessation d'activité de fournisseur, sur la période 2018-2021 sont les suivants :

**Figure 5. Synthèse des montants des « Créances suppliers »**

Créances suppliers	2018	2019	2020	2021	Total
E	144.914,79	-564,32	7.036,12	4.364,68	<b>155.751,27</b>
G	0,00	0,00	0,00	646,49	<b>646,49</b>
					<b>156.397,76</b>

Source : « Comptabilisation des coûts en cas de fin d'activité d'un fournisseur »

La quasi-totalité des montants (93 %) est liée à la mise en liquidation d'un fournisseur en 2018. Par ailleurs, Sibelga différencie le traitement de ces coûts selon 5 catégories : faillite, liquidation avec doutes confirmés sur la créance, liquidation sans risque apparent sur la créance, fournisseur quittant le marché bruxellois avec doutes sur la créance et fournisseur quittant le marché bruxellois sans risque apparent sur la créance.

BRUGEL considère que :

- Les faillites de fournisseurs, ou les fournisseurs qui quittent le marché sont un phénomène relativement nouveau et les méthodologies passées et actuellement en vigueur (électricité et gaz, 2015-2019 et 2020-2024) ne prévoient aucune disposition spécifique concernant le traitement des coûts liés.
- Le traitement de ces coûts n'est donc pas prévu ex ante. BRUGEL n'a pas refusé les coûts introduits par Sibelga en tant que coûts non gérables jusqu'ici.
- Toutefois, la première occurrence de ces coûts date de 2018 et Sibelga dispose d'un moyen de contrôler le risque d'impayés via le contrat d'accès établi entre les fournisseurs et le GRD. En effet, Sibelga peut assortir le contrat d'accès de garanties financières (garantie bancaire, caution, parent guarantee, ...) visant à faire face au risque d'impayés. Sibelga pourrait aussi faire appel à une assurance spécifique pour couvrir ce risque, la faillite d'un client faisant partie des risques que rencontre n'importe quelle entreprise.

**Dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029, BRUGEL prévoit une classification des frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergie en coûts non gérables (inclusion ex-post de ces coûts sur demande explicite du GRD selon les coûts réels), sur la base des considérations suivantes :**

- une méthodologie tarifaire a pour vocation de prendre en compte un contexte de marché « normal » c'est-à-dire sans considérer des faillites d'autres acteurs du marché. ; l'intégration ex-ante de ce type de coûts via par exemple une provision n'a donc pas lieu d'être (en cohérence par ailleurs avec les recommandations de la section sur les provisions) ;
- la mise en place de mécanismes complémentaires doit être proportionnelle en termes de complexité par rapport au montant annuel moyen sur 4 ans qui reste faible (moins de 40 k€) ;
- l'inclusion de ces coûts dans les coûts gérables se heurterait à un problème de définition objective ex ante du cap.

Pour l'établissement ex-ante du revenu maximum autorisé budgétaire les frais irrécouvrables sont fixés à 0.

**Toutefois, considérant que le GRD conserve certains leviers permettant de mitiger le risque crédit relatif aux fournisseurs d'énergie, par exemple à travers la mise en place de garanties dans les contrats d'accès, il convient à l'instar de ce qui est proposé pour les coûts du transport, d'imposer au GRD la fourniture d'un rapport annuel relatif à la gestion de ce risque.**

Ce rapport inclura notamment la description des mesures de gestion du risque crédit mises en œuvre par le GRD (évaluation du risque crédit par fournisseur, garanties demandées aux fournisseurs, suivi et mise à jour des garanties etc.), les montants de garanties demandés aux fournisseurs ainsi que les évolutions de ces montants pour l'année suivante. Il pourrait s'agir d'un nouveau rapport tarifaire qui viendrait en complément du rapport existant sur les pratiques non discriminatoires. **Ces coûts resteraient toutefois non gérables.**

### 5.2.5 Analyse des critères d'évaluation du caractère déraisonnable des coûts

Conformément à l'annexe I à la méthodologie 2020-2024 intitulée « Critères appliqués par BRUGEL pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile des éléments du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution », les éléments du revenu total qui répondent à certaines conditions peuvent être jugés déraisonnables ou inutiles par BRUGEL.

Cette annexe fait référence au chapitre 3 de la méthodologie tarifaire 2020-2024 et en particulier au paragraphe suivant : « *Les coûts et produits (et réductions de coûts/produits) gérables et non gérables ne peuvent être imputés que ex ante et ex post aux tarifs pour autant que BRUGEL ne les ait pas rejetés en raison de leur caractère déraisonnable ou inutile pour, en général, la bonne exécution des tâches imposées au GRD par la législation ou la réglementation en vigueur et, en particulier, le maintien ou l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients.* » Ceci signifie qu'un coût qui a été précédemment rejeté ne peut plus être accepté.

De manière générale, BRUGEL prévoit le maintien de la possibilité de rejeter les coûts considérés comme déraisonnables afin de conserver un contrôle strict du régulateur sur la trajectoire de revenu autorisé. Ce rejet doit pouvoir être effectué d'une part sur les coûts gérables ex-ante et d'autre part sur les coûts non gérables ex-ante et ex-post (les coûts gérables n'étant pas revus ex-post). Par ailleurs, les 4 conditions principales de rejet (cf. section 5.1. du présent document) continuent d'être adéquates.

Au-delà de ces éléments, certains besoins d'adaptations de l'annexe ont été identifiés (besoins qui seront à affiner une fois la méthodologie entièrement définie) :

- une modification de la section 2a relative aux modalités de prise en compte de coûts dans la proposition tarifaire : il conviendra que cette section fasse désormais référence aux nouvelles modalités de détermination du revenu initial ainsi qu'à la terminologie qui sera retenue dans la nouvelle méthodologie (coûts gérables BAU et additionnels, coûts non gérables, etc.) ;
- une adaptation du paragraphe lié aux coûts rejetés en raison de l'application d'une valeur non acceptée par BRUGEL concernant l'un des paramètres (cf. section 2b). Sur ce point, une adaptation de la liste des paramètres serait à effectuer notamment en raison du passage d'une marge équitable à un modèle WACC (ou au besoin en fonction d'autres paramètres utilisés dans la méthodologie) ;
- le rajout à la section 5 (coûts qui auraient pu être évités par le GRD) d'une condition explicite permettant de rejeter les coûts liés au transport si des mesures raisonnables d'optimisation n'ont pas été mises en place, en concordance avec la fourniture du rapport technique lié aux coûts du transport qui sera mise en œuvre (cf. section 5.2.2.7.).

De plus, par cohérence de structure, il sera pertinent de modifier la première page du document de manière à rajouter explicitement à la liste des coûts pouvant être rejetés : les coûts qui auraient pu être évités par le gestionnaire de réseau. En effet, cette catégorie, bien que détaillée dans le corps de l'annexe, n'apparaît pas en début de document, contrairement aux 3 autres conditions.

### 5.3 Proposition de composition du revenu autorisé

Le tableau ci-dessous synthétise la proposition de classification des coûts actuellement classée en tant que non gérables ainsi que des charges de prime jubilaire, pour l'électricité et le gaz dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029 :

**Tableau 10. Proposition de classification cible des coûts**

Type de coûts non gérables actuels	Situation cible proposée		Justification et remarques
	Gérable	Non gérable	
Coût des pertes réseau		X	Voir section sur les pertes. Les amortissements des actifs immobilisés relatifs à la compensation des pertes réseau (cogénérations) sont donc classifiés en non gérable
Produits liés à la facturation de l'énergie non mesurée, tels que les fraudes, les consommations hors contrat etc.		X	Le GRD n'a pas de contrôle direct sur le processus de réconciliation
Charges liées aux factures et notes de crédit de FeReSo		X	Le GRD n'a pas de contrôle direct sur le processus de réconciliation
Surcharge : charges de pension non capitalisées		X	Classification imposée par la réglementation
Surcharge : impôt sur les sociétés et personnes morales		X	Classification imposée par la réglementation
Surcharge : autre impôts, redevances, etc.		X	Classification imposée par la réglementation
Surcharge: amendes*	<b>Hors revenu total</b>		Continuité de la politique actuelle de rejet de ces charges dans une optique de responsabilisation
Amortissements des actifs immobilisés	X		Classification découlant de la définition même du modèle RC TOTEX et de l'absence d'actifs immobilisés dans les OSP. Tous les amortissements sont classifiés en gérable, à l'exception des amortissements des actifs relatifs à la compensation des pertes réseau (cogénérations)  Le terme amortissement est utilisé ici au sens large, et intègre les dotations aux amortissements de la valeur d'acquisition et de la plus-value des immobilisations nette de subsides et d'interventions de tiers relatives

			à ces immobilisations ainsi que les désaffectation des actifs mis hors service ou au rebut.  Suite aux travaux sur la rémunération du GRD et aux discussions subséquentes avec Sibelga, BRUGEL a décidé de supprimer 1/10è de l'amortissement de la plus-value iRAB en 2029, puis 1/10è par an sur les périodes de régulations suivantes).
Charges financières	<b>NA**</b>		Charges financières désormais couvertes à travers la rémunération des capitaux investis dans le cadre du modèle WACC
Charges liées aux OSP		<b>X</b>	Classification imposée par la réglementation
Coût du transport		<b>X</b>	Coût sans réel contrôle de la part du GRD et classification cohérente avec la pratique d'autres régulateurs
Coût du transit d'énergie		<b>X</b>	Coût très faible et sans réel contrôle de la part du GRD
Coût imposé par l'évolution du cadre légal, etc.	<b>X</b>	<b>(X)</b>	Coût considéré par défaut comme gérable mais pouvant être le cas échéant reclassifié (la charge de la preuve restant du côté du GRD)
Coût lié au transfert entre le compte de résultat et le bilan	<b>NA**</b>		Activation considérée par définition en tant que coûts gérables dans un modèle RC TOTEX
Rémunération des capitaux investis (marge équitable)		<b>X</b>	Classification présentant la meilleure objectivité (rémunération calculée sur base de la BAR réelle) ; risque limité d'effet d'aubaine lié au surinvestissement ; pas d'effet d'aubaine sous-investissement
Charges liées aux Primes jubilaires		<b>X</b>	Suppression de toute dotation / reprise de provision
Coûts d'assainissement des sols		<b>X</b>	Suppression de toute dotation / reprise de provision

\*Remarques : ces coûts sont en principe rejetés par le régulateur et sont déjà considérés comme hors du revenu total

\*\*NA : non applicable

Sur la base des évolutions des coûts actuellement non gérables, nous avons compilé dans le tableau suivant la proposition de composition globale du revenu autorisé. Cette classification complète essentiellement le tableau précédent avec les coûts gérables actuels tels que décrits dans la méthodologie (comme indiqué précédemment ces coûts n'ont pas à évoluer en termes de classification, le but étant une maximisation du périmètre des coûts gérables) :

**Tableau 11. Proposition de composition globale du revenu autorisé pour l'électricité / le gaz**

Type de coûts	Situation cible proposée	
	Gérable	Non gérable
Charges et produits liées à l'exercice des activités régulées*, notamment : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestion de l'infrastructure électrique / gaz **</li> <li>• Gestion du système électrique / gazier</li> <li>• Gestion de l'infrastructure télécom***</li> <li>• Activités informatiques</li> <li>• Charges à transférer aux comptes du bilan</li> </ul>	X	
Coût des rémunérations et des charges sociales	X	
Salaires des dirigeants	X	
Produits et réductions de coûts liées aux activités régulées : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Recettes issues de la location du réseau de fibres optiques</li> <li>• Autres recettes considérées par BRUGEL comme incluse dans le périmètre régulé (expertise technique, prestations pour des tiers hors secteur, gestion patrimoniale, synergie de structure)</li> </ul>	X	
Coût d'achat des pertes réseau		X
Charges liées aux factures et notes de crédit de FeReSo		X
Surcharge : charges de pension non capitalisées		X
Surcharge : impôt sur les sociétés et personnes morales		X
Surcharge : autre impôts, redevances, etc.		X
Surcharge: amendes	<b>Hors revenu total</b>	
Amortissements des actifs immobilisés****	X*****	
Charges financières	<b>NA</b>	
Charges liées aux OSP		X
Coût du transport		X
Coût du transit d'énergie		X
Charges liées aux primes jubilaire		X
Coût imposé par l'évolution du cadre légal, etc.	X	(X)
Coût lié au transfert entre le compte de résultat et le bilan	<b>NA</b>	
Rémunération des capitaux investis (marge équitable)		X

\* Activités visées à l'article 7 de l'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelles-Capitale (respectivement pour le gaz à l'article 5 de l'ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région Bruxelles-Capitale) ; les produits, dont les recettes des tarifs non périodiques viennent en déduction des charges

\*\* Principalement les études, l'entretien du réseau de distribution et l'activité de mesure et de comptage

\*\*\* Si entrant dans le périmètre régulé

\*\*\*\* Les amortissements des actifs comprennent les dotations aux amortissements de la valeur d'acquisition et de la plus-value nette de subsides et de recettes de tiers (en particulier recettes des tarifs non périodiques), les plus – values ou moins-values enregistrées lors de la réalisation ou la désaffectation de ces actifs, ainsi que les désaffectations des actifs mis hors service ou rebus ; suite aux travaux sur la rémunération du GRD et aux discussions subséquentes avec Sibelga, BRUGEL a décidé de supprimer 1/10 de la plus-value iRAB en 2029, puis 1/10è par an sur les périodes suivantes.

\*\*\*\*\* Tous les amortissements sont classifiés en gérable, à l'exception des amortissements des actifs relatifs à la compensation des pertes réseau (cogénérations)

Toute dotation ou reprise de provision est exclue du revenu autorisé, que ce soit pour son calcul ex-ante ou pour son calcul ex-post pour l'évaluation des soldes régulateurs.

Les coûts communs à l'électricité et au gaz sont répartis entre l'électricité et le gaz sur la base de clés de répartition, qui pourront être révisées si nécessaire sur la base de justifications détaillées à fournir par Sibelga à BRUGEL.

En 2018-2019, la répartition des coûts communs était de 62% pour l'électricité et 38% pour le gaz, tandis qu'à partir de 2020, cette répartition est passée à 65% pour l'électricité et à 35% pour le gaz. Ce changement de clé a induit un retraitement des coûts historiques utilisés pour le calcul du revenu maximum utilisé initial.

Il est important de noter que toute modification de la clé de répartition des coûts communs qui serait décidée au cours de la période de régulation 2025-2029 nécessiterait la mise en place d'un retraitement de la trajectoire du revenu maximum autorisé sur cette période, conformément à ce qui est décrit au paragraphe [6.4.3](#). La méthodologie de détermination du revenu maximum autorisé initial décrite au chapitre 6 et les dispositions d'évolution du revenu maximum autorisé au cours de la période décrites au chapitre 7 partent de l'hypothèse que la clé de répartition est fixe sur la période 2025-2029 et identique à la clé en vigueur depuis 2020 (65 % électricité / 35 % gaz).

## 6 Méthodologie de détermination du revenu initial autorisé

### 6.1 Principes généraux

Pour l'électricité d'une part et pour le gaz d'autre part, la formule de revenu maximum autorisé (RMA) présente la forme générale suivante pour chacune des années  $t$  de la période de régulation 2025-2029 :

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

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 de l'année  $t$  (calculée sous la forme  $WACC \times RAB$ ) ;
- $Q_t$  le facteur de bonus/malus lié à la performance non financière ;
- $SR_t$  la part des soldes tarifaires cumulés affectée au revenu autorisé de l'année  $t$  dans le cadre de l'apurement du fonds de régulation

Le RMA est calculé ex-ante pour chacune des années de la période de régulation puis révisé ex-post annuellement afin de calculer le facteur de bonus / malus, ainsi que les soldes tarifaires et leur affectation au revenu autorisé des années suivantes. Le RMA calculé ex-ante est dénommé RMA budgétaire. Le RMA calculé ex-post est dénommé RMA révisé.

La présente section définit la méthodologie de détermination ex-ante du revenu initial autorisé proposée par BRUGEL, c'est-à-dire le revenu de la première année de la période de régulation, soit  $t = 2025$ . La méthodologie doit donc définir comment sont calculées chacune des 5 composantes ci-dessous :

$$RMA_{2025} = CG_{2025} + CNG_{2025} + RCI_{2025} + Q_{2025} + SR_{2025}$$

On verra que pour certaines de ces composantes, le calcul de la trajectoire complète doit être effectué.

#### **Réserve générale dans le cadre du calcul du RMA ex-ante et ex-post**

BRUGEL approuve le RMA ex-ante et ex-post sur base de l'ensemble des éléments mis à sa disposition par Sibelga.

S'il devait s'avérer, lors de contrôles ultérieurs, que les informations reprises sont erronées et qu'il nécessite le cas échéant une adaptation, BRUGEL pourrait revoir sa décision.

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.

#### **6.1.1 Coûts gérables**

Les coûts gérables constituent l'enjeu principal relatif à la détermination du revenu initial ex-ante puisque ceux-ci ne sont pas revus ex-post, à l'exception de la prise en compte ex-post de l'inflation réelle (voir paragraphe 7.2, qui traite également de l'indice proposé). Selon les orientations retenues pour le modèle de régulation cible, les coûts gérables sont la somme de quatre composantes :

$$CG_t = CGBAU_t + CGAD_t + CGR\&D_t$$

Avec :

- $CGBAU_t$  les coûts gérables BAU (*business as usual*) de l'année t
- $CGAD_t$  les coûts gérables additionnels nets de l'année t des projets spécifiques approuvés par BRUGEL,
- $CGR\&D_t$  les coûts des projets de R&D approuvés par BRUGEL

### 6.1.2 Détermination des coûts gérables BAU initiaux $CGBAU_{2025}$

Suite aux travaux et aux discussions menées avec SIBELGA, BRUGEL prévoit la méthode suivante pour le calcul des coûts gérables BAU initiaux, qui est basée sur les coûts historiques du GRD, comme déjà décrit et motivé au paragraphe 4.3.2.2.  $CGBAU_{2025}$  est égal à la somme d'une part des OPEX et d'autre part des amortissements, déterminées ex-ante :

- pour la part OPEX, notée  $CGOPEXBAU_{2025}$ , sur la base des OPEX réelles sur une période de référence précédant l'année 2025, ce montant n'étant pas révisé ex-post ;
- pour la part amortissements, notée  $CGCAPEXBAU_{2025}$ , sur la base des amortissements prévisionnels 2024 et de l'inflation prévisionnelle 2025, ce montant étant révisé ex-post en 2026 pour prendre en compte les amortissements réels 2024 et l'inflation réelle 2025<sup>74</sup>.

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

La méthode proposée pour la détermination des parts OPEX et amortissements est la suivante :

#### **$CGOPEXBAU_{2025}$ :**

1. Une période de référence d'une durée de 5 années est définie par rapport à la première année N = 2025, période sur laquelle les coûts OPEX réalisés sont connus sur base des comptes audités ; la période de référence s'étend de 2018 à 2022.
2. **Pour chaque année t' de la période de référence :**
  - 2.1. **La base de coûts OPEX historiques du GRD est décomposée de manière à en extraire les coûts OPEX correspondants aux coûts gérables au sens de la méthodologie tarifaire 2025-2029**, tels que définis au chapitre 5. L'ensemble des coûts non gérables au sens de la méthodologie tarifaire 2025-2029 sont donc exclus, de même que les coûts qui ne sont plus pris en compte dans le revenu autorisé comme l'ensemble des dotations et reprises de provisions, ainsi que le coût de la dette (qui est couvert par la rémunération des capitaux investis). Conformément à l'orientation retenue par BRUGEL, les coûts de R&D sont également retirés (il conviendra que Sibelga communique à BRUGEL le détail des montants des coûts de R&D pour chacune des années de la période de référence – montant total et décomposition par projet de R&D au minimum). **Cette nouvelle base de coûts est appelée base de coûts gérables OPEX historiques brute** pour l'année t' et est notée  **$CGOPEXHbrute_{t'}$**  ;

---

<sup>74</sup> Remarque : pour le calcul des amortissement BAU 2025, la méthode décrite ici a très légèrement évolué par rapport à la formulation précédente qui indiquait : l'amortissement autorisé pour l'années 2025 est basé sur l'amortissement prévu pour cette année-là selon la RAB au 31/12/2024. La méthode décrite ici est plus simple, ne souffre d'aucune ambiguïté et est quasi équivalente (elle est en fait légèrement plus favorable à Sibelga que l'approche précédente et consistante avec le principe général de la régulation des amortissements BAU sur la période 2025-2029 qui consiste à octroyer au GRD chaque année l'inflation sur les amortissements pour financer le renouvellement des actifs)

2.2. **La base de coûts gérables OPEX historiques brute est ensuite retraitée.** Il s'agit ici d'abord de corrections liées à certains coûts historiques considérés comme exceptionnels ou qui n'auraient plus lieu d'être durant la période de régulation 2025-2029 ou à un niveau réduit. Ces retraitements sont décrits dans la section 6.4. ; en particulier, l'intégralité des coûts historiques du projet Smartrias est retirée de la base de coûts gérables OPEX historiques.

Au global, l'ensemble des retraitements permet d'aboutir à la base de coûts OPEX historiques BAU retraitée pour l'année  $t'$ , qui est convertie en €2025 par application d'un facteur d'inflation (voir le paragraphe 7.2. pour le choix de l'indice), en utilisant les taux d'inflation annuels réels pour les années disponibles, et les taux d'inflation annuels prévisionnels publiés Bureau Fédéral du Plan (dernière publication en date au moment du calcul). On obtient ainsi la base de coûts gérables OPEX BAU historiques retraitée de l'année  $t'$  en €2025, qui est notée **CGOPEXHBAU<sub>t'</sub>**.

3. Les 5 **CGOPEXHBAU<sub>t'</sub>** sont ensuite combinées selon une formule particulière permettant de calculer la composante OPEX du revenu initial, hors coût des projets IT :  $CGOPEXHBAU_{2025}$ . 3 options ont été considérées et analysées en section ci-après :

- une moyenne non pondérée des  $CGOPEXHBAU_t$  ;
- une moyenne pondérée des  $CGOPEXHBAU_t$  ;
- une régression linéaire (c'est-à-dire la détermination d'une « tendance ») sur la base des  $CGOPEXHBAU_t$ .

Suite aux discussions avec Sibelga, qui n'était pas favorable à l'utilisation d'une moyenne non pondérée, une moyenne pondérée a été retenue par BRUGEL, avec des coefficients de pondération proposés dans la section après.

4. Le montant total des OPEX BAU pour 2025,  $CGOPEXBAU_{2025}$ , est finalement obtenu en ajoutant à  $CGOPEXHBAU_{2025}$  l'enveloppe proposée par SIBELGA dans le cadre de sa proposition tarifaire et validée par BRUGEL pour les coûts supplémentaires IT, qui est notée  $CGBAUCoutsIT_{2025}$  et déterminée au paragraphe 6.4.2. :

$$CGOPEXBAU_{2025} = CGOPEXHBAU_{2025} + CGBAUCoutsIT_{2025}$$

5. Pour la détermination  $CGBAUCoutsIT_{2025}$ , SIBELGA est invitée, dans le cadre de sa proposition tarifaire à justifier tout écart entre d'une part les coûts du passé (moyenne pondérée de 2018-2022 indexée retraitée des coûts Smartrias) et d'autre part entre les coûts qu'elle estime pour 2025.

La justification de cet écart se base sur le détail de l'entièreté des coûts IT SIBELGA pour 2025 (coûts de fonctionnement IT et coût de projets) et d'une évolution probable pour la période 2026-2029.

BRUGEL sera attentif lors de l'examen de la demande de SIBELGA à l'adéquation entre la demande portant sur 2025, la durée des projets prévus et le poids de chaque projet dans l'enveloppe globale.

Par ailleurs, 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.

6. Le montant  $CGOPEXHBAU_{2025}$  est révisé ex post pour prendre en compte l'inflation réelle (voir 7.2).

**CGCAPEXBAU<sub>2025</sub> :**

1. Le montant  $CGCAPEXBAU_{2025}$  calculé ex ante est égal à la somme :

- a. des dotations aux amortissements prévisionnelles 2025 de la valeur d'acquisition (nettes de subsides et d'interventions de tiers), qui est prise égale aux dotations aux amortissements prévisionnelles 2024 issue de la proposition tarifaire 2020-2024 (corrigée de l'effet induit par les amortissements supplémentaires sur les compteurs en 2022) multiplié par un facteur  $(1+I_{2025})^{75}$ .
  - b. des dotations aux amortissements prévisionnelles 2025 de la plus-value.
  - c. du coût des désaffectations prévisionnelles 2025, égal à la moyenne non pondérée des coûts de désaffectation réels sur la période de référence 2018-2022 exprimées en  $\text{€}_{2022}$ , puis converti en  $\text{€}_{2025}$  par application d'un facteur  $(1+I_{2023})(1+I_{2024})(1+I_{2025})$ . Le coût des désaffectations comprend les coûts des désinvestissements (amortissement de la valeur résiduelle) diminué des produits associés.
2. En 2026, le montant  $CGCAPEXBAU_{2025}$  est révisé ex-post pour prendre en compte les dotations aux amortissements 2024 de la valeur d'acquisition (nettes de subsides et d'interventions de tiers) réelles ainsi que l'inflation réelle 2025, tandis que le coût prévisionnel 2025 des désaffectations est révisé uniquement en prenant en compte l'inflation réelle des années 2023, 2024 et 2025.

Il est à noter que BRUGEL prévoyait initialement un calcul de la part amortissement ( $CGCAPEXBAU_{2025}$ ) selon le même principe que la part OPEX sur la base des amortissements réels sur la période de référence. BRUGEL a fait évoluer sa position sur ce point suite aux échanges avec Sibelga. L'approche finalement retenue par BRUGEL et décrite précédemment permet de coller à la réalité des investissements de Sibelga sur la période 2020-2024, qui ne sont pas soumis au cours de cette période à régulation incitative.

Il est également important de noter que dans le cadre des discussions avec Sibelga, Sibelga a proposé une approche alternative au calcul des amortissements autorisés sur la période 2025-2029 :

- La méthode préconisée par Brugel consiste à considérer les amortissements autorisés pour la période 2025-2029 comme la somme des amortissements BAU calculés sur la base des amortissements historiques 2024 selon la méthode décrite ci-dessus, et des amortissements liés aux coûts additionnels qui sont basés sur les justifications soumises par Sibelga pour le projet de comptage intelligent, les investissements réseau et les projets R&D.
- La méthode alternative préconisée par Sibelga consiste à se baser sur le Plan De Développement du réseau (PDD). Celui-ci projette tous les investissements prévus pour les 5 années à venir, en tenant compte des différents besoins du réseau, des prévisions d'évolution de la demande, etc. Sur cette base, un amortissement et des désaffectations annuels prévisionnels peuvent être calculés, compte tenu de l'évolution de la RAB, des durées d'amortissement réglementaires, etc.

Sibelga a indiqué dans sa note de présentation de sa méthode : « en théorie, ces deux méthodes ne devraient pas aboutir à des résultats différents (étant donné que dans les deux cas l'objectif est de projeter au mieux les amortissements futurs en tenant compte des besoins évolutifs des clients et du réseau). Cependant, Sibelga est d'avis que la méthode préconisée par Brugel comporte la difficulté majeure de devoir proposer des dossiers de justification de coûts additionnels qui contiendraient uniquement la partie additionnelle des investissements, alors que dans la pratique, il sera très compliqué d'identifier ce qui est du ressort du BAU et ce qui est du ressort des coûts additionnels. »

---

<sup>75</sup>  $I_{2025}$  est l'indice d'inflation prévisionnel pour l'année 2025, tel que proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, voir paragraphe [7.2](#).

**BRUGEL a finalement décidé de ne pas retenir la méthode alternative proposée par Sibelga pour les raisons suivantes :**

- **Les investissements inclus dans les plans de développement passés de Sibelga se sont révélés régulièrement surestimés.**
- **Le chiffrage des amortissements BAU sur la base des coûts historiques est objectif, sans empêcher Sibelga d'avoir des coûts additionnels mais en les justifiant.**

#### **6.1.2.1 Dispositions spécifiques au gaz**

Deux décisions relatives à la composition du revenu autorisé et à la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  nécessitent des aménagements particuliers pour le gaz. Il s'agit des deux décisions suivantes, aux effets nets contraires :

1. D'une part, suite à la réflexion sur le risque de stranded assets gaz, de la fin de la pratique (à partir de 2025), des frais transférés aux immobilisations, par laquelle des OPEX rentrent dans la RAB et sont amortis (effet net conduisant à la sous-estimation du revenu autorisé) ;
2. D'autre part, de l'effet d'aubaine engendré par la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  en raison de la baisse continue des amortissements prévue par Sibelga jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz (effet net conduisant à la surestimation du revenu autorisé).

Le transfert de frais aux immobilisations a été pratiqué par Sibelga pendant la période de référence 2018-2022 tandis qu'il sera interdit pendant la période 2025-2029. Sur l'ensemble de la durée de vie des investissements pour lesquels des frais opérationnels sont activés, abstraction faite de la rémunération équitable (dont la valeur de la RAB est un paramètre de calcul), ce changement de pratique a un effet nul. Toutefois, et toutes autres choses égales par ailleurs, cette évolution dans la comptabilisation de ces coûts mènerait, en ce qui concerne la période réglementaire 2025-2029 :

- à une sous-estimation du  $CGOPEXBAU_{2025}$  d'un montant s'élevant entre 5,9M€ et 6,5M€ (frais de services de support transférés aux immobilisations respectivement en 2020 et 2019).
- À une surestimation des  $CGCAPEXBAU_{2025}$ , celles-ci représentant les amortissements d'investissements diminués des surcharges à partir du 1/1/2025. Cette surestimation sera faible en 2025 mais augmentera continuellement.

L'effet d'aubaine résultant de la baisse continue des amortissements prévue par Sibelga jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz est estimée, sur la base des inputs de Sibelga à moins de 1 M€ en 2025 à 3M€ en 2029.

Conformément aux recommandations émises par Haulogy dans son rapport sur le risque d'actifs échoués du réseau gaz, Brugel invite Sibelga, lors de la remise de sa proposition tarifaire, à demander une affectation des fonds de régulation gaz visant à compenser la hausse du revenu autorisé 2025-2029 découlant de l'arrêt de la pratique du transfert de frais opérationnels aux immobilisations et moyennant le respect de certaines conditions de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements, diminuée de l'effet d'aubaine sur les  $CGCAPEXBAU_{2025}$ .

