

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

Méthodologie 2020 – 2024

Partie 3

Motivations de la méthodologie – Electricité

Table des matières

1 REVENU TOTAL ET MARGE ÉQUITABLE	5
1.1 Revenu total	5
1.1.1 Composition du revenu total	5
1.1.2 Coûts gérables	5
1.1.3 Coûts non gérables	6
1.1.4 Approche projet	12
1.2 Marge équitable	18
1.2.1 Actif régulé (RAB)	18
1.2.2 Pourcentage d'amortissement	19
1.2.3 Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé	20
1.2.4 Règles de calcul	30
1.2.5 Révision des paramètres	30
1.2.6 Analyse de sensibilité	31
2 RÉGULATION INCITATIVE SUR LES COÛTS	35
3 RÉGULATION INCITATIVE SUR LES OBJECTIFS	41
3.1 Objectifs du mécanisme de régulation incitative	43
3.2 Missions du GRD visées par le mécanisme de régulation incitative	44
3.2.1 Gestion des réseaux de distribution d'énergie	44
3.2.2 Rôle de facilitateur neutre du marché	44
3.3 Gestion des indicateurs de performance (KPI)	45
3.3.1 Approche de BRUGEL	45
3.3.2 Principes directeurs du mécanisme de régulation incitative	46
3.4 Définition de l'enveloppe incitative	47
4 TARIF DESIGN ET CONDITIONS D'APPLICATION	49
4.1 Structure tarifaire générale	49

4.2	Tarifs non périodiques	49
4.2.1	Principes généraux	49
4.2.2	Commentaires sur certains tarifs non périodiques	50
4.3	Tarifs périodiques	55
4.3.1	Tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution	55
4.3.2	Tarif pour l'activité de mesure et comptage	71
4.3.3	Tarif obligations de service public	72
4.3.4	Tarif pour l'utilisation du réseau de transport	73
4.3.5	Surcharges	74
4.3.6	Utilisateurs disposant d'une installation de production décentralisée	74
4.4	Conditions d'application	78
5 SOLDES, COÛTS ET RECETTES		79
6 PROCÉDURE DE SOUMISSION ET D'APPROBATION DES TARIFS		80
6.1	Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs	80
6.1.1	Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2020-2024	80
6.1.2	Contrôle <i>ex ante</i>	80
6.1.3	Adaptation des tarifs	80
6.1.4	Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL	80
6.2	Règles d'évolution et le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs	81
6.2.1	Règles d'évolution du revenu total	81
6.2.2	Contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total	86
6.2.3	Contrôle des tarifs	86
6.3	Procédure relative à la gestion des rapports ex post	86
6.4	Publication des tarifs	86
7 RAPPORTS ET DONNÉES QUE LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DOIT FOURNIR À BRUGEL EN VUE DU CONTRÔLE DES TARIFS		87
7.1	Modèle de rapport	87

7.2	Rapport annuel	87
7.3	Transversalité des décisions	88
7.3.1	Plan d'investissement	88
7.3.2	Obligations de services publics (OSP)	90
8	OBLIGATIONS COMPTABLES	92
9	REMARQUES DES ACTEURS AVANT LA CONSULTATION PUBLIQUE	93
9.1	Commentaires relatifs à la préparation du projet de méthodologie tarifaire	93
9.2	Commentaires relatifs à l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en région bruxelloise	95
9.3	Commentaires relatifs à la mise en place d'indicateur de performance	99
10	ANALYSE DES SCÉNARIOS DE RÉGULATION INCITATIVE SUR LES COÛTS GÉRABLES	101

I Revenu total et marge équitable

I.1 Revenu total

I.1.1 Composition du revenu total

De façon générale, BRUGEL a souhaité maintenir les éléments intervenant dans la définition du revenu total ainsi que la classification existante entre les coûts gérables et non gérables nonobstant quelques modifications. Le maintien d'une telle structure est notamment la base du traitement de la gestion des soldes et du système de régulation incitative mis en place sur les coûts gérables.

En plus des coûts gérables et non gérables généralement admis, la méthodologie tarifaire 2020-2024 introduit le concept d'« approche projet ». Après identification des coûts liés à ces projets par le régulateur et le gestionnaire de réseau de distribution (GRD), une enveloppe sera ajoutée aux coûts gérables afin de tenir compte des dépenses qui s'y rapportent.

L'introduction de l'approche projets contribue à la volonté de BRUGEL de maintenir l'enveloppe budgétaire tarifaire du GRD bruxellois dans des limites acceptables afin d'éviter toute contribution excessive des consommateurs finals et de disposer d'un outil de suivi sur ces projets ayant un impact tarifaire significatif.

Tous les montants repris dans l'ensemble de la méthodologie s'entendent hors taxe sur la valeur ajoutée.

I.1.2 Coûts gérables

Les coûts gérables représentent les coûts (et les produits y afférents) relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le GRD **exerce un contrôle direct**.

Tout comme au point précédent, bien que cette définition soit identique à celle présentée dans la méthodologie 2015-2019, des modifications et précisions ont été apportées aux éléments listés. Le tableau ci-dessous présente les coûts considérés et les motivations qui soutiennent cette classification. Il est important d'attirer l'attention sur la définition des coûts gérables. En effet, il y a lieu de se poser la question pour chacune des catégories de coûts présentées ci-dessous si le GRD exerce ou non un **contrôle direct** sur le coût.

Description
Les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat de biens et services (autres que ceux des services auxiliaires) pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités visées à l'art.7 de l'ordonnance électricité, notamment ceux axés sur :
a. la gestion de l'infrastructure électrique ;
b. la gestion du système électrique ;
c. la gestion de l'infrastructure télécoms ;
d. les activités informatiques ;
e. la gestion commune ;
f. les charges à transférer aux comptes du bilan. ¹
Les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provision correspondants) des rémunérations, des charges sociales y compris toutes les contributions prévues par la loi et de toutes les charges payées dans le cadres des fonds de pension et des assurances de groupe depuis que l'intéressé est membre du personnel du GRD ou d'une de ses filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles il fait appel.
Le salaire des dirigeants est considéré comme gérable tant qu'il ne dépasse pas le plafond qui pourrait être fixé par une norme légale ou réglementaire. Tout excédent sera rejeté.
Les produits/recettes provenant de diverses opérations, pour autant qu'elles soient réalisées dans le cadre des activités visées à l'art.7 de l'ordonnance électricité, notamment :
a. Les recettes provenant de la location du réseau de fibres optiques, pour la partie qui appartient à l'actif régulé ;
b. Les recettes provenant d'autres activités régulées.

Il est à noter que le point « diverses recettes » a été supprimé de la méthodologie tarifaire pour la période 2020-2024. La classification des coûts gérables est identique pour le gaz et l'électricité.

1.1.3 Coûts non gérables

Les coûts gérables représentent les coûts (et les produits y afférents) relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le GRD **n'exerce pas de contrôle direct**.

Bien que cette définition soit identique à celle présentée dans la méthodologie 2015-2019, des modifications et précisions ont été apportées aux éléments listés. La liste ci-dessous présente

¹ Frais transférés au bilan. Ce sont des coûts qui deviennent des actifs.

les coûts considérés et les motivations qui soutiennent cette classification. Il est important d'attirer l'attention du lecteur sur la définition des coûts non gérables. En effet, il y a lieu de se poser pour chacune des catégories de coûts présentées ci-dessous si le GRD exerce ou non un contrôle direct sur le coût en question. Les motivations présentées sont le résultat de discussion entre BRUGEL et le GRD.

1.1.3.1 Coûts relatifs aux services auxiliaires

- Le coût d'achat des pertes du réseau dépend de deux facteurs : le prix et le volume des pertes. D'une part, bien que le prix des pertes puisse varier en fonction du comportement d'achat du GRD, il apparaît que ce dernier exerce un contrôle limité sur ce facteur. D'autre part, le volume des pertes est fixé, historiquement et forfaitairement, à 3,03% (sur base du pourcentage du volume distribué indépendamment du niveau de tension). Dès lors, le GRD n'exerce pas, d'un point de vue strictement tarifaire, de contrôle direct sur les volumes. Le contrôle limité du GRD sur ces deux facteurs motive la classification des pertes en tant que coûts non gérables dans le cadre de la présente méthodologie. Cependant, BRUGEL souhaite que le GRD agisse en tant que gestionnaire prudent et diligent. Dès lors, BRUGEL possède le droit de rejeter des coûts qu'il jugerait comme déraisonnables.
- Si le coût réel de couverture des pertes est supérieur à celui prévu dans la proposition tarifaire, le GRD devra remettre à BRUGEL un dossier complet et justificatif. Sur base des informations communiquées, BRUGEL évaluera la possibilité de requalifier ou de rejeter une partie de ces coûts.

Au cours de la période régulatoire 2025-2029, BRUGEL réévaluera la méthode de calcul du volume des pertes et son impact sur le processus d'allocation-réconciliation.

L'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale dispose, en son art.8 § 4, que : « *Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut s'engager dans des activités de production ni de fourniture d'électricité si ce n'est pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir les missions et obligations de service public visées aux articles 24 et 24bis et au chapitre IVbis de la présente ordonnance. Tout achat complémentaire d'électricité se fait selon des procédures transparentes et non discriminatoires* ».

Pour la méthodologie tarifaire 2020-2024, et sous réserve qu'aucune modification législative ne se produise au cours de la période tarifaire, aucune modification n'est apportée au niveau

méthodologique à propos du traitement des unités de cogénération propres au gestionnaire de réseau par rapport à la méthodologie 2015-2019.

I.1.3.2 Surcharges

- a. Les **charges de pension complémentaires** 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 d'électricité 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 étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999.
 - Le GRD n'exerce pas de contrôle sur ces charges. Dès lors, il y a lieu de les considérer comme non gérables.
- b. Les **impôts sur les sociétés et les personnes morales** effectivement dus.
 - L'ordonnance électricité prévoit que « *les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, ainsi que leurs adaptations, imposés par une disposition légale ou réglementaire, sont ajoutés aux tarifs automatiquement à la date de leur entrée en vigueur. BRUGEL contrôle la conformité de l'adaptation des tarifs à ces dispositions légales et réglementaires* ».
 - En outre la charge fiscale du GRD va dépendre de son résultat. Le GRD n'a pas un contrôle total sur son résultat. Dès lors, il y a lieu de considérer les impôts comme des coûts non gérables.
- c. Les **autres impôts** locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, taxes, prélèvements, surcharges, redevances, cotisations et rétributions dus par le GRD.
 - L'ordonnance électricité prévoit que « *les impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, ainsi que leurs adaptations, imposés par une disposition légale ou réglementaire, sont ajoutés aux tarifs automatiquement à la date de leur entrée en vigueur. BRUGEL contrôle la conformité de l'adaptation des tarifs à ces dispositions légales et réglementaires* ».

- d. 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 régulatoire 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.

1.1.3.3 Plus-value RAB

La partie de la **plus-value RAB amortie** au taux de l'actif sous-jacent ou désaffectée dans l'année, pour autant que les montants correspondant à cette partie soient portés en réserve au passif du GRD. BRUGEL contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les amortissements enregistrés.

- Le GRD n'exerce pas de contrôle sur ce poste. Il y a lieu de le garder en non gérable.
- En principe, la plus-value de réévaluation ne doit pas constituer un coût si elle est amortie. Le principe à suivre est que pour constituer un coût, un amortissement doit concerner un actif pour lequel une charge a été effectivement décaissée par le GRD.

Pour la période tarifaire 2015-2019, compte tenu des prescriptions de la méthodologie tarifaire en matière de couverture des coûts induite par l'amortissement de la plus-value de réévaluation il n'a jamais paru opportun de recommander le rejet de ces coûts au cours de la période tarifaire.

L'étude du CEER « *CEER Report on Investment Conditions in European Countries* » publiée en janvier 2018 présente les valeurs (historiques et/ou réévaluées) à partir desquelles les amortissements sont calculés. La liste ci-dessous est non exhaustive et présente certains pays qui ne basent pas leurs amortissements sur la valeur historique :

- République Tchèque : Une réévaluation de l'amortissement est prise compte car la valeur historique n'est pas suffisante pour couvrir les besoins en investissement de remplacement.
- Allemagne : L'amortissement est mesuré sur un mix entre valeur historique et valeur réévaluée.

- Finlande : L'amortissement est mesuré sur la valeur de remplacement du réseau.
- Italie : L'amortissement est mesuré sur base de la valeur réévaluée.
- Pays-Bas : L'amortissement est mesuré sur base de la valeur historique corrigée par l'inflation.
- Grande-Bretagne : L'amortissement est mesuré sur base de la valeur réévaluée.

Le CEER stipule que l'amortissement devrait permettre au GRD de couvrir les coûts d'investissement de remplacement sur la durée de vie économique de l'actif. Le CEER conclut en disant que l'amortissement peut être basé sur la valeur historique ou la valeur réévaluée ou un mix des deux. En pratique, la majorité des régulateurs acceptent un amortissement mesuré de la même manière que la RAB.

Bien que partant d'une charge non décaissée, l'amortissement de la plus-value doit être perçu comme un moyen mis à disposition du GRD pour être en mesure de couvrir des coûts futurs. Ceci soutient également une cohérence avec les décisions prises lors des périodes tarifaires précédentes.

1.1.3.4 Amortissements et désaffectations

- a. Les **plus-values** sur la réalisation de l'actif.
 - Le GRD n'exerce pas de contrôle sur ce poste. Il y a lieu de le garder en non gérable.
- b. Les **moins-values** enregistrées, les **amortissements** et les désaffectations en cas de mise hors service d'un actif.
 - Dans le cas où ces postes seraient considérés comme gérables, cela aurait un impact « négatif » sur les investissements réalisés par le GRD.

1.1.3.5 Charges financières ("*embedded costs*")

- Les charges financières dépendent des conditions du marché. Le GRD n'exerce pas de contrôle sur celles-ci. BRUGEL souligne son droit de refuser des taux d'intérêt trop élevés et de rejeter une partie des coûts qu'il jugerait déraisonnable.

1.1.3.6 Coûts pour les obligations de service public

- L'ordonnance précise que les coûts relatifs à l'exécution du budget des missions de services publics (validé par le gouvernement sur base d'un avis de BRUGEL),

sont pris en compte dans les tarifs de manière transparente. Par ailleurs cette même ordonnance précise que les coûts relatifs à l'exécution des missions de services publics ne peuvent être soumis ni à des décisions basées sur des méthodes de comparaison, ni à une régulation incitative. Dans la mesure où il existe une régulation incitative sur les coûts gérables, les coûts pour les obligations de services publics ne peuvent qu'être considérées comme non gérables pour la présente méthodologie.

I.1.3.7 Coûts de transport

La rémunération facturée par le gestionnaire du **réseau de transport** pour l'utilisation du réseau de transport, y compris les surcharges facturées par le gestionnaire du réseau de transport.

- Le GRD n'exerce pas de contrôle sur les montants facturés sur le réseau de transport. 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.

I.1.3.8 Coûts du transit facturés par les autres GRD.

- Le GRD n'exerce pas de contrôle intégral sur ces coûts qui sont marginaux en région bruxelloise.

I.1.3.9 Coûts nouveaux imposés

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.

- L'évolution du cadre légal et réglementaire n'est pas contrôlée par le GRD.
- Les coûts liés aux processus soutenant l'organisation ou le bon fonctionnement du marché sont principalement liés à des coûts informatiques. Pour ces projets, un mécanisme spécifique a été repris dans le point « approche projet » où la partie opérationnelle de ces projets seraient considérés comme globalement gérables.

I.1.3.10 Coûts transférés

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.

- Les coûts visés sont relatifs aux soldes et aux investissements. Dans les deux cas, le GRD n'exerce pas de contrôle sur ces coûts.

I.1.3.11 Marge équitable

- Élément spécifique du revenu.

A l'exception des coûts liés aux réseaux de transport qui ne sont pas présents dans la méthodologie pour le gaz, la classification des coûts non gérables est identique pour le gaz et l'électricité.

I.1.4 Approche projet

Dans leur accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaires électricité et gaz portant sur la période réglementaire 2020-2024, BRUGEL et SIBELGA ont convenu que :

« La catégorisation de certains coûts en coûts gérables et non gérables est maintenue. Une réflexion sur les possibilités d'optimisation de classification de certains coûts (pour certains projets spécifiques par exemple) sera menée. [...] » ;

« Les propositions tarifaires devront reprendre une estimation par projets majeurs qui seront réalisés en cours de période réglementaire.[...] »

La section sur les « projets spécifiques » de la méthodologie tarifaire du régulateur wallon pour la période 2019-2023 ainsi que les motivations qui s'y rapportent ont été une source d'inspiration pour le développement de cette nouvelle approche.

L'objectif de l'approche est de **limiter les risques** supportés par le GRD lors de la réalisation d'un projet « inhabituel » tout en permettant à BRUGEL d'avoir une **vue claire** sur son état d'avancement et son budget.

L'approche formulée en concertation avec le GRD consiste à fixer une enveloppe globale pour l'ensemble des projets. Cette enveloppe viendrait s'ajouter au montant des coûts gérables. Ce choix se motive notamment par une diversification du risque et une augmentation de la

flexibilité dans la gestion des projets au sein du GRD par rapport à la méthodologie actuelle. En effet, une enveloppe globale permettrait au GRD de favoriser un projet par rapport à un autre en fonction des priorités, des ressources disponibles, etc... tout en limitant le risque pour le consommateur final.

Cette approche a été préférée à celle qui considérerait les coûts liés à un projet comme non gérables jusqu'à un certain plafond au-delà duquel ces coûts seraient considérés comme gérables.

Le concept de l'approche projet a été discuté à plusieurs reprises² entre SIBELGA et BRUGEL pour arriver à l'approche reprise dans la présente méthodologie.

I.1.4.1 Définition des catégories de projet

Au sein du GRD, il ne pourra exister que 4 types de projets pris en charge par les tarifs. Ces catégories sont décrites dans la méthodologie.

Cette approche par projet permet de faire une distinction claire entre les projets d'investissement (amortissement non gérable), les projets en lien avec les missions de service public (non gérable), les projets à caractère innovant et les projets de nature informatique.

Cette méthodologie introduit donc la notion de projet à caractère innovant qui permet au GRD de réaliser par exemple des projets pilotes ou de soutenir des initiatives en matière de transition énergétique.

Par exemple, les modifications apportées en 2018 à l'ordonnance du 12 décembre 1991 prévoient spécifiquement que :

« L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne et basse tension [...] BRUGEL a la possibilité d'adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées. Ces zones sont développées spécifiquement par la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier

² Groupe de travail du 21 février 2018, groupe de travail du 18 avril 2018, réunion du 17 août.