#### **6.1.3 Détermination des coûts gérables additionnels $CGAD_t$**

##### **6.1.3.1 Calcul des coûts gérables additionnels ex-ante**

La détermination du caractère additionnel des coûts est régie à la fois par des conditions générales et par des conditions particulières :

**En ce qui concernent les conditions générales :**

Pour être qualifiés de coûts gérables additionnels  $CGAD_t$ , les coûts doivent :

- être induits uniquement par des projets significatifs (sauf exception mentionnées ci-après), dont la réalisation nécessite une charge additionnelle minimale de 3 millions d'euros cumulés sur la période 2025-2029<sup>76</sup> (étant entendu que plusieurs projets peuvent être regroupés sous un projet unique pour atteindre ce seuil), et
- avoir une portée additionnelle<sup>77</sup> par rapport aux coûts gérables BAU (OPEX et/ou CAPEX).

Les projets pouvant induire des coûts additionnels sont :

1. le projet de déploiement des compteurs intelligents d'électricité ;
2. les projets induits par de nouvelles obligations légales ;
3. les projets liés au partage d'énergie. Néanmoins, dans le cadre de ces projets, les coûts additionnels éligibles concernent les coûts opérationnels et ne peuvent intégrer ceux liés au placement du compteur intelligent ;
4. les projets relatifs au réseau, concernant le renforcement, le renouvellement et l'extension du réseau de distribution. SIBELGA doit présenter sa demande conformément aux lignes directrices et au canevas prévus au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ;
5. les projets d'investissements hors IT liés aux développements des fonctionnalités smartgrid (automatisation des cabines etc.) ;
6. les autres projets éventuels, n'entrant pas dans les 5 catégories précédentes, et induisant des coûts additionnels dûment justifiés par Sibelga.

Le seuil minimal de 3 millions d'euros susmentionné ne s'applique pas aux projets liés au partage d'énergie (catégorie 3 ci-dessus).

La manière dont ces coûts sont calculés ex-ante est exposée dans la méthodologie.

#### **6.1.3.2 Possibilité de prise en compte de nouveaux coûts gérables additionnels en cours de période de régulation 2025-2029**

Il est tout d'abord rappelé que le GRD a la possibilité d'introduire une demande de prise en compte dans le RMA des années suivantes de la période de régulation des coûts supplémentaires dans le cadre du mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé décrit au paragraphe [5.2.2.9](#), qui porte sur des coûts directement induits par l'évolution du cadre légal ou des règles de fonctionnement du marché ou par des circonstances exceptionnelles

Par ailleurs, BRUGEL prévoit d'introduire une clause spécifique permettant la réouverture du RMA en cours de période 2025-2029 pour des coûts non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire 2025-2029 et induisant une hausse du RMA supérieure ou égale à 2 % du RMA, hors OSP et hors surcharge, sous les conditions suivantes :

- Le GRD doit dûment motiver sa demande et l'intérêt du projet.
- Il revient à BRUGEL d'accepter ou non la demande.
- Le GRD a la possibilité de rouvrir le RMA 2 fois maximum lors de la période de régulation (plusieurs projets peuvent être regroupés au sein d'une même demande).

---

<sup>76</sup> Charge tarifaire totale additionnelle (OPEX et Amortissements/Désaffectations) sur toute la période tarifaire.

<sup>77</sup> La portée additionnelle se définit par la différence entre les charges totales des projets additionnels et les charges BAU telles que définies dans la présente méthodologie. Cette portée additionnelle doit être motivée par le GRD (par exemple en s'appuyant sur le plan de développement) et validée par BRUGEL.

#### 6.1.4 Détermination des coûts des projets de R&D $CGR\&D_t$

Les coûts gérables relatifs aux projets de R&D  $CGR\&D_t$  ex ante ou en cours de période, sont calculés et validés conformément aux dispositions de la méthodologie.

#### 6.1.5 Détermination des coûts non gérables $CNG_t$

Le montant des coûts non gérables  $CNG_t$  est fixé ex-ante pour l'ensemble de la période de régulation sur la base des prévisions de coûts du GRD, qui les justifie dans sa proposition tarifaire, notamment par rapport à l'historique. Le régulateur a la possibilité de remettre en cause les prévisions proposées par le GRD si celles-ci apparaissent non cohérentes avec l'historique ou présentent des variations importantes non justifiées. Il n'y a aucun enjeu d'efficacité sur les coûts non gérables, les coûts non gérables finaux étant déterminés ex-post chaque année pour l'année précédente sur la base des coûts réels, mais il convient malgré tout d'éviter des coûts non gérables prévisionnels mal calibrés, afin de minimiser autant que possible les soldes tarifaires.

Pour certains types de coûts non gérables, au cours de la période de régulation le montant prévisionnel déterminé ex-ante peut être révisé annuellement par le GRD pour l'année suivante (notamment le coût de compensation des pertes), afin d'assurer une prévision plus fiable. Cette révision de la prévision des coûts non gérables de l'année N concernés est communiquée par le GRD en année N-1 dans le cadre de la procédure d'approbation du tarif de l'année N.

#### 6.1.6 Détermination de la rémunération des capitaux investis

Le montant prévisionnel de la rémunération des capitaux investis  $RCI_t$  est calculé ex-ante pour chacune des années de la période réglementaire comme suit :

$$RCI_t = WACC_t \times RAB_t$$

Avec :

- $WACC_t$  : le WACC budgétaire fixée selon la méthode proposée dans la méthodologie<sup>78</sup>;
- $RAB_t$  : la RAB budgétaire pour l'année t égale à la moyenne de la RAB prévisionnelle au 31/12/t-1 et de la RAB prévisionnelle au 31/12/t.

$RAB_t$  est calculée à partir de la RAB réelle à la fin de la dernière année de la période de référence, notée  $t_0$  à laquelle est appliqué un facteur d'inflation prévisionnelle  $I_{t_0+1 / 2025}$  permettant d'obtenir un montant en euros 2025 ( $I_{t_0+1 / 2025} = (1+I_{t_0+1}) \times \dots \times (1+I_{2025})$  avec  $I_i$  l'indice d'inflation proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, voir paragraphe 7.2.), et complétée par les nouveaux investissements sur les années 2025 à t inclus dans les coûts additionnels  $CGAD_{2025}$  à  $CGAD_t$  approuvés par le régulateur.

La rémunération des capitaux investis est recalculée ex-post pour chaque année de la période de régulation, sur la base des investissements réels électricité / gaz.

#### 6.1.7 Détermination du facteur qualité initial ( $Q_i$ )

Le montant initial du facteur qualité  $Q_{2025}$  est fixé à 0 ex-ante puis recalculé ex-post sur la base de la performance non financière du GRD. Ce calcul ex-post pourra être effectué soit sur une base annuelle soit en fin de période en fonction du mécanisme d'incitation à la performance non financière prescrit

---

<sup>78</sup> Voir rapport de motivation spécifique au calcul de la rémunération

### 6.1.8 Détermination de la part des soldes tarifaires cumulés affectés au revenu autorisé (SR<sub>t</sub>)

Voir la section [8.1.2.](#)

## 6.2 Eléments de benchmark

Cette section présente des éléments de benchmark pour un panel de pays/régions utilisant les coûts historiques pour déterminer le revenu initial, relatifs à la méthodologie de calcul du revenu initial autorisé et un éventuel retraitement de la base de coûts utilisés. A noter ici que l'analyse porte sur les coûts gérables uniquement.

### Région wallonne<sup>79</sup> :

Pour la période de régulation à venir (2024 – 2028)<sup>80</sup>, la CWaPE souhaite mettre en place une régulation de type revenue cap TOTEX se basant désormais sur des coûts historiques et non plus sur une proposition budgétaire comme jusqu'à présent. A noter que les documents relatifs à la nouvelle méthodologie ont été mis en consultation par la CWaPE le 01.06.2022 et pourraient donc être amenés à évoluer. Dans le projet mise en consultation, les charges nettes contrôlables de l'année initiale (2024) sont définies sur la base des charges nettes contrôlables moyennées des années N-5 et N-4 (2019-2020). La méthodologie est la suivante :

- Les charges nettes contrôlables des années 2019 et 2020 sont séparées d'une part entre les charges relatives aux obligations de service public (OSP) et d'autre part les autres charges nettes contrôlables (ci-après charges hors OSP) ; l'ensemble de ces charges est inflaté en € 2024 sur la base des valeurs réelles ou prévisionnelles de l'indice santé (base 2013) publié par le Bureau Fédéral du Plan<sup>81</sup> ; pour les charges hors OSP, les dotations/reprises de provisions sont déduites.
- Les charges nettes contrôlables inflatées sont moyennées entre les années 2019 et 2020 (moyenne non pondérée), moyennes effectuées respectivement pour les charges relevant des OSP et pour les charges hors OSP.
- Pour les charges hors OSP, 3 termes complémentaires (inflatés en € 2024) sont rajoutés :
  - les charges nettes budgétées des projets spécifiques (CPS<sub>2023</sub>) de l'année 2023 (il s'agit pour l'électricité des projets de déploiement des compteurs intelligents) ;
  - une correction des charges d'amortissements des compteurs classiques basse-tension et des compteurs à budget électricité et gaz intégrées dans les CPS<sub>2023</sub> afin que celles-ci correspondent aux charges d'amortissement réelles des années 2019 et 2020 ;
  - les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024.
- Les charges hors OSP (y inclus les termes complémentaires) sont finalement multipliées par un facteur d'efficacité de type  $(1 + X_i \%)$ , avec  $X_i$  un facteur individuel d'efficacité compris entre -0,258 % et -4,362 % selon les GRD.
- les charges relatives aux OSP sont également multipliés par un facteur d'efficacité de type  $(1 + X \%)$  mais  $X$  est ici fixé à 0.

---

<sup>79</sup> Source : <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/2022.05.27-0656-Projet%20m%C3%A9thodologie%20tarifaire%202024-2028.pdf>

<sup>80</sup> De manière générale, l'approche régulatoire de la CWaPE est maintenue par sa publication du 30 mai 2023. Ces nouveaux éléments de benchmark ne sont pas de nature à modifier l'approche de BRUGEL.

<sup>81</sup> Pour les valeurs prévisionnelles, la publication « Perspectives économiques 2022-2027 » est utilisée

La méthodologie ne différencie pas l'électricité du gaz.

### **Région flamande :**

Le modèle flamand pour la période 2021-2024 est un modèle de type revenue cap TOTEX. Les coûts gérables (endogènes selon la terminologie flamande) de l'année initiale sont calculés sur la base d'une période de référence de 5 ans (2015-2019). La méthodologie est la suivante :

- Les coûts des années 2015-2019 sont actualisés avec les chiffres réels de l'inflation (indice CPI publié par le SPF Economie au mois de juillet de chaque année).
- Le revenu est ensuite établi sur base d'une régression linéaire des coûts endogènes (application de la méthode des moindres carrés) de ces 5 années.
- Ce faisant, le VREG détermine également un facteur sectoriel d'évolution des coûts endogènes, le facteur x, sur base de la régression linéaire des coûts pour l'ensemble des GRD sur la période 2015-2019. Le facteur x sera identique pour tous les GRD, ce qui implique une forme de compétition entre eux quant à la gestion efficace de leurs coûts, et fait également de ce facteur x, un facteur d'efficience.

De plus, les coûts historiques sont éventuellement corrigés pour en extraire des coûts réalisés, jugés par le VREG comme non raisonnables ou pour neutraliser les gains réalisés par la fusion d'Infrax et Eandis en 2019. En effet, la fusion des sociétés d'exploitation Eandis et Infrax en Fluvius (FSO) a conduit le VREG à imposer un facteur d'efficience spécifique à ce projet (facteur x') pour la période 2020-2024 d'un montant total de 109 M EUR, réparti linéairement sur chaque année de cette période, à savoir une baisse imposée des coûts endogènes de 17 M EUR par an pour l'électricité et de 8,5 M EUR pour le gaz (la baisse imposée sur la première année ayant été pour moitié imposée en 2019 et pour moitié en 2020).

Cependant, depuis la fusion des sociétés d'exploitation Infrax et Eandis dans la structure commune FSO, à partir de la période régulatoire 2021-2024, le VREG reconnaît que son facteur x pour la partie liée à l'efficience, basé sur une concurrence entre les GRD d'Infrax et ceux d'Eandis, devient inopérant. Au-delà des gains imposés par le régulateur suite à la fusion, ce dernier met en avant qu'un benchmark des GRD flamands, qui se comportent désormais comme un seul GRD car gérés par une même société d'exploitation, avec des GRD similaires est nécessaire et doit être entrepris. Dans l'attente, le VREG propose d'intégrer un incitant à l'efficience dans la méthodologie tarifaire par le biais d'un *Frontier shift*. Le VREG a chargé un consultant (Oxera) d'analyser le possible *Frontier shift* applicable aux GRD flamands pour la période 2021-2024. Le consultant conclut à un gain possible en efficacité de 0.4% par an. Pour l'électricité, ce gain était déjà identifié dans le facteur x, représentant la tendance des coûts pour les GRD flamand pour la période 2021-2024. Pour le gaz, un tel constat n'a pu être établi. Le VREG a donc fixé un facteur x'' de 0% pour l'électricité par an et de -0,4% pour le gaz par an.

### **Allemagne<sup>82</sup> :**

Pour la période de régulation actuelle pour l'électricité (2019 – 2023), l'Allemagne utilise une régulation de type revenue cap TOTEX. Les charges contrôlables de l'année initiale (2019) sont définies intégralement sur la base des charges réelles et auditées de l'année de référence N-3 (soit 2016). La méthodologie permettant d'aboutir aux charges d'exploitation contrôlables de la première année n'est pas une simple indexation mais repose sur la méthodologie plus complexe suivante :

- Partant des coûts totaux de l'année de référence (TOTEX), est appliqué un retraitement dit de « déduction des coûts du capital » qui consiste à retrancher d'une part les coûts du capital relevant

---

<sup>82</sup> Source : Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) ; [Lien](#) ; Descriptions et informations complémentaires sur le site de la BNetzA ; [Lien](#)

des amortissements des actifs étant arrivés en fin de vie entre l'année de référence (2016) et l'année initiale de la période de régulation (2019) ainsi que d'autre part la rémunération du capital relative à la baisse de la valeur résiduelle des actifs restants<sup>83</sup> ;

*Remarque : les investissements de renouvellement ou d'extension réalisés après l'année de référence (ou durant la période de régulation) sont considérés comme des coûts non gérables jusqu'à la période de régulation suivante.*

- Sont ensuite retranchées du résultat les charges non contrôlables ; sur les charges restantes est appliqué un benchmark d'efficience reposant sur des méthodes statistiques permettant de quantifier la part de ce montant correspondant aux inefficacités de l'opérateur.
- Ces inefficacités sont ensuite supprimées de manière linéaire sur toute la période de régulation (5 ans) ; ainsi pour l'année initiale 20 % des inefficacités sont retranchées (40 % la deuxième année, et ainsi de suite).
- Finalement, le résultat est encore indexé par un facteur de type  $(I_N/I_0 - PF)$  avec  $I_N$  l'indice des prix à la consommation pour l'année initiale,  $I_0$  l'indice des prix à la consommation de l'année de référence et PF un facteur sectorielle de productivité (*Produktivitätsfaktor*) fixé par la BNetzA (et valant actuellement 0,9 % pour l'électricité).

Pour le gaz, la méthodologie est identique à l'exception d'une période de régulation allant de 2018 à 2022, l'année de référence est donc 2015. Le facteur sectoriel de productivité est lui égal à 0,49 %.

En complément de ces éléments, l'Allemagne retraite la base de coûts de l'année de référence de manière à éliminer les coûts qui seraient spécifiques à l'exercice. En effet, selon la législation<sup>84</sup>, si des dépenses ou des produits extraordinaires affectent les coûts du réseau d'une période de calcul, ceux-ci doivent être annoncés à l'autorité de régulation. La BNetzA annonce sur son site internet que ces coûts extraordinaires sont rejetés<sup>85</sup>.

### **Autriche<sup>86</sup> :**

Pour la période de régulation actuelle pour l'électricité (2019 – 2023), l'Autriche a mis en place une régulation de type revenue cap OPEX. Les charges contrôlables de l'année initiale (2019) sont définies sur la base des charges d'exploitation réelles et auditées de l'année N-3 (soit 2016). La méthodologie est la suivante :

- Les charges d'exploitation contrôlables 2016 sont premièrement indexées entre 2016 et 2019 sur la base d'un indice de prix de type  $I + NPI$ <sup>87</sup> ; l'indice NPI est la combinaison de l'indice TLI (*tariflohnindex* – représentant l'augmentation générale des salaires) pondéré à 57 % et de l'indice VPI (*verbrauchpreisindex* – représentant l'inflation des prix à la consommation) pondéré à 43 % ; ces deux indices sont publiés par *Statistik Austria*.

---

<sup>83</sup> Une exception existe cependant pour les actifs capitalisés entre 2007 et 2016 pour lesquels la déduction des coûts en capital n'est pas appliquée ; il s'agit d'une mesure transitoire pour la 3<sup>ème</sup> période de régulation.

<sup>84</sup> Cf. article 4 alinéa 6 de l'ordonnance sur les redevances des réseaux électriques (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)

<sup>85</sup> Source : site de la BNetzA : [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html)

<sup>86</sup> Source : « Electricity Distribution System Operators ; 1 January 2019 – 31 December 2023 ; Regulatory Regime for the Fourth Regulatory Period » - version anglaise ; [Lien](#)

<sup>87</sup> *Network Operator Price Index*

- Le résultat est ensuite multiplié par le carré d'un facteur de productivité sectorielle de type I – X (avec X = 1,25 %) ; le carré permettant de prendre en compte l'évolution de la productivité entre les années 2016 et 2018 (et non 2019).
- Le résultat est finalement multiplié par un facteur d'efficacité complémentaire de type I – Z ; le facteur Z est un facteur calculé individuellement par opérateur (selon une formule non représentée ici pour des raisons de concision) qui dépend à la fois du facteur X (mentionné ci-dessus) mais surtout du résultat de l'opérateur à un benchmark d'efficacité ; le benchmark d'efficacité repose sur deux méthodes statistiques appliquées aux coûts totaux (TOTEX) audités de l'année 2016.

Pour le gaz, la méthodologie est similaire à la différence que l'année initiale de la période est 2018. Les coûts historiques utilisés sont donc ceux de l'année 2015 (N – 3). Le paramétrage est également différent : le facteur X est égal à 0,67 % et les facteurs VPI et TLI ont tous les deux la même pondération de 50 %.

En Autriche, il peut y avoir un retraitement de la base de coûts gérables. Des tests de plausibilité sont en effet menés afin d'identifier des éventuels reports de coûts visant à augmenter la base de coût de l'année de référence. De plus, les « *one-off effects* » (effet ponctuel/unique) sont corrigés par le régulateur. Seul l'exemple des coûts liés à une catastrophe naturelle est à ce titre mentionné.

A noter également que l'Autriche utilise également dans sa formule de revenu initiale autorisé une correction due au déploiement du smart metering de type (pour 2019) :

$$\begin{aligned} \text{OperatingCostFactor}_{2019} &= (\text{MeteringPoint}_{2017} - \text{MeteringPoint}_{2016}) \times 55,37 \\ &+ (\text{WeightedSystemLength}_{2017} + \text{WeightedSystemLength}_{2016}) \times 1689,16 \\ &\text{while excluding failing numbers of interruptible metering points} \end{aligned}$$

Il s'agit toutefois d'un facteur d'évolution complètement normatif rajouté en complément et non un retraitement de la base de coûts gérables utilisés.

### **Luxembourg<sup>88</sup> :**

Pour la période de régulation actuelle (2021 – 2024), le Luxembourg a mis en place une régulation de type revenue cap OPEX. Les charges contrôlables de l'année initiale (2021) sont fixées intégralement à partir des charges d'exploitation réelles établies sur base du compte de profits et pertes de l'année N-2 (soit 2019). La méthodologie est la suivante :

- Les charges d'exploitation réelles 2019 sont séparées d'une part entre les frais de personnel et les autres charges d'autre part.
- La part liée au personnel est indexée entre 2019 et 2021 par un indice d'évolution du coût moyen salarial obtenu à partir d'informations publiées par le STATEC<sup>89</sup> sur la rémunération sectorielle ; la part non liée au personnel est indexée entre 2019 et 2021 suivant l'indice des prix à la consommation.
- L'ensemble des charges indexées est ensuite multiplié à la fois par un facteur d'efficacité de type (I+e) mais actuellement fixé à 0 % (et donc sans effet) ainsi que par 2 facteurs « quantité » de type (I + Q) (I facteur pour 2020 et I pour 2021), calculés sur la base de l'évolution du nombre de points de comptage et de la longueur du réseau de distribution par rapport à l'année précédente.

---

<sup>88</sup> Source : « Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur électricité. » ; [Lien](#).

<sup>89</sup> Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché de Luxembourg

- Une dernière composante est finalement ajoutée aux charges initiales qui doit permettre aux GRD de se doter de ressources humaines complémentaires pour préparer les défis de la transition énergétique ; ce terme équivaut au coût des ressources engagées à cette fin entre 2019 et 2021 à hauteur des coûts correspondant à une année complète (plafonné à 2% des charges d'exploitation contrôlables).

### **Synthèse :**

<b>Pays</b>	<b>Méthodologie tarifaire</b>	<b>Principe clés de détermination du revenu initial</b>	<b>Période de référence</b>	<b>Retraitement de la base de coûts</b>
Région wallonne	Revenu TOTEX cap	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'efficacité	2 années	Corrections des provisions et de certaines charges d'amortissement liées à certains compteurs
Région flamande	Revenu TOTEX cap	Revenu initial déterminé sur la base d'une tendance (régression linéaire) avec prise en compte de l'inflation et de l'efficacité	5 ans	Elimination des coûts jugés déraisonnables  Correction spécifique liée à la fusion Infrac et Eandis
Allemagne	Revenu TOTEX cap	Coûts historiques avec retraitement des coûts du capital, la suppression des inefficacités (par benchmark), et l'application de facteurs d'inflation et de productivité	1 année	Retraitement des coûts du capital  Elimination des charges extraordinaires
Autriche	Revenu OPEX cap	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'efficacité (benchmark)	1 année	Conduite de tests de plausibilité pour identifier les reports de coûts et élimination des charges extraordinaires
Luxembourg	Revenu OPEX cap	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'expansion du réseau	1 année	Correction des coûts de personnel engagés pour la transition énergétique après l'année de référence

## **6.3 Traitement des coûts IT**

### **6.3.1 Problématique**

Actuellement, Sibelga immobilise uniquement les achats de hardware informatique, l'ensemble des autres coûts IT étant intégralement comptabilisé en OPEX. Cette pratique a apparemment toujours été celle suivie par Sibelga ces dernières années. Cette approche peut sembler de prime abord questionnable sur le plan des bonnes pratiques comptables puisque les coûts IT intègrent généralement également l'achat de licences

et des coûts de développement de logiciel qui devraient être amortis sur des durées courtes de l'ordre 5 ans, selon la pratique usuelle. Néanmoins, aucune obligation comptable n'existe en Belgique sur ce point. Nous rappelons aussi que dans la méthodologie actuelle, BRUGEL n'accepte pas d'activation de charges liées aux projets IT tant que le malus maximal lié à la régulation incitative sur les coûts gérables n'a pas été atteint. Par ailleurs, bien que le régulateur ait la liberté de définir des règles de comptabilisation particulières à appliquer dans le cadre de la régulation des réseaux et qui peuvent différer de la comptabilité commerciale, aucune règle particulière n'a été mise en place par BRUGEL.

Avec l'évolution importante du modèle de régulation actuel vers un modèle de type RC TOTEX où les coûts gérables sont calculés sur la base des coûts historiques, il convient de remarquer qu'il existe un important effet d'aubaine potentiel si le GRD commence à capitaliser ses coûts IT sans aucune règle fixée par le régulateur. Cet effet d'aubaine est démontré dans le tableau suivant avec l'exemple d'un GRD dont les dépenses IT annuelles sont de 50 M€ € par simplicité<sup>90</sup>. On suppose ces coûts constants sur la période de référence et on néglige l'inflation. Le cap correspondant à ces coûts est donc de 50 M€ sur chaque année de la période de régulation. On considère les 2 cas suivants :

- Cas 1 : le GRD continue de comptabiliser toutes ces dépenses IT en OPEX selon la pratique actuelle ;
- Cas 2 : le GRD capitalise désormais 50 % de ces dépenses IT (avec une durée d'amortissement de 5 ans).

**Tableau 12. Exemple d'effet d'aubaine lié à l'activation des coûts IT**

Cas	Eléments d'analyse	Montants par année de la période de régulation [M€]					Total
		N	N+1	N+2	N+3	N+4	
1	Cap (1)	50	50	50	50	50	250
	Coûts OPEX (2)	50	50	50	50	50	250
	Investissements	0	0	0	0	0	0
	Amortissements (3)	0	0	0	0	0	0
	Bénéfice GRD (1)-(2)-(3)	0	0	0	0	0	0
2	Cap (1')	50	50	50	50	50	250
	Coûts OPEX (2')	25	25	25	25	25	125
	Investissements	25	25	25	25	25	125
	Amortissements (3')*	5	10	15	20	25	75
	RAB <sub>IT</sub>	20	35	45	50	50	
	Bénéfice GRD (1')-(2')-(3')	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>50</b>

\*Coûts augmentant de 5 M€ par an, correspondant à une activation annuelle de 25 M€ amortie sur 5 ans

Ainsi, si l'opérateur active 50 % de ses coûts IT, cela lui permettrait de générer à court terme un gain de 50 M€ sur l'ensemble de la période de régulation (dernière ligne du tableau). Ce profit serait parfaitement indu puisqu'il ne correspondrait aucunement à des gains de productivité. Ce profit augmenterait par ailleurs si la proportion de coûts activés était plus grande que 50 %. Par ailleurs, ces nouvelles activations seraient également intégrées à la RAB permettant au GRD de dégager un profit complémentaire équivalent à 20 M€ x WACC la première année et 50 M€ x WACC au total sur la période.

Bien entendu, une activation des coûts IT impacterait également le revenu autorisé de la période suivante puisque que le cap lié à ces coûts serait abaissé à 40 M€ (si le plafond est estimé sur la base d'une moyenne sur la base de ces 5 années). Cela serait alors au désavantage de l'opérateur puisque ses coûts seraient toujours de 50 M€, ce qui lui générerait une perte de 50 M€ au global sur la période de régulation suivante,

<sup>90</sup> Les coûts IT de Sibelga pour l'électricité étaient d'environ 48 M€ en 2021 (OPEX uniquement ?)

compensant son gain lors de la période précédente. Toutefois, si le plafond était calculé à l'aide d'une tendance, celui-ci serait alors de 55 M€ permettant au GRD de continuer de dégager encore 5 M€ de profit indu par année.

Ainsi dans le cadre du passage à un modèle RC TOTEX, il convient de conclure que si le libre choix continuait d'être laissé à l'opérateur, le risque est réel que celui-ci active ses coûts IT afin de dégager du profit supplémentaire. Il convient donc de déterminer comment éliminer cet effet d'aubaine potentiel.

### 6.3.2 Rappel de l'historique des coûts IT

Cette section rappelle brièvement l'historique des coûts IT de Sibelga. Avant 2020, les coûts IT étaient intégrés, dans les modèles de rapport, pour partie dans le poste « Charges et produits exceptionnels »<sup>91</sup> en ce qui concerne les projets non maîtrisables (coûts non gérables) et pour partie dans le poste « Frais de service généraux » en ce qui concerne le reste des coûts IT. Les coûts IT n'étaient donc pas ventilés spécifiquement. Dès 2020, suite à la mise en place de l'approche projet et la roadmap IT, la comptabilisation des coûts IT dans les modèles de rapport a fortement évolué avec la création des postes « Coûts des projets IT » et « Frais de l'informatique (hors projets) ». L'ensemble des coûts IT est à ce moment devenu gérable.

Les tableaux ci-dessous présentent les montants des coûts IT ainsi que leur part dans le revenu autorisé total pour les années 2017-2021. Sur cette période, les coûts IT pour l'électricité ont augmenté de 15,26% en euros courants pour atteindre 47,85 M€ en 2021 (soit une croissance annuelle moyenne de 3,6%), tandis que les coûts IT pour le gaz ont légèrement baissé de 2,3 % pour atteindre 20,5 M€ en 2021.

**Tableau 13. Montant des coûts IT 2017-2021**

Fluide	Type de coûts IT	Coûts IT par année [k€]				
		2017	2018	2019	2020	2021
Elec	Coûts gérables	27.696	25.957	28.717	44.047	47.853
	Coûts non gérables	13.823	10.739	10.042	-	-
	<b>Total</b>	<b>41.519</b>	<b>36.695</b>	<b>38.759</b>	<b>44.047</b>	<b>47.853</b>
Gaz	Coûts gérables	16.975	15.934	17.331	18.705	20.512
	Coûts non gérables	4.026	3.149	2.554	-	-
	<b>Total</b>	<b>21.001</b>	<b>19.084</b>	<b>19.885</b>	<b>18.705</b>	<b>20.512</b>

**Tableau 14. Part des coûts IT dans le revenu total et les coûts gérables**

Fluide	Ratio	Pourcentage des coûts IT par année				
		2017	2018	2019	2020	2021
Elec	Total des coûts IT / revenu total	22%	19%	20%	22%	24%
	Total des coûts IT / coûts gérables actuels	69%	60%	62%	54%	58%
Gaz	Total des coûts IT / revenu total	21%	20%	19%	18%	19%
	Total des coûts IT / coûts gérables actuels	35%	31%	32%	23%	25%

Au global, avec une proportion d'environ 21 % du revenu total autorisé pour l'électricité et de 19 % pour le gaz sur ces 5 dernières années, les coûts IT représentent une part importante des coûts totaux. Il y a donc un enjeu important à traiter ces coûts.

<sup>91</sup> En pratique ceci s'appliquait uniquement au projet Smartrias

### 6.3.3 Conclusions

**Au vu des analyses précédentes et de la concertation menée avec SIBELGA, BRUGEL prévoit d'imposer pour le calcul du revenu maximum autorisé une comptabilisation des coûts d'achat de hardware IT en CAPEX et de l'ensemble des autres coûts IT en OPEX, conforme à la pratique actuelle, étant entendu que Sibelga n'est pas autorisé à modifier cette pratique au cours des années restantes 2022 à 2024 précédant la prochaine période tarifaire.**

Cette option est préférable en raison de sa simplicité de mise en œuvre et de son principe de minimisation des coûts à long terme (puisque'elle n'augmente de fait pas la RAB). L'option de définition de nouvelles règles de comptabilisation apparaît en effet beaucoup trop complexe et aléatoire à mettre en œuvre avec des gros risques que le retraitement de la base de coûts n'élimine pas totalement les effets d'aubaines, car ce retraitement de la base de coûts historiques nécessiterait une granularité d'informations très importante et se heurterait à un problème d'asymétrie de l'information que Sibelga pourrait utiliser à son avantage.

**En complément, BRUGEL prévoit également la mise en place d'un reporting annuel précis relatifs aux coûts IT durant la période de régulation 2025-2029.** Ce reporting devrait permettre de comprendre de manière fine la structure des coûts IT et en particulier devrait déjà distinguer les coûts immobilisés (hardware) des autres coûts (licences, charges externes d'IT, charges de projets hors achats de hardware). Ces données pourraient permettre à Sibelga le cas échéant de s'orienter au besoin pour la période de régulation suivante (2030-2034) vers de nouvelles règles de comptabilisation. En effet, un retraitement de la base de coûts historiques serait alors beaucoup plus simple à mettre en œuvre de manière objective à l'aide de ces données. La forme de ce rapport (qui pourra le cas échéant constituer un complément du MDR ou de la roadmap IT), est fixée dans la méthodologie tarifaire.

## 6.4 Retraitement de la base de coûts historiques

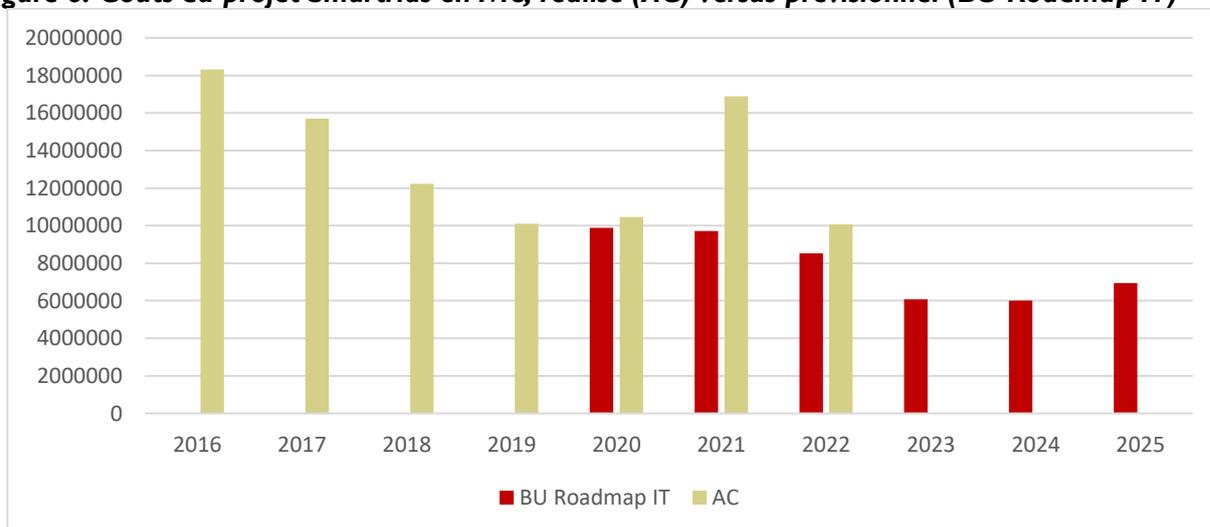
### 6.4.1 Préambule

Cette section précise les retraitements nécessaires de la base de coûts historiques BAU. Cette section traite d'une part le projet Smartrias et d'autre part les autres retraitements.

### 6.4.2 Retraitement lié aux coûts IT

Le projet Smartrias est un projet d'envergure pour le marché en Belgique ainsi qu'en témoignent les coûts de projets (coûts réalisés et budgétés) présentés sur la figure ci-dessous et compris ces dernières années entre 10 et 16,9 M€ :

**Figure 6. Coûts du projet Smartrias en M€, réalisé (AC) versus prévisionnel (BU Roadmap IT)**



Sources :

- Prévisionnel 2020 : roadmap IT 20-24 (coûts New Market Model)
- Prévisionnel 2021 : roadmap IT 21-25 (coûts New Market Model)
- Prévisionnel 2022-2025 : roadmap IT 22-26 (coûts New Market Model)

La répartition des coûts de ce projet entre l'électricité et le gaz est effectuée à l'aide d'une clé de répartition fixe : 75 % (électricité) - 25 % (gaz). De plus, il convient de remarquer qu'en raison du stade d'avancement de ce projet, les coûts sont en diminution structurelle par rapport à la période 2017-2021 et se stabilisent à partir de 2023 selon les données fournies par Sibelga dans la roadmap IT de la roadmap 2022-2026 (environ 6 M€ sur 2023-2024 et 6,93 M€ en 2025). Par ailleurs, le budget prévu pour l'année 2021, année du go-live de la plateforme, a largement été dépassé.

Il est donc nécessaire de retraiter les coûts du projet Smartrias dans la base de coûts historiques BAU pour les raisons suivantes : il s'agit d'un projet à caractère exceptionnel dont les coûts sont en diminution structurelle ; un calcul des coûts gérables BAU du revenu initial autorisé, basé par exemple sur une moyenne des années de la période de référence, aurait ainsi tendance à surestimer les coûts autorisés. En effet, la moyenne des coûts du projet sur la période de référence (2018-2022) est d'environ 12 M€<sup>92</sup> alors que les coûts prévus dans le budget 2025 sont en fait de 6,9 M€. Cela conduirait donc à une surestimation des coûts autorisés.

Par ailleurs, comme mentionné précédemment suite aux discussions menées avec Sibelga dans le cadre de l'élaboration de ce rapport, BRUGEL a décidé d'intégrer l'ensemble des coûts IT dans les coûts gérables BAU, ces coûts IT intégrant également l'ensemble des coûts des projets smart grid. Les coûts IT, y inclus les coûts IT des projets smart grid, sont donc inéligibles au mécanisme d'octroi de coûts additionnels décrit précédemment.

**Il était, avant concertation officielle avec le GRD, proposé de procéder comme suit :**

- **Pour le calcul de CGOPEXBAUH<sub>2025</sub>, les coûts réels du projet SMARTRIAS (poste de coût « New Market Model » de la roadmap IT de SIBELGA) pour les années 2018 à 2022 sont intégralement retirés de la base de coûts gérables OPEX historiques brute de chaque année de la période de référence (CGOPEXH<sub>brute,t</sub>), et remplacés par le montant forfaitaire de 3M€<sup>93</sup> [en € 2025] tandis que tous les autres coûts IT historiques sur la période 2018-2022 sont conservés sans retraitement.**
- **Pour l'année 2025, BRUGEL alloue à SIBELGA dans les CGOPEXBAU<sub>2025</sub> une enveloppe supplémentaire de 6,4M€<sup>94</sup> (en euro 2023 à indexer en euro 2025) pour les projets IT, notée CGProjetsIT<sub>2025</sub>. Cette enveloppe est destinée à couvrir les coûts de fonctionnement du projet Smartrias.**
- **Le désengagement de la plateforme remplacée par ATRIAS libèrera environ 1 M€ de coûts IT par an, que Sibelga pourra utiliser pour financer ses projets smart grid.**

**Après concertation, la fixation des coûts IT a évolué conformément au point 6.1.2.**

---

<sup>92</sup> Partant de l'hypothèse que pour 2023, les coûts réalisés seront égaux aux coûts budgétés et négligeant les effets de l'inflation (rendant ainsi l'estimation très conservatrice)

<sup>93</sup> Ce montant doit permettre à SIBELGA de financer de nouveaux projets éventuels en lien avec la digitalisation du réseau (smartgrid,...).

<sup>94</sup> Conformément à la roadmap IT 2023-2027.

### 6.4.3 Autres retraitements de la base de coûts

En complément de cette correction spécifique au projet Smartrias, l'ensemble des dotations aux provisions et des reprises de provisions devra également être retranché de la base de coûts historiques BAU, comme décrit précédemment.

Les coûts mixtes réels des années 2018 et 2019 affectés à l'électricité et au gaz ont été calculés sur la base d'une clé de répartition 62 (électricité) / 38 (gaz)<sup>95</sup>. Ils devront donc être retraités pour refléter la clé de répartition en vigueur à partir de 2020 soit 65 (électricité) / 35 (gaz).

BRUGEL ne prévoit à ce stade aucun autre retraitement spécifique de la base de coûts historiques BAU, sur la base des constatations suivantes :

- L'intérêt d'utiliser les coûts historiques réside essentiellement dans la simplicité et l'objectivité de la méthode, permettant de s'affranchir (au moins en partie) du problème de l'asymétrie d'information ; vouloir « trop » retraiter la base de coûts historiques s'éloignerait de l'esprit de cette méthode et induirait le risque de perdre ces avantages, sans garanties réelles d'une plus grande objectivité.
- Le retour d'expérience européen montre que les retraitements sont effectués plutôt à la marge par les autres régulateurs européens à l'instar du Luxembourg qui autorise la prise en compte de l'engagement de ressources supplémentaires après l'année de référence dans le cadre de la transition énergétique.

BRUGEL conserve cependant la possibilité unilatérale d'analyser la base de coûts historiques et au besoin d'y supprimer les éventuelles charges exceptionnelles, à l'instar de ce qui est fait en Allemagne ou en Autriche. L'exemple d'une catastrophe naturelle est à ce titre un bon exemple. A noter que la conduite de tests de plausibilité afin d'identifier d'éventuels reports de charge d'une année à l'autre n'a pas la même nécessité que dans d'autres pays puisque la période de référence serait ici de 5 ans, et non de 1 année comme en Autriche ou en Allemagne. Le risque d'un tel report est donc beaucoup plus faible.

## 6.5 Calcul de la part OPEX des coûts BAU initiaux

### 6.5.1 Description des options

Une fois les parts OPEX des coûts historiques BAU retraités déterminées ( $CGOPEXBAU_t$  avec  $t = 2018-2022$  selon la période de référence actuellement anticipée), il convient de définir comment est calculée sur cette base la part OPEX des coûts gérables BAU de l'année initiale, hors coût des projets IT, soit  $CGOPEXHBAU_{2025}$ .

De manière formelle, on peut énoncer que :

$$= f(CGOPEXHBAU_{2018}; CGOPEXHBAU_{2019}; CGOPEXHBAU_{2020}; CGOPEXHBAU_{2021}; CGOPEXHBAU_{2022})$$

Où  $f(x)$  est une fonction des coûts BAU des 5 années de la période de référence qui est à déterminer. Au regard de l'expérience en Belgique et à l'international et des échanges avec Sibelga 3 méthodes principales ont été considérées :

- la moyenne des  $CGOPEXHBAU_t$  ;
- la moyenne pondérée des  $CGOPEXHBAU_t$  ;
- une régression linéaire effectuée sur les  $CGOPEXHBAU_t$

---

<sup>95</sup> Sauf exception, principalement Smartrias

### **Principe de la moyenne :**

Cette méthode consiste simplement à prendre la moyenne non pondérée des coûts BAU des 5 années de la période de référence après application de l'inflation afin de convertir ces coûts en €<sub>2025</sub>. On obtient donc la formule suivante :

$$CGOPEXHBAU_{2025} = \frac{(CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25} + CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25} + CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25} + CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25} + CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25})}{5}$$

Avec :

- $CGOPEXHBAU_t$  : la part OPEX des coûts BAU retraités, hors coûts de projet IT, de l'année t (en euros courants) ;
- $Ib_{x-y} = (1 + I_x) \cdot \dots \cdot (1 + I_y)$  : le facteur d'inflation permettant de passer des montants en €<sub>x-1</sub> en €<sub>y</sub> sur la base des  $I_i$  ( $I_i$  l'indice d'inflation proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, voir paragraphe 7.2) ; à titre d'exemple  $Ib_{19-25} = (1 + I_{2019})(1 + I_{2020})(1 + I_{2021})(1 + I_{2022})(1 + I_{2023})(1 + I_{2024})(1 + I_{2025})$ .

*Remarques : il convient de relever qu' $I_{2024}$  et  $I_{2025}$  sont des valeurs prévisionnelles lors de la détermination du revenu initial en 2024. Il est recommandé à ce titre une adaptation ex post sur la base de l'inflation réelle comme discuté plus en détail au paragraphe 7.2.*

L'idée sous-jacente à cette approche est de considérer que les coûts BAU n'ont aucune raison structurelle d'augmenter autrement que par l'inflation et que donc la moyenne historique est représentative des coûts futurs. La moyenne joue de plus ici un rôle de « lissage » entre les différentes années et permet de mitiger des effets d'aubaine de type report de coûts d'une année à l'autre. Il n'y a donc pas une évaluation d'une « tendance » d'augmentation ou de baisse des coûts comme dans le cas d'une régression linéaire.

### **Principe de la moyenne pondérée :**

Cette méthode consiste à prendre la moyenne pondérée des coûts BAU des 5 années de la période de référence après application de l'inflation afin de convertir ces coûts en €<sub>2025</sub>. On obtient donc la formule suivante :

$$CGOPEXHBAU_{2025} = k_{2018} \cdot CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25} + k_{2019} \cdot CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25} + k_{2020} \cdot CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25} + k_{2021} \cdot CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25} + k_{2022} \cdot CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25}$$

Avec :

- $CGOPEXHBAU_t$  : la part OPEX des coûts BAU retraités, hors coûts de projet IT, de l'année t (en euros courants) ;
- $k_x$  : la pondération s'appliquant à l'année x et  $\sum_{i=2018}^{2022} k_i = 1$  ;
- $Ib_{x-y} = (1 + I_x) \cdot \dots \cdot (1 + I_y)$  : le facteur d'inflation permettant de passer des montants en €<sub>x-1</sub> en €<sub>y</sub> sur la base des  $I_i$  ( $I_i$  l'indice d'inflation proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, voir paragraphe 7.2) ; à titre d'exemple  $Ib_{19-25} = (1 + I_{2019})(1 + I_{2020})(1 + I_{2021})(1 + I_{2022})(1 + I_{2023})(1 + I_{2024})(1 + I_{2025})$ .

*Remarques : cette formule ne tient pas compte d'un éventuel facteur d'efficience (partant ici du principe qu'il n'est pas demandé au GRD d'effectuer une amélioration de productivité pour l'année initiale similairement à ce qui a été effectuée pour 2020 dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire). Il convient également de relever qu' $I_{2024}$  et  $I_{2025}$  sont des valeurs prévisionnelles lors de la détermination du revenu initial en 2024. Il est recommandé à ce titre une adaptation ex post sur la base de l'inflation réelle comme discuté plus en détail au paragraphe 7.2.*

La moyenne pondérée permet de matérialiser l'évolution structurelle des coûts supportés par SIBELGA grâce à une surpondération des dernières années de la période de référence.

### **Principe de la régression linéaire :**

Cette méthode consiste à effectuer une régression linéaire (réalisation d'un ajustement affiné par le calcul d'une droite de régression de type  $y = ax + b$ ) sur les coûts historiques BAU retraités et exprimés en €<sub>2025</sub> des années de la période de référence, puis de prolonger cette tendance jusqu'en 2025, soit :

$$CGOPEXHBAU_{2025} = a \cdot 2025 + b$$

Avec :

- $CGOPEXHBAU_t$  : les coûts BAU retraités de l'année t (en euros courants) ;
- $a$  : la pente de la droite d'ajustement obtenue par régression linéaire<sup>96</sup> sur la base des 5 points suivants :  $CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25}$  ;  $CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25}$  ;  $CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25}$  ;  $CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25}$  ;  $CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25}$  (avec les mêmes définitions que précédemment) ;

<sup>96</sup> Les formules de calcul de la droite d'ajustement par régression ne sont pas reproduites ici par souci de simplicité ; le lecteur intéressé pourra trouver ces éléments par exemple sur le lien suivant : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Ajustement\\_affine?tableofcontents=0](https://fr.wikipedia.org/wiki/Ajustement_affine?tableofcontents=0)

- $b$  : la valeur à l'origine de la droite de régression.

L'idée principale de cette approche est de déterminer directement à l'aide des coûts une tendance d'évolution à la hausse ou à la baisse. Si les coûts sont sur une tendance haussière, cela est directement pris en compte en augmentant le cap de la période régulatoire suivante.

L'hypothèse sous-jacente de cette approche est que si le cap a été défini de manière trop élevée (par exemple parce que la tendance haussière ne s'est en fait pas poursuivie durant la période suivante), l'opérateur aura des coûts réels inférieurs au cap ce qui aura pour conséquence de « rabaisser » la tendance. Le mécanisme repose donc dans son esprit sur un auto-ajustement du mécanisme entre les périodes de régulation.

## 6.5.2 Analyse des options

En cas de tendance préexistante dans les données de la période de référence, haussière ou baissière, l'utilisation d'une régression linéaire aura par définition tendance à prolonger cet effet dans le temps, voire à contrebalancer une possible inversion de tendance. Cette méthode donne également des résultats sensibles aux années présentant des coûts exceptionnels, à la hausse comme à la baisse.

À l'inverse, l'utilisation d'une moyenne ne présente pas cet effet mais vient au contraire lisser les tendances à la hausse comme à la baisse, donc est moins sensible aux années à coûts exceptionnels. Cette approche est particulièrement bénéfique pour l'utilisateur du réseau qui voit ainsi la volatilité de son tarif réduite. Toutefois, elle ne permet pas de bien prendre en compte de l'évolution des coûts induite par les évolutions structurelles du réseau.

La moyenne pondérée représente le meilleur compromis en prenant en compte les évolutions structurelles du réseau tout en apportant un effet de lissage.

Par ailleurs, dans le cadre des échanges avec Sibelga sur ces méthodes, Sibelga a exprimé des réserves sur la moyenne simple.

**Sur la base de ces constats, BRUGEL s'oriente vers l'utilisation d'une moyenne pondérée, dont les 5 coefficients de pondération ( $k_i$ ) constituent des paramètres du modèle de régulation cible.**

**Les coefficients de pondération suivants sont proposés par BRUGEL, pour l'électricité et le gaz :**

- $k_{2018} = 10 \%$
- $k_{2019} = 15 \%$
- $k_{2020} = 20 \%$
- $k_{2021} = 25 \%$
- $k_{2022} = 30 \%$

Cette proposition est motivée par :

- l'octroi d'un poids croissant en fonction de l'année de la période de référence, afin d'obtenir l'effet recherché de prise en compte des effets structurels ;

l'octroi d'un poids prépondérant pour les 2 dernières années (55 % sur 2021-2022) sans être excessif, afin de conserver l'effet bénéfique du lissage des coûts sur 5 ans.

## 7 Évolution du revenu autorisé

### 7.1 Formule d'évolution

Dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029, les coûts gérables BAU, pour l'électricité d'une part et pour le gaz d'autre part, de chacune des années t à compter de l'année 2026 seront calculés ex-ante à partir des coûts gérables de l'année t-1, comme cela est effectué par de nombreux régulateurs.

La formule d'évolution des coûts gérables, avant corrections relatives aux amortissements, est la suivante :

$$CG_t = CGBAU_{t-1} \cdot (1 + I_t) \cdot (1 - E) + (CGAD_{t,\text{€}2025} + CGR\&D_{t,2025}) \cdot (1 + Ib_{2026-t})$$

avec :

- $CG_t$  : les coûts gérables de l'année t (en euros courants)
- $CGBAU_t$  : les coûts gérables BAU de l'année t (en euros courants), avec  $CGBAU_t = CGBAU_{t-1}(1+I_t)(1-E)$
- $I_t$  : l'indice d'inflation prévisionnel de l'année t en % (cf. paragraphe [7.2.](#))
- E : le facteur d'efficacité en % correspondant aux gains de productivité à mettre en œuvre par le GRD
- $CGAD_{t,2025}$  : les coûts gérables additionnels de l'année t en euros 2025 approuvés par BRUGEL, y inclus les coûts gérables supplémentaires approuvés par BRUGEL dans le cadre du mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période décrit au paragraphe [5.2.2.9.](#)
- $CGR\&D_{t,2025}$  : les coûts des projets de R&D en euros 2025 approuvés par BRUGEL, y inclus les coûts des projets de R&D additionnels demandés en cours de période par Sibelga et approuvés par BRUGEL dans le cadre du mécanisme décrit au paragraphe [6.1.4.](#)
- $Ib_{2026-t}$  : le facteur d'inflation précédemment défini permettant de convertir des euros 2025 en euros t
- t : l'année comprise entre 2026 et 2029

Le deuxième terme de la formule s'applique également en cas de coûts gérables additionnels consentis en cours de période.

Une correction relative à l'amortissement iRAB est ensuite appliquée à  $CG_t$  visant à :

- ne pas octroyer d'inflation sur la dotation aux amortissements de la plus-value iRAB, ceci étant motivé par le fait que l'octroi d'inflation sur les amortissements de la valeur d'acquisition permet de financer le renouvellement des actifs, tandis que l'octroi d'inflation sur la plus-value constituerait un effet d'aubaine pour le GRD ; en pratique cette correction revient à ne pas appliquer le facteur d'inflation  $(1+I_t)$  à la dotation aux amortissements de la plus-value intégrée au terme  $CGBAU_{2025}$  ;
- à appliquer la mesure de réduction de l'amortissement de la plus-value d'un dixième à partir de 2029.

Cette mesure est longuement motivée sur le plan juridique au point 6.2. de son rapport de motivation relatif au modèle de rémunération du GRD.

## Dispositions spécifiques pour le gaz :

Deux décisions relatives à la composition du revenu autorisé et à la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  nécessitent des aménagements particuliers pour le gaz. Il s'agit des deux décisions suivantes, aux effets nets contraires :

1. D'une part, suite à la réflexion sur le risque de stranded assets gaz, de la fin de la pratique (à partir de 2025) des frais transférés aux immobilisations, par laquelle des OPEX rentrent dans la RAB et sont amortis (effet net conduisant à la sous-estimation du revenu autorisé).
2. D'autre part, de l'effet d'aubaine engendré par la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  en raison de la baisse continue des amortissements prévue par Sibelga jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz (effet net conduisant à la surestimation du revenu autorisé).

Le transfert de frais aux immobilisations a été pratiqué par Sibelga pendant la période de référence 2018-2022 tandis qu'il sera interdit pendant la période 2025-2029. Sur l'ensemble de la durée de vie des investissements pour lesquels des frais opérationnels sont activés, abstraction faite de la rémunération équitable (dont la valeur de la RAB est un paramètre de calcul), ce changement de pratique a un effet nul. Toutefois, et toutes autres choses égales par ailleurs, cette évolution dans la comptabilisation de ces coûts mènerait, en ce qui concerne la période réglementaire 2025-2029 :

- à une sous-estimation du  $CGOPEXBAU_{2025}$  d'un montant s'élevant entre 5,9M€ et 6,5M€ (frais de services de support transférés aux immobilisations respectivement en 2020 et 2019).
- à une surestimation des  $CGCAPEXBAU_{2025}$ , celles-ci représentant les amortissements d'investissements diminués des surcharges à partir du 1/1/2025. Cette surestimation sera faible en 2025 mais augmentera continuellement.

L'effet d'aubaine résultant de la baisse continue des amortissements prévue par Sibelga jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz est estimée, sur la base des inputs de Sibelga à moins de 1 M€ en 2025 à 3M€ en 2029.

Conformément aux recommandations émises par Haulogy dans son rapport<sup>97</sup> sur le risque d'actifs échoués du réseau gaz, Brugel invite Sibelga, lors de la remise de sa proposition tarifaire, à demander une affectation des fonds de régulation gaz visant à compenser la hausse du revenu autorisé 2025-2029 découlant de l'arrêt de la pratique du transfert de frais opérationnels aux immobilisations et moyennant le respect de certaines conditions de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements, diminuée de l'effet d'aubaine sur les  $CGCAPEXBAU_{2025}$ .

## 7.2 Prise en compte de l'inflation

Dans la méthodologie tarifaire actuelle l'indice d'inflation utilisé est l'IPC. Suite à la concertation avec Sibelga, BRUGEL prévoit de conserver cet indice d'inflation pour la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Il convient également de décider s'il y a lieu de mettre en place ou non une révision ex-post de l'inflation consistant à remplacer les valeurs prévisionnelles de l'inflation par les valeurs réelles. En effet, les formules de détermination du revenu initial autorisé ainsi que la formule d'évolution incluent des facteurs d'inflation prévisionnelle.

**BRUGEL considère qu'il convient d'effectuer une révision ex-post du revenu autorisé sur la base de l'inflation réelle pour les raisons suivantes :**

---

<sup>97</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

- l'inflation est un facteur totalement exogène au GRD ; il apparaît donc injuste de lui faire porter le risque inflationniste ;
- l'impact de l'inflation peut être très important pour un opérateur comme l'ont montré les récentes évolutions du marché avec des niveaux d'inflation record ; cela pourrait exposer l'opérateur à un risque très important ;
- il n'y a pas d'avantage particulier à ne pas corriger l'inflation de manière ex-post, autre que celui d'éviter une certaine complexité dans la révision ex-post du revenu autorisé ; ce gain de complexité apparaît toutefois extrêmement marginal en comparaison du risque potentiel porté par l'opérateur.

**La formule d'évolution des coûts gérables décrite au paragraphe 7.1. s'appliquera donc ex-ante avec les indices d'inflation prévisionnels, et ex-post chaque année t+1 avec les indices d'inflation réels.**

## 8 Méthodologie de gestion des soldes tarifaires

### 8.1 Principes généraux et méthodologie existante

La méthodologie tarifaire existante, largement inspirée du passé et couvrant la période 2020 – 2024, définit un mécanisme de gestion des soldes tarifaires où le solde tarifaire annuel correspond à l'écart entre les coûts prévisionnels du budget approuvé pour l'année N et les coûts réels de l'année N, ainsi qu'entre les revenus prévisionnels du budget approuvé pour l'année N et les revenus observés pour cette année N. Un tel mécanisme a pour objectif de rétrocéder les sommes dues entre le GRD et les utilisateurs du réseau de façon bilatérale. La gestion des soldes tarifaires repose sur trois composantes principales :

- les soldes tarifaires ;
- les Fonds de régulation électricité et gaz ;
- les règles d'apurement des fonds de régulation.

#### **Soldes tarifaires :**

Pour chaque année de la période de régulation en cours, le solde tarifaire est composé de deux soldes distincts : le solde « coûts gérables » et le solde « coûts non gérables ». Le GRD doit transmettre chaque année un rapport détaillé présentant les calculs des différents soldes.

Le solde « coûts gérables » correspond à la différence entre les coûts réels annuels et les coûts prévisionnels *ex post* indexés selon la dernière valeur de l'indice réel national des prix à la consommation. Il est déterminé selon la formule suivante :

$$C_t^P = C_1^B * \frac{IP_t}{IP_1} * (1 - E)^{t-1}$$

Avec : t l'année de la période régulatoire (excepté la première),  $C_t^P$  les coûts gérables prévisionnels indexés à l'année t,  $C_1^B$  les coûts gérables prévisionnels de la première année de la période régulatoire,  $IP_t$  la moyenne arithmétique des valeurs mensuelles de l'indice national des prix à la consommation pour l'année t,  $IP_1$  la moyenne arithmétique des valeurs mensuelles de l'indice national des prix à la consommation pour la première année de la période régulatoire, E le facteur d'efficacité fixé pour toute la période tarifaire.

Le solde « coûts non gérables » est lui déterminé par :

- l'écart entre les coûts réels et prévisionnels pour les coûts non gérables ;
- la différence entre la marge équitable prévisionnelle du budget approuvé et la marge équitable réelle ;
- la différence entre les produits des tarifs périodiques réels et ceux prévisionnels du budget approuvé (écart qui résulte entre autres de l'écart entre les volumes réels distribués et les volumes prévisionnels) ;
- l'écart induit par la mise à jour de l'indexation selon l'indice national des prix à la consommation pour les coûts prévisionnels où le GRD exerce un contrôle direct et requalifiés en coûts non gérables.

### **Le Fonds de régulation tarifaire :**

Le Fonds de régulation tarifaire électricité / gaz est un compte de régularisation ad hoc auquel les soldes « coûts gérables » et « coûts non gérables » sont affectés selon les règles suivantes :

- Concernant le solde « coûts gérables » :
  - La partie du solde « coûts gérables » excédant 10% du budget des coûts gérables de l'exercice d'exploitation concerné est considérée comme non gérable et est automatiquement transférée au Fonds de régulation tarifaire.
  - Pour la partie n'excédant pas 10% du budget des coûts gérables indexés, ce solde cumulé est, pour moitié, affecté au résultat comptable du GRD et, pour moitié, transféré au Fonds de régulation tarifaire électricité.
- Le solde « coûts non gérables » est lui transféré au Fonds de régulation tarifaire.

Une approche différenciée est mise en place pour le Fonds de régulation tarifaire gaz afin de prendre en compte l'écart induit par l'effet volume :

- Le solde « volume » est transféré aux comptes de régularisation du bilan du GRD dans une rubrique Fonds de régulation volume gaz jusqu'à ce que celui-ci soit doté d'un montant de 20 millions d'euros ;
- Au-delà de 20 millions d'euros, le montant excédentaire est transféré au Fonds de régulation tarifaire gaz. Si le montant est inférieur à un seuil de 10 millions d'euros, alors le Fonds de régulation volume gaz est automatiquement doté à hauteur de 15 millions d'euros par le Fonds de régulation tarifaire gaz, pour autant que ce dernier présente une dette.