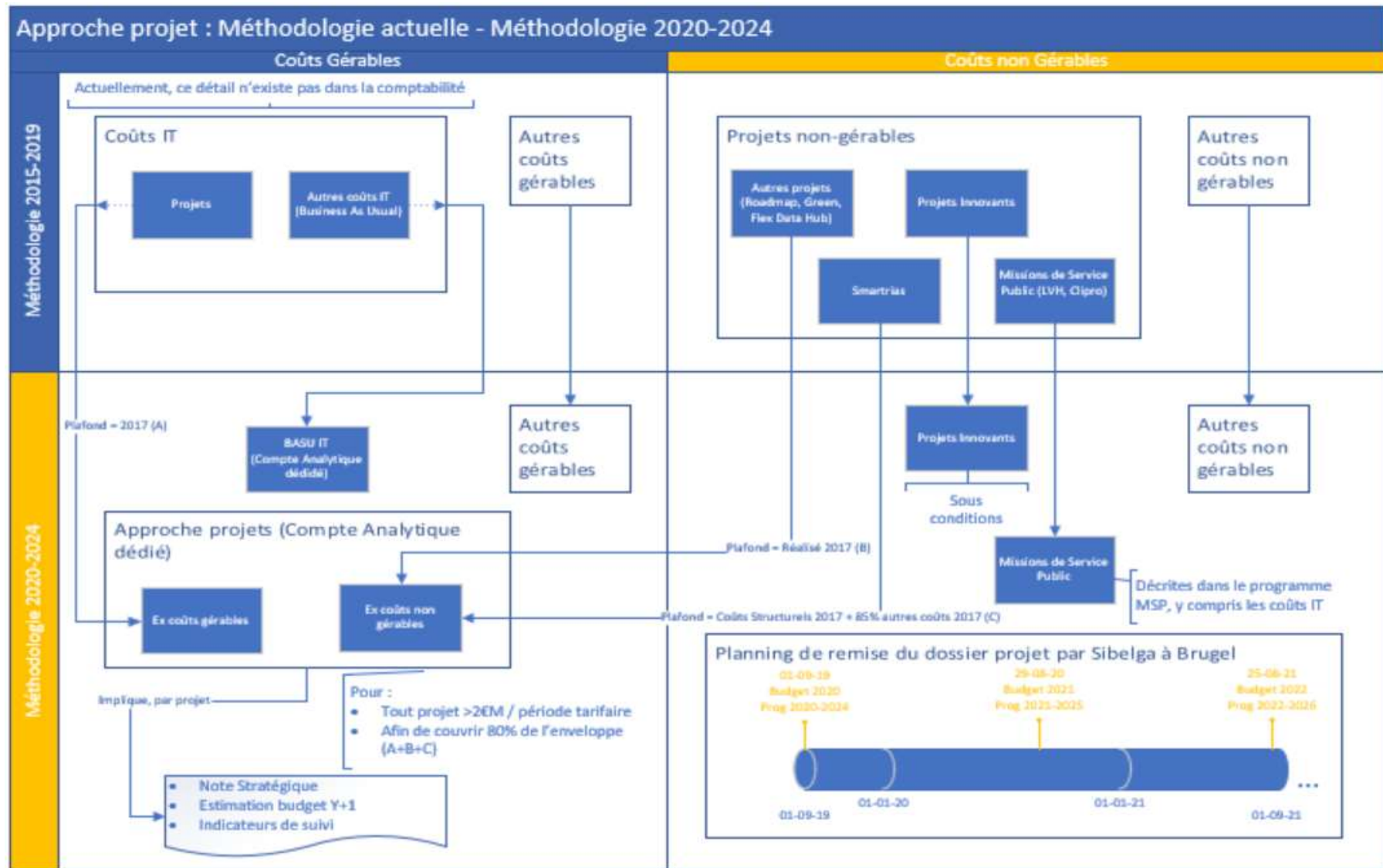
pour le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées par rapport aux réseaux de distribution. »

Pour cette période 2020-2024, ces projets innovants visés dans l'article visé ci-dessus devront être financés par les soldes tarifaires.

A défaut d'être spécifiquement repris et suivis via les plans d'investissements, les projets à caractères informatiques seront monitorés via une feuille de route (*roadmap*) qui sera actualisée annuellement. Cette feuille de route devra permettre à BRUGEL d'avoir une assurance suffisante de la bonne gestion des coûts en matière IT tout en permettant d'avoir une vision sur l'état d'avancement des différents projets, les risques identifiés, la réalisation des bénéfices attendus, etc...

1.1.4.2 Identification et comptabilisation des autres projets

La figure ci-dessous permet d'identifier la comptabilisation des projets et les modifications par rapport à la méthodologie 2015-2019.



1.1.4.3 Soumission de la *roadmap*

Les projets à caractère informatique devront faire l'objet d'un suivi spécifique sur base d'une *roadmap* actualisée chaque année.

Plusieurs projets IT ont été identifiés aux cours des différents ateliers de concertation ainsi que certains projets déjà actifs au cours de la période régulatoire 2015-2019 et qui continueront d'exister au cours de la période 2020-2024.

BRUGEL a souhaité ne pas figer un canevas de la *roadmap* dans la méthodologie mais reprendre uniquement les informations minimales que celle-ci devra couvrir.

BRUGEL a également jugé opportun de ne pas couvrir 100% de l'enveloppe liée aux projets mais se focaliser sur les projets dont les montants cumulés jusqu'à un certain plafond qui correspond à 80% du montant repris dans la proposition tarifaire pour ce qui concerne la partie projet.

La première *roadmap* sera introduite lors de la remise de la proposition tarifaire initiale et présentera un programme général portant sur l'ensemble de la période tarifaire avec un budget détaillé pour la première année.

Dans le cadre de la première *roadmap*, BRUGEL souhaite également recevoir du GRD la description de l'ensemble du périmètre des activités reprises dans le *Business as Usual* (BASU) du département informatique. Tout changement pertinent de ce périmètre d'une année à l'autre devra être documenté dans la prochaine *roadmap* transmise par le GRD à BRUGEL.

Suivant les *best practices* sectorielles, BRUGEL estime qu'il est essentiel que le BASU du département IT soit séparé des dépenses de projet. A moyen terme, BRUGEL estime qu'une comptabilisation des heures prestées tant par les collaborateurs internes qu'externes sur les projets devra être présentée.

En outre, cette *roadmap* permettra de réduire l'asymétrie d'information entre le GRD et BRUGEL.

1.1.4.4 Mise à jour de la *roadmap*

A l'instar de la logique suivie dans le cadre du suivi des plans d'investissement, cette *roadmap* devra être actualisée chaque année pour les 5 années futures (ainsi que pour le budget détaillé de l'année suivante). BRUGEL souhaite inscrire cette démarche sur au moins deux périodes

tarifaires afin de garantir un contrôle optimal sur les projets à caractère informatiques et éviter à l'avenir tout écueil en matière de pilotage et de gestion des coûts informatiques.

Le cas échéant, Brugel pourrait remettre un avis sur la roadmap.

1.1.4.5 Gestion des coûts

La modification apportée à la présente méthodologie par rapport à la méthodologie tarifaire 2015-2019 sur les aspects IT consiste à considérer comme gérables les charges et produits liés à la réalisation des projets informatiques (hors ceux repris dans le cadre des missions de service public).

L'objectif d'une enveloppe globale est d'augmenter la responsabilité du GRD quant à la gestion en parallèle des projets retenus. Elle est alignée avec la volonté de BRUGEL de passer progressivement vers une régulation basée sur le principe de *revenue cap*.

Par souci de cohérence avec le principe de régulation incitative sur la gestion des coûts et de l'intérêt du consommateur final, BRUGEL n'acceptera pas d'activation des charges tant que malus maximal ne sera pas atteint. En d'autres termes, dans le cas où le GRD voudrait adopter une stratégie d'activation différente de celle prescrite dans son dossier de soumission, il devra d'abord avoir son *incentive* lié à la gestion des coûts au plus bas³, soit au maximum la moitié de 10% du total des coûts gérables budgétés. Le mécanisme d'*incentive regulation* sur les coûts est clairement exposé dans *BRUGEL-DECISION - 20161110 – 39*.

1.1.4.6 Révision et abandon des budgets spécifiques

Notamment afin d'éviter tout risque d'une surestimation initiale de certains projets, des balises ont été mises dans la méthodologie afin, d'une part, d'être informé des éventuelles révisions majeures ou abandons de certains projets et d'autre part, de neutraliser le cas échéant l'impact de cet abandon ou de cette révision sur les soldes « coûts gérables ».

1.1.4.7 Enveloppe maximale initiale des projets

Les données reçues lors des contrôles *ex post* 2015, 2016 et 2017 ont été utilisées pour servir de base à l'évaluation du plafond initial de l'enveloppe projet à reprendre dans la présente méthodologie. En concertation avec le GRD, les coûts réels constatés en 2017 ont servi de référence. Tenant compte du fait que les coûts IT des années 2016 et 2017 ont fait l'objet

³ Montant négatif

d'une dérive importante par rapport à la proposition tarifaire initiale, en particulier sur les projets liés à la mise en place du MIG 6, BRUGEL n'a pas souhaité prendre comme référence 100% des montants réalisés à la réalisation de ce projet mais a préféré plafonner ce montant à 85% de la réalité 2017⁴.

1.2 Marge équitable

1.2.1 Actif régulé (RAB)

La base de calcul prise en compte pour la détermination de la marge équitable annuelle correspond à la moyenne des valeurs de la RAB au 1^{er} janvier et du 31 décembre de l'année N. Cette approche n'a pas été modifiée par rapport à la méthodologie 2015-2019.

1.2.1.1 Valeur initiale de l'actif régulé

La valeur initiale⁵ de l'actif régulé correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31/12/2018 augmentée le cas échéant de certaines immobilisations incorporelles liées à l'activation de certains projets informatiques, telle qu'approuvée par BRUGEL.

L'actif régulé est ainsi déterminé de manière semblable à la méthodologie 2015-2019.

Pour le 15 avril 2019 au plus tard, BRUGEL approuvera la valeur initiale de l'actif régulé au 31/12/2018 sur base des rapports et autres documents transmis par le GRD dans le cadre du contrôle *ex post* 2018.

1.2.1.2 Evolution de l'actif régulé dans le temps

La valeur de l'actif régulé évolue chaque année suivant des principes fixés dans la méthodologie (ajout des nouvelles immobilisations, déductions des mises hors services, déduction des interventions de tiers, déduction des amortissements, etc.). Par rapport à la méthodologie 2015-2019, BRUGEL ne modifie pas ces règles d'évolution pour la période 2020-2024.

⁴ Il existe une exception pour les frais de structure Atrias, qui seront plafonnées à 100% du niveau du réalisé 2017

⁵ Avant la sixième réforme de l'Etat et sur base de la méthodologie tarifaire prescrite par les arrêtés royaux du 2 septembre 2008, une valeur initiale de l'actif régulé avait été fixée (iRAB) et se composait de la somme des valeurs de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées (telles que fixées au 31 décembre 2001) et du besoin en fonds de roulement net du GRD. Sur base de cette méthodologie, le régulateur fédéral avait approuvé les GRD lorsqu'ils avaient acté une plus-value de réévaluation des actifs régulés.

L'actif régulé n'inclut ni le besoin en fonds de roulement ni les immobilisations en cours.

Il convient toutefois de rappeler ici certains principes que BRUGEL considère comme importants ou sur lesquels une attention particulière sera portée dans l'exercice des prochaines périodes tarifaires :

- a) Les subsides ne doivent pas avoir d'impact sur la RAB. L'idée poursuivie est que si l'actif n'a pas été financé par l'entité régulée, il ne doit pas être inclus dans la RAB ni rémunéré⁶.
- b) Dans le cadre de la présente méthodologie, BRUGEL attend du GRD que chaque projet majeur fasse l'objet d'un dossier descriptif et d'une demande explicite dans le cas où une activation de certains coûts est demandée par le GRD.