**Il est important de noter que ce montant important de 20 millions d'euros constitué dans le seul but d'éviter des variations du tarif se fait au détriment des URD qui de ce fait ont un tarif en moyenne plus élevé que si le solde volume était apuré de manière systématique chaque année. Nous considérons que cette mesure ne devrait pas être conservée et proposons ci-dessous une alternative permettant de répondre au besoin d'éviter des variations trop importantes des tarifs périodiques du fait de l'effet volume.**

Le solde relatif aux coûts de transport ne fait pas partie du périmètre du Fonds de régulation tarifaire. Le Fonds de régulation tarifaire peut présenter trois situations :

- Une dette, dans ce cas le solde du Fonds de régulation tarifaire correspond à la somme devant être rétrocédée par le GRD aux utilisateurs du réseau ;
- L'équilibre, le solde est nul ;
- Une créance, le solde du Fonds de régulation tarifaire correspond alors à la somme devant être rétrocédée par les utilisateurs de réseau au GRD.

### **Règles d'apurement du Fonds de régulation tarifaire :**

Le Fonds de régulation tarifaire est le cumul de l'ensemble des soldes tarifaires, et peut représenter une dette ou créance au cours de la période de régulation. Des règles d'apurement doivent être mises en place pour rétrocéder toute dette aux utilisateurs de réseau et toute créance au GRD, en évitant des variations trop abruptes du tarif. Le montant du Fonds de régulation tarifaire correspond donc au cumul des soldes tarifaires non encore apurés.

Actuellement, la méthodologie tarifaire prévoit les dispositions d'apurement suivantes :

- Si le Fonds de régulation tarifaire présente une dette (excédent d'exploitation ou bonus) au moment où le GRD doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, ladite proposition doit contenir une proposition d'affectation de tout ou partie des montants du Fonds de régulation tarifaire à une diminution ou un lissage des tarifs en général et/ou à la couverture de coûts non gérables spécifiques. Le Fonds de régulation tarifaire ne peut en aucun cas servir à la subsidiation ou au financement d'activités non régulées.
- Si le Fonds de régulation tarifaire présente une créance (déficit d'exploitation ou malus) au moment où le GRD doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, cette créance est intégralement ajoutée aux coûts imputés aux clients dans les tarifs de ladite période régulatoire. **Il est important de noter qu'il y a donc actuellement asymétrie entre le traitement d'une dette et d'une créance, une créance étant automatiquement et intégralement imputée aux utilisateurs du réseau, contrairement à une dette, ce qui pose problème.**
- En cas d'écarts supérieurs à 10% du budget tarifaire approuvé, constatés dans le cadre des contrôles ex post, entre les coûts non gérables prévisionnels et les coûts non gérables réels, le GRD peut introduire dès la troisième année de chaque période régulatoire une proposition tarifaire actualisée visant à résorber en tout ou en partie ces écarts pendant le reste de la période régulatoire. Une telle proposition ne pourrait être acceptée par BRUGEL que dans la mesure où, selon BRUGEL, les écarts sont de nature structurelle.
- Dans le cadre du contrôle ex post, si certains coûts non gérables réels sont inférieurs à 90% de ces mêmes coûts prévisionnels, BRUGEL peut demander au GRD d'introduire une proposition tarifaire actualisée visant à impacter les tarifs à la baisse et de limiter le cas échéant la création d'un solde tarifaire.

Il n'existe donc pas de mécanisme d'apurement systématique, sauf pour les créances, et il n'existe aucun mécanisme d'apurement systématique du Fonds de régulation tarifaire en cours de période régulatoire (par exemple à un rythme annuel). En outre, aucun mécanisme ne prévoit un apurement complet en fin de période régulatoire.

### **Résultats de l'application de la méthode de gestion actuelle :**

L'étude de la structure de la dette de Sibelga effectuée montre qu'elle est constituée en moyenne à 58 % par le solde des comptes de régularisation entre 2017 et 2020, ce dernier continuant d'augmenter. En particulier, l'extrait des bilans comptables de Sibelga montre que les Fonds de régulation tarifaires représentent 99 % du solde des comptes de régularisation sur la période 2017 – 2020.

**Tableau 15. Extrait des bilans de Sibelga**

€	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020	Part en 2020
<b>Comptes de régularisation – Passif</b>	<b>-206 946 649</b>	<b>-239 481 081</b>	<b>-254 183 015</b>	<b>-256 984 843</b>	<b>100%</b>
Charges d'exploitation à imputer	-1 260 000	0	-108	-7 385	0%
Charges financières	-1 955 107	-1 955 123	-1 950 511	-1 955 923	1%
Fonds régulation tarifaire Elec	-112 014 206	-123 279 889	-129 013 849	-130 556 608	51%

Fonds régulation tarifaire Gaz	-90 290 839	-112 893 572	-123 105 352	-122 790 038	48%
Facturation de Subsidés à recevoir	-1 097 602	-1 076 694	0	-1 576 199	1%
Chiffre d'affaires – Travaux pour compte de tiers	-262 009	-220 413	-50 133	-22 034	0%
Locations diverses	-16 815	-46 888	-63 062	-76 657	0%
Provision intérêts emprunts Belfius	-50 071	-8 503	-	-	0%

Le Fonds de régulation tarifaire de Sibelga correspond aujourd'hui à une dette importante envers les utilisateurs de réseau, qui est en augmentation constante avec une hausse de 25 % entre 2017 et 2020 pour atteindre 253 M€ (électricité et gaz confondus) au 31 décembre 2020. Le Fonds de régulation tarifaire apparaît donc comme un moyen de financement pérenne utilisé par Sibelga pour financer une partie de la RAB puisque la somme des fonds propres et des dettes financières est notablement inférieure à la valeur de la RAB (tel que présenté dans la note d'analyse du 3 mai 2022).

De plus, l'étude comparative internationale que nous avons menée illustre la singularité de Sibelga dans la gestion des fonds de régulation. En effet, nous avons réalisé un benchmark des soldes tarifaires cumulés pour la distribution d'électricité et de gaz comprenant Sibelga, ORES, RESA, Enedis et GRDF. Excepté pour RESA, le ratio soldes tarifaires / RAB n'excède pas 1,5 % pour les différents acteurs (électricité ou gaz) alors qu'il dépasse 20 % pour Sibelga pour l'année 2020. En calculant le ratio des soldes tarifaires par rapport au revenu autorisé, la différence entre Sibelga et les autres GRD est significative : les soldes tarifaires restent très contenus pour Enedis et Ores (ratios inférieurs à 8,5 % en 2020) et modérés pour RESA (ratios inférieurs à 24 % en 2020), alors que pour Sibelga l'augmentation constante du Fonds de régulation se traduit par un ratio excédant les 80 % dès 2018 pour atteindre 83,5 % en 2020.

Ces observations soulèvent la problématique de l'apurement du Fonds de régulation de Sibelga. Actuellement, il n'y a aucune règle claire permettant un apurement systématique du Fonds de régulation et la dette envers les consommateurs n'a fait qu'augmenter d'année en année, même si les récentes prévisions du montant des Fonds de régulation électricité et gaz indiquent une baisse significative sur la période 2022-2024, surtout pour l'électricité.

Tableau 16. Benchmark des soldes tarifaires cumulés (=fonds de régulation au sens de la méthodologie tarifaire de BRUGEL)

Données au 31/12/N	Sibelga (Gaz+ Elec)				ORES (élec)	ORES (gaz)	RESA (élec)	RESA (gaz)	Enedis	GRDF
	2017	2018	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Soldes tarifaires cumulés/RAB	16,9%	19,7%	20,9%	20,6%	1,5%	1,4%	5,0%	3,5%	1,4%	0,1%
Soldes tarifaires cumulés/RA	69,6%	82,2%	83,0%	83,5%	6,9%	8,5%	20,7%	24,0%	5,3%	0,4%

### **Conclusions :**

Comme conclu dans le projet de rapport Motivation et positionnement, le solde des Fonds de régulation apparaît excessivement élevé. Il fournit une source de financement importante à Sibelga,

qui est à coût nul. Cette source de financement a permis de financer une partie de la RAB. La source de financement à coût nul assurée par le fonds de régulation amène le consommateur à offrir à Sibelga une avance de trésorerie sans qu'il n'en soit rémunéré de manière directe. La méthodologie tarifaire actuelle introduit notamment un Fonds de régulation volume gaz, d'un montant compris entre 10 et 20 millions d'euros, pour lisser l'impact tarifaire de l'effet volume. De ce fait, le mécanisme contribue à maintenir un Fonds de régulation très élevé et il ne peut donc pas être conservé, afin de réduire les Fonds de régulation à un niveau raisonnable.

Or il est rappelé que le Fonds de régulation n'a pas pour objectif d'être un outil de financement à la disposition du GRD mais qu'il correspond au bilan des soldes tarifaires cumulés dans le but de rétrocéder, de façon bilatérale, les sommes dues entre le GRD et les utilisateurs du réseau.

La méthodologie 2020-2024 ne prévoit pas de règles systématiques quant à l'apurement du solde des Fonds de régulation. Elle démontre ainsi clairement la nécessité d'apurer de manière substantielle le solde de ces fonds et de mettre en place un mécanisme pérenne permettant un apurement progressif et systématique du solde des Fonds de régulation.

### 8.1.1 Éléments de benchmark

Cette section présente des éléments de benchmark pour un panel de pays et régions où des règles d'apurement ont été mises en place pour éviter l'accumulation des soldes tarifaires au cours d'une période régulatoire. L'analyse porte sur la méthodologie de gestion des soldes tarifaires dans ces régions et présente les principales spécificités.

#### **France :**

En France, la Commission de Régulation de l'Énergie fixe les tarifs TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité pour la période 2021-2024) et l'ATRD 6 (Accès des Tiers au Réseau de Gaz pour la période 2020-2024). Les méthodologies tarifaires mettent en place un mécanisme de régularisation *ex post* des écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels à travers le compte de régularisation des charges et des produits (appelé CRCP). Les bonus et malus induits par les mécanismes de régulation incitative sont aussi versés, ou déduits, du compte de régularisation des charges et des produits.

Les règles d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits définies dans les méthodologies tarifaires sont les suivantes :

- Le solde du compte de régularisation des charges et des produits est calculé au 1er janvier de chaque année. Il est apuré sur une durée d'un an, du 1er août de l'année N au 31 juillet de l'année N+1 ;
- L'apurement est réalisé dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 % ;
- En cas d'atteinte de ce seuil, le solde du compte de régularisation des charges et des produits non apurés au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante ;
- En fin de période tarifaire, le solde prévisionnel du compte de régularisation des charges et des produits est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante et est apuré sur 4 ans. Le solde du compte de régularisation des charges et des produits est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

**En France, un apurement systématique annuel du compte de régularisation des charges et des produits est donc mis en place dans le cadre de la méthodologie tarifaire.** En outre, la Commission de Régulation de l'Énergie prévient toute fluctuation significative des tarifs au cours d'une période tarifaire, en définissant un tunnel d'évolution tarifaire limité à +/- 2 %. Cette règle

d'apurement systématique peut être pérennisée au cours des périodes de régulation successives grâce à un mécanisme d'apurement lui aussi systématique en fin de période : le solde du compte de régularisation des charges et des produits en fin de période est apuré sur 4 ans et donc remis à zéro au début de chaque période tarifaire.

### **Luxembourg :**

L'Institut Luxembourgeois de Régulation définit dans la méthodologie tarifaire couvrant la période 2021-2024 un mécanisme d'apurement systématique du solde du compte de régulation du GRD concerné pour chaque année révolue. En effet, le solde tarifaire imputé au compte de régulation est défini comme l'écart entre le revenu maximal autorisé révisé et les revenus effectivement réalisés pour une année révolue.

Le revenu maximal autorisé pour chaque année de la période de régulation correspond à la somme des revenus maximaux autorisés pour l'ensemble des niveaux de tension et services accessoires qui sont définis par la formule suivante :

$$MAR_t = RAV_t * WACC + D_t + CO_t + SPT_t + Q_t$$

Avec :  $t$  l'année,  $MAR_t$  le revenu maximal autorisé à l'année  $t$ ,  $RAV_t$  la valeur de l'actif régulé à l'année  $t$ ,  $WACC$  le coût moyen pondéré du capital,  $D_t$  la somme des amortissements à l'année  $t$ ,  $CO_t$  charges d'exploitation contrôlables à l'année  $t$ ,  $SPT_t$  les éléments spécifiques pris en compte à l'année  $t$ ,  $Q_t$  le facteur qualité.

Pour la dernière année révolue, les éléments suivants sont révisés afin de déterminer le solide tarifaire à imputer au compte de régulation :

- La variation de l'indice des prix à la consommation harmonisé et la variation de l'évolution du coût moyen salarial (notamment pour assurer l'actualisation de la trajectoire des coûts gérables) ;
- Les facteurs quantités et qualité ;
- La différence entre les frais activés résultant de la comptabilité et les frais activés autorisés ;
- Les amortissements et la rémunération des capitaux de lots définis ;
- Les amortissements et la rémunération des capitaux de projets d'investissements annuels ;
- Les éléments spécifiques (facteur  $SPT_t$ ).

Ensuite, lorsque le solde du compte de régulation de l'année  $t-1$  est inférieur à -5 % ou supérieur à +5 % du revenu maximal autorisé révisé, il est ramené au seuil le plus proche à travers une correction du revenu maximal autorisé de l'année  $t+1$ . Ces règles d'apurement systématiques permettent de maintenir le solde du compte de régulation à un niveau compris entre +/- 5% du revenu maximum autorisé et donc d'éviter un déséquilibre structurel du solde.

### **Flandre :**

Pour la période régulatoire 2017-2020, aucune règle claire d'apurement des fonds régulatoires n'a été mise en place par le VREG. En pratique, les décisions d'apurement étaient donc prises de manière ad hoc au cas par cas. Pour la période régulatoire suivante couvrant la période 2021-2024, la méthodologie tarifaire évolue. Les comptes de régulation correspondent aux :

- Solde tarifaire des coûts exogènes ;
- Solde tarifaire des coûts endogènes liés à l'effet volume ;
- Solde tarifaire suite à l'indexation des trajectoires des coûts endogènes en mettant à jour les paramètres concernés, comme l'inflation.

Il est à noter que les bonus et malus induits par les mécanismes de régulation incitative ne sont pas comptabilisés dans les comptes de régulation.

La nouvelle méthodologie tarifaire introduit des règles d'apurement systématique des comptes de régulation :

- L'apurement des soldes régulateurs à hauteur de 50 % par an, le solde régulateur d'une année N est apuré à 50 % l'année N+2 et 50 % l'année N+3.
- Pour le solde lié à l'indexation des coûts endogènes, l'apurement est aussi réalisé à hauteur de 50 % par an, mais il est apuré à 50 % l'année N+1 et 50 % l'année N+2.
- Le solde des comptes de régulation à la fin de la période régulatoire précédente, soit au 31 décembre 2020, est entièrement apuré sur deux années à hauteur de 50 % en 2021 et 50 % en 2022.

A l'instar des règles d'apurement en vigueur en France, le solde des comptes de régulation est entièrement apuré en fin de période régulatoire et un apurement systématique est mis en place chaque année.

### **Wallonie :**

En Wallonie, la méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE décrit la méthode de calcul et d'affectation du solde régulateur total annuel. Pour l'électricité, la formule de calcul est la suivante<sup>98</sup> :

$$SR_{total\ électricité} = SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ clientèle} + SR_{achat\ CV} + SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B} + SRP_{non\ contrôlables} + SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ équitable} + SR_{projets\ spécifiques}$$

Avec :

- $SR_{volume}$  le solde régulateur relatif aux volumes d'énergie calculé selon l'écart entre les volumes prévisionnels d'énergie distribués sur le réseau et les volumes réels ;
- $SRC_{non\ contrôlables}$  le solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables selon l'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables prévisionnelles reprises dans le RA et les charges opérationnelles non contrôlables réelles ;
- $SR_{achat\ pertes}$  le solde régulateur relatif aux charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes réseau électriques ;
- $SR_{achat\ clientèle}$  le solde régulateur relatif aux charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre ;
- $SR_{achat\ CV}$  le solde régulateur relatif aux charges d'achat des certificats verts ;
- $SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B}$  le solde régulateur relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget ;
- $SRP_{non\ contrôlables}$  le solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables ;
- $SR_{volume\ OSP}$  le solde régulateur relatif aux charges nettes variables des obligations de service public (seul l'écart entre les charges nettes variables OSP « effet quantité » prévisionnelles et réelles est pris en compte pour le solde régulateur) ;

---

<sup>98</sup> La formule de calcul pour le gaz est similaire.

- $SR_{marge\ equitable}$  le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable selon l'écart entre la marge bénéficiaire équitable prévisionnelle calculée à partir de la RAB budgétée et la marge bénéficiaire équitable réelle calculée à partir de la RAB réelle ;
- $SR_{projets\ spécifiques}$  relatif aux charges nettes des projets spécifiques (seul l'écart entre les charges nettes variables « effet quantité » prévisionnelles et réelles de chaque projet spécifique est pris en compte pour déterminer le solde régulateur).

De plus, l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables prévisionnelles et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le GRD représente un malus ou bonus faisant partie du résultat comptable du GRD (à l'exception des charges nettes variables relatives aux obligations de service public comme précisé précédemment).

La méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE prévoit qu'à partir de 2020, le gestionnaire de réseau puisse intégrer une quote-part du solde régulateur de l'année N-2 dans le revenu autorisé de l'année N de façon à affecter progressivement les soldes régulateurs et d'éviter une accumulation de ces derniers au cours de la période régulateur. Par ailleurs, sauf accord explicite entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau, ce dernier ajoute au revenu autorisé budgété des années 2019 à 2022 un acompte lui permettant d'apurer le solde régulateur cumulé résiduel des années 2008 à 2014.

Le projet de méthodologie tarifaire en région wallonne pour la période régulateur 2024 – 2028<sup>99</sup> reprend le même mécanisme d'apurement. Toutefois, le projet prévoit l'évolution la méthode de calcul du solde régulateur annuel total en introduisant un terme « qualité » (nommé «  $SR_{bonus\ restitué}$  ») qui correspond à la somme des bonus et / ou malus résultant de la performance du GRD selon des indicateurs de qualité répartis dans six catégories : fiabilité, délais de service, données de comptage, production décentralisée, satisfaction et pertes.

L'apurement des fonds de régulation en Wallonie est donc le résultat d'une approche discrétionnaire, il n'y a aucune règle d'apurement systématique mise en place.

**Tableau 17. Synthèse des règles d'apurement**

Pays / Région	Règles d'apurement du fonds de régulation
France	<p>L'apurement est systématique pour chaque année de la période régulateur, dans la limite d'une variation du tarif de + / - 2 %.</p> <p>Les soldes tarifaires et les bonus / malus liés aux mécanismes de régulation incitatives sont imputés dans le compte de régularisation des charges et des produits.</p> <p>Le solde du compte de régularisation des charges et des produits est entièrement apuré en fin de période régulateur, l'apurement est réalisé sur une période de 4 ans.</p>
Luxembourg	<p>Le solde du compte de régulation de l'année révolue est apuré de façon systématique si ce dernier excède la limite de + / - 5 % du revenu maximal autorisé révisé.</p> <p>Le cas échéant, il est apuré et ramené au seuil le plus proche via une correction du revenu maximal autorisé de l'année n+1.</p>

<sup>99</sup> Bien qu'une nouvelle méthodologie ait été publiée par la CWaPE pour la période 2025-2029, cela n'a pas d'influence sur ce benchmark et l'approche de BRUGEL à ce sujet.

Flandre	<p>Un apurement systématique est mis en place à hauteur de 50 % par an. Le solde régulateur d'une année N est apuré à 50 % l'année N+2 et 50 % l'année N+3 (sauf pour le solde lié à l'indexation des coûts endogènes, apuré à 50 % l'année N+1 et 50 % l'année N+2).</p> <p>Le solde des comptes de régulation est entièrement apuré à la fin de la période régulatoire précédente (soit au 31 décembre 2020). L'apurement est effectué sur deux années à hauteur de 50 % en 2021 et 50 % en 2022.</p>
Wallonie	<p>Aucune règle d'apurement systématique n'est mise en place. Il est prévu, à compter de la 2<sup>ème</sup> année de la période régulatoire en cours, que le GRD puisse intégrer une quote-part du solde régulateur de l'année N-2 dans le revenu autorisé de l'année N de façon à affecter progressivement les soldes régulatoires.</p>

### 8.1.2 Proposition de nouvelles règles de gestion des soldes tarifaires

La gestion des soldes tarifaires doit évoluer pour répondre aux problématiques soulevées par la situation actuelle des Fonds de régulation de Sibelga, à savoir :

- apurer les Fonds de régulation actuels pour les ramener à un niveau limité correspondant aux bonnes pratiques internationales ;
- procéder à compter de 2025 à un apurement systématique et pérenne des fonds de régulation en cours de période, en sus de l'apurement des fonds au 31/12/24, pour assurer régulièrement la rétrocession des sommes dues par le GRD aux utilisateurs (et le cas échéant, par les URD au GRD) de manière symétrique, et ainsi éviter la reconstitution de la situation actuelle.

Compte-tenu de l'analyse du modèle actuel, des éléments de benchmark et des demandes de BRUGEL la méthode de gestion des soldes tarifaires décrite dans les paragraphes suivants est proposée.

#### 8.1.2.1 Définition des rubriques de Fonds de régulation tarifaire

Afin de permettre une allocation spécifique des différents soldes tarifaires aux différents tarifs de Sibelga, le traitement des soldes tarifaires scindés selon quatre catégories de coûts : l'utilisation du réseau, les obligations de service public (OSP), les surcharges et le transport.

#### **Rubrique de Fonds de régulation tarifaire :**

Le traitement des soldes tarifaires de ces quatre catégories de coûts est effectué de façon distincte et implique un revenu autorisé, un tarif et une rubrique du Fonds de régulation spécifiques à chacune de ces catégories. Les Fonds de régulation tarifaires électricité et gaz sont ainsi décomposés en 3 rubriques distinctes :

- La rubrique « Utilisation du Réseau », à laquelle sont affectés le solde des coûts gérables, ainsi que les soldes des coûts non gérables relatifs à l'utilisation du réseau ;
- La rubrique « Obligations de service public (OSP) », à laquelle est affecté le solde des coûts non gérables correspondant aux obligations de service public ;
- La rubrique « Transport », à laquelle est affecté le solde des coûts non gérables relatif aux coûts de transport.

Ces règles permettent d'assurer que l'apurement d'une rubrique impacte uniquement le tarif correspondant : le montant d'apurement de la rubrique Utilisation du Réseau / OSP / Surcharges est affecté exclusivement aux tarifs d'utilisation du réseau / au tarif des OSP / au tarif des surcharges. Pour l'apurement des soldes actuels, les soldes attribuables sans ambiguïté à l'une des 3 rubriques seront affectés à celle-ci, tandis que les autres seront alloués intégralement à la rubrique « Utilisation du réseau ».

### **Le solde tarifaire « coûts gérables » :**

Dans le cadre du modèle revenue cap TOTEX retenu, avec l'hypothèse d'un taux de partage de 100 %, les règles d'affectation du solde « coûts gérables » de la méthodologie actuelle n'ont plus lieu d'être.

L'écart entre les coûts gérables révisés *ex post* par la prise en compte de l'inflation réelle et les coûts gérables budgétaires est affecté intégralement au Fonds de régulation tarifaire électricité / gaz.

#### **8.1.2.2 Règle N°1 : Apurement de l'intégralité des Fonds de régulation existants sur la(les) période(s) de régulation suivante(s)**

Compte-tenu des montants excessivement élevés des Fonds de régulation actuels, l'apurement total des Fonds de régulation connus au 31/12/N, N étant la dernière année de la période de référence, doit être réalisé en évitant une variation trop importante et éphémère des tarifs, et en tenant compte pour le gaz de l'impact sur le tarif d'utilisation du réseau gaz des mesures exceptionnelles relatives au traitement des actifs échoués gaz, qui sont en cours de définition.

Il convient de déterminer si leur apurement total doit être effectué uniquement sur la période 2025 – 2029 ou sur plusieurs périodes, au regard de l'impact correspondant sur les tarifs périodiques de Sibelga.

En considérant :

- que les deux prochaines périodes de régulation auront chacune une durée de 5 ans (l'objectif étant bien de mettre en place un modèle revenue cap TOTEX stable et pérenne, la durée de la période de régulation ne devrait pas changer d'une période à l'autre) ;
- que l'apurement total du montant des Fonds de régulation connus au 31/12/20 se fasse sur une seule période de régulation (2025-2029) ou sur deux périodes de régulation (2030-2034) ;

l'ordre de grandeur de l'impact sur les recettes totales issues des tarifs et surcharges serait le suivant :

- Un apurement linéaire complet des Fonds de régulation sur une période régulatoire de 5 ans se traduit par un impact moyen estimé de -11,73 % sur les recettes électricité, en considérant les recettes totales de 2021 à 2024 indiquées par Sibelga dans les Modèles de Rapport électricité 2020 – 2024, et de -22,81 % sur les recettes gaz, en considérant les recettes totales de 2021 à 2024 indiquées par Sibelga dans les Modèles de Rapport gaz 2020 – 2024 (voir tableau 13)
- Un apurement linéaire complet réalisé sur une période de 10 ans se traduit par un impact moyen de -5,86 % pour les recettes électricité et -11,40 % sur les recettes gaz (voir tableau 14).

L'impact d'un apurement effectué entièrement lors de la prochaine période régulatoire est significatif et pourrait sembler excessif. **De ce fait BRUGEL prévoit de réaliser un apurement linéaire du solde actuel des Fonds de régulation lors des deux prochaines périodes régulatoires en apurant 50 % du solde lors de la prochaine période régulatoire et 50 % lors de la suivante. Il convient cependant de noter que les coûts additionnels qui seront acceptés par BRUGEL dans le revenu autorisé 2025-2029 diminueront l'effet de baisse du tarif décrit précédemment.**

**Tableau 18. Impact de l'apurement du solde au 31/12/2020 du FR électricité**

En €	2021	2022	2023	2024
Total des recettes électricité	215 443 040	220 313 291	225 299 219	230 265 957
Apurement linéaire du FR électricité au 31/12/2020 sur 5 ans	- 26 111 322	- 26 111 322	- 26 111 322	- 26 111 322
Impact en % sur le total des recettes	-12,12%	-11,85%	-11,59%	-11,34%
Apurement linéaire du FR électricité au 31/12/2020 sur 10 ans	- 13 055 661	- 13 055 661	- 13 055 661	- 13 055 661
Impact en % sur le total des recettes	-6,06%	-5,93%	-5,79%	-5,67%

**Tableau 19. Impact de l'apurement du solde au 31/12/2020 du FR gaz**

En €	2021	2022	2023	2024
Total des recettes gaz	107 310 456	106 452 834	107 145 178	109 882 596
Apurement linéaire du FR gaz au 31/12/2020 sur 5 ans	- 24 558 008	- 24 558 008	- 24 558 008	- 24 558 008
Impact en % sur le total des recettes	-22,89%	-23,07%	-22,92%	-22,35%
Apurement linéaire du FR gaz au 31/12/2020 sur 10 ans	- 12 279 004	- 12 279 004	- 12 279 004	- 12 279 004
Impact en % sur le total des recettes	-11,44%	-11,53%	-11,46%	-11,17%

Il est à noter que le solde des Fonds de régulation augmente ces dernières années, et il est probable que le montant total à apurer à la fin de la période en cours sera plus important que le solde au 31 décembre 2020 suivant la période de référence retenue (tel que décrit en section [8.1.2.4](#)).

### **Traitement de besoins spécifiques pour le gaz :**

Pour le gaz, BRUGEL se réserve le droit de ne pas apurer une partie du Fonds de régulation gaz connu au 31/12/N selon la méthode précédemment décrite, afin de minimiser l'impact tarifaire lié aux mécanismes exceptionnels de traitement des actifs échoués gaz proposés par Haulogy pour BRUGEL.

En effet, il apparaît judicieux d'effectuer l'apurement d'une partie du Fonds de régulation gaz actuel (qui tend à faire baisser le tarif d'utilisation du réseau) de manière synchronisée avec les mesures de traitement des actifs échoués gaz (qui tendent à faire augmenter le tarif d'utilisation du réseau). Haulogy suggère en effet dès 2025 une non-activation des surcharges (définies ici au sens des charges d'exploitation directes / indirectes activées et non au sens de la définition des surcharges de la méthodologie tarifaire actuelle : surcharge ISOC, redevance de voirie, ...), ainsi qu'un amortissement accéléré des actifs échoués dès 2025).

La part du Fonds de régulation gaz au 31/12/N qui sera réservée à l'accompagnement de ces mesures, notée ci-après  $FR_{SA}$  (donc apurée de manière synchronisée avec l'occurrence des coûts additionnels induits par ces mesures), sera fixée par BRUGEL dans la méthodologie tarifaire. La part restante du Fonds de régulation gaz au 31/12/24, notée  $FR_{Non SA}$  sera apurée de manière systématique comme le Fonds de régulation électricité selon la méthode précédemment décrite.

#### **8.1.2.3 Règle N°2 : Apurement systématique en cours de période 2025-2029**

Comme vu précédemment, il n'existe pour l'instant aucune règle claire d'apurement systématique des soldes tarifaires de Sibelga contrairement à d'autres pays / régions en Europe. Les règles d'apurement systématiques doivent garantir que la rétrocession des sommes dues par le GRD ou par les utilisateurs du réseau est effectuée de façon régulière. Il est également important de limiter l'amplitude de la

variation des tarifs qui résulte de ces règles d'apurement afin d'assurer une certaine stabilité tarifaire aux utilisateurs du réseau au cours de la période de régulation.

**À cet effet, en sus de l'apurement exceptionnel décrit au paragraphe précédent, BRUGEL prévoit donc l'introduction d'un apurement annuel systématique ex post du montant du Fonds de régulation tarifaire électricité / gaz pour la part correspondant aux soldes tarifaires générés à partir de l'année N+1<sup>100</sup>, N étant la dernière année de la période de référence, dans la limite d'un montant correspondant à +/- Y% du revenu maximum autorisé hors OSP et transport pour l'électricité / le gaz de l'année auquel cet apurement est appliqué.**

Y est un paramètre du modèle de régulation qui permet de limiter l'amplitude de la variation tarifaire induite par l'apurement, et peut le cas échéant être différencié entre l'électricité et le gaz. Il est fixé dans la méthodologie tarifaire. À titre d'exemple, le régulateur français applique un facteur Y de +/- 2%.

Ce mécanisme conjugue le double avantage d'un apurement systématique et d'une maîtrise des variations du tarif, en particulier pour le gaz, les soldes tarifaires gaz présentant la spécificité d'être particulièrement sensibles à l'effet volume étant donnée la thermosensibilité de la consommation de gaz (par exemple en 2014, année qui était alors l'année la plus chaude jamais observée en Belgique, le ratio « Solde Ecart des volumes / RA » s'élevait à 15,50 % tandis qu'en 2018 ce ratio était de - 6,34 %). Ce mécanisme permet donc de lisser l'impact tarifaire lié à l'effet volume. Il s'agit également d'un mécanisme particulièrement simple à appliquer.

**Cette règle d'apurement systématique s'applique de façon distincte à chacune des trois rubriques composant le Fonds de régulation : la rubrique « Utilisation du Réseau », la rubrique « Obligations de service public (OSP) » et la rubrique « Transport ».**

Il est à noter que les soldes tarifaires générés au cours des années N+1 à 2024 (période de régulation actuelle) seront donc apurés dans le cadre de ce mécanisme.

### **Dérogation**

BRUGEL, après concertation avec Sibelga, peut décider moyennant motivation de déroger aux règles d'affectation et d'apurement des soldes. Cette possibilité de dérogation s'applique à l'ensemble des principes définissant la règle N°2 présentée dans cette section.

Suite à la concertation avec le gestionnaire de réseau, le projet de méthodologie a évolué dans la mesure où l'approche concertée est d'abord envisagée et à défaut d'accord, la règle s'applique automatiquement.

#### **8.1.2.4 Détermination du terme $SR_t$**

**Pour l'électricité**, la composante  $SR_t$  du revenu maximum autorisé budgétaire pour chacune des années 2025 à 2029 est égale à :

$$SR_t = SR_{t, \text{pré}}(N+1) + SR_{t, \text{post}}(N)$$

Avec :

- N : la dernière année de la période de référence, pour laquelle le montant des soldes tarifaires affectés au Fonds de régulation sont connus (N=2022)

---

<sup>100</sup> Pour le gaz, hors part réservée à l'apurement conjointement aux mesures de traitement des actifs échoués

- $SR_{t, \text{pré}}(N+1)$  : la part du montant du Fonds de régulation au 31/12 de l'année N affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément à la règle N°1 décrite précédemment
- $SR_{t, \text{post}}(N)$  : la part du montant du Fonds de régulation hors Reliquat affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée en t-1 conformément à la règle N°2 décrite précédemment. Lors de la fixation du RMA ex-ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}}(N)$  est fixée à 0.

$$SR_{t, \text{pré}}(N+1) = [ FR(31/12/N) ] / [ NBP * 5 ]$$

Avec :

- $FR(31/12/N)$  : le montant du fonds de régulation à la fin de la période de référence
- NBP : le nombre de périodes de régulation choisi par BRUGEL dans le cadre de la règle N°1, qui est précisé dans la méthodologie tarifaire

Lors de la fixation du RMA ex-ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}}(N)$  est fixée à 0.  $SR_{t, \text{post}}(N)$  sera révisée en t-1 pour l'établissement du tarif de l'année t, s

**Pour le gaz**, la composante  $SR_t$  du revenu maximum autorisé budgétaire pour chacune des années 2025 à 2029 est égale à :

$$SR_t = SR_{t, \text{pré}}(N+1) + SR_{t, \text{post}}(N) + SR_{t, SA}$$

Avec :

- N : la dernière année de la période de référence, pour laquelle le montant des soldes tarifaires affectés au Fonds de régulation sont connus (N=2022 ou 2023 selon la date de préparation de la proposition tarifaire de Sibelga)
- $SR_{t, \text{pré}}(N+1)$  : la part du montant du Fonds de régulation au 31/12 de l'année N affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément à la règle N°1 décrite précédemment hors part réservée à l'accompagnement des mesures de traitement des actifs échoués
- $SR_{t, \text{post}}(N)$  : la part du montant du Fonds de régulation hors Reliquat affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément à la règle N°2 décrite précédemment dans le cadre du gaz (apurement sur 3 ans au maximum). Lors de la fixation du RMA ex-ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}}(N)$  est fixée à 0.
- $SR_{t, SA}$  : la part du montant du Fonds de régulation au 31/12 de l'année N réservé à l'accompagnement des mesures de traitement des actifs échoués ( $FR_{SA}(31/12/N)$ ) affectée au revenu autorisé de l'année t

$$SR_{t, \text{pré}}(N+1) = [ FR_{\text{Non SA}}(31/12/N) ] / [ NBP * 5 ]$$

Avec :

- $FR_{\text{Non SA}}(31/12/N)$  : le montant réel du fonds de régulation à la fin de la période de référence hors partie réservée aux mesures de traitement des actifs échoués :

$$FR_{\text{Non SA}}(31/12/N) = FR(31/12/N) - FR_{SA}(31/12/N)$$

- NBP : le nombre de périodes de régulation choisi par BRUGEL dans le cadre de la règle N°1, qui est précisé dans la méthodologie tarifaire.

## 9 Facteur d'efficience

### 9.1 Situation actuelle

Dans le cadre des méthodologies tarifaires 2020-2024 pour l'électricité et le gaz, le plafond de coûts gérables, qui comprennent uniquement des charges d'exploitation, évolue au cours de la période de régulation en fonction de l'inflation et d'un facteur d'efficience E comme suit :

$$C_t^B = C_1^B \times Ib_t \times (1 - E)^{t-1}$$

Où :

- t peut prendre les valeurs 2, 3, 4 et 5 qui correspondent respectivement à la deuxième, troisième, quatrième et cinquième année de la période régulatoire ;
- $C_t^B$  correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année t de la période régulatoire ;
- $Ib_t$  est la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'évolution cumulée de l'inflation entre la première année de la période régulatoire et l'année t ;
- E est le facteur d'efficience fixé à 0.75% pour l'ensemble de la période tarifaire.

Le facteur d'efficience est donc identique pour l'électricité et pour le gaz et conduit à une baisse cumulée du plafond des coûts gérables d'environ 3% sur la période, hors inflation. Ce facteur d'efficience a été fixé pour correspondre à une incitation raisonnable à l'amélioration de l'efficience des OPEX gérables du GRD.

Le facteur d'efficience de 0,75 %/an, appliqué uniquement aux OPEX gérables, est identique au facteur d'efficience de la période en cours et constitue un chiffre raisonnable : il est notamment très cohérent avec la moyenne des facteurs d'efficience individuels attribués par la CWaPE aux GRD wallons électricité et gaz pour la période 2025-2029, qui est égale à 0,74 %, et il est inférieur à la moyenne des facteurs d'efficience attribués par la CWaPE aux GRD ORES et RESA, qui est égale à -0,85 %, ORES et RESA étant les deux GRD wallons de taille comparable à SIBELGA et également électricité et gaz comme SIBELGA.

### 9.2 Proposition de méthodologie relative au facteur d'efficience

Dans le cadre d'une régulation incitative de type revenue cap, la pratique régulatoire courante est d'intégrer un facteur d'efficience appliqué aux coûts gérables dans la formule d'évolution du revenu maximum autorisé. Un tel facteur d'efficience est par exemple mis en œuvre dans le cadre des régulations revenue cap TOTEX en Région Wallonne (pour l'électricité et le gaz), en Flandre (pour l'électricité et le gaz) en Allemagne (pour l'électricité et le gaz), et en Espagne.

Etant donnés les changements substantiels apportés par les méthodologies tarifaires 2025-2029, BRUGEL propose une approche pragmatique et dans la continuité des méthodologies tarifaires 2020-2024 pour ce qui concerne la présence et la fixation d'un facteur d'efficience, comme suit :

- BRUGEL souhaite conserver dans la formule d'évolution du revenu maximum autorisé un facteur d'efficience, conformément à la pratique régulatoire courante et à la logique d'un modèle de régulation incitatif revenue cap.
- BRUGEL préconise de reconduire pour la période 2025-2029, pour l'électricité et pour le gaz, le même facteur d'efficience que sur la période 2020-2024, soit 0,75 %. Le fait de reconduire le même chiffre est motivé par des considérations de stabilité et par le fait que ce chiffre

modéré est cohérent avec un niveau d'amélioration de productivité annuel typique auquel on peut aspirer dans toute industrie.

- Le facteur d'efficience est applicable uniquement aux OPEX gérables BAU. Le facteur de d'efficience proposé de 0,75 % n'est donc pas applicable aux amortissements BAU<sup>101</sup>, bien que ces derniers fassent partie des coûts gérables BAU. Cette approche est motivée par le fait que la marge de manœuvre de SIBELGA sur l'optimisation de ses amortissements BAU (hors inflation) est limitée aux nouveaux investissements sur la période 2025-2029 (les amortissements relatifs aux investissements effectués avant 2025 sont en effet subis mécaniquement) et BRUGEL ne souhaite pas contraindre SIBELGA sur ses nouveaux investissements BAU au-delà de l'inflation, dans un contexte où SIBELGA doit faciliter la transition énergétique. Il est d'ailleurs important de noter que toutes les charges d'exploitation et les amortissements intégrés aux coûts additionnels quels qu'ils soient, en particulier ceux portant sur les projets de comptage intelligent et smart grid, ne sont pas soumis au facteur d'efficience.
- D'un point de vue de la formule d'évolution du revenu maximum autorisé, il est préconisé malgré tout que le facteur d'efficience final E soit appliqué à l'ensemble des coûts gérables BAU, ce qui nécessite de le revoir à la baisse par rapport au chiffre de 0,75 % afin que le montant d'amélioration de productivité demandé correspondent bien à 0,75 % des OPEX gérables BAU, c'est-à-dire :

$$E = 0,75 \% \times \frac{CGOPEXBAU_{2025}}{CGBAU_{2025}}$$

Avec :

- $CGBAU_{2025}$  les coûts gérables BAU 2025 :

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

- $CGOPEXBAU_{2025}$  la part OPEX des coûts gérables BAU 2025
- $CGCAPEXBAU_{2025}$  la part amortissement des coûts gérables BAU 2025

E pourra donc être fixé une fois que les coûts gérables BAU initiaux auront été calculés.

---

<sup>101</sup> Y inclus les amortissements exceptionnels relatifs aux désaffectations

# 10 Incitation à la performance non financière

## 10.1 Contexte et objectifs visés :

La mise en place d'une régulation incitative sur les performances non financières vise à permettre au GRD d'offrir aux utilisateurs du réseau de distribution (URD) et aux acteurs du marché un haut degré de qualité des services dans un contexte en constante évolution notamment induite par le déploiement progressif des mesures de transition énergétique.

Dans ce contexte, le marché de l'énergie devrait connaître dans les années visées par la méthodologie 2025-2029 une évolution importante caractérisée par ces trois aspects :

- L'électrification grandissante des usages des URD en particulier pour les besoins de mobilité et de chauffage ;
- La réduction progressive du foisonnement des appels de puissance des URD dû principalement à une synchronisation naturelle de certains usages (production PV, chauffage ou recharges de VE dans les lieux de travail ou à domicile) où générée par une incitation externe par les signaux de prix du marché particulièrement pour les usages flexibles ;
- Le besoin accru de données avec une qualité adéquate, une granularité plus fine et des fréquences de communication au marché plus élevées, pour garantir le bon fonctionnement du marché de l'énergie et plus particulièrement le système électrique.

Pour faire face aux défis apportés par cette évolution et afin de réussir la transition énergétique, le GRD est appelé à offrir une meilleure qualité des services aux URD et aux acteurs du marché. Dans cette optique, BRUGEL a examiné les trois mécanismes incitatifs suivants :

### I. Mécanisme incitatif sur le SmartGrid :

Dans son avis du 31 mai 2022<sup>102</sup>, BRUGEL a préconisé, sur la base des études commanditées à des bureaux d'études externes<sup>103</sup>, la transformation du réseau électrique en réseau intelligent « *SmartGrid* » par des réformes structurelles basées sur de nouveaux paradigmes. Cette transformation doit viser toutes les composantes du réseau (Data, Opérations et Assets) pour faciliter les échanges au sein du marché et les rendre à moindre coûts, sans biais et sans délais. Ainsi, grâce aux fonctionnalités de SmartGrid, il serait possible de garantir l'intégration au réseau électrique des nouveaux usages et plus particulièrement les bornes de recharge pour véhicules électriques. Dans le même avis, BRUGEL a préconisé la mise en œuvre par le GRD d'une feuille de route ambitieuse pour la transformation de son réseau en réseau intelligent. Cette feuille de

---

<sup>102</sup> Pour plus de détails, BRUGEL invite le lecteur à consulter l'avis d'initiative relatif à l'intégration au réseau des bornes privées de recharge pour véhicules électriques et l'accès, la participation, et le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution basse tension en Région de Bruxelles-Capitale :

<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-354-REFORMES-FLEXIBILITE-FINAL.pdf>

<sup>103</sup> **Étude VITO : Analyse du cadre relatif au marché de la flexibilité** : Cette étude visait l'examen du cadre légal, réglementaire et régulateur du marché de la flexibilité, pour identifier ;

**Étude Deplasse & Associés : Définition d'un mécanisme d'indemnisation par le GRD** : Cette étude visait la définition d'un mécanisme d'indemnisation en cas de limitation ou d'interruption d'un service de flexibilité par le gestionnaire de réseau en violation des modalités préalablement définies.

route doit être déclinée en plan d'action réaliste, effectif et dans un horizon de temps compatible avec les défis attendus en Région de Bruxelles-Capitale. L'objectif attendu par cette feuille de route est de permettre au GRD de jouer pleinement son rôle de facilitateur du marché en permettant de réaliser, sur son réseau, les opérations du marché à moindre coûts, sans biais et sans délais. Sur la base de cette feuille de route, BRUGEL compte mettre en œuvre un mécanisme incitatif pour garantir la réalisation des projets SmartGrid et la réalisation des objectifs attendus de ces projets.

## 2. Mécanisme incitatif sur les compteurs intelligents :

BRUGEL souhaite inciter le déploiement des compteurs intelligents sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale en vue de faciliter la transition énergétique et pour améliorer le fonctionnement du marché. Plus concrètement, il s'agit principalement de maximiser le nombre de compteurs intelligents installés dans les cas prévus par l'ordonnance et qui favorisent la transition énergétique, de minimiser la durée d'installation ainsi que d'établir la communication end-to-end vers le marché afin d'activer les nouveaux services.

## 3. Mécanisme incitatif sur la qualité des services :

Le GRD joue un rôle central dans le marché d'électricité et de gaz notamment du fait de la nature et de la multitude de ses missions dont la gestion du réseau, la gestion des échanges avec le marché et la gestion des relations avec les URD. Initialement, BRUGEL a envisagé la possibilité de mettre en œuvre un mécanisme incitatif qui couvre toutes les missions du GRD avec un focus particulier sur la gestion des opérations liées aux compteurs intelligents et aux interfaces IT avec les URD et avec le marché. Ce mécanisme visait à améliorer la qualité des services du GRD sur les quatre aspects suivants :

- **Exhaustivité** : pour mesurer le taux de couverture des services en termes du nombre d'URD concernés ou le nombre de services activés parmi les services réglementaires ;
- **Réactivité** : pour évaluer le respect des délais dans l'exécution des prestations envers le marché ou envers l'URD ;
- **Précision** : pour mesurer la bonne exécution des demandes des URD ou du marché ;
- **Disponibilité** : pour mesurer la continuité de l'accès au réseau.

Tenant compte des échanges avec SIBELGA et de l'ensemble des objectifs visés dans la méthodologie, BRUGEL a décidé de procéder en deux temps :

- Pour la période tarifaire 2025-2029, la mise en œuvre d'un mécanisme incitatif sur la qualité des services limité à la qualité de distribution d'électricité et de gaz (SAIDI/SAIFI) avec un régime bonus/malus ;
- Fixer, via une décision de BRUGEL, la liste des KPI à rapporter pendant la période tarifaire 2025-2029. Ensuite, une régulation incitative (bonus/malus) sur la base de ces KPI pourrait être mise en œuvre pour la période 2030-2034.

## **I 0.2 Lignes directrices pour la définition des mécanismes de régulation incitative sur les performances non financières :**

Préalablement à la mise en œuvre des trois mécanismes incitatifs précédemment mentionnés, BRUGEL a adopté les lignes directrices suivantes :

- Les mécanismes de régulation incitative doivent être basés sur des règles de gouvernance claires, transparentes, publiques, objectives et élaborées en concertation avec les acteurs concernés.
- Ces mécanismes visent, dans leur ensemble, à inciter le GRD à déployer des solutions basées sur les nouvelles technologies de la communication et de l'information et à développer des méthodes de gestion efficaces, efficientes et innovantes pour tenir compte des besoins actuels et futurs du marché et des URD. Le GRD n'est donc pas incité à obtenir les performances souhaitées par ces mécanismes au détriment d'une utilisation rationnelle des ressources dont il dispose ;
- Les indicateurs de performance doivent permettre d'apprécier les performances non financières du GRD pour les opérations jugées prioritaires par BRUGEL pour la prochaine période tarifaire ;
- Les seuils ou les trajectoires de performance à fixer pour chaque indicateur sélectionné doivent être définis sur la base des critères objectifs en tenant compte principalement :
  - Lorsque c'est pertinent, des données historiques disponibles, complètes ou incomplètes, des indicateurs sélectionnés ;
  - Des objectifs de régulation indiqués dans la méthodologie tarifaire ou traduit dans les règlements techniques dont notamment le bon fonctionnement du marché,
  - Des ambitions de la Région pour la réussite de la transition énergétique.
- La liste complète des indicateurs (incitants ou de suivi) doit être établie avant le début de la période tarifaire mais l'entrée en vigueur de certains indicateurs peut intervenir en cours de période pour tenir compte de l'évolution du contexte réglementaire (tarifs et règlements techniques) ou du besoin d'une période plus longue d'implémentation des indicateurs ;
- Les mécanismes incitatifs doivent prévoir des règles et des procédures flexibles pour gérer des situations exceptionnelles comme le COVID par exemple ou pour permettre une entrée en vigueur tardive de certains indicateurs;
- Les exigences minimales de rapportage et la procédure d'approbation des résultats obtenus pour les indicateurs doivent être clairement précisés. BRUGEL peut toutefois fixer avant fin mars 2024 le canevas de rapportage de tous les indicateurs prévus dans le mécanisme incitatif sur la qualité des services du GRD ;

## 10.3 Mécanisme incitatif sur le SmartGrid :

### 10.3.1 Contexte

Le marché de l'énergie se voit aujourd'hui confronté à plusieurs évolutions et changements profonds dans les paradigmes, qui gèrent les réseaux de distribution et l'organisation du marché de l'énergie, pour accompagner la transition énergétique vers une neutralité carbone à l'horizon 2050 souhaitée au niveau européen et régional. Bien que les solutions techniques et technologiques existent, le réseau de distribution et le modèle de marché actuel ne permettent pas, dans leur fonctionnement actuel, une mise en œuvre rapide et efficace de cette transition.

En effet, étant donné que les réseaux de distribution n'ont pas été pensés lors de leur conception initiale pour accueillir un nombre important de productions décentralisées et des charges flexibles (batteries domestiques, véhicules électriques, appareils de chauffage électrique...), une intégration non-maîtrisée de celles-ci risque de causer des problèmes de stabilité, de congestion ou d'interruption fréquente de l'alimentation des clients finals. Pour atteindre les objectifs fixés pour la transition énergétique, une transformation majeure des réseaux de distribution, dans leur planification et dans leur gestion, est donc nécessaire pour assurer une intégration réussie, voire profitable pour le système électrique. Cette transformation doit s'appuyer essentiellement sur des équipements connectés installés à tous les segments du réseau de distribution (du SCADA<sup>104</sup> aux compteurs individuels des clients finals).

Dans cette optique, le développement d'un réseau intelligent est essentiel et urgent compte tenu des délais de déploiement des solutions IT permettant une gestion dynamique des réseaux.

#### 10.3.1.1 Cadre légal :

L'ordonnance électricité dispose dans son article 7 §1<sup>er</sup> que le GRD est responsable, entre autres, de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution en vue d'assurer la régularité et la qualité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement, de l'efficacité énergétique. A cette fin, le GRD est chargé de<sup>105</sup> :

- « prévoir, lors de la planification du développement du réseau de distribution, **les mesures et l'acquisition de services nécessaires à l'amélioration de l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution et permettant de réduire, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques.** L'acquisition de ces services, y compris des services de flexibilité, est faite selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à moins que Brugel n'ait établi que l'acquisition de ces services ne peut se faire dans un bon rapport coût-efficacité ou risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importante (art. 7 §1 9°);
- « veiller à promouvoir l'efficacité énergétique. Dans cette optique, il étudie notamment **les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents** (art. 7 §1 10°) ».

---

<sup>104</sup> Supervisory Control And Data Acquisition – système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel

<sup>105</sup> Nous surlignons

Toutes ces dispositions plaident pour le lancement dans les meilleurs délais d'un véritable projet de développement de SmartGrid pour s'assurer que le GRD serait en mesure d'assurer ses missions dans un contexte d'arrivée soutenue des charges flexibles. Pour veiller à la mise en œuvre de SmartGrid, l'article 30bis §2 dispose que BRUGEL est chargée des missions suivantes<sup>106</sup> :

- « 25° surveiller la gestion de la congestion des réseaux et **la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion** » ;
- « 32° **contrôler et évaluer la performance du gestionnaire du réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent** qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs, et publier un rapport tous les deux ans, comprenant des recommandations »
- « 33° **approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de qualité de fourniture**, ou y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes, et veiller au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et évaluer leurs performances passées ».

#### 10.3.1.2 Objectifs réglementaires :

Dans le cadre de sa vision stratégique, BRUGEL, s'est fixé, pour ce qui concerne le développement des réseaux, les objectifs suivants :

- Favoriser la réussite de la transition énergétique par la mise en œuvre des réseaux intelligents capables de réduire au minimum les coûts, les délais et le biais, par rapport aux échanges physiques réels, des transactions commerciales ;
- De s'assurer d'un développement durable des réseaux par la recherche d'une adéquation judicieuse et optimale entre les politiques d'investissements, les tarifs et la qualité des services offerts aux usagers des réseaux.

#### 10.3.2 Finalités du Smartgrid

BRUGEL a, à plusieurs reprises notamment via des avis d'initiative ou sur les projets de plans d'investissements, précisé les finalités attendues de la transformation du réseau en réseau intelligent. Il s'agit particulièrement de favoriser cette double adéquation :

- Adéquation, à moindre coût, avec les exigences de la transition énergétique : il s'agit via le « SmartGrid » d'atteindre les trois objectifs suivants :
  - Le développement durable du réseau en favorisant les investissements dans l'intelligence au détriment du cuivre et d'optimiser l'utilisation de la capacité existante du réseau ;
  - L'intégration des nouveaux usages particulièrement les bornes des véhicules électriques, la production d'électricité locale et les appareils de chauffage électriques ;
  - L'activation des nouveaux services énergétiques et plus particulièrement les services de gestion de la demande et de partage d'énergie.
- Adéquation, à moindre coût, avec les exigences du marché : il s'agit d'offrir au marché des services qui répondent aux critères :
  - (i) de précision, pour ce qui concerne les données et les processus du marché,

---

<sup>106</sup> Nous surlignons

- (ii) de réactivité, pour ce qui concerne le respect des délais,
- et (iii) d'exhaustivité pour ce qui concerne le nombre d'utilisateurs concernés et les services activés.

### 10.3.3 Structure du SmartGrid visée par ce mécanisme

Pour atteindre ces finalités, le projet « SmartGrid » doit viser les trois couches du réseau qui forment le support physique du marché d'électricité :

- La couche « distribution » : il s'agit des éléments physiques (essentiellement des câbles et des transformateurs de puissance) qui permettent de faire transiter l'électricité des postes d'interconnexion aux clients finals. Pour cette couche, la contribution du projet « SmartGrid » doit permettre le changement des paradigmes actuels (« fit and forget », foisonnement statistique) dans la politique de développement par de nouveaux paradigmes axés sur la gestion de la demande et l'optimisation de la capacité disponible via le monitoring end-to-end du réseau et des outils de contrôle-commande ;
- La couche « opérations » : il s'agit des points d'accès, lieu des opérations sur les compteurs et sous-compteurs, les bornes pour véhicules et les équipements de protection appartenant au GRD. Ces opérations doivent s'appuyer sur les fonctionnalités des compteurs intelligents pour permettre l'activation des services de gestion de la demande ;
- La couche « data » : il s'agit des interfaces de communication entre le GRD et les acteurs commerciaux (fournisseurs, BRP, agrégateurs...). Ces interfaces sont le lieu d'exécution des transactions du marché (switch, gridfee, flexibilité,...) dont les processus doivent s'appuyer sur des données plus fines, actuelles et précises. La contribution du projet « SmartGrid » doit rendre l'exécution de ces processus sans délais, sans biais et à moindre coût ;

### 10.3.4 Fonctionnalités obligatoires minimales du SmartGrid

La transformation du réseau en réseau intelligent vise à permettre l'activation au moins des fonctionnalités minimales obligatoires suivantes :

- L'observabilité du réseau en end-to-end : le déploiement des moyens d'observation peut être opportuniste et progressif avec des solutions éprouvées et testées par d'autres GRD pionniers en la matière ;
- L'identification des points d'accès dans le réseau : il s'agit de la capacité de déterminer les liens entre les points d'accès et les éléments du réseau situés en amont. Cette fonctionnalité est indispensable pour évaluer la capacité disponible, de gérer les flux et d'objectiver les actes posés à distance sur un point d'accès ;
- La possibilité de poser des actes de contrôle-commande à distance : cette fonctionnalité vise à permettre au GRD de gérer les flux de manière dynamique et de poser tous les actes lui permettant de moduler la puissance mise à disposition chez les URD ;
- La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau : la granularité et la fréquence de communication de ces données sont fixées après consultation des acteurs du marché.

### 10.3.5 Définition des KPI pour le SmartGrid

Compte tenu des finalités attendues du SmartGrid, BRUGEL comptait mettre en place un mécanisme incitatif basé sur deux sets d'indicateurs :

- **Set 1:** Indicateurs de smartisation du réseau obtenu par le déploiement des équipements et applications pour l'activation des fonctionnalités minimales exigées dans le RT et rappelées dans le présent document. Ces indicateurs mesurent le niveau de déploiement des fonctionnalités du SmartGrid. Certains indicateurs seront incitants (bonus/malus) et d'autres seront mis en œuvre pour le suivi de l'évolution de la transformation du réseau (ces indicateurs de suivi seront neutres financièrement) ;
- **Set2:** Indicateurs de mesure des performances du GRD spécifiques au SmartGrid. Ces indicateurs mesurent l'atteinte des finalités et des objectifs du SmartGrid indiquées ci-dessus pour les trois couches (distribution, opérations et data) du réseau. Certains indicateurs seront incitants (bonus/malus) et d'autres mis en œuvre pour le suivi des performances connexes (neutre financièrement) ;

Toutefois, suite aux réactions de SIBELGA, les KPI prévus dans le set2 sont supprimés (voir rapport de consultation pour plus de précisions).

## 10.4 Mécanisme incitatif sur les compteurs intelligents :

### 10.4.1 Contexte

- Le contexte européen est dominé principalement par l'impulsion européenne en faveur de la promotion de l'efficacité énergétique et du développement d'un marché européen harmonisé. Plus particulièrement, le 4<sup>ème</sup> paquet énergie a apporté via la directive (UE) 2019/944 un cadre pour les communautés d'énergie<sup>107</sup> et pour les systèmes intelligents de mesure et leurs fonctionnalités<sup>108</sup>. En outre, elle a apporté de nouveaux droits pour le client final dont :
  - le droit à un contrat avec tarification dynamique<sup>109</sup> : cette disposition exige un compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire),
  - le droit de changer de fournisseur d'énergie endéans 3 semaines et, au plus tard en 2026, en 24 heures<sup>110</sup> : un compteur avec relevé à distance est nécessaire avec adaptation du MIG (code d'échanges de données au sein du marché),
  - le droit à un contrat d'agrégation<sup>111</sup> et à la participation active de la demande<sup>112</sup> : cette disposition exige un compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire),

---

<sup>107</sup> Article 16 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>108</sup> Articles 19 et 20 de l'annexe II 1 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>109</sup> Article 11 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>110</sup> Article 12 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>111</sup> Article 13 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>112</sup> Article 17 de la directive (UE) 2019/944.

- le droit de disposer d'un compteur intelligent<sup>113</sup>. En outre, l'offre faite au client qui demande l'installation d'un compteur intelligent doit indiquer explicitement les fonctions et l'interopérabilité prises en charges par le compteur, les services qui sont possibles, les avantages qui peuvent être raisonnablement attendus du compteur, ainsi que les coûts connexes qui doivent être supportés par le client final,
- en l'absence d'un compteur permettant la lecture à distance, la mise à disposition du client final des informations précises relatives à la facturation fondées sur la consommation réelle au moins tous les six mois, ou une fois par trimestre sur demande ou si le client final a opté pour la facturation électronique<sup>114</sup>. Cette disposition exige une augmentation de la fréquence de relevé de compteur (par le client ou par le GRD).

### **Toutes ces exigences incitent les Etats Membres à déployer les compteurs intelligents et les réseaux intelligents qui favorisent la participation active des clients au marché de l'électricité.**

- Au niveau fédéral, plusieurs actions ont été entreprises notamment via le Pacte énergétique Interfédéral belge<sup>115</sup> et le Plan National Energie-Climat belge 2021-2030 (PNEC)<sup>116</sup> qui fixent des objectifs et les moyens d'y arriver particulièrement **en mettant le client au cœur du système énergétique pour lui permettre de devenir de plus en plus actif sur le marché de l'énergie** et de contribuer à la réussite de la transition énergétique tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

En effet, les enjeux et les obligations en termes d'équilibrage du système électrique et de sécurité d'approvisionnement évoluent avec des défis supplémentaires liés au nucléaire et au développement accru des énergies intermittentes (vents, soleil, etc.). Pour faire face à ces deux défis, l'exploitation des ressources de flexibilités disponibles sur les réseaux de distribution deviendra nécessaire pour maintenir la stabilité de tout le système électrique. C'est ainsi que le cadre légal fédéral a évolué au cours des dernières années pour permettre à ces ressources de contribuer à pallier ces problématiques par l'encadrement du marché de la flexibilité via la « loi flexibilité »<sup>117</sup> et les règles de transfert d'énergie<sup>118</sup>. Cette loi vise à encadrer la valorisation des ressources de flexibilité des clients final y compris ceux raccordés sur les réseaux de distribution dans le marché de balancing (excepté le réglage primaire), le marché à un jour (day-ahead), le marché intra-journalier (intraday) et au marché de la réserve stratégique. Les clients qui souhaitent participer à ces marchés pour valoriser leur flexibilité doivent disposer de compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire).