Le principe soutenu par BRUGEL est que le GRD commence par utiliser toute la flexibilité offerte par l'*incentive regulation* sur les coûts (voir point 2) avant d'activer certains coûts. BRUGEL s'assure de cette manière que le GRD ne s'octroie pas de manière abusive des bénéfices offerts par l'*incentive regulation* et augmenter la RAB en conséquence (maîtrise du risque lié à un switch opex-capex).

I.2.2 Pourcentage d'amortissement

Les pourcentages d'amortissement repris dans la méthodologie tarifaire sont ceux communément admis. Ils ont fait l'objet d'une comparaison avec ceux utilisés dans les deux autres régions. Dans le cas où le GRD souhaiterait appliquer un pourcentage d'amortissement différent que celui repris dans la méthodologie, celui-ci devra le motiver auprès de BRUGEL qui garde le droit de rejeter cette requête s'il juge la motivation non pertinente.

Des discussions avec le GRD, il ressort que le matériel lié au poste de dispatching est principalement du matériel informatique. BRUGEL n'a pas prévu de pourcentage d'amortissement différencié en fonction de la destination/utilisation des équipements. Sur base d'une motivation précise, le GRD pourrait introduire un taux spécifique pour certains équipements non strictement repris dans les catégories fixées par BRUGEL.

Aucune autre demande spécifique de la part du GRD n'a été formulée par rapport à la modification de certains taux d'amortissement.

⁶ CEER Report on Investment Conditions in European Countries (Ref. C17-IRB-30-03)

1.2.3 Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé

Le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé est exposé ci-dessous.

Le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) a été conçu dans les années 1960 et décrit la relation entre le risque et le rendement attendu du marché pour l'investissement. Le CAPM permet donc de calculer le rendement conforme au risque ou le rendement usuel du marché du capital.

Malgré les limitations connues qui sont liées à ses hypothèses sous-jacentes (notamment l'information parfaite et l'inexistence de coûts de transaction), le CAPM est utilisé par la plupart des autorités européennes de régulation (France, Suisse, Autriche, Pays-Bas, Irlande, Finlande, Belgique, etc.) en vue de calculer le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé.

En complément de la formule de base du CAPM, la méthodologie précédente prévoyait que le pourcentage de rendement (R) à appliquer à l'actif régulé soit estimé tel que repris ci-dessous :

Equation 1 : Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé

- Si $S \leq 40\%$ → $R = 40\% * (t_{OLO} + (RP * \beta))$
- Si $S > 40\%$ → $R = [40\% * (t_{OLO} + (RP * \beta))] + [(S - 40\%) * (t_{OLO} + 100 bp)]$

Avec :

- S = Rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé (%).
- t_{OLO} = Taux d'intérêt sans risque (%);
- RP = Prime de risque (%);
- β = Le facteur bêta qui appréhende le risque spécifique associé au GRD.

Pour la période régulatoire 2020-2024, la philosophie générale adoptée dans la méthodologie tarifaire précédente pour l'estimation du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé ne sera pas remise en question⁷.

Cependant, dans ce contexte, il convient de préciser que l'approche proposée (CAPM non conventionnel) s'éloigne du cadre analytique qui prévaut en gestion financière.

⁷ Cfr Accord BRUGEL-SIBELGA :

<https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2017/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-E&G-2020-2024-FR.pdf>

CAPM dans sa forme de base

$$E(r_e) = E(r_f) + \beta (E(r_m) - E(r_f))$$

Avec :

- $E(r_e)$ = rendement attendu d'un investissement ;
- $E(r_f)$ = rendement sans risque attend ;
- $E(r_m)$ = rendement attendu sur le marché ;
- $(E(r_m) - E(r_f))$ = prime de risque du marché attendue ;
- β = mesure du risque systématique ou non diversifiable du placement par rapport au rendement du marché ($\beta_i = \frac{\text{cov}(r_i, r_m)}{\text{var}(r_m)}$)

En effet :

- La formule proposée repose sur l'hypothèse que, au-delà d'un seuil donné, le pourcentage de rendement applicable à l'actif régulé s'accroît avec la part des fonds propres dans le financement de ce dernier. Cela revient à dire, en d'autres termes, que :
 - Le pourcentage de rendement attendu pour le financement des actifs régulés est inversement proportionnel au levier financier classique, soit dettes/fonds propres ;
 - La formule est non bornée, du moins si on ne prend pas en considération une structure financière assurée complètement par fonds propres (ce qui n'est pas une hypothèse réaliste).
- La théorie financière et la pratique conduisent en revanche à considérer que le coût financier varie différemment. L'analyse repose cette fois sur la définition classique du levier financier, à savoir sur le rapport entre les dettes et les fonds propres (et non sur le rapport entre les fonds propres et l'actif régulé pris en compte au point (a) ci-avant). Elle suggère en particulier l'existence d'une structure financière optimale qui optimise le coût du financement. Dans ce cas, le coût du capital serait de plus en plus élevé à mesure qu'on s'éloigne du levier financier optimal. La formule actuelle n'incite pas suffisamment le GRD à optimiser sa structure bilantaire.

Par ailleurs, l'étude « *Study on tariff design for distribution system*⁸ » reprend pour la plupart des pays européens la formule préconisée pour la détermination du pourcentage de rendement. A

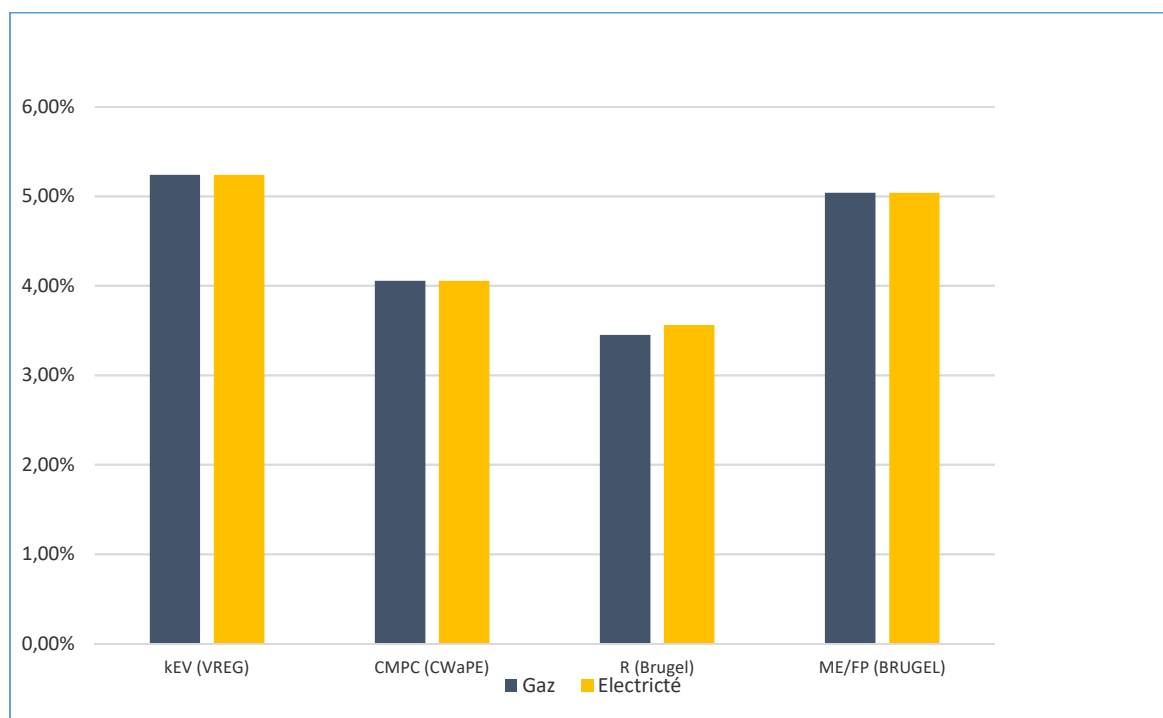
⁸ Etude de la commission européenne – DG Energie
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF

l'exception de certains pays, cette étude démontre que le pourcentage de rendement est déterminé sur base d'un coût moyen pondéré du capital incluant le coût de la dette.

La formule du pourcentage de rendement applicable à la situation bruxelloise s'écarte de l'optimum de la théorie financière ainsi que du benchmark des pays européens.

Une comparaison de la rémunération sur fonds propres des GRD belges a été effectuée. L'on constate que le ratio Marge Equitable/Fonds Propres (ME/FP) est aligné au rendement des capitaux des autres GRD belges.

Figure 1 : Comparaison des rendements du capital



Pour la période régulatoire 2020-2024, seuls les paramètres qui rentrent dans le cadre du calcul du pourcentage de rendement ont été revus.

I.2.3.1 Taux d'intérêt sans risque

Le taux d'intérêt sans risque est une mesure du rendement attendu d'un placement dénué de risque ou considéré comme tel (dans la pratique tout placement comporte un risque). Il est indépendant des facteurs spécifiques à la société considérée et dépend uniquement des conditions de marché.