---

<sup>113</sup> Article 21 de la directive (UE) 2019/944.

<sup>114</sup> Annexe I de la directive (UE) 2019/944.

<sup>115</sup> PACTE ENERGETIQUE INTERFEDERAL BELGE – Une vision commune pour la transition, Les quatre ministres de l'Energie du pays (fédéral, flamand, wallon et bruxellois), 2017

<sup>116</sup> PLAN NATIONAL ENERGIE-CLIMAT 2021-2030, Plan National Energie-Climat 2021-2030, décembre 2018.

<sup>117</sup> : loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité. Cette loi a introduit un cadre pour la valorisation de la flexibilité de la demande et a introduit la notion du transfert de l'énergie.

<sup>118</sup> une activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur. Le concept de transfert d'énergie permet la prise en compte d'une variation de la charge d'un client fournissant de la flexibilité dans le calcul du portefeuille des responsables d'équilibres concernés suite à une activation.

- Au niveau de la Région Bruxelloise les ordonnances électricité et gaz<sup>119</sup> ont été adaptées pour intégrer de nouvelles dispositions qui visent à encadrer les nouveaux développements du marché de l'énergie (marché de la flexibilité et les compteurs « intelligents »). Il s'agit particulièrement du droit au client de valoriser la flexibilité de sa demande, du rôle du GRD dans la gestion des données de comptage de la flexibilité, de l'introduction de la licence de fourniture des services de flexibilité, de l'indemnisation due par le GRD en cas de décision irrégulière de refus d'activation de la flexibilité et des conditions de déploiement des compteurs intelligents. Toutes ces dispositions visent d'une part à favoriser la participation active du client au marché et d'autre part à lui offrir une protection légale dans un environnement en constante évolution et non encore maîtrisé de la transition énergétique. Les clients qui souhaitent valoriser la flexibilité de la demande doivent disposer de compteur avec relevé à distance de courbe de charge (quart-horaire).

En outre, les GRD belges ont convenu d'organiser un marché commun d'acquisition des compteurs et de sous-traitance pour la gestion de toute la chaîne de communication « sans fil » avec plusieurs opérateurs spécialisés capables de garantir la communication avec les compteurs pour les opérations du marché. Cette collaboration entre GRD aidera à limiter le coût du déploiement et de l'exploitation des compteurs intelligents. Les échanges de données de comptage issues des compteurs connectés et les processus marché y relatifs seront gérés via la nouvelle plateforme d'ATRIAS et selon le nouveau code (MIG6) qui ont été lancés en novembre 2021.

#### 10.4.1.1 Cadre légal :

L'article 26octies de l'ordonnance électricité dispose que le GRD installe systématiquement des compteurs intelligents dans les cas suivants :

- 1° lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet d'une rénovation importante ; on entend par " rénovation importante " : la rénovation qui concerne l'enveloppe ou les systèmes techniques du bâtiment, qui a un coût total supérieur à 25 % de la valeur du bâtiment à l'exclusion de la valeur du terrain sur lequel il se trouve ;
- 2° lorsqu'un compteur est remplacé pour cause de vétusté ou de défaillance technique ;
- 3° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution est ou devient prosumer ;
- 4° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution demande la modification de la puissance de son raccordement ;
- 5° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution recharge un véhicule électrique ;
- 6° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution participe à un partage d'électricité ou se fait acheter ou achète de l'électricité autoproduite excédentaire ;
- 7° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution participe à des services de flexibilité ou d'agrégation ;
- 8° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution stocke de l'électricité ;
- 9° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle supérieure

---

<sup>119</sup> 23 JUILLET 2018 - Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Région de Bruxelles-Capitale, 20 septembre 2018.

à 6.000 kWh ;

10° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution dispose d'une pompe à chaleur ;

11° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande.

En outre, le GRD peut installer les compteurs intelligents dans les cas suivants :

- Lorsque le compteur intelligent, placé conformément à l'alinéa 1<sup>er</sup>, remplace un compteur qui fait partie d'un ensemble techniquement indivisible de plusieurs compteurs, tous les compteurs faisant partie de cet ensemble peuvent être remplacés par des compteurs intelligents ;
- Le GRD peut installer, après avoir obtenu le consentement de l'URD concerné, systématiquement ou par opportunité, les compteurs intelligents sur tous les points d'accès.

En application de ces dispositions, le GRD a établi, le 30 octobre 2022, une feuille de route relative à l'organisation du déploiement de compteurs intelligents à l'échéance 2030. Dans sa lettre au GRD du 29 novembre 2022, BRUGEL a communiqué ses points d'attention et a décliné ses orientations pour le traitement de cette thématique en adéquation avec les exigences du marché et de la transition énergétique. Dans ce courrier, BRUGEL a exprimé sa satisfaction de la prise en compte par SIBELGA, dans sa feuille de route, des besoins du marché par la nécessité d'améliorer la qualité des services y compris pour les clients vulnérables et des besoins de la société dans son ensemble pour faciliter le développement des écoquartiers, des communautés d'énergie et de la mobilité électrique. BRUGEL a aussi annoncé son attention d'inscrire dans la réforme du règlement technique et de la méthodologie tarifaire des instruments régulateurs incitatifs permettant aux utilisateurs de solliciter le placement d'un compteur intelligent et au GRD de disposer des moyens de répondre à cette demande.

#### **10.4.1.2 Objectifs réglementaires :**

BRUGEL estime que le contexte actuel du marché de l'énergie nécessite plus que précédemment l'implémentation de mesures efficaces pour réussir la transition énergétique en permettant une intégration aisée des nouveaux usages (recharge de véhicules électriques, services de flexibilité...) et pour permettre aux acteurs du marché de disposer de données détaillées, actuelles et de bonne qualité afin d'offrir des services adaptés aux besoins des clients et pour réduire les risques de sourcing et les erreurs d'allocation.

Dans ce cadre, BRUGEL estime que la réussite de la transition nécessite :

- De maximiser le nombre de compteurs intelligents installés dans les cas prévus par l'Ordonnance avec une priorité pour les nouveaux usages (prosumer, VE, stockage, flexibilité, etc...) sans que les installations moins prioritaires (indivision, vétusté) mettent à mal l'installation chez les usagers présentant des nouveaux usages ;
- Une recherche pro-active par le GRD des cas prévus dans l'ordonnance ;
- De minimiser la durée d'installation pour plus d'efficacité et pour réduire les barrières à l'accès aux services liés aux compteurs intelligents ;
- D'établir la communication end-to-end vers le marché pour activer tous les services possibles ;
- De garantir un tarif attractif ou gratuit pour le placement de compteur intelligent.

## 10.5 Mécanisme incitatif sur la qualité des services :

### 10.5.1 Mécanisme actuellement en vigueur (2020-2024) :

Les méthodologies tarifaires électricité et gaz en vigueur pour la période de régulation 2020-2024 comprennent un volet de régulation de la performance non financière dénommé régulation par objectif. Cette régulation est basée sur un jeu d'indicateurs de performance (KPI) mis en place progressivement au cours de la période tarifaire en cours à l'initiative de Sibelga, chaque indicateur étant associé à un objectif quantitatif et à un bonus / malus. Le bonus / malus est calculé ex-post pour chaque KPI, mais si la somme des bonus / malus est négative, aucun malus n'est attribué. Par ce mécanisme BRUGEL visait les objectifs suivants :

- Améliorer sa connaissance du fonctionnement du système électrique ;
- Réaliser un monitoring sur les principales missions du GRD sur les trois couches du réseau (distribution, opérations et data) et sur les deux fluides (électricité et gaz);
- Etablir la logique de responsabilité objective: introduire un mécanisme représentant un changement de paradigme par rapport au passé, et venant compléter le schéma de régulation cost+ en incitant l'opérateur à améliorer ses processus.

Ce schéma de régulation a permis d'obtenir un rapportage sur toutes les missions du GRD y compris les performances dans le traitement des fournisseurs par processus du marché.

La méthodologie tarifaire 2020-2024 de BRUGEL compte trois familles de KPI applicables à l'électricité et / ou au gaz, concernant 4 types d'opérations (distribution, prestations de services rendues au marché, comptage, prestations générales de services rendus aux URD). Chaque famille de KPI comprend entre 1 et 3 indicateurs, soit 17 indicateurs au total, dont 4 indicateurs électricité, 1 indicateur gaz et 12 indicateurs mixtes applicables à la fois à l'électricité et au gaz de manière séparée (voir tableau suivant). Ces indicateurs sont présentés dans la méthodologie tarifaire 2020-2024 et dans son annexe 2 relative aux KPI. Fin 2021, 15 de ces 17 indicateurs étaient réellement d'application.

Les indicateurs mixtes sont des indicateurs qui ont la même définition pour l'électricité et le gaz mais qui sont suivis spécifiquement pour l'électricité d'une part et le gaz d'autre part et donnent lieu à un bonus-malus par indicateur mixte pour l'électricité d'une part, et le gaz d'autre part.

L'enveloppe incitative globale pour l'électricité, respectivement le gaz, est décomposée successivement en une enveloppe par type d'opération, par famille d'indicateurs et enfin par KPI. Pour chaque KPI, 3 valeurs ont été fixées définissant l'objectif de performance du GRD et permettant de calculer le montant de bonus ou de malus par KPI comme suit :

- Valeur<sub>100%</sub> : si le KPI calculé ex-post est égal à cette valeur, le GRD se voit allouer pour ce KPI un bonus égal à 100 % de l'enveloppe d'incitant relative à ce KPI ;
- Valeur<sub>0%</sub> :
  - si le KPI calculé ex-post est égal à cette valeur, le GRD ne se voit allouer pour ce KPI aucun bonus ni malus ;
  - si le KPI calculé ex-post est compris entre Valeur<sub>0%</sub> et Valeur<sub>100%</sub>, le GRD se voit allouer pour ce KPI un bonus égal à l'enveloppe d'incitant relative à ce KPI multipliée par  $\frac{\text{KPI ex-post} - \text{Valeur}_{0\%}}{\text{Valeur}_{100\%} - \text{Valeur}_{0\%}}$  ;
- Valeur<sub>-100%</sub> :
  - si le KPI calculé ex-post est égal à cette valeur, le GRD se voit allouer un malus à -100 % de l'enveloppe d'incitant relative à ce KPI ;

- si le KPI calculé ex-post est compris entre Valeur<sub>-100%</sub> et Valeur<sub>0%</sub>, le GRD se voit allouer pour ce KPI un malus égal à l'enveloppe d'incitant relative à ce KPI multipliée par  $-\text{KPI ex-post}/\text{Valeur}_{-100\%}$  ;
- L'incitant par KPI est donc symétrique, tandis que l'incitant global est dissymétrique puisque qu'aucun malus global ne peut être alloué à Sibelga.

Ces 3 valeurs par KPI sont révisées d'une année à l'autre selon des trajectoires définies dans deux décisions de BRUGEL établies avant le début de la période tarifaire 2020-2024. .

En outre, des règles de gestion des KPI ont été établies dans la méthodologie pour les procédures d'entrée en vigueur des KPI, de retraits de ces KPI, de validation des données et de la gestion des événements imprévus lors de la rédaction de la méthodologie.

Tableau 20. Liste des KPI de la méthodologie 2020-2024 et leurs poids respectifs dans l'enveloppe incitative

Opérations concernées par les KPI	Fluide	Comportement	KPI (et sous-KPI)	Poids (% de l'enveloppe globale électricité)		Poids (% de l'enveloppe globale gaz)		Demandé par SIBELGA	Entrée en vigueur au 1 <sup>er</sup> janvier 2020
Distribution	Electricité (HT et BT)	Continuité d'alimentation	-Fréquence d'interruption HT -Indisponibilité HT -Fréquence d'interruption BT -Indisponibilité BT	30% (voir annexe de la méthodologie tarifaire pour la pondération par sous-KPI)				OUI	OUI
	Gaz (MP+BP)		-Fréquence d'interruption (MP+BP)			30%			
Prestations de services rendus au marché	Mixte	Réactivité du GRD	Travaux à la demande des clients	15%	15%			NON	NON
			Travaux à la demande des fournisseurs	15%	15%			OUI	NON
		Qualité de comptage	Taux de rectification (index relevés par un agent)	5%	5%			NON	NON
			Taux de rectification (index communiqués par le client)	1,67 %	1,67 %			NON	NON

Gestion des données de comptage	Mixte		Taux de rectification (index estimés)		1,67 %		1,67 %	NON	NON
		Exhaustivité dans la relève des compteurs	Taux de relevés	25%	6,66 %	25 %	6,66 %	OUI	OUI
			Taux d'index systématiquement estimés.		1,67 %		1,67 %	OUI	OUI
		Réactivité du GRD	Délai moyen de transmission des données		2,91 %		2,91 %	NON	NON
			% de transmission des données dans le délai		2,91 %		2,91 %	OUI	OUI
			Délais traitement des rectifications		2,50 %		2,50 %	OUI	OUI
Prestations générales de services rendus aux URD	Mixte	% de plaintes traitées dans les délais	Traitement des plaintes par le GRD		6%		6%	OUI	OUI
			Traitement des demandes d'indemnisation	15%	1,5%	15 %	1,5%	OUI	OUI
		% de décisions en défaveur du GRD	Plaintes traitées par le service de litige en défaveur du GRD.		7,5%		7,5%	OUI	OUI
Total			18	100%		100%	73,74%	58,74%	

### En conclusion :

- La régulation via des KPI incitatifs sur la qualité des services est volontariste et ne présente pas un risque de malus global pour le GRD. Le GRD a demandé l'entrée en vigueur de 15 KPI pour une enveloppe globale égale à 2,5% de la marge équitable (soit 73,74% de l'enveloppe maximale autorisée par la méthodologie) ; Les résultats obtenus par le GRD correspondent à 21% de cette enveloppe en 2020 et à 45% en 2021. Ces résultats rassurent BRUGEL sur les trajectoires de performance qui ont été fixées pour ces KPI.
- L'enveloppe globale d'incitant est assez faible, ce qui n'est pas atypique pour une régulation incitative de la qualité de service.

## 10.5.2 Éléments de benchmark

### 10.5.2.1 Incitants en matière de qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution dans la méthodologie tarifaire en Région flamande

Le VREG surveille la qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution de différentes manières en Région flamande.

À côté du contrôle et de l'approbation des plans d'investissement, la qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution est suivie annuellement par le VREG au travers de deux rapports<sup>120</sup>, un par fluide, relatifs à la qualité de service et à la responsabilité de ceux-ci. Ces documents rapportent des indicateurs relatifs aux coupures, à la qualité du courant, aux raccordements, aux plaintes, aux indemnités forfaitaires, à la satisfaction des URD, aux pertes réseau, au développement du *smart grid* et à l'activation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau.

Une partie de ces indicateurs fait l'objet d'un incitant financier dans la méthodologie tarifaire 2021-2024 du VREG. En effet, le revenu autorisé est multiplié par un facteur  $q$ , propre à chaque GRD et fixé pour les quatre années de la période sur base des performances mesurées sur les années 2017 à 2019<sup>121</sup>. Le facteur  $q$  et les indicateurs avaient été mis en place dans la méthodologie 2017-2020 du VREG, en vue de les appliquer pour la période régulatoire suivante. Pour la période 2017-2020, le facteur  $q$  est donc fixé à 0.

Le facteur  $q$ , qui peut être positif ou négatif, est calculé de manière à ce que la somme des impacts financiers des facteurs  $q$  pour l'ensemble des GRD flamands soit égale à zéro. Le VREG a par ailleurs souhaité calibrer la hauteur du facteur  $q$  de manière ni trop faible, afin de donner un réel incitant aux GRD pour qu'ils améliorent la qualité des services mesurés au travers des indicateurs, ni trop importante pour que ces derniers ne soient pas victime de cercles vicieux ou vertueux (en cas d'impact important du facteur  $q$  respectivement à la baisse ou à la hausse) ou ne réalisent des surinvestissements dans l'unique but d'augmenter leur revenu autorisé. C'est ainsi que le VREG a mis en place un plafond et un plancher qui limitent à 1,5% pour l'électricité et à 0,5% pour le gaz, à la hausse et à la baisse, l'impact du facteur  $q$  sur le revenu autorisé des coûts endogènes de chaque GRD. Ce plafond/plancher a été fixé à 4/3<sup>e</sup> du pourcentage à prélever sur les revenus autorisés des coûts endogènes des GRD pour fixer le montant total à répartir (voir paragraphe suivant).

Le facteur  $q$  est calculé pour chaque GRD sur base de la somme de deux montants, corrigée par le plafond/plancher le cas échéant, et ensuite divisée par le revenu autorisé des coûts endogènes du GRD. Un premier montant négatif qui correspond à un prélèvement d'un pourcentage du revenu autorisé des coûts endogènes de chaque GRD à savoir 1,125% pour l'électricité et 0,375% pour le gaz. Ces pourcentages ont été fixés *ex nihilo* et proposés par le VREG lors d'une consultation publique relative à la proposition de facteur de qualité. Ils n'ont pas souffert de réaction de la part des acteurs consultés<sup>122</sup>. Ces montants prélevés sont ainsi sommés pour tous les GRD et puis répartis entre les GRD au *pro rata* des points obtenus par chacun sur les indicateurs de qualité, ce qui constitue le deuxième montant, qui lui est toujours positif.

---

<sup>120</sup> Voir les deux derniers rapports publiés relatifs à l'année 2021 :

<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2022-15> (électricité)

<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2022-17> (gaz)

<sup>121</sup> Voir notamment le paragraphe 5.5.3.4.3 dans VREG, *Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024*, 24 juin 2022

<sup>122</sup> Voir la consultation CONS-2015-02 du VREG (<https://www.vreg.be/nl/document/cons-2015-02>)

Les résultats mesurés pour les indicateurs de qualité identifiés par le VREG donnent droit à un maximum de nombre de point à répartir entre les GRD de 600 pour l'électricité et de 200 pour le gaz<sup>123</sup>. Il y a trois fois moins de points à attribuer pour les indicateurs de qualité pour le gaz que pour l'électricité, ce qui est en ligne avec les pourcentages de 1,125% et de 0,375%, qui est trois fois moindre pour le gaz que pour l'électricité. Le VREG justifie cet incitant plus faible pour le gaz par le fait qu'il y a moins d'élément de qualité à mesurer pour le gaz, notamment à cause de l'absence d'indicateurs sur les coupures en gaz.

Code	Kwaliteitsindicator	Eenheid	Minimale registratieperiode voor beoordeling	Voor activiteit		Onder de distributienetbeheerders te verdelen punten per activiteit en per beoordeeld jaar		
						(a)	(b)	(a)x(b)
A1	Onderbrekingsfrequentie middenspanningsnet	-	3 kalenderjaar	Elekt.	n.v.t.	400	38,5%	154
A2	Onderbrekingsduur middenspanningsnet	Tijd		Elekt.			31,5%	126
A3	Onderbrekingsfrequentie laagspanningsnet	-		Elekt.			16,5%	66
A4	Onderbrekingsduur laagspanningsnet	Tijd		Elekt.			13,5%	54
B1	Het aantal gegronde en gedeeltelijk gegronde klachten ontvangen tegen het netbedrijf door de Federale Ombudsdienst, relatief t.o.v. het aantal actieve toegangspunten.	klachten/toegangspunt	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas	50	100%	50
D1	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige nieuwe aansluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde aansluitingen	EUR/aansluiting		Elekt.	Aardgas	25	80%	20
D2	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige heraansluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde heraansluitingen	EUR/aansluiting		Elekt.	Aardgas		20%	5
E1	Nota netbedrijf over geleverde inspanningen ter bevordering van de klanttevredenheid	Score van 0,00 tot 10,00	1 kalenderjaar	Elektriciteit en aardgas		125	80%	100
E2	Nota netbedrijf over geleverde inspanningen voor het betrekken van belanghebbenden	Score van 0,00 tot 10,00		Elektriciteit en aardgas			20%	25

Source VREG<sup>124</sup> : indicateurs de qualité utilisés dans le calcul du facteur q, méthodologie 2017-2020

Concernant la période réglementaire 2021-2024, une partie seulement des indicateurs ont été conservés, ce qui a eu pour effet de diminuer le nombre de points pour l'électricité à 425 et, pour le gaz, à 25. Cette diminution des indicateurs et des points à partager entre GRD s'est traduite à due proportion par une diminution des pourcentages appliqués aux revenus autorisés des coûts endogènes pour prélever le montant total à répartir entre les GRD. Pour la période 2021-2024, ils ont été ainsi fixés à 0,7969% pour l'électricité et à 0,0469% pour le gaz, avec des plafonds/planchers fixés à respectivement 1,0625% et 0,0625%<sup>125</sup>.

<sup>123</sup> Voir VREG, *Tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 10: De kwaliteitsprikkel*, 24 août 2016

<sup>124</sup> *Idem*, Tableau 4

<sup>125</sup> Voir VREG, *Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024: Bijlage 9C: Berekeningsmodel Q-factoren 21-24*, 13 août 2020

Code	Kwaliteitsindicator	Eenheid	Minimale registratieperiode voor beoordeling	Voor activiteit		Onder de distributienetbeheerders te verdelen punten per activiteit en per beoordeeld jaar		
						(a)	Weging% (b)	Weging punten (a)x(b)
A1	Onderbrekingsfrequentie middenspanningsnet	-	3 kalenderjaar	Elekt.	n.v.t.	400	38,5%	154
A2	Onderbrekingsduur middenspanningsnet	Tijd		Elekt.			31,5%	126
A3	Onderbrekingsfrequentie laagspanningsnet	-		Elekt.			16,5%	66
A4	Onderbrekingsduur laagspanningsnet	Tijd		Elekt.			13,5%	54
D1	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige nieuwe aansluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde aansluitingen	EUR/aansluiting	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas	25	80%	20
D2	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige heraanluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde heraanluitingen	EUR/aansluiting	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas		20%	5

Source VREG I26 : indicateurs de qualité utilisés dans le calcul du facteur q, méthodologie 2021-2024

### 10.5.2.2 Incitants en matière de qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution dans la méthodologie tarifaire en Région wallonne

La CWaPE surveille la qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution de différentes manières en Région wallonne.

A côté du contrôle et de l'approbation des plans d'adaptation et d'investissement, la qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution est suivie annuellement par la CWaPE au travers de deux rapports demandés au GRD wallons, un par fluide, relatifs à la qualité de service de ces derniers. Les résultats de ces rapports ne sont pas publiés par la CWaPE. Des problèmes de qualité et de cohérence dans les données ont par ailleurs été constatés par la CWaPE lors d'un audit<sup>127</sup>, ce qui a donné lieu à la mise en place d'un plan d'action pour corriger les données pour les futurs rapports<sup>128</sup>.

Lors de l'adoption de sa méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE a introduit un terme annuel de qualité (Q) dans le revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution wallons, servant d'incitant financier reflétant le niveau de qualité de service de ces derniers. Les indicateurs et les objectifs de performance n'ont pas été fixés spécifiquement par la CWaPE dans cette méthodologie, tout au plus la CWaPE mentionnait que ces indicateurs auront trait notamment à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux, aux délais de raccordement, aux données de comptage, à l'intégration des

<sup>126</sup>Voir VREG, *Tarifmethodologie reguleringsperiode 2021-2024: Bijlage 9: De kwaliteitsprikkel*, Tableau 3, 13 août 2020

<sup>127</sup> Voir CWaPE, *Rapport (CD-20d23-CWaPE-0072) sur l'audit des rapports qualité des GRD*, 23 avril 2020 (<https://www.cwape.be/publications/document/3147>)

<sup>128</sup> Voir CWaPE, *Décision (CD-21b11-CWaPE-0482) sur le plan d'action à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier*, 11 février 2021 (<https://www.cwape.be/publications/document/4464>)

productions décentralisées dans les réseaux et à la satisfaction des clients finals. En toute logique, à défaut d'indicateurs spécifiques, le facteur Q a été fixé à 0 EUR pour la période 2019-2023<sup>129</sup>.

Dans son projet de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>130</sup> soumis à consultation, la CWaPE a introduit 9 indicateurs de qualité pouvant mener un GRD à avoir un terme Q positif ou négatif, ou en d'autres termes, à avoir une majoration ou une minoration de son revenu autorisé. Ces indicateurs seront progressivement introduits durant la période 2024-2028 en fonction de la disponibilité des données, et d'un historique suffisant de celles-ci permettant de fixer les objectifs à atteindre par chaque GRD pour chaque indicateur.

Le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>131</sup> de la CWaPE prévoit que le terme Q soit fixé à 0 EUR dans le revenu autorisé fixé *ex ante*. *Ex post*, si le GRD atteint l'objectif fixé pour un indicateur, il recevra une majoration de son revenu autorisé (qui se traduira en bonus), à l'inverse, s'il n'atteint pas l'objectif fixé, son revenu autorisé sera minoré (ce qui se traduira par un malus). Un GRD peut donc recevoir un bonus pour un indicateur et un malus pour un autre, en fonction de ses performances.

Les objectifs de chaque GRD ont été ou seront fixés individuellement sur base d'une tendance historique de chaque indicateur pour chaque GRD. Par prudence, la CWaPE vise une stabilité dans la qualité des services des GRD, plutôt qu'une amélioration de celle-ci qu'elle ne considère *a priori* pas comme un résultat supérieur en soi, pour lequel l'URD serait prêt à payer plus.

La CWaPE a fixé un terme Q de manière prudente, en cherchant l'équilibre entre le maintien d'un réel incitant pour le GRD, sans pour autant l'inciter à faire des arbitrages non vertueux ou à lui faire supporter des risques financiers trop importants en cas de sous-performance, et la charge financière à supporter par l'URD au travers des tarifs de distribution. Le montant total par GRD atteignable via le terme Q est calculé sur base d'un pourcentage de la moyenne des coûts contrôlables 2024-2028 *ex ante* de chaque GRD, hors charges liées aux OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, indexés de chaque GRD. Le pourcentage a été fixé à 0,5% afin de maintenir l'impact financier annuel pour l'URD sous les 1 EUR par EAN. Concrètement, en 2028, si un GRD devait atteindre tous ses objectifs, avec le pourcentage de 0,5% appliqué, cela impliquerait une hausse de tarif par EAN de l'ordre de 0,95 EUR pour l'électricité et 0,92 EUR pour le gaz<sup>132</sup>.

Le montant total atteignable par GRD via le terme Q ainsi calculé a été ventilé, via un pourcentage, sur les différents indicateurs selon les priorités fixées par la CWaPE.

---

<sup>129</sup> CWaPE, *Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 (version consolidée)*, p32, 2 septembre 2021

<sup>130</sup> CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, 27 mai 2022.

<sup>131</sup> Bien qu'une méthodologie ait été publiée par la CWaPE pour la période 2025-2029, les modifications apportées ne sont pas de nature à modifier ce benchmark, celui-ci ayant été réalisé dans le cadre de la phase préparatoire.

<sup>132</sup> CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028. Annexe I : Motivation du projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, 27 mai 2022.

Indicateur		2024	2025	2026	2027	2028	Electricité		Gaz	
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	SAIFI « propre GRD »				x	x		25%		0%
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)					x	25%	100%	45%	100%
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge					x		75%		75%
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	x	x	x	x	x	25%	25%	45%	25%
Production décentralisée	Production décentralisée							0%		0%
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
Pertes	Taux de perte					x	10%	100%	0%	0%

Source CWaPE I 33 : indicateurs de qualité utilisés dans le calcul du terme Q

Ainsi, pour le GRD RESA par exemple, les montants à majorer ou à minorer de son revenu autorisé en fonction de l'atteinte ou non de ses objectifs pour les indicateurs de qualité définis par la CWaPE pour la période 2024-2028 sont les suivants :

RESA ELEC		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	112.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	84.000 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	44.800 €
<b>Total par année</b>		<b>106.400 €</b>	<b>106.400 €</b>	<b>106.400 €</b>	<b>207.200 €</b>	<b>448.100 €</b>

RESA Gaz		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	94.900 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	71.100 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Total par année</b>		<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>210.800 €</b>

Source CWaPE I 34 : valeurs de chaque indicateur de qualité par an pour le GRD RESA

<sup>133</sup>Voir CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, p72, 27 mai 2022

<sup>134</sup>Idem, p74-75

## 10.6 Orientations proposées pour la méthodologie tarifaire 2025-2029

### 10.6.1 Type d'incitants dans la régulation par objectifs sur les KPI

Comme on l'a vu précédemment, dans la régulation par objectifs sur les KPI actuellement en vigueur (2020-2024), bien que le résultat effectif sur chaque KPI donne lieu à un bonus ou à un malus, au global l'incitant est un bonus égal à 0 dans le pire des cas.

Pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, il est proposé de conserver un schéma de bonus / malus par indicateur, sur l'ensemble des indicateurs (existants et nouveaux), car il s'agit d'une approche équilibrée à la fois pour Sibelga et pour les URD.

En revanche, il est proposé de passer à compter de 2025 à une véritable régulation par objectifs de type bonus / malus, en supprimant la disposition actuelle limitant le malus global à 0, pour aller vers un schéma plus équilibré entre Sibelga et les URD, plus incitatif pour Sibelga, et qui est également plus en ligne avec les schémas en place ou à venir dans les autres régions de Belgique, ainsi qu'avec les schémas implémentés depuis de nombreuses années dans d'autres pays de l'UE. BRUGEL souhaite également abandonner le régime volontaire, avec une liste complète de KPI entrant en vigueur avec la nouvelle méthodologie tarifaire électricité / gaz.

Dans ce cadre, le bonus / malus maximum par indicateur et/ou l'enveloppe globale de bonus/malus pourra être symétrique (+ X k€ / - X k€) ou non (+ X k€ / - Y k€).