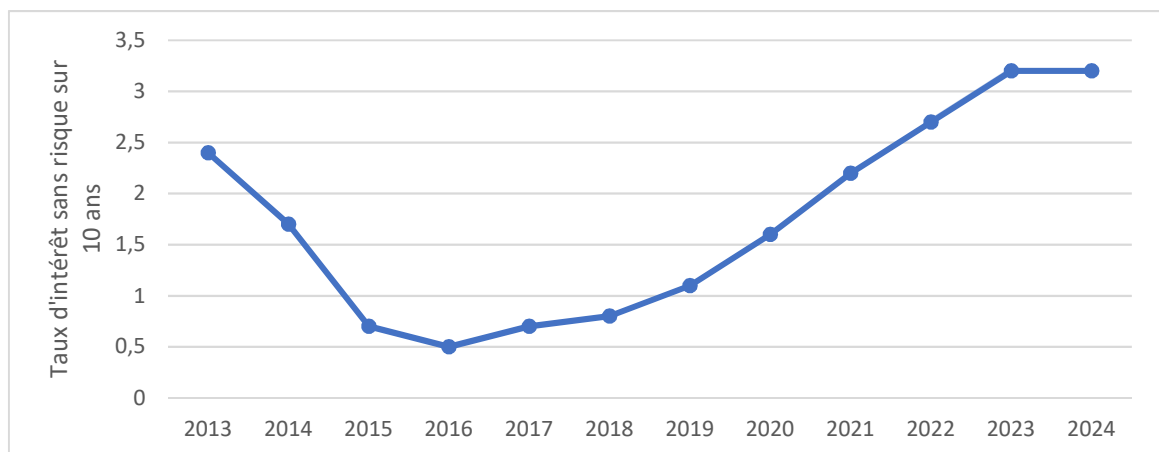
La théorie et la pratique convergent pour dire qu'il faut recourir au taux des emprunts gouvernementaux sur plusieurs années pour fixer le taux d'intérêt sans risque bien que ces derniers comprennent certains risques (notamment risque de défaut). Le taux des obligations

d'état à 10 ans présentant un risque de contrepartie très faible est généralement retenu comme taux sans risque.

Le taux d'intérêt sans risque sera revu annuellement afin d'éviter l'utilisation d'un taux historiquement bas pendant l'ensemble de la période régulatoire. Le graphique ci-dessous reprend l'évolution du rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de 10 ans qui sont émises par les autorités fédérales belges.

Suite à une différence importante entre les prévisions des taux d'intérêts sans risque par le Bureau fédéral du Plan pour 2015 et 2016 et ceux effectivement rencontrés, un taux minimum de 2,2% a été fixé⁹. Le Bureau fédéral du Plan¹⁰ prédit un taux d'intérêt sans risque de 1,6% en 2020 et de 2,2% en 2021. La méthodologie tarifaire prendra dès lors en compte une valeur de 2,2%.

Figure 2 : Evolution du rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges



Le Bureau fédéral du Plan n'a pas encore estimé les taux des obligations d'Etat à 10 ans pour 2024. Dès lors, nous supposons que celui-ci sera égal à la valeur de 2023. Ces estimations seront mises à jour sur base de la publication des perspectives économiques par le Bureau fédéral du Plan en 2019. Le GRD devra utiliser dans sa proposition tarifaire les derniers chiffres publiés par le Bureau fédéral du Plan avec comme date limite deux mois qui précèdent la remise de la proposition tarifaire. Dans le cas où le Bureau fédéral du Plan n'a pas publié d'estimation du taux d'intérêt sans risque pour une année de la période tarifaire, le taux d'intérêt sans risque à considérer est celui de l'année précédente.

⁹ BRUGEL-DECISION-20161110-39 : Décision relative aux adaptations apportées à la méthodologie tarifaire BRUGEL du 1er septembre 2014.

¹⁰ Bureau fédéral du Plan, Perspective économiques 2018-2023, juin 2018, p. 89.

Tableau I : Taux d'intérêt sans risque entre 2020 et 2024

2020	2021	2022	2023	2024
2,2% ¹¹	2,2%	2,7%	3,2%	3,2% (Hypothèse 2023=2024)

Vu le taux plancher fixé, aucune autre alternative n'a été envisagée (mixité taux belge et taux d'autres pays européen, prime de risque spécifique additionnelle, ...).

Le fait qu'un taux OLO minimum de 2,2% ait été fixé offre une garantie suffisante aux créanciers (ou de nouveaux actionnaires) d'une stabilité relative du pourcentage de rendement autorisé. De façon générale, l'ajout d'un tunnel dans les limites duquel devra évoluer le taux OLO permet de limiter l'impact du taux OLO sur la marge équitable et ainsi de limiter la création de solde par rapport à la proposition tarifaire initiale (approuvée en date du 12 décembre 2014). Il permet également au GRD une meilleure stabilité et prévisibilité dans le financement de ses activités sur la période tarifaire. Le plafond de 5,2% pour le taux sans risque est maintenu.

Concernant le paramètre « inflation », BRUGEL préconise l'utilisation de l'indice des prix à la consommation comme référence, de manière identique à la méthodologie 2015-2019.

Bien qu'un gel de 6 mois ait été fixé dans la méthodologie, dans la mesure où les perspectives économiques¹² 2020-2024 sont disponibles avant le 31 mars 2019 et si SIBELGA estime que l'impact opérationnel est limité, BRUGEL recommande l'utilisation de ces données.

1.2.3.2 Prime de risque

En pratique, la prime de risque du marché correspond à une mesure du dédommagement supplémentaire moyen par rapport à la rémunération sans risque que les investisseurs attendent pour un portefeuille comprenant tous les placements négociables à risque. Autrement dit, la prime de risque correspond à la différence entre l'espérance de rendement sur le marché et le taux d'intérêt sans risque.

Il convient d'indiquer qu'il n'existe, à ce jour, aucun consensus réel portant sur la détermination de la prime de risque. Par conséquent, les résultats obtenus peuvent sensiblement varier selon

¹¹ Notez que le Bureau fédéral du Plan publie une valeur égale à 1,6% pour 2020. Un accord entre BRUGEL et SIBELGA fixe un seuil minimum de 2,2% pour le taux d'intérêt sans risque. Ce seuil est une réponse aux faibles taux d'intérêt sans risque rencontrés ces dernières années.

¹² Publiée par le Bureau Fédéral du Plan.

la méthodologie et les variables utilisées. Le choix de la prime de risque peut également dépendre de facteurs tels que la situation économique du pays, la liquidité du marché, l'incertitude dans les décisions politiques (notamment liées à la fiscalité, etc...). Ces critères doivent également être considérés dans le choix final de la prime de risque à utiliser.

Face à ce constat, certains analystes indiquent que la prime de risque la plus consensuelle vise à considérer la moyenne des primes de risques d'origines diverses et variées. L'IESE Business School¹³ appréhende annuellement la prime de risque moyenne de différents marchés (incluant également celle du marché belge). Le tableau ci-dessous présente les primes de risque du marché belge pour les trois dernières années.

Tableau 2 : Primes de risque du marché de 2015 à 2017

	2015	2016	2017
<i>IESE Business School</i>	5,5%	5,6%	5,6%

Afin de maintenir une certaine cohérence avec la définition des autres paramètres du CAPM, nous préconisons le recours à une prime de risque inférieure à celle avancée par l'IESE Business School. En effet, suite à la détermination d'un minimum pour le taux d'intérêt sans risque afin de pallier à la faible valeur du taux OLO, il y a lieu de corriger à la baisse la prime de risque. Celle-ci est fixée à 4,5%. En d'autres termes, il est considéré que la prime de risque accordée doit être inférieure à la prime de risque du marché pour tenir compte des limitations appliquées dans la détermination du taux d'intérêt sans risque et des caractéristiques de la présente méthodologie.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs du pourcentage de rendement en fonction des valeurs prises pour le taux d'intérêt sans risque et la prime de risque dans le cas du gaz¹⁴. Il soutient l'idée qu'à un taux d'intérêt plus élevé que celui rencontré sur le marché, la prime de risque peut être diminuée pour maintenir un pourcentage de rendement similaire.

¹³ La recherche effectuée sur le *market risk premium* par l'IESE est disponible à l'URL suivant : <http://www.valumonics.com/wp-content/uploads/2017/06/Discount-rate-Pablo-Fern%C3%A1ndez.pdf>

¹⁴ Bien que le gaz soit pris en exemple, l'électricité présente une tendance identique

Figure 3 : Sensibilité du pourcentage de rendement à une variation du taux d'intérêt sans risque et de la prime de risque (Gaz)

		Taux d'intérêt sans risque										
		3,43%	1,00%	1,20%	1,40%	1,60%	1,80%	2,00%	2,20%	2,40%	2,60%	2,80%
Prime de risque	4,00%	2,11%	2,25%	2,39%	2,53%	2,67%	2,81%	2,94%	3,08%	3,22%	3,36%	3,50%
	4,20%	2,17%	2,31%	2,44%	2,58%	2,72%	2,86%	3,00%	3,14%	3,28%	3,42%	3,56%
	4,40%	2,22%	2,36%	2,50%	2,64%	2,78%	2,92%	3,06%	3,20%	3,33%	3,47%	3,61%
	4,60%	2,28%	2,42%	2,56%	2,70%	2,83%	2,97%	3,11%	3,25%	3,39%	3,53%	3,67%
	4,80%	2,33%	2,47%	2,61%	2,75%	2,89%	3,03%	3,17%	3,31%	3,45%	3,59%	3,72%
	5,00%	2,39%	2,53%	2,67%	2,81%	2,95%	3,09%	3,22%	3,36%	3,50%	3,64%	3,78%
	5,20%	2,45%	2,59%	2,72%	2,86%	3,00%	3,14%	3,28%	3,42%	3,56%	3,70%	3,84%
	5,40%	2,50%	2,64%	2,78%	2,92%	3,06%	3,20%	3,34%	3,48%	3,61%	3,75%	3,89%
	5,60%	2,56%	2,70%	2,84%	2,98%	3,11%	3,25%	3,39%	3,53%	3,67%	3,81%	3,95%
	5,80%	2,61%	2,75%	2,89%	3,03%	3,17%	3,31%	3,45%	3,59%	3,73%	3,87%	4,00%
	6,00%	2,67%	2,81%	2,95%	3,09%	3,23%	3,37%	3,50%	3,64%	3,78%	3,92%	4,06%

1.2.3.3 Facteur bêta

Le *bêta* est un coefficient de volatilité ou de sensibilité qui indique la relation entre les fluctuations de la valeur d'un titre ou d'une branche et les fluctuations du marché (soit les autres titres cotés sur le marché). Contrairement aux considérations sur la prime de risque et le taux d'intérêt sans risque, il est calculé spécifiquement pour les actions d'une société. Par extension, la portée du *bêta* peut être étendue avec prudence au type d'activité de cette dernière.