L'analyse de ces dispositions est détaillée dans la section [10.3.3](#).

### 10.6.2 Montant des incitants

Les montants actuels des incitants de bonus / malus par indicateur et de bonus global sont faibles au regard de la marge équitable et de la base de coûts totale, mais plutôt en ligne avec les schémas de régulation de la qualité de service observés dans d'autres régions (eg. Wallonie) ou d'autres pays (France), car sur ce type d'indicateurs la mise en place de bonus ou malus trop élevés peut être contreproductive et se heurter à des problèmes de conformité avec le cadre légal et de forte résistance des opérateurs. Le principe général est de fixer un niveau de bonus / malus à la hauteur de la criticité de l'enjeu.

Concernant les nouveaux KPI relatifs au smart metering et au smart grid, une enveloppe additionnelle de bonus / malus global et par indicateur devrait être définie, d'un niveau à positionner en fonction de l'importance accordée par BRUGEL au déploiement effectif de ces solutions d'ici 2029 selon la volumétrie définie dans les business plans des projets correspondants approuvés par BRUGEL. L'analyse du montant de ces incitants est détaillée dans la section [10.3.5](#).

### 10.6.3 Proposition de KPI pour la méthodologie tarifaire 2025-2029 et incitants associés

#### 10.6.3.1 Vue d'ensemble

Pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, il est proposé :

- **de limiter le mécanisme incitatif sur la qualité des services à la qualité de distribution d'électricité et de gaz en s'appuyant sur les indicateurs SAIFI/SAIDI avec un incitant de type bonus / malus par indicateur ;**

- **de compléter ce mécanisme par 2 nouveaux :**
  - **un mécanisme incitatif pour le déploiement des compteurs intelligents communicants avec le marché**, permettant d'inciter Sibelga au déploiement systématique des compteurs intelligents dans les cas cités dans l'ordonnance électricité ainsi qu'à la qualité de communication avec compteurs ;
  - **un mécanisme incitatif pour le déploiement des réseaux intelligents (SmartGrid)**, permettant d'inciter Sibelga au large déploiement de solutions smart grid conformément aux business plans des projets smart grid qui seront approuvés par BRUGEL, ainsi qu'à la qualité de service associée ;
  - à chacun de ces 2 nouveaux mécanismes correspondra une enveloppe d'incitant additionnelle;
- **de supprimer la disposition actuelle limitant le malus global à 0 afin de passer à une véritable régulation par objectifs de type bonus / malus** comme indiqué précédemment dans la section [10.3.1.](#)

#### **10.6.3.2 Mécanisme incitatif sur la qualité des services du GRD**

Ce mécanisme vise à valoriser, via une incitation de type bonus/malus, les performances du GRD pour ce qui concerne la qualité de la distribution d'électricité et de gaz de ses réseaux. Les indicateurs relatifs à l'indisponibilité et à la fréquence d'interruption de l'alimentation des URD sont généralement utilisés.

BRUGEL conserve donc les KPI SAIFI/SAIDI actuellement en vigueur (pour la période 2020-2024) pour la distribution d'électricité et de gaz. Compte tenu du contexte attendu pour la période 2025-2029, notamment concernant les charges flexibles (véhicules électriques, services de partages et de flexibilité) mais aussi du modèle de régulation « revenue cap » adopté pour la prochaine période tarifaire, BRUGEL fixe les limites de détermination des performances du GRD au niveau des objectifs fixés pour l'année 2024.

En effet, BRUGEL estime que le nouveau modèle de régulation va inciter le GRD à mieux rationaliser ses investissements dans le cuivre. Ceci peut représenter un risque sur la qualité de distribution d'électricité et de gaz. Il y a lieu donc d'établir des KPI basés sur des indicateurs SAIFI/SAIDI pour porter la qualité de la distribution au niveau des objectifs fixés pour l'année 2024 dans l'actuelle méthodologie tarifaire.

### **Méthode d'incitation :**

BRUGEL a introduit un mécanisme de régulation incitative sur les objectifs avec la méthodologie tarifaire 2020-2024, ce qui constitue une évolution significative pour le GRD par rapport à la méthodologie tarifaire précédemment en vigueur lors de la période 2015-2019.

Etant donnée la proposition de supprimer la disposition actuelle limitant le malus global à 0, la nouvelle période tarifaire est en ce sens également une période de transition vers un véritable système d'incitation à la performance non financière de type bonus / malus. Lors de cette phase de transition, il paraît donc pertinent pour en favoriser l'acceptation par Sibelga de mettre en place pour les indicateurs existants une enveloppe incitative asymétrique avec un montant du bonus maximal noté +X strictement supérieur au montant maximal du malus noté -Y. +X et -Y sont des paramètres du modèle de régulation à définir (BRUGEL pourra le cas échéant lors des périodes tarifaires suivantes, reconsidérer sa position et évoluer si nécessaire vers une enveloppe globale symétrique selon les orientations souhaitées). Bien que l'enveloppe globale de bonus / malus soit asymétrique, il est proposé de conserver une enveloppe de bonus / malus par indicateur symétrique, par soucis de simplicité. Dans le cadre de ces nouvelles dispositions proposées, le bonus / malus global pour les KPI existants est calculé comme suit :

- La somme S des bonus / malus par KPI existant est calculée ex-post comme dans la méthodologie 2020-2024, sur la base de l'enveloppe d'incitant par KPI qui demeure donc symétrique.
- Si S est supérieure ou égale à 0, le GRD se voit allouer le bonus S.
- Si S est strictement négative, le GRD se voit allouer un malus égal à S si  $S > -Y$ , et à -Y dans le cas contraire

Comme indiqué précédemment, Y est un paramètre du modèle de régulation à fixer par BRUGEL selon la force de l'incitation et l'équilibre global du modèle de régulation souhaité (proposition :  $Y = 0,5 * X$ ).

### **Montant de l'incitation :**

S'agissant d'un périmètre d'indicateurs plus restreint que pour la période 2020-2024 et considérant que Brugel souhaite pour cette période inciter davantage le mécanisme incitatif sur les compteurs intelligents et le smartgrid, BRUGEL a décidé de fixer une enveloppe plus réduite pour les indicateurs liés à la qualité de Service.

Par ailleurs, pour la période 2025-2029, le mécanisme de bonus/malus sera réévalué à la lumière des différents indicateurs qui auront été développés au cours de cette période tarifaire.

#### ***10.6.3.3 Mécanisme incitatif pour le déploiement des compteurs intelligents communicants avec le marché***

BRUGEL dans sa première réflexion envisageait de mettre en place 3 nouveaux indicateurs relatifs aux systèmes intelligents de mesure :

- KPI\_I : Nombre annuel total de compteurs intelligents installés
  - Le nombre total est calculé par agrégation de deux sous-indicateurs :
    - NI : Nombre annuel total de compteurs installés

- N2 : Nombre de compteurs communicables<sup>135</sup> (compteur opérationnel sur l'ensemble de la chaîne de communication et traitement des données et activable, l'activation ne dépend alors que du consentement des clients)
- KPI\_2 : Nombre de demandes clients transition (VE, PV)
- KPI\_3 : Demandes de placement traitées dans le délai imparti

Le jeu de KPI envisagé couvre bien les principaux enjeux auxquels doit répondre Sibelga, mais appelle les commentaires suivants :

- L'indicateur KPI\_1 incite Sibelga d'une part à tenir son plan de déploiement des compteurs intelligents, d'autre part à assurer que les compteurs installés posés dans l'année soient bien totalement opérationnels et activable au plus tard en fin d'année. Cependant, KPI\_1 fait doublon avec l'indicateur de nombre de compteurs installés dans le cadre du mécanisme de WACC bonifié / minoré déjà défini et validé par le CA de BRUGEL, et cherche à traiter de manière complexe deux objectifs distincts. Nous proposons donc de segmenter l'incitation à travers 2 indicateurs, le premier focalisé sur l'incitation à installer au cours de la période de régulation le nombre de compteurs intelligents prévu dans le business plan approuvé par BRUGEL, le second focalisé sur la maximisation du nombre de compteurs communicables parmi les compteurs intelligents installés.
- BRUGEL propose de mettre en place l'indicateur KPI\_2 relatif au nombre de demandes des clients transition afin d'inciter le GRD à stimuler l'augmentation de cette demande. Pour cela, le KPI serait calculé de la façon suivante :

$$KPI_2 = \frac{\text{Demande effective des clients transition}}{\text{Demande de référence établie par BRUGEL}}$$

La demande de référence serait établie par BRUGEL sur base du plan énergie climat et du delivery plan de la région.

Nous émettons des réserves sur la mise en place d'un tel indicateur, en effet :

- La demande des clients transition est un facteur sur lequel Sibelga n'a pas une maîtrise directe, de plus la demande de référence est établie en fonction d'hypothèses et de scénarios comprenant de nouveaux facteurs extérieurs à Sibelga.
- S'il est vrai que Sibelga peut jouer un rôle dans le développement des nouveaux usages de l'électricité, il est possible que Sibelga effectue des efforts dans ce sens sans que les URD n'y soient sensibles. Dans ce cas, Sibelga est doublement pénalisé : d'une part Sibelga supporte les coûts nécessaires à la promotion de la demande des clients transition, et d'autre part Sibelga ne bénéficie d'aucune bonification.
- Par ailleurs, un tel indicateur peut aussi constituer un effet d'aubaine pour Sibelga dans le cas où la demande effective des clients transition est supérieure aux projections retenues dans le cadre de la demande de référence.

Sur cette base, nous proposons donc d'ajuster le jeu d'indicateurs relatifs au comptage intelligent avec la mise en place des 3 indicateurs suivants :

---

<sup>135</sup> Un compteur intelligent est qualifié de communicable lorsque l'ensemble de la chaîne CMS est fonctionnelle pour ce compteur, indépendamment de l'accord de l'URD sur le caractère communicant du compteur. Un compteur communicable peut donc être activé et délivrer les services requis aux Fournisseurs à travers la plateforme CMS ainsi qu'aux URD.

- Un KPI relatif au nombre de compteurs intelligents installés, dans le cadre du schéma de WACC bonifié / minoré déjà défini (KPI\_1) ;
- Un KPI relatif au nombre de compteurs communicables (KPI\_2) ;
- Un KPI relatif aux délais de placement dans le cadre des cas obligatoires (KPI\_3).

**Suite aux discussions avec Sibelga lors des phases de concertation et de consultations, des évolutions substantielles ont été apportées aux différents indicateurs. La méthodologie a été modifiée en fonction.**

#### 10.6.3.3.1 Incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents

Suite aux travaux préparatoires BRUGEL prévoit de mettre en place une mesure d'incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents avec la mise en place d'un WACC bonifié, non bonifié ou minoré, applicable à l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent<sup>136</sup> sur la période de régulation selon la performance du GRD.

##### **Définition et calcul de l'indicateur :**

Pour mesurer la performance du GRD relative au déploiement de compteurs intelligents (ci-après CI), l'indicateur KPI\_1 suivant est utilisé. L'objectif est de mesurer la performance du GRD relative au nombre de compteurs installés sur la période tarifaire par rapport à l'objectif fixé dans le business plan approuvé par BRUGEL.

KPI\_1 est calculé comme suit :

$$KPI_1 = \frac{\text{Nombre de CI installés lors de la période tarifaire 2025 – 2029}}{\text{Objectif de CI installés sur 2025 – 2029 dans le BP approuvé}}$$

Sont comptabilisés tous les compteurs intelligents réellement installés chez les clients entre le 1/1/2025 et le 31/12/2029, indépendamment du fait qu'ils soient communicables ou pas.

##### **Méthode d'incitation :**

Le montant effectif de l'incitation est déterminé à l'issue de la période régulatoire (2030), l'indicateur étant calculé sur l'ensemble de la période tarifaire 2025-2029.

L'incitation consiste en un WACC bonifié (WACC de base + prime FR en points de base) ou minoré (WACC de base – pénalité PE en points de base) pour l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent<sup>137</sup> installé au cours de la période de régulation 2025-2029. La bonification ou minoration du WACC s'applique sur toute la durée de vie des actifs concernés par l'investissement (la durée d'amortissement des compteurs intelligents est de 15 ans).

Pour évaluer la performance du GRD, deux seuils (paramètres du modèle de régulation) sont mis en place :

---

<sup>136</sup> Les coûts d'investissement pris en compte couvrent les coûts de placement des compteurs intelligents, comprenant la pose et l'ensemble du matériel (compteur intelligent et matériel associé)

<sup>137</sup> Les coûts d'investissement pris en compte couvre les coûts de placement des compteurs intelligents, comprenant la pose et l'ensemble du matériel (compteur intelligent et matériel associé)

- S1, le seuil d'attribution du WACC bonifié (supérieur à 90 % conformément aux conclusions de la phase I , fixé ici à titre d'exemple à 95 %) ;
- S2, le seuil d'attribution du WACC minoré (paramètre du modèle de régulation qui doit refléter le niveau d'incitation souhaitée, fixé ici à titre d'exemple à 85 %).

Le GRD peut alors être dans 3 situations :

1. Si  $KPI_1 \geq S1$ , alors le GRD bénéficie d'un WACC bonifié d'une prime PR (paramètre du modèle de régulation à fixer) pour l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent réalisés au cours de la période de régulation ;
2. Si  $S1 > KPI_1 > S2$ , le GRD conserve le WACC de base pour l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent réalisés au cours de la période de régulation ;
3. Si  $KPI_1 \leq S2$ , le GRD se voit octroyer un WACC minoré d'une pénalité PE (paramètre du modèle de régulation à fixer) pour l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent réalisés au cours la période de régulation.

En pratique, le WACC pris en compte dans le calcul du revenu maximum autorisé budgétaire pour les investissements concernés par ce mécanisme est le WACC de base, comme pour tous les autres investissements. À l'issue de la période tarifaire, lors du contrôle ex-post de l'année 2029 réalisé en 2030, l'attribution d'un WACC bonifié, respectivement minoré, se traduit par le calcul du bonus, respectivement du malus, égal à la rémunération du capital en sus, respectivement en moins, pour l'ensemble des investissements relatifs au comptage intelligent effectués sur la période de régulation, par rapport à la rémunération effectivement perçue à travers le WACC de base. Ce bonus, respectivement malus, pourrait être intégré au facteur de bonus/malus lié à la performance non financière  $Q_t$  de l'année 2031, ou au besoin réparti sur les années 2031 à 2034 afin d'éviter une variation trop importante du tarif d'utilisation du réseau. De manière alternative, ce bonus/malus pourrait être pris en compte directement dans le mécanisme de gestion des soldes tarifaires, qui a pour avantage d'intégrer directement les mécanismes et flexibilités pour éviter une forte variation du tarif d'une année à l'autre. Par ailleurs, les investissements se voyant octroyé un WACC bonifié, respectivement minoré, devant bénéficier de ce WACC sur l'ensemble de leur durée d'amortissement (15 ans<sup>138</sup>), le WACC bonifié, respectivement minoré est pris en compte dans le calcul de la marge équitable ex-post au cours de la période 2030-2034 (en effet le revenu maximum autorisé budgétaire 2030-2034 ne peut être calculé que sur la base du WACC de base, la performance du GRD sur KPI\_1 n'étant pas connue à la date d'établissement de ce RMA).

Il est également proposé d'introduire les deux indicateurs de suivi annuel suivants<sup>139</sup> (donc non incités) afin d'assurer la symétrie d'informations entre SIBELGA et BRUGEL en cours de période tarifaire :

$$Suivi_{KP\_1a,N} = \frac{\text{Nombre de CI installés lors de l'année } N}{\text{Objectif de CI installés fixé dans le BP approuvé pour l'année } N}$$

<sup>138</sup> Nous mentionnons ici 15 ans car il s'agit de la durée usuelle d'amortissement des compteurs intelligents en Région Wallonne et en Flandre, la durée de vie d'un compteur intelligent pouvant aller jusqu'à 18 ou 20 ans selon les fabricants. Le rapport de fin de phase I du lot 2 discuté avec Sibelga lors de la phase préparatoire mentionne la durée de 10 ans pour les « Appareils de mesure et de comptage électroniques (télémesurés ou non et/ou communicants) », sur la base de l'existant. Il conviendra de fixer dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 la durée effective retenue.

<sup>139</sup> Ces indicateurs ne sont pas retenus dans la méthodologie. Ces indicateurs seront intégrés dans un reporting spécifique au déploiement des compteurs intelligents.

Avec : N, une année de la période tarifaire 2025-2029 (N = 2025, 2026, 2027, 2028 ou 2029).

$$Suivi_{KP\_1b,N} = \frac{\text{Nombre de CI installés du 1/1/25 au 31/12/N}}{\text{Objectif de CI installés sur 2025 – 2029 fixé dans le BP approuvé}}$$

Avec : N, une année de la période tarifaire 2025-2029 (N = 2025, 2026, 2027, 2028 ou 2029).

### **Simulation du montant de l'incitation :**

Nous avons réalisé une simulation du montant de l'incitation associé à cet indicateur. Pour cela, les hypothèses retenues sont les suivantes :

- Hypothèses relatives déploiement des compteurs intelligents :
  - Sibelga prévoit d'installer 312 165 compteurs intelligents entre 2025 et 2029 (53 745 en 2025 puis 64 605 par an de 2026 à 2029)<sup>140</sup> ;
  - Le coût moyen unitaire de placement d'un compteur intelligent est de 230 € (pose et matériel) ;
  - La durée d'amortissement d'un compteur intelligent est de 15 ans.
- Hypothèses relatives au niveau d'incitation :
  - Le seuil S1 est fixé à 95 % ;
  - Le seuil S2 est fixé à 85 % ;
  - La bonification du WACC (prime PR) est de 150 points de base (1,5%) et la minoration du WACC (pénalité PE) est de -75 points de base (-0,75 %).
- Hypothèse relative au WACC du GRD :
  - Le WACC non bonifié du GRD est fixé à 3,0109 % (valeur de l'année 2021).

Conformément au schéma de régulation proposé, la rémunération du capital du GRD sur les compteurs intelligents déployés lors de la période, sur toute la durée de vie des équipements, évolue en fonction de la performance du GRD :

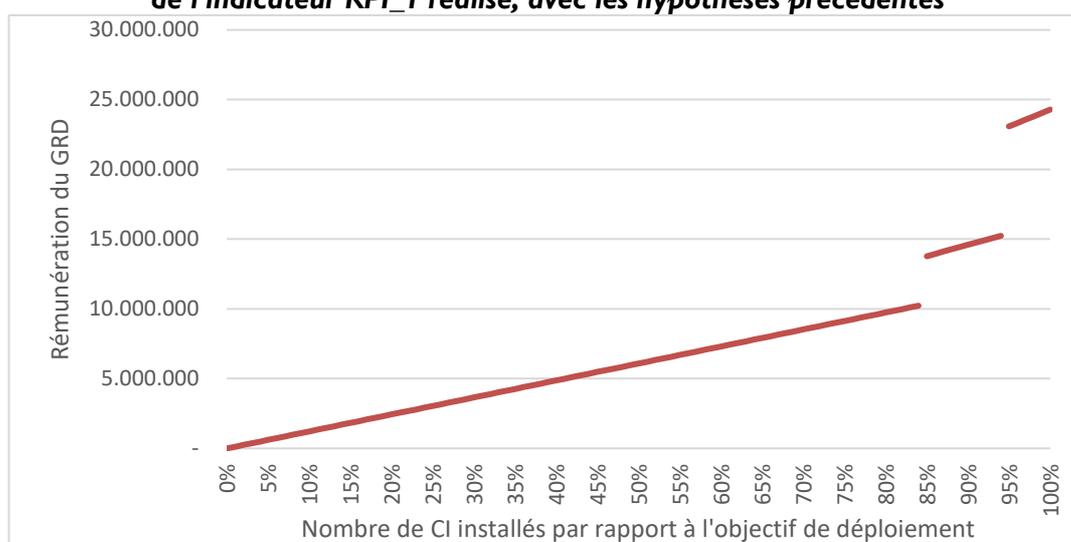
- Le GRD peut bénéficier d'un surplus de rémunération du capital par rapport au WACC de base lorsqu'il installe entre 95 % (S1) et 100 % des compteurs intelligents ; ce surplus de rémunération est compris :
  - entre 7 673 406 € et 8 077 269 € sur la durée de vie des équipements ;
  - entre 2 639 641 € et 2 778 570 € pour la période 2025-2029.
- Le GRD ne bénéficie pas d'une bonification ni d'une minoration de sa rémunération du capital lorsque l'indicateur KPI\_I est compris entre les seuils S1 et S2 ;
- Le GRD observe une minoration de sa rémunération du capital par rapport au WACC de base, s'il n'atteint pas le seuil S2 : par exemple avec une performance de 70 %, la minoration de rémunération s'élève ici à 2 827 044 € sur la durée de vie des équipements et 972 499 € sur la période 2025-2029.

---

<sup>140</sup> Source : note de Sibelga pour le gouvernement transmise en octobre 2022

La figure suivante présente dans le cadre de ces hypothèses la rémunération du capital du GRD sur les compteurs intelligents installés au cours de la période 2025-2029 en fonction de l'indicateur KPI\_I réalisé, sur l'ensemble de la durée de vie des compteurs. Le gain pour le GRD est matérialisé par le saut effectué au passage des 95 % (S1), tandis que la pénalisation du GRD est matérialisée par le saut effectué au passage des 85 % (S2). La pente des 3 segments est déterminée par les WACC correspondant : WACC minoré pour le premier, WACC de base pour le second, WACC bonifié pour le dernier.

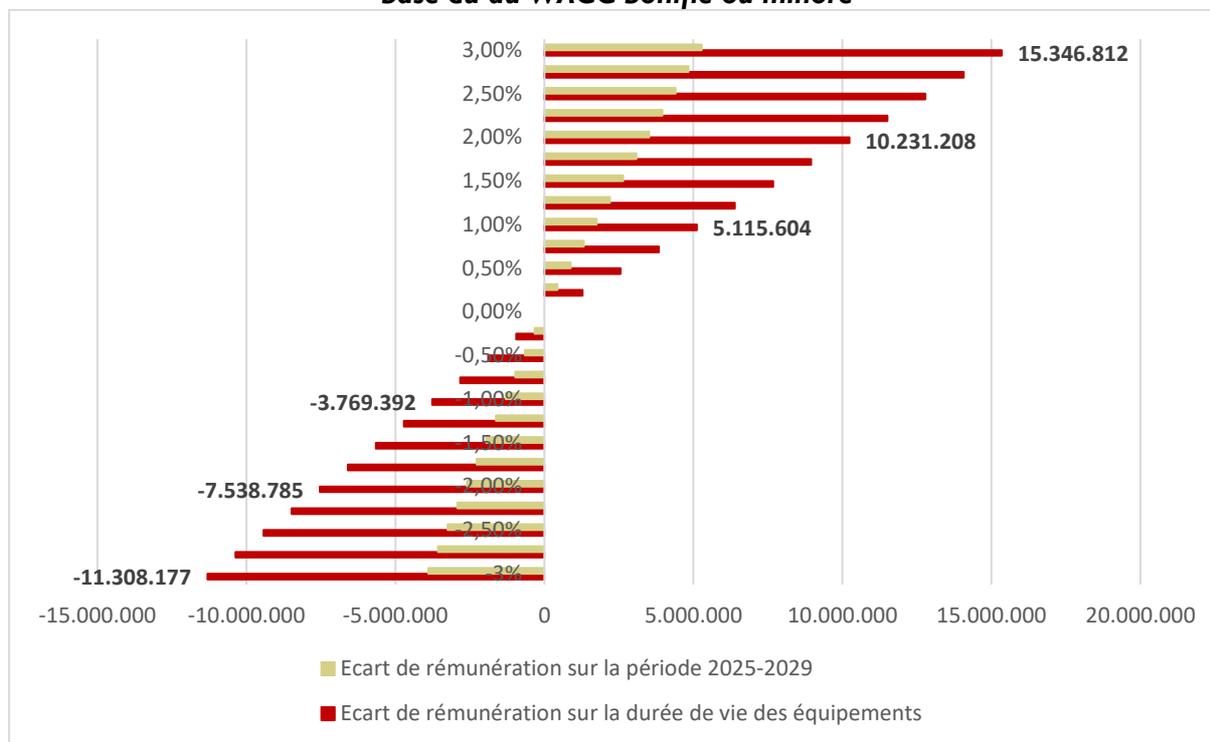
**Figure 7. Simulation de l'évolution de la rémunération du capital sur les CI installés par le GRD au cours de la période 2025-2029 sur toute la durée de vie des équipements, en fonction de l'indicateur KPI\_I réalisé, avec les hypothèses précédentes**



En conservant les mêmes hypothèses, en particulier S1=95% et S2=85%, nous avons également simulé l'écart de rémunération que représente le WACC bonifié ou minoré par rapport au WACC de base en fonction de la prime PR et de la pénalité PE en fixant deux nouvelles hypothèses :

- Le calcul de l'écart de rémunération pour un WACC bonifié est effectué en prenant pour hypothèse que le GRD déploie 95 % des compteurs intelligents par rapport à l'objectif ;
- Le calcul de l'écart de rémunération pour un WACC minoré est effectué en prenant pour hypothèse que le GRD déploie 70 % des compteurs intelligents par rapport à l'objectif.

**Figure 8. Montant estimé de l'écart de rémunération du capital par rapport au WACC de base dû au WACC bonifié ou minoré**



Suite aux échanges avec Sibelga sur le mécanisme de WACC bonifié / minoré précédemment décrit, Sibelga a proposé une adaptation de ce mécanisme, qui porte sur le remplacement de la variation du WACC par palier, illustré sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Sibelga indique :

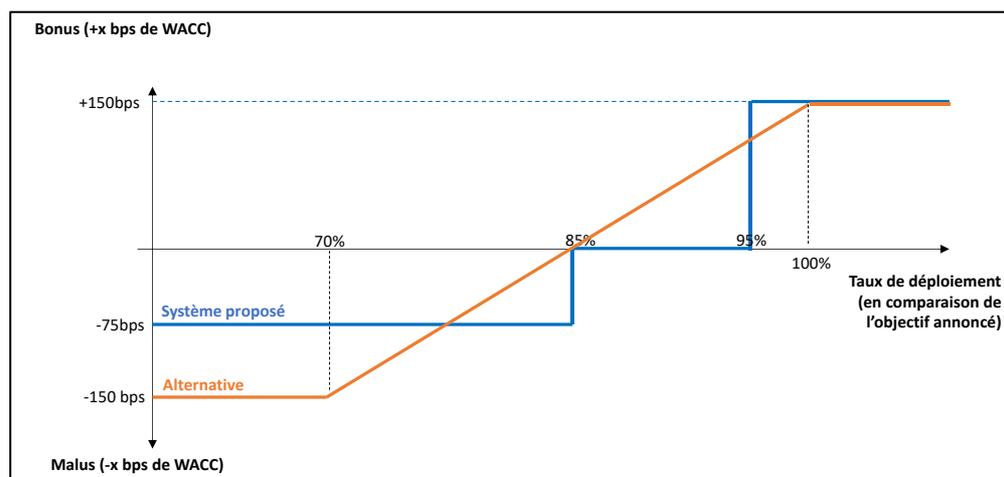
« Sibelga s'interroge en sur les effets indésirables qui seraient liés au fonctionnement par palier :

- Si, dans le courant de 2025-2029, il semble compliqué d'atteindre 85% de déploiement, Sibelga pourrait considérer la pénalité comme « inévitable » (et pourrait ne plus déployer tous ses efforts pour l'éviter).
- Au contraire, si les conditions devaient être plus bénéfiques que prévues, une fois atteint le plafond de 95% de déploiement aucun bonus supplémentaire n'est prévu.

Aussi, une alternative intéressante selon Sibelga consisterait à fonctionner avec une linéarité du bonus/malus. »

Sibelga propose une formule du WACC applicable aux compteurs intelligents déployés sur 2025, qui varie linéairement entre -150 bps et +150 bps et l'illustre comme suit :

« Cette formule est illustrée sur le graphique ci-dessous et serait basée sur un incitant qui augmenterait linéairement entre 70% de taux de déploiement (où la pénalité serait de -150 bps) et 100% de taux de déploiement (où l'incitant serait de 150 bps). Le point neutre resterait à 85%.



**BRUGEL est favorable à l'adaptation du mécanisme proposée par Sibelga.**

#### 10.6.3.4 Incitation au déploiement des compteurs intelligents communicables via $KPI_{2N}(\%)$

BRUGEL souhaite inciter le GRD à déployer les compteurs intelligents, dans les cas listés par l'ordonnance électricité, conformément aux objectifs de volumétrie fixés dans le business plan approuvé mais aussi inciter le GRD à assurer que les compteurs installés soient bien également communicables. L'enjeu est en effet de s'assurer que les compteurs déployés soient bien opérationnels, pour pouvoir être activés lorsque le client donne son accord pour activer les services du marché particulièrement ceux facilitant la transition énergétique.

Il y a donc lieu de s'assurer que la chaîne de communication des compteurs jusqu'au marché est déployée, opérationnelle et disponible. Dans cette optique, BRUGEL propose d'évaluer les performances du GRD pour le déploiement des compteurs intelligents communicants par la mise en œuvre de deux types de KPI incitatifs :

- KPI de déploiement des interfaces et application IT de communication avec le marché ( $KPI_{21N}$ ): il s'agit de mesurer le déploiement effectif de tous les éléments de la chaîne de communication des URD jusqu'au marché avec une capacité suffisante pour gérer tous les compteurs intelligents déployés sur les points d'accès ;
- KPI d'(in)disponibilité des interfaces et applications de communication ( $KPI_{21N}$ ) : il s'agit de mesurer les performances du GRD dans la gestion de la communication entre les compteurs et le marché.

La pondération entre ces deux types de KPI est reprise dans le tableau ci-dessous.

$KPI_{2N}(\%)$	Poids
$KPI_{21N}(\%)$ de déploiement des interfaces et applications IT de communication	40%
$KPI_{22N}(\%)$ d'(in)disponibilité des interfaces et applications de communication	60%
	100%

Cette pondération est dictée par les considérations suivantes :

- Le déploiement des interfaces et applications IT est en partie déjà sous-traitée à des fournisseurs de service (Data as a service);
- Les interfaces de communication avec le marché souffrent actuellement de disfonctionnements structurels notamment au niveau de la CMS d'ATRIAS.