Sur base du document de travail de la CWaPE¹⁵ dans le cadre de la rédaction de la méthodologie 2019-2023, le *bêta* est influencé par les caractéristiques de l'entreprise, à savoir :

- La structure des coûts, entre coûts fixes et coûts variables : plus les coûts fixes sont élevés, plus l'entreprise est sensible à la conjoncture et plus son *bêta* est élevé ;
- La sensibilité à la conjoncture économique : certains secteurs démultiplient structurellement les variations de l'activité économique générale (*bêta* élevé) ; d'autres, au contraire, les atténuent (*bêta* faible) ;
- La prévisibilité de l'activité : la prévisibilité de l'activité engendre des *bêta* très différents ;
- La structure financière : plus l'entreprise est endettée, plus elle a de frais financiers qui sont autant de coût fixes élevant sa sensibilité à la conjoncture et donc son *bêta* ;

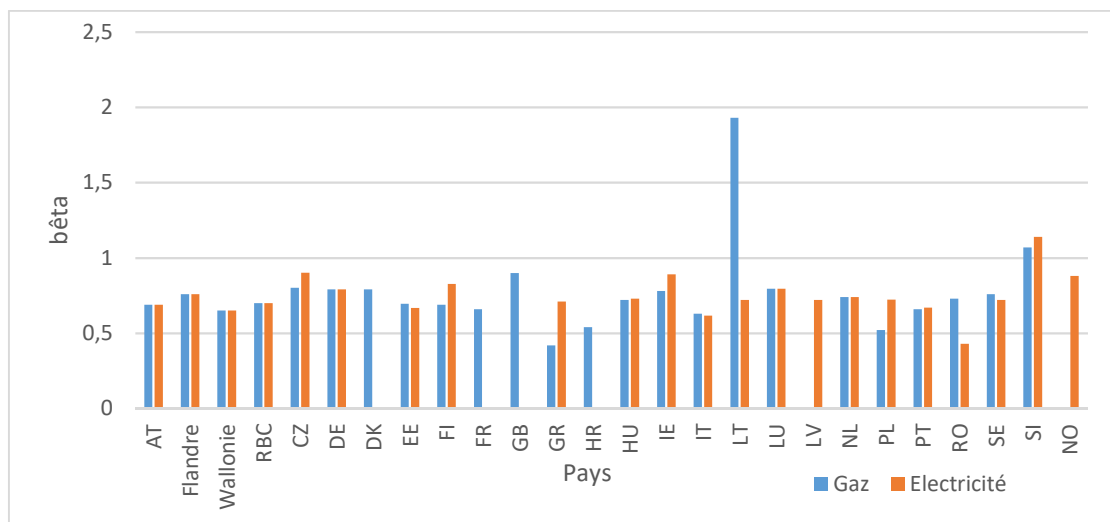
¹⁵ Note technique relative au revenu autorisé dans le cadre de la préparation de la méthodologie 2018-2022 : <https://www.cwape.be/docs/?doc=2520>

- Le taux de croissance des résultats : plus le taux de croissance des résultats est élevé, plus le *bêta* sera élevé. En effet, dans ce cas, l'essentiel de la valeur de l'entreprise s'explique par des flux éloignés dans le temps, donc très sensibles à toute variation du marché ;
- Un *bêta* qui est estimé à 1 signifie que le prix d'une action subira les mêmes variations que celles du marché ;
- S'il est supérieur (inférieur) à l'unité, le prix du titre subira des variations amplifiées (diminuées) par rapport au marché ;
- Enfin, un *bêta* négatif impliquerait que le prix du titre varie en sens inverse des mouvements du marché.

Une possibilité mise en œuvre dans la pratique consiste en la comparaison avec la valeur *bêta* des GRD à l'étranger. Pour ce faire, nous reprenons les résultats de *l'Internal Report on Investment Conditions in European Countries*¹⁶ qui a été réalisé par le Conseil des Régulateurs européens de l'énergie en décembre 2017 (CEER) et ont été repris par BRUGEL. Le graphique ci-après indique le niveau des « *equity beta* » appliqués dans différents pays européens.

L'« *equity beta* » moyen tronqué¹⁷ européen appliqué à la distribution de l'électricité est de 0,75 et celui appliqué à la distribution du gaz est de 0,73.

Figure 4 : Comparaison des bêta européens pour le gaz et l'électricité



¹⁶ Le benchmark des facteurs *bêta* publié par le CEER en 2018 est disponible à l'URL suivant : <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fbd6a80e-5825-d1f3-fe35-bb3682b40c98>

¹⁷ « Une moyenne tronquée est une mesure statistique de centralité, similaire à la moyenne arithmétique et à la médiane, qui consiste à calculer une moyenne arithmétique en éliminant les valeurs extrêmes. » (Wikipédia). Notez que la moyenne tronquée dans cette analyse fait abstraction de la valeur la plus faible et de la valeur la plus élevée.

Parmi les 25 pays (sachant que la Belgique présente trois valeurs différentes) repris dans le benchmark :

- Huit pays possèdent un *bêta* pour l'électricité supérieur à celui du gaz ;
- Six pays présentent un *bêta* pour le gaz supérieur à celui de l'électricité ;
- Sept pays présentent des *bêta* identiques pour le gaz et l'électricité ;
- Le reste ne présentent soit aucune valeur, soit seulement une valeur pour l'un des deux *bêta*.

Pour conclure, bien que la tendance européenne soit à la hausse pour les *bêta* du gaz et de l'électricité, BRUGEL préconise de garder les *bêta* actuels, c'est-à-dire 0,7, car les risques rencontrés sur les marchés du gaz et de l'électricité ne semblent pas avoir évolué depuis la dernière méthodologie tarifaire pour les activités du GRD. Cette position conservatrice par rapport à la méthodologie tarifaire impacte les tarifs positivement car n'augmentant pas la charge financière liée à une augmentation de la marge équitable.

Un *bêta* différencié pour l'électricité et le gaz pourrait être introduit dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029 afin de répondre au profil de risque de plus en plus différencié des deux énergies.

Tableau 3 : Equity beta pour la distribution d'électricité

Pays	Equity beta	Année
AT	0,69	2012
BE	Flandre : 0,76 Wallonie : 0,65 RBC : 0,70	2016 2019-2023 2015-2019
CZ	0,901	2015
DE	0,79	2008
DK	n.a.	n.a.
EE	0,668	2016
ES	n.a.	n.a.
FI	0,828	2016
FR	n.a.	n.a.
GB	n.a.	n.a.
GR	0,71	2016
HU	0,73	2016
IE	0,89	2015

Pays	Equity <i>beta</i>	Année
IT	0,616	2016
LT	0,72	2015
LU	0,7946	2015
LV	0,72	n.a.
NL	0,74	2016
NO	0,88	2017
PL	0,724	2017
PT	0,67	2015
RO	0,43	2013
SE	0,72	2009
SI	1,14	2015

La moyenne des *bêta* repris ci-dessus est égale à 0,75. Plusieurs points doivent être soulignés. La valeur médiane du benchmark est de 0,722. Dans le cas où l'on prendrait la moyenne en faisant abstraction de la valeur la plus faible et de la plus élevée, le *bêta* de l'électricité serait égal à 0,75.

I.2.3.4 Facteur S

Le facteur S représente la part de l'actif régulé couverte par les fonds propres. Son complément (1-S) reflète le levier financier, à savoir la part de l'actif régulé financée par des fonds de tiers.

La Belgique est l'un des pays d'Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante, ayant par conséquent un levier financier important. Une des raisons est la présence d'un taux d'imposition élevé qui permet, toutes autres choses égales, de valoriser le levier financier. En revanche, un levier financier trop élevé accroît également les risques financiers de l'entreprise.

Il paraît dès lors opportun d'adopter un levier financier (1-S) variant dans une fourchette réaliste qui va par exemple de 50% à 70%¹⁸.

Cette cible peut être appliquée au GRD bruxellois pour au moins deux raisons :

¹⁸ Une valeur comprise entre 30 et 60% pour le ratio (dette nette/RAB) est recommandée par Moody's dans son étude « *Rating Methodology, Regulated Electricity and Gas networks* », 2014.

1. D'une part, le fait qu'il s'agirait d'une hypothèse relativement conservatrice puisqu'elle fait référence à des contextes où les financements par fonds propres sont a priori, de manière générale, plus importants dans les autres pays européens qu'en Belgique. En appliquant une référence européenne, on sera donc a priori plus exigeant que si on fait référence à la pratique en usage sur le territoire national.
2. Enfin, l'activité régulée est une activité à laquelle est associée un faible risque opérationnel et financier puisque qu'elle fonctionne sur base d'un revenu requis (Cost+), ce qui ne justifie pas a priori le maintien d'un levier financier faible dans le cadre d'une logique prudentielle.

Par conséquent, nous recommandons d'adopter une valeur cible de 40% pour le facteur S. Il est très en deçà de celui du GRD bruxellois qui finance aujourd'hui une grande partie de ses actifs par fonds propres.

I.2.3.5 Points de base

Sauf en cas de nouvel emprunt obligataire par le GRD au moins deux mois avant la remise de la proposition tarifaire, une valeur de 100 points de base sera maintenue pour le calcul de la marge équitable.

Remarquons également, que les charges financières (*embedded costs*) sont considérées dans la présente méthodologie de façon identique à la méthodologie précédente (à savoir comme des coûts non gérables et couvertes en intégralité par les tarifs).

I.2.4 Règles de calcul

Les règles de calcul appliquées dans la méthodologie 2015-2019 ne sont pas modifiées. En effet, BRUGEL continuera recalculer les paramètres OLO et S selon les valeurs applicables à l'année concernée, y compris le calcul a posteriori de la structure financière sur la base du bilan réel après affectation du résultat et non sur la base des bilans prévisionnels utilisés dans le budget.

I.2.5 Révision des paramètres

Comme ça a été le cas au cours de la méthodologie tarifaire 2015-2019, les paramètres introduits ci-dessous sont fixés pour toute la période régulatoire. Ils peuvent cependant être sujet à modification dans le cas où des données objectives et transparentes viennent supporter le fait que la rémunération des capitaux investis par le GRD n'est plus normale ou équitable.

I.2.6 Analyse de sensibilité

L'analyse mesure la sensibilité de la marge équitable aux variations des différents paramètres déterminant le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé.

Elle a été effectuée avec les variables utilisées pour la période régulatoire 2015-2019 et celles déterminées pour la période régulatoire 2020-2024 (cf. tableau ci-dessous).

Tableau 4 : Equity beta pour la distribution d'électricité

Paramètres	2020 – 2024
Fonds propres (FP) ¹⁹	€ 519 millions
RAB	€ 705 millions
S réalisé	75%
Taux d'intérêt sans risque	2,7% ²⁰
Prime de risque	4,5%
bêta	0,70
Pourcentage de rendement calculé	3,62%
Margé équitable (ME)	€ 25,2 millions

- Une variation d'un pourcent de la RAB entraîne une variation de 0,25 % de la marge équitable, soit approximativement 60.000 euros²¹ ;
- Une variation d'un pourcent des fonds propres entraîne une variation de 0,75% de la marge équitable, soit approximativement 192.000 euros ;
- Une variation d'un pourcent du facteur S réalisé entraîne une variation de 0,75% de la marge équitable, soit approximativement 192.000 euros ;
- Une variation d'un pourcent du taux d'intérêt sans risque entraîne une variation de 0,55% de la marge équitable, soit approximativement 140.000 euros ;
- Une variation d'un pourcent de la prime de risque entraîne une variation de 0,35% de la marge équitable, soit approximativement 88.000 euros ;

¹⁹ Ces valeurs se basent sur celles communiquées par SIBELGA à BRUGEL lors du contrôle ex-post pour l'année 2017.

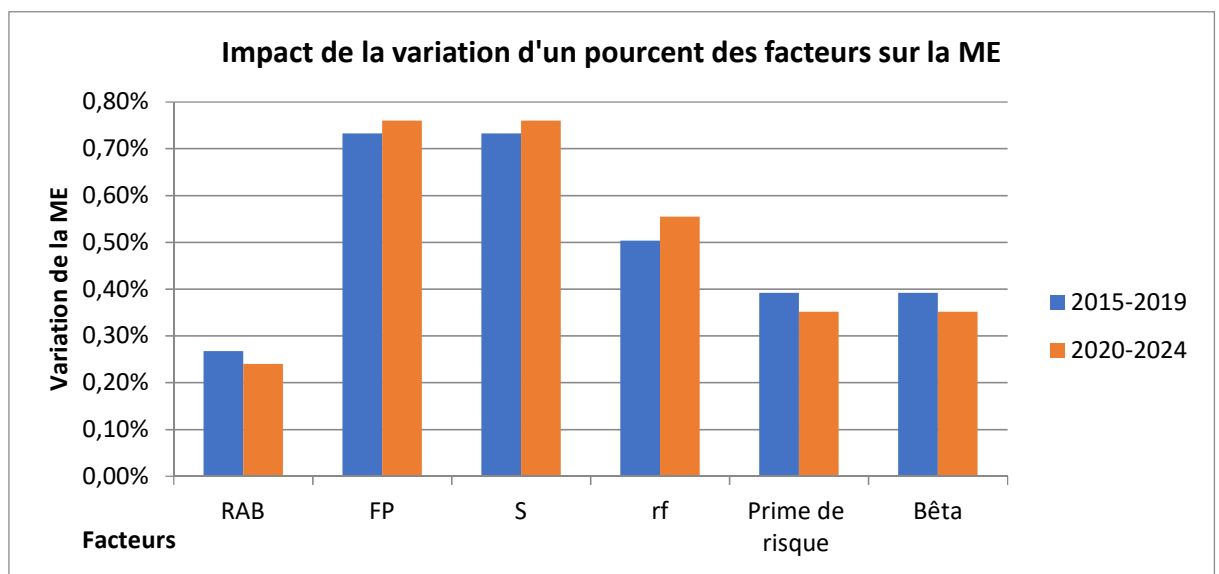
²⁰ Notez que 2,7% a été considéré dans l'analyse de sensibilité comme valeur de référence pour 2020-2024 parce que c'est la valeur prédite par le Bureau fédéral du Plan pour les années 2021 & 2022.

²¹ Notez que cette valeur absolue se base sur une marge équitable de 25,8 millions d'euros, soit la marge équitable calculée sur base des paramètres présentés pour la période 2020-2024.

- Une variation d'un pourcent du *bêta* entraîne une variation de 0,35% de la marge équitable, soit approximativement 88.000 euros.

La figure ci-dessous illustre les analyses de sensibilité pour les périodes tarifaires 2015-2019 et 2020-2024²². Afin d'assurer une lecture appropriée de ces résultats, prenons l'exemple de la variation du taux d'intérêt sans risque pour la période 2015-2019 : « Dans le cas où le taux d'intérêt sans risque augmente de 1%, c'est-à-dire passe de 2,7% à 2,727%²³, la marge équitable augmenterait de 0,55%. ».

Figure 5 : Sensibilité de la ME pour l'électricité



Pour conclure, BRUGEL a pris la décision de ne modifier aucun paramètre de la formule du pourcentage de rendement excepté le taux d'intérêt sans risque.

Celui-ci a été fixé dans le cadre de la proposition tarifaire à 2,2% pour 2020 & 2021 et 2,7% pour 2022 et 3,2% pour les deux dernières années. Il est important de souligner que ce taux sera revu annuellement pour être en ligne avec la réalité.

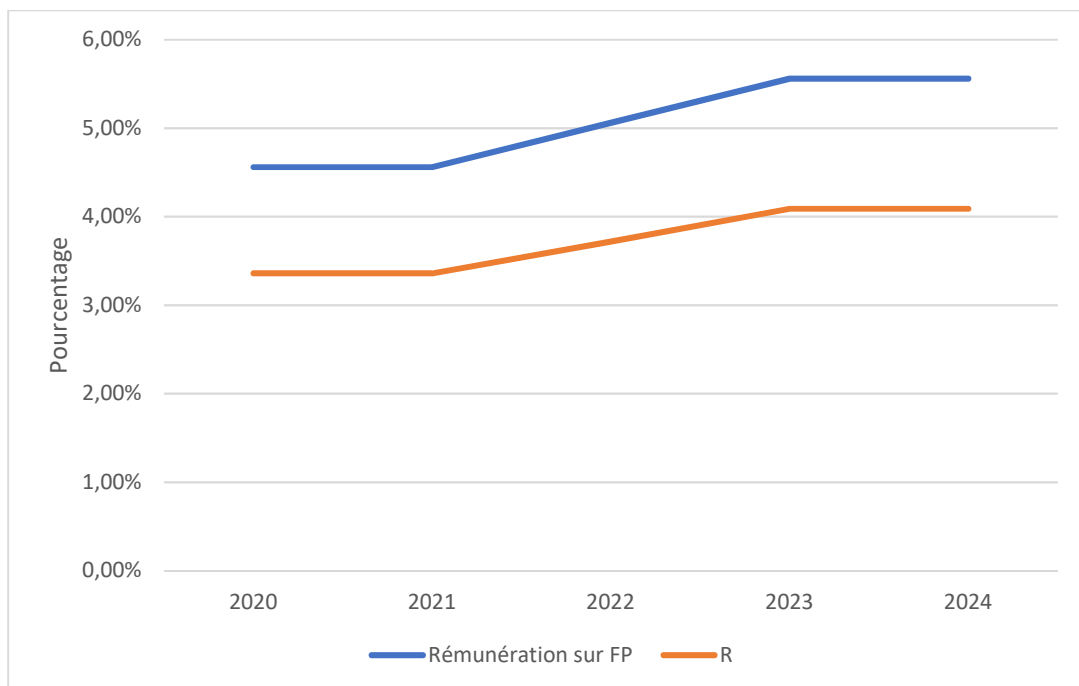
²² Le seul paramètre qui change dans l'équation est le taux d'intérêt sans risque qui est de 2,2% pour la période 2015-2019 et 2,7 pour la période 2020-2024.

²³ $2,222\% = 2,2\% + (2,2\% * 1\%)$

Le pourcentage de rendement pour le gaz est égal à 3,08%²⁴ en 2020 pour arriver à 3,78% à partir de 2023. Cela correspond à une rémunération sur fonds propres de l'ordre de 4,44% la première année et 5,44% à partir de 2023.

Pour l'électricité, le pourcentage de rendement équivaut à 3,36% en 2020 pour arriver à 4,09% à partir de 2023. Cela correspond à une rémunération sur fonds propres de 4,56% la première année pour arriver à 5,56% à partir de 2023.

Figure 6 : Pourcentage de rendement et rémunération sur fonds propres



Bien que l'analyse effectuée sur le pourcentage de rendement présente les limites de l'utilisation de la formule hybride issue du modèle CAPM hérité du passé (CREG), BRUGEL annonce d'ores et déjà sa volonté de s'orienter vers un modèle « *Revenue Cap* » pour la période tarifaire 2025-2029. A l'instar des deux autres régions du pays ainsi que de la majorité des pays européens, BRUGEL souhaite introduire un pourcentage de rendement basé sur la formule du CMPC pour la prochaine période tarifaire. La formule du CMPC classique telle qu'utilisée par

²⁴ Les pourcentages présentés dans ce paragraphe se basent sur les valeurs utilisées dans l'analyse de sensibilité pour le gaz et l'électricité.

la CWaPE ²⁵ permettra de rémunérer l'actif régulé dans son ensemble tout en tenant compte de l'évolution du marché.

Le memo CEER « *Regulatory aspects of energy investment conditions in European countries*²⁶ » montre que le coût des fonds propres réels, pour les entreprises actives dans le secteur de la transmission et de la distribution d'électricité et de gaz, varie entre 3 et 8% pour le secteur électricité et entre 1 et 9% pour le secteur du gaz, avec les taux les plus vraisemblables entre 5 et 7 %. Elia, le gestionnaire du réseau de transport pour l'électricité, présente un *Return on Equity* (ROE) de 6,7% en 2016²⁷. Fluxys, le gestionnaire du réseau de transport pour le gaz, présente un *Return on Equity* de 9,8% en 2016²⁸.

²⁵ Méthodologie tarifaire CWaPE 2019-2022 – page 29 : <https://www.cwape.be/docs/?doc=3185>

²⁶ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/b6fe7ba6-e306-d4e3-62ff-2067642c9234>

²⁷ <http://www.elia.be/en/about-elia/investors-relations/Key-figures>, visité le 01/06/2018.

²⁸ Ce ratio a été mesuré sur base des informations disponibles sur le site : http://www.fluxys.com/belgium/en/NewsAndPress/2018/180328_press_annualresults, en appliquant la formule : « *Net Profits/Equity attributable to the parent company's shareholders* », soit 70.321.000/713.795.000.