#### 10.6.3.4.1 KPI déploiement des interfaces et applications IT de communication ( $KPI_{21N}$ )

Cet indicateur a pour objectif de maximiser le nombre de compteurs communicables déployés par le GRD parmi les compteurs intelligents installés par le GRD. Nous proposons la mise en place d'un indicateur annuel car un indicateur évalué sur l'ensemble de la période tarifaire se révélerait contre-productif : si l'évaluation du nombre de compteurs communicables est uniquement réalisée en fin de période, cela signifie que le GRD peut installer de nombreux compteurs sans s'assurer de leur caractère communicable avant la fin de la période tarifaire. Dans ce cas, le GRD serait en mesure d'obtenir un bonus alors que la performance serait faible.

L'indicateur est calculé ex-post pour chaque année N de la période 2025-2029 selon la formule suivante :

$$KPI_{21N}(\%) = \min \left[ \alpha * \frac{CC}{Nsm} ; 100 \right] ;$$

$\alpha = 1$  si toutes les interfaces et applications IT de communication ont été installées et opérationnelles : il s'agit des interfaces suivantes :

- Interface GRD-URD permettant d'activer les fonctionnalités minimales imposées par l'annexe 6 de l'ordonnance électricité ;
- Interface GRD-URD permettant la transmission des données issues des compteurs intelligents au marché via le CMS d'ATRIAS ;

$\alpha = 0$  si au moins une interface de la chaîne de communication est manquante caractérisée par :

- Pour l'interface GRD-URD : si pour au moins une des fonctionnalités minimales imposées par l'annexe 6 de l'ordonnance électricité, l'activation est impossible par défaut d'implémentation d'une application ou d'une interface y relative.;
- Pour l'interface GRD-Marché : si pour au moins une des fonctionnalités permettant l'activation des services de transmission d'index, de courbes de charge, des données techniques de points d'accès aux acteurs du marché via la CMS d'ATRIAS, l'activation est impossible par défaut d'implémentation d'une application ou d'une interface y relative ;
- CC = mesure la capacité des interfaces IT (GRD-URD et GRD-Marché), évaluée en nombre maximal de compteurs intelligents que ces interfaces sont capables de gérer : cette capacité est déterminée par l'élément le plus faible de ces interfaces en termes de capacité de traitement des compteurs intelligents;

Nsm= nombre total cumulé des compteurs intelligents installés chez les URD (communicables ou pas).

L'évaluation des paramètres de cet indicateur est basée sur des éléments suivants :

- Une photo du nombre total de compteurs intelligents installés au 31/12 de l'année N ;
- L'état de déploiement des interfaces et applications IT au 31/12 de l'année N attesté par les documents suivants :
  - o une description détaillée de toutes les interfaces : schéma fonctionnel, fonctionnalités et capacité technique en termes de nombre de compteurs intelligents à traiter ;
  - o Tout élément de preuve attestant de l'effectivité de l'implémentation des fonctionnalités indiquées avec la capacité de traitement suffisante compte tenu du nombre de compteurs effectivement installés.

### **Méthode d'incitation :**

Pour évaluer la performance du GRD, des seuils d'une trajectoire de performance doivent être fixés à partir duquel le GRD commence à percevoir un bonus ou un malus.

Cette trajectoire doit tenir compte des besoins attendus du marché pour la période 2025-2029. BRUGEL estime que ces besoins seront plus importants en fin de période tarifaire qu'à ses débuts.

Le bonus maximum est perçu pour  $KPI_{21N}(\%)$  (Valeur en %)  $\geq$  seuil N et le malus maximum est retenu pour  $KPI_{21N}(\%)$  (Valeur en %)  $<$  seuil\_N .

Les seuils\_N ont été préalablement fixés pour les années 2025 à 2029 comme suit :

- Pour l'année 2025 : 50%
- Pour l'année 2026 : 60%
- Pour l'année 2027 : 70%
- Pour l'année 2028 : 80%
- Pour l'année 2029 : 90%

Toutefois, après la réaction de SIBELGA (voir rapport de consultation), BRUGEL a décidé de postposer ce sous-KPI au 1/1/2026.

Le montant du malus est symétrique. En outre, les seuils\_N doivent au minimum contenir 10% des SMR3<sup>141</sup>.

Ces éléments ont été adaptés suite aux phases de concertation et consultation publique.

#### 10.6.3.4.2 KPI d'(in)disponibilité des interfaces et applications de communication ( $KPI_{22N}$ )

Ce KPI mesure les performances, en termes de disponibilité, des interfaces et applications IT servant à la communication du compteur au marché. L'(in)disponibilité des interfaces et applications IT est évaluée par trois indicateurs suivants :

- KPI d'(in)disponibilité de la communication entre le compteur et le GRD : il s'agit de mesurer la qualité de la télérelève des compteurs intelligents et industriels. Par cet indicateur, BRUGEL

---

<sup>141</sup> Compteur intelligent avec un régime de comptage de type 3 selon le RT caractérisé par une communication au marché des relevés mensuels de courbes de charge.

souhaite inciter le GRD à la maîtrise de la communication avec les compteurs intelligents et avec les compteurs industriels ;

- KPI d'(in)disponibilité des interfaces IT pour les URD : il s'agit de mesurer les performances du GRD dans la gestion des interfaces et application servant aux opérations à distance sur les compteurs, à l'accueil et à la révocation des consentements des URD et à l'accès aux données de leurs points d'accès pour consulter les informations qui les concernent ou pour demander des modifications de leurs données. La définition de ce mécanisme a été postposé à la demande de Sibelga lors de la phase de concertation officielle. ;
- KPI d'(in)disponibilité des interfaces IT pour le marché : il s'agit de mesurer la capacité du GRD à gérer son registre d'accès et à le mettre à jour pour éviter les blocages, actuellement systématique, d'un nombre conséquent de points d'accès.

La pondération entre ces trois KPI est reprise dans le tableau ci-dessous.

$(KPI_{22N})$	Poids
KPI (in)disponibilité communication compteur-GRD	20%
KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD	20%
KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour le marché	60%
	100%

Cette pondération est établie en tenant compte des éléments suivants :

- La communication « Compteurs-GRD » est sous-traitée à des fournisseurs de services (Data as a service) avec des SLA établies par convention;
- La communication « GRD-URD » est à établir et ne vise que les compteurs communicants ;
- La communication «GRD-CMS d'ATRIAS » est déjà établie mais peut subir des dysfonctionnements systématiques caractérisés par le blocage de longues durées d'un nombre conséquent de points d'accès.

### **1) KPI (in)disponibilité de la communication « compteur-GRD »**

Par ce KPI, BRUGEL souhaite encourager le GRD à maîtriser la télérelève à distance pour garantir une meilleure qualité des relevés des compteurs intelligents. Ce KPI mesure le taux de relevé électronique à distance des compteurs AMR, GOL et intelligents (SMR1<sup>142</sup> et SMR3<sup>143</sup> tels que définis dans le RT). Les relevés pris en compte sont les relevés périodiques effectués selon les exigences réglementaires.

---

<sup>142</sup> Compteur intelligent fonctionnant avec le régime de comptage de type 1 caractérisé par un relevé mensuel d'index.

<sup>143</sup> Compteur intelligent fonctionnant avec le régime de comptage de type 3 caractérisé par un relevé mensuel de courbe de charge.

## **Pondération par type de compteurs**

Ordre	Type de compteurs	Nombre de compteurs	Facteur de pondération	Nombre d'opérations	Poids relatif
1	Intelligents SMR1	SMR1	1	SMR1	SM / T
2	AMR, GOL SMR3	AMR assimilés	10	AMR_assimilés*10	AMR_assimilés *10 / T
				T = SMR1 + AMR_assimilés*10	

Cette pondération est effectuée en tenant compte des aspects suivants :

- Le nombre de compteurs concernés par type de compteur : les compteurs intelligents en régime I (SMR1) devraient rapidement devenir beaucoup plus nombreux que les AMR/GOL et SMR3;
- L'impact sur la facturation aux utilisateurs (retard dans la facture de régularisation, erreurs d'estimation) : cet impact est plus important pour le professionnel HT/MP que pour les clients BT qui dans la plupart sont facturés par des acomptes.

Ces éléments ont été adaptés suite aux phases de concertation et consultation publique.

Tenant compte de cette pondération, le calcul du KPI est obtenu mensuellement par cette formule :

$$KPI (\%) = \frac{\text{Nombre pondéré de compteurs relevés dans le délai}}{T}$$

Les résultats annuels sont obtenus par la moyenne des taux réalisés mensuellement. Les évaluations bonus/malus sont obtenus via les seuils de performance déjà fixés pour les compteurs télérelevés pour l'année 2020 dans le mécanisme incitatif 2020-2024 sur la qualité des services du GRD :

- Le seuil de la référence est fixé à 98% : il s'agit d'un niveau de performance neutre en termes de bonus/malus ;
- Les seuils maximums des Bonus (+100%) est égale à 99.10%.
- Les seuils maximums des Malus (-100%) est égale à 97%

Les performances entre ces seuils sont obtenues par une relation linéaire.

### **2) KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD**

Ce KPI mesure l'(in)disponibilité des applications suivantes :

- Gestion des consentements,

- Gestion des interfaces de communication d'échanges de données avec l'URD (ex : déclaration de la borne, accès aux données du point d'accès...)
- Gestion des opérations ouverture/fermeture/modulation de la puissance souscrite ;

Ce KPI est donné par la durée moyenne mensuelle d'indisponibilité des applications implémentées :

$$\sum \frac{(\text{Heure de rétablissement} - \text{heure de début d'indisponibilité}) * \text{nombre d'URD concernés}}{\text{Nombre total de points d'accès visés par les applications IT}}$$

- Le malus maximum est appliqué à partir d'une durée moyenne d'indisponibilité de 6 heures de l'application ;
- Le bonus est évalué comme suit :
  - o Egale à la valeur maximale (100% de bonus) pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\leq 1$ h
  - o Linéairement entre une valeur minimale (0% de bonus pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\geq 3$ h) et la valeur maximal (100%) pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\leq 1$ h.

La définition de cet indicateur a été postposée suite aux discussions avec Sibelga (voir méthodologie) suite à la phase de concertation.

### **3) KPI (in)disponibilité des interfaces IT avec le marché**

Ce KPI mesure l'(in)disponibilité du registre d'accès. Ce KPI est mesuré par le nombre de points d'accès bloqués dont la cause de blocage se trouve dans le CMS ou dans le backend GRD au-delà d'une durée et d'un seuil à déterminer. Un point d'accès est considéré comme bloqué lorsque certaines opérations essentielles au marché ne sont pas réalisables dans le CMS ou dans les backend system du GRD hors applications ad-hoc utilisées dans les « work-around<sup>144</sup> ». Il s'agit des opérations suivantes :

- Mises à jour, selon les règles du MIG applicable, des données techniques et tarifaires des points d'accès ;
- Mises à jour , selon les règles du MIG applicable, des données commerciales (liens entre clients et les acteurs et/ou lien le client et le lieu de consommation).

Le bonus maximum est perçu pour KPI (Valeur en %)  $\leq 500$  points d'accès bloqués pendant moins de 30 jours dans le CMS et dans les backend GRD et le malus maximum est retenu pour KPI\_2N (Valeur en %)  $> 500$  points d'accès bloqués pendant plus de 30 jours dans le CMS et dans les backend GRD.

---

<sup>144</sup> Solution temporaire.

#### 10.6.3.4.3 Montant de l'incitation

L'analyse du montant de l'incitation relative à cet indicateur est détaillée en section [10.3.5.](#)

#### **10.6.3.5 Incitation au respect des délais de placement de compteurs intelligents dans les cas obligatoires**

##### **Définition et calcul de l'indicateur :**

Le GRD doit répondre favorablement aux demandes de placement de compteurs intelligents de la part des URD et plus généralement poser des compteurs intelligents dans toutes les situations de placement obligatoire de compteurs intelligents définies par l'ordonnance, dans des délais raisonnables. Comme indiqué par BRUGEL, les délais maximums de placement seront précisés dans la future version du règlement technique :

- 4 mois pour les cas à la demande d'un URD ;
- 2 mois pour les demandes relatives aux nouveaux usages de l'électricité (VE, PV, stockage, flexibilité et partage d'énergie) ainsi que les autres cas de pose obligatoire d'un compteur intelligent.

Cet indicateur exclut les cas de placement à l'initiative du GRD.

L'indicateur proposé pour inciter au respect des délais maximums de placement et à la minimisation des délais effectifs est calculé ex-post pour chaque année N comme suit :

$$KPI_{3N} = \sum_k \frac{P_k}{\text{Nombre total de demandes}} \times \frac{\text{Délai moyen de placement mesuré}_k}{\text{Délai maximum de placement}_k}$$

Avec :

- **k**, une situation de placement spécifique définie dans le règlement technique
- **P<sub>k</sub>**, le nombre de demandes en situation de placement k au cours de l'année N
- **Délai moyen de placement mesuré<sub>k</sub>** : le délai moyen de placement mesuré au cours de l'année N pour les situations de placement k
- **Délai maximum de placement<sub>k</sub>** : le délai maximum de placement en situation k défini par le règlement technique

##### **Méthode d'incitation :**

Le GRD perçoit un bonus sur KPI<sub>3N</sub> lorsque KPI<sub>3N</sub> < 100 % (Valeur<sub>0%</sub>=100%) et un bonus maximal lorsque KPI<sub>3N</sub> est inférieur ou égal à un seuil Valeur<sub>100%</sub> à fixer par BRUGEL. Nous proposons Valeur<sub>100%</sub> = 50 %, ce qui correspond à un délai de placement moyen réalisé sur les différentes situation de placement égal à la moitié du délai maximum de placement (cette valeur pourrait également être fixée en fonction de la capacité de Sibelga à optimiser son business case). Le GRD se voit attribuer un malus si KPI<sub>3N</sub> > 100 %, avec un malus maximal si KPI<sub>3N</sub>>Valeur<sub>-100%</sub>. Nous préconisons Valeur<sub>-100%</sub> = 120 %.

Nous préconisons également que le montant d'incitation soit symétrique. L'analyse du montant de l'incitation relative à cet indicateur est détaillée en section [10.3.5.](#)

### 10.6.3.6 Mécanisme incitatif pour le déploiement de SmartGrid

BRUGEL envisage de mettre en place au cours de la période 2025-2029 (et au-delà) de nouveaux KPI relatifs au smart grid pour inciter Sibelga à la « smartisation » de son réseau, c'est-à-dire au déploiement effectif de solutions smart grid réellement opérationnelles et présentant un niveau de service approprié permettant de minimiser les investissements dans le cuivre et de faciliter la transition énergétique : ces indicateurs couvriraient les 3 couches du smart grid (distribution, opérations et data), à travers des KPI par grands projets smart grid (seuls les grands projets seraient suivis et incités) pouvant être classifiés schématiquement en 3 types :

- des KPI de suivi de l'avancement de l'implémentation des projets (% d'avancement), non incités ;
- des KPI de suivi du résultat effectif du projet (% de points d'accès couverts par un service effectif), incités par bonus / malus ;
- des KPI de qualité de service des solutions implémentées (durée et fréquence d'indisponibilité de la solution).

Des projets variés peuvent s'inscrire dans le domaine de la « smartisation » du réseau de Sibelga telle que définie par BRUGEL. De ce fait, il apparaît difficile de définir un jeu d'indicateurs pertinents et génériques pouvant couvrir l'ensemble de ces projets. Afin de permettre d'inciter efficacement les projets liés au smart grid, BRUGEL opte pour une approche différenciée par projet. Cette approche permettra à BRUGEL de suivre efficacement le développement du projet et son implémentation. Le choix des indicateurs devrait donc être réalisé ultérieurement sur la base des projets soumis par Sibelga, et pourra s'appuyer sur les principes et types d'indicateurs déjà définis par BRUGEL tels que décrits ci-dessus. Une sélection de projets devra être réalisée sur la base de la roadmap Sibelga et des business plans des projets smart grid soumis par Sibelga : au moins un projet par couche du réseau (donc trois potentiellement).

Un enjeu important de l'incitation à la smartisation du réseau est l'allocation d'une enveloppe incitative globale dédiée, qui est traitée dans la section suivante. Le montant de l'incitation spécifique à chaque projet pourra ensuite être décidée par BRUGEL en fonction des projets soumis par Sibelga et approuvés par BRUGEL, en répartissant l'enveloppe incitative globale entre les projets approuvés.

### 10.6.4 Montants des incitants pour les indicateurs smart metering et smart grid

#### **Déploiement des systèmes intelligents de mesure :**

##### **KPI\_I**

Les éléments décrits dans ce paragraphe sont basés sur l'approche initiale préconisée par BRUGEL (WACC bonifié / minoré par palier), puis une comparaison est donnée avec l'approche modifiée proposée par Sibelga (WACC variant linéairement entre -150 bps et +150 bps).

Le montant de l'incitation relative au nombre de compteurs intelligents installés sur la période 2025-2029 est basé sur la bonification / minoration du WACC du GRD, tel que détaillé en section [10.3.3.3.1.](#) Le montant maximal de l'incitation dépend de la prime PR et de la pénalité PE. Sur la base des hypothèses utilisées précédemment :

- La bonification moyenne annuelle maximale au cours de la période 2025-2029 varie entre 185 k€ et 1111 k€ pour une prime PR variant entre +50 points de base et +300 points de base (voir tableau suivant), représentant entre 29 % et 174 % du montant de l'enveloppe incitative globale pour l'électricité en 2021, c'est-à-dire entre environ 0,8 % et 4,8 % de la marge équitable.
- La pénalisation moyenne annuelle maximale au cours de la période varie entre -157 k€ et -630 k€ pour PE variant entre -50 points de base et -200 points de base (voir tableau suivant).

- Il est préconisé un PR d'au moins 150 points de base, un PR de 300 points de base étant également pertinent si BRUGEL souhaite se positionner sur une incitation forte sur le nombre de compteurs intelligents déployés.
- Il est préconisé un PE compris entre -75 et -200 points de base, inférieur en valeur absolue à PR, selon le degré d'incitation souhaité par BRUGEL.

**Tableau 21. Ecart de rémunération sur la période 2025-2029 par rapport au WACC de base en fonction de PR et PE**

Pénalité PE / Prime PR (en points de base)	Ecart de rémunération cumulé sur la période 2025-2029		Moyenne annuelle
	Avec 85 % de CI installés (S2)	Avec 100 % de CI installés	
-200	-3 149 046	-	-629 809
-150	-2 361 784	-	-472 357
-100	-1 574 523	-	-314 905
-75	-1 180 892	-	-236 178
-50	-787 261	-	-157 452
50	-	926 190	185 238
100	-	1 852 380	370 476
150	-	2 778 570	555 714
200	-	3 704 760	740 952
250	-	4 630 949	926 190
300	-	5 557 139	1 111 428

En prenant en compte l'approche modifiée proposée par Sibelga (WACC variant linéairement entre -150 bps, avec 70 % de compteur installés, jusqu'à +150 bps avec 100 % de compteurs installés en passant par le WACC de base à 85 %) on obtient :

- Un écart de rémunération cumulé sur la période 2025-2029 pour -150 bps et 70 % de CI installés égal à -1 944 999 € soit -389 000 € en moyenne annuelle, qui constitue le malus maximum ;
- Un écart de rémunération cumulé sur la période 2025-2029 pour +150 bps et 100 % de CI installés inchangé par rapport au tableau précédent, égal à +2 778 570 € soit +555 714 € en moyenne annuelle, qui constitue le bonus maximum ;

Pour les autres indicateurs des systèmes intelligents de mesure, nous proposons de définir une enveloppe incitative importante en accord avec les enjeux du déploiement de ces systèmes et permettant de garantir un niveau d'incitation suffisant pour chacun des objectifs à atteindre, comme suit :

- **KPI\_2** : le montant de l'incitation relative à KPI\_2N doit être significatif pour garantir que le GRD réalise les efforts nécessaires à la communicabilité des compteurs installés, et dimensionné en cohérence avec le montant d'incitation relative à KPI\_1. Il est donc proposé de fixer le montant de l'incitation de telle sorte que le malus maximum du KPI\_2 soit égal à 80 % du bonus maximum du KPI\_1.
- **KPI\_3** : le montant de l'incitation relative à KPI\_3 doit aussi inciter le GRD à assurer le GRD à fournir une excellente qualité de service et à être réactif suite aux demandes des URD. Il est proposé de fixer un montant d'incitation symétrique cohérent avec les montants des incitations pour KPI\_1, soit environ 0,75 % de la ME électricité en 2021 pour PR = 150 points de base, ou 1,5 % de la ME électricité en 2021 pour PR=300 .

Le montant de l'enveloppe incitative relative à la smartisation du réseau doit être dimensionné, d'une part pour motiver Sibelga à proposer des projets smart grid ayant une réelle valeur ajoutée pour minimiser la pose de cuivre, d'autre part à réaliser les projets smart grid approuvés par BRUGEL de manière efficace et dans les délais.

Nous préconisons donc une enveloppe incitative globale pour la smartisation du réseau du même ordre de grandeur que celle l'enveloppe incitative au déploiement des systèmes de mesure dimensionnée avec PR = 150 points de base et PE = -75 points de base.

Les deux tableaux suivants (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) présentent, dans le cadre de l'approche initiale préconisée par BRUGEL (WACC bonifié / minoré par pallier) une synthèse de l'enveloppe incitative estimée sur la base des chiffres 2021 pour l'ensemble des indicateurs dans 2 scénarios correspondant aux fourchettes recommandées précédemment sur les différents indicateurs relatifs au déploiement des systèmes de mesure :

- Scénario 1 : PR=150, PE=-75
- Scénario 2 : PR=300, PE=-200

**Sur cette base BRUGEL s'orienterait vers l'enveloppe incitative définie dans le cadre du scénario I.**

**L'approche modifiée proposée par Sibelga conduirait à faire passer le malus annuel maximum 2025-2029 sur le KPI\_I (électricité) à -389 000 €, au lieu de -236 178 € dans le scénario I.**

La méthodologie tarifaire présente les valeurs définitives en € / an des bonus / malus maximaux par jeu d'indicateur et par indicateur, à l'exception de l'indicateur KPI\_I, dont le montant d'incitation est intégralement défini par le niveau du WACC bonifié / minoré et les paramètres associés (S1, S2) retenus.

**Suite à la concertation avec le gestionnaire de réseau, il a été décidé que tout en restant dans la même enveloppe globale pour l'ensemble des indicateurs, (Qualité de service, smartmetering et SmartGrid) , BRUGEL a décidé de :**

- **Diminuer l'enveloppe fixée pour le kpi3 de l'ordre de +/- 40% par rapport à la proposition du projet de méthodologie ;**
- **D'augmenter l'enveloppe sur la qualité de service de façon équivalente**
- **De modifier certaines règles d'application de certains mécanismes**

**Synthèse – Approche initiale (WACC bonifié / minoré par pallier)**

**Tableau 22. Simulation du montant de l'incitation avec les évolutions proposées – Scénario I (hypothèses : installation de 100 % des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC bonifié, installation de 85 % - soit S2 - des CI par rapport à l'objectif dans le c**

Jeu d'indicateurs	KPI	Méthodologie 20-24 appliquée à l'année 2021		Proposition 25-29 appliquée à l'année 2021		Proposition 25-29 appliquée à l'année 2021	
		Bonus maximum (en €)		Bonus maximum (en €)		Malus maximum (en €)	
		Electricité	Gaz	Electricité	Gaz	Electricité	Gaz
Smart metering	KPI_1	N/A	N/A	555 714 € (WACC bonifié, avec PR = 150)	N/A	-236 178 €* (WACC minoré, avec PE = -75)	N/A
	KPI_2	N/A	N/A	445 000 €	N/A	-445 000 € (80 % du bonus maximum KPI_1)	N/A
	KPI_3	N/A	N/A	174 230 € (0,75 % de la ME)	N/A	-174 230 € (-0,75 % de la ME)	N/A
Smart grid	Tous	N/A	N/A	904 175 € (Egal au bonus maximal smart metering)	N/A	-904 175 € (Bonus / Malus symétrique)	N/A

\* avec l'approche modifiée proposée par Sibelga (WACC variant linéairement entre WACC de base – 150 points de base et WACC de base + 150 points de base), ce montant passerait à -389 000 €

**Tableau 23. Autre scénario - Simulation du montant de l'incitation avec les évolutions proposées – Scénario 2 (hypothèses : installation de 100 % des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC bonifié, installation de 85 % - soit S2 - des CI par rapport à l'objectif dans le cas du WACC**

Jeu d'indicateurs	KPI	Méthodologie 20-24 appliquée à l'année 2021		Proposition 25-29 appliquée à l'année 2021		Proposition 25-29 appliquée à l'année 2021	
		Bonus maximum (en €)		Bonus maximum (en €)		Malus maximum (en €)	
		Electricité	Gaz	Electricité	Gaz	Electricité	Gaz
Smart metering	KPI_1	N/A	N/A	1 111 428 € (WACC bonifié, avec PR = 300)	N/A	-629 809 € (WACC minoré, avec PE = -200)	N/A
	KPI_2	N/A	N/A	889 000 €	N/A	-889 000 € (80 % du bonus maximum KPI_1)	N/A
	KPI_3	N/A	N/A	348 461 € (1,50 % de la ME)	N/A	-348 461 € (-1,50 % de la ME)	N/A
Smart grid	Tous	N/A	N/A	904 175 €	N/A	-904 175 €	N/A

**Tableau 24.– Autre scénario de fixation des bonus/malus pour la régulation incitative tel que discuté avec SIBELGA lors de la phase de concertation officielle.**

		2025 (euro 2025)			
Jeu d'indicateurs	KPI	Bonus maximum (en €)		Malus maximum (en €)	
		Electricité	Gaz	Electricité	Gaz
Indicateurs sur la qualité de service	Tous	328k€	82k€	-164k€	-41k€
Smart metering	KPI_1	+150 points de base	N/A	- 150 points de base	N/A
	KPI_2	+445k€		-445k€	
	KPI_3	+174k€		-174k€	
Smart grid	Tous	+544k€		-544k€	

## II Traitement de la question du sous-investissement potentiel

Dans le cadre d'un modèle de régulation revenue cap TOTEX (comme dans le cadre du modèle revenue cap séparé OPEX / CAPEX du régulateur irlandais), la mise en place de garde-fous pour limiter le risque de sous-investissement et de profit additionnel indu associé (i.e. le bonus généré par des investissements réels donc des amortissements réels inférieurs aux amortissements pris en compte dans les coûts gérables budgétaires) est une question importante et ardue. Dans le cadre des travaux, cet effet d'aubaine a été longuement décrit, de même que certaines mesures appliquées par des régulateurs européens, comme par exemple le régulateur irlandais.

Le problème se pose :

- principalement sur les investissements 2025-2029 et les amortissements associés, relatifs aux coûts additionnels portant donc sur :
  - le projet smart metering ;
  - les projets smart grid ;
  - les projets IT donnant lieu à des coûts additionnels ;
  - les projets de renforcement et d'extension du réseau donnant lieu à des coûts additionnels ;
- potentiellement, mais dans une moindre mesure sur les investissements business as usual 2025-2029 et les amortissements associés.

Deux approches ont été envisagées pour traiter cette question :

- Une première approche basée sur la régulation par objectifs portant sur la réalisation effective des projets conformément aux objectifs fixés dans les business plans intégrés au revenu maximum autorisé budgétaire (**approche 1 ou approche KPI**) ;
- Une deuxième approche basée sur un audit ex-post à l'issue de la période de régulation (**approche 2 ou approche audit ex-post**), similaire au schéma mis en place par le régulateur irlandais.

### Approche 1 (KPI)

Dans cette approche ciblée sur les investissements relatifs aux coûts additionnels (cette approche n'est pas ou très difficilement applicable aux amortissements BAU), un indicateur de suivi du degré de réalisation de chaque projet intégré aux coûts additionnels (projets significatifs ou groupes de projets) est défini, et un objectif de réalisation à 2029 est fixé en cohérence totale avec les hypothèses des business plans de ces projets justifiant la trajectoire de coûts additionnels de type amortissement. Il convient d'utiliser au maximum un indicateur de volumétrie, ce qui est aisé pour le smart metering (nombre de compteurs intelligents installés), mais peut être plus compliqué à mettre en œuvre pour certains projets smart grid, pour les projets IT et pour les projets réseau.

Afin d'inciter Sibelga à ne pas sous-investir, un montant de malus est défini sur chacun de ces indicateurs, représentant un pourcentage important du bonus indu qui serait réalisé en cas de sous-investissement, l'idéal étant de fixer un malus unitaire (€ / unité d'actif non déployée), ce qui n'est pas possible pour les projets IT.

### Approche 2 (audit ex-post)

Dans cette approche qui peut être appliquée à l'ensemble des nouveaux investissements sur 2025-2029, dans le cas où Sibelga a dégagé sur ses coûts gérables TOTEX un bonus global sur la période 2025-2029, BRUGEL peut engager en 2030 en cas de suspicion de sous-investissement manifeste un audit des investissements réalisés par Sibelga sur 2025-2029 par rapport aux investissements prévus dans le revenu maximum autorisé budgétaire révisé tenant compte de l'inflation réelle. S'il s'avère qu'une partie du bonus global est dû à du sous-investissement manifeste, d'un montant noté BSM, le

montant BSM est soustrait du revenu maximum autorisé budgétaire sur la période 2031-2034 à travers le terme  $SR_t$  de la formule de régulation.

### **Orientation proposée**

La mise en place de l'approche 1 se révèle complexe en pratique compte-tenu de la diversité des projets pouvant être initiés par Sibelga. Il est donc difficile de mettre en place des indicateurs pertinents qui seront applicables aux projets de smart metering, smart grid, IT ou encore réseau. L'approche 1 a donc pour risque d'entraîner une complexification du suivi pour BRUGEL sans que l'efficacité de l'approche soit garantie. Par ailleurs, pour le projet de smart metering, l'approche 1 n'est pas cohérente avec le mécanisme d'incitation au déploiement de compteurs intelligents basé sur un WACC bonifié / minoré.

L'approche 2 se révèle plus pertinente dans la mesure où elle est applicable à l'ensemble des nouveaux investissements de Sibelga.

BRUGEL privilégie l'approche 2.

\*        \*

\*