2 Régulation incitative sur les coûts

La méthodologie 2015-2019 instaurait un système peu complexe et transparent de régulation incitative sur les coûts. Ce mécanisme fixe un tunnel de 10%²⁹ au-delà duquel les écarts sont considérés hors du champ de la régulation incitative et sont transférés dans le fonds tarifaire, in fine, restitués aux consommateurs finaux. Le montant global de l'incitant est donc limité à 10% des coûts maîtrisables et partagés à 50% pour le GRD et à 50% au Fonds de régulation tarifaire.

Par ailleurs, la méthodologie 2015-2019 prévoit d'évaluer le montant d'incitative regulation sur l'ensemble de la période régulatoire. Comme précisé dans les décisions 39 (électricité) et 40 (gaz) : « ...dans sa version originale, la méthodologie prévoit que l'incitant soit analysé annuellement, ce qui peut avoir des effets négatifs non-voulus pour le gestionnaire du réseau de distribution ou pour le consommateur en cas de décalage temporel de certains projets portant sur des montants importants ou en cas d'évènement unique avec une forte influence sur le résultat d'un seul exercice comptable. Dans ce cadre, la méthodologie tarifaire doit prévoir d'évaluer le montant global de l'incitative sur toute une période régulatoire... ». Ce principe reste inchangé pour la période régulatoire 2020-2024.

Tableau 5 : Soldes des coûts gérables réalisés (2009-2017)

Solde coût gérable (M€)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Différence entre la réalité et le budget	-9,8	-5,7	-3,5	-3,2	-2,4	-2,3	-6,0	-7,2	-5,1
Quote-part attribuée au GRD	-9,8	-5,7	-3,5	-3,2	-2,4	-2,3	-1,6	-1,6	-2,6
Quote-part versée dans le fonds tarifaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,4	-5,6	-2,6

²⁹ Voir Décision BRUGEL 2016111-39 du 1^{er} septembre 2014 relative aux adaptations apportées à la méthodologie tarifaire : <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/decisions/2016/fr/decision-39.pdf>. Le tunnel de 5% a été revu à la hausse au cours de la méthodologie tarifaire 2015 – 2019. Il a été fixé en 2017 à 10% avec un *incentive* final qui est fixé sur toute la durée de la période et non année par année.

La méthodologie 2020-2024 augmente la partie gérable des coûts supportés par les tarifs (approche projet). BRUGEL veillera à ce que la quote-part attribuée au GRD en cas de différence importante soit raisonnable.

BRUGEL a procédé à l'analyse de différents scénarios afin d'objectiver la nécessité ou non d'appliquer les mêmes principes de régulation incitative sur les coûts gérables relatifs à des projets informatiques par rapport aux autres coûts gérables.

L'analyse qui suit présente les conséquences d'une surévaluation/sous-évaluation de ces coûts sur la régulation incitative sur base de plusieurs scénarios dans le cas de l'électricité. Cette analyse considère³⁰ :

- Coûts gérables classiques (CGC) budgétés= 63.500.000 €,
- Coûts gérables « projets » (CGP) budgétés= 17.000.000 €,
- Coûts gérables totaux (CGT) budgétés= 80.500.000 €.

Les deux premiers scénarios (S1 & S2) considèrent les coûts gérables classiques et les coûts gérables projets comme un tout, soit les coûts gérables totaux. Alignée à la méthodologie tarifaire 2015-2019, la régulation incitative prendra en compte un tunnel de 10% sur la totalité des coûts gérables, sans distinction entre coûts gérables classiques et coûts gérables projets.

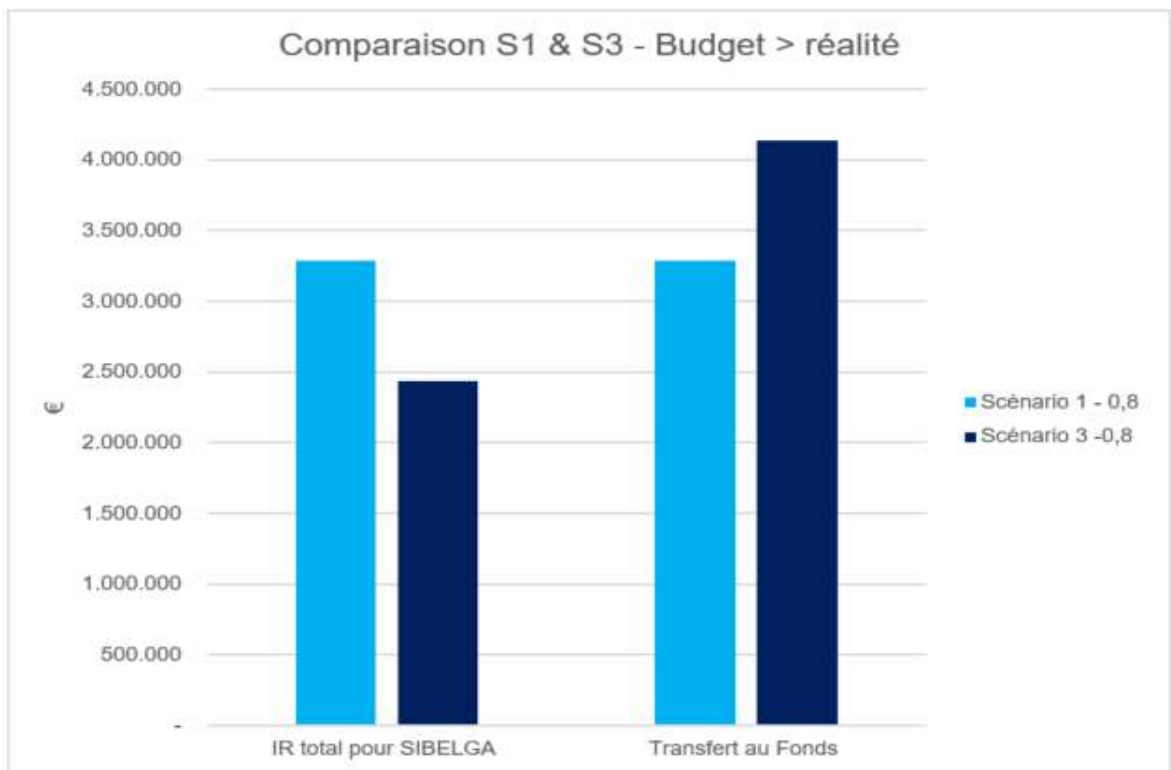
Les deux derniers scénarios (S3 & S4) considèrent les coûts gérables classiques et les coûts gérables projets séparément. Un tunnel de 10% sera appliqué à chacune de ces sous-catégories de coûts. Ces scénarios diffèrent des deux premiers car deux plafonds sont imposés. En d'autres termes, une mauvaise budgétisation de l'une des sous-catégories ne peut pas être atténuée par une bonne budgétisation de l'autre.

Chacun des scénarios considère une réalité des coûts gérables classiques inférieure de 5% et 10% par rapport au coûts gérables classiques budgétés. Des sous-scénarios sont proposés dans lesquels les coûts gérables relatifs à des projets sont surévalués/sous-évalués de 10%, 15% et 20%. Afin de pas alourdir le présent texte, les différents scénarios sont repris au point 10 du présent document .

³⁰ Ces chiffres sont pris à titre d'exemple. Ils visent à présenter une tendance et ne représentent pas la réalité *stricto sensu*.

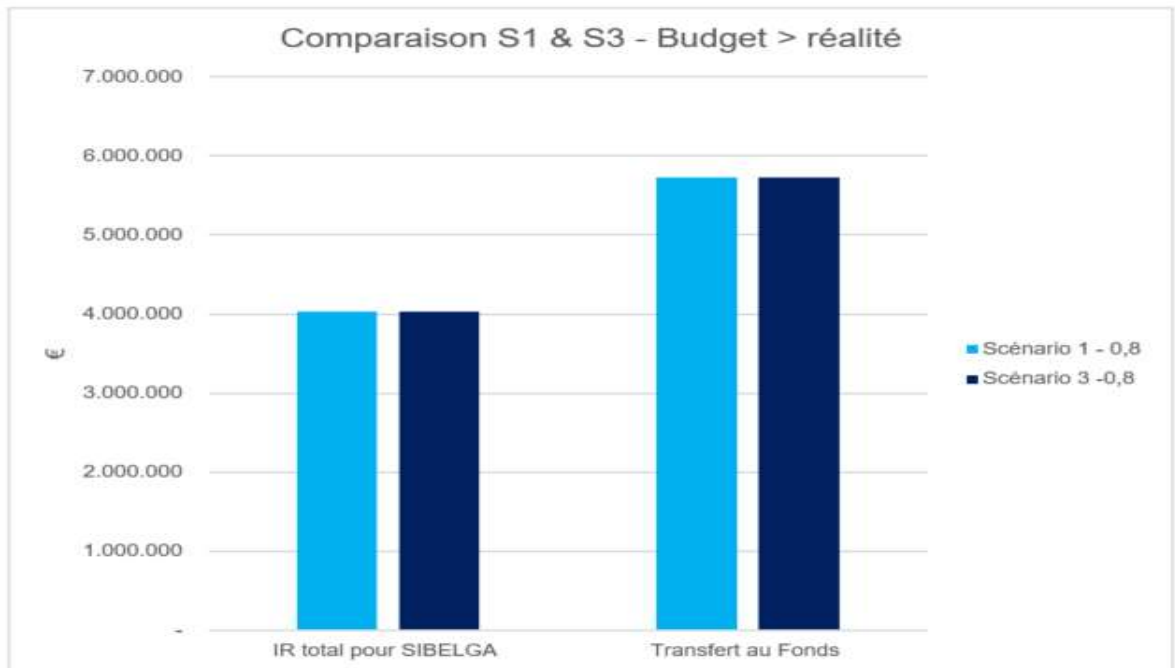
Le graphique ci-dessous compare les scénarios 1 et 3. Il apparaît que le scénario 1 favorise le GRD. En effet, la régulation incitative (IR) est plus élevée que dans le scénario 3. Le montant transféré au Fonds de régulation tarifaire est plus faible.

Figure 7 : Comparaison de S1 & S3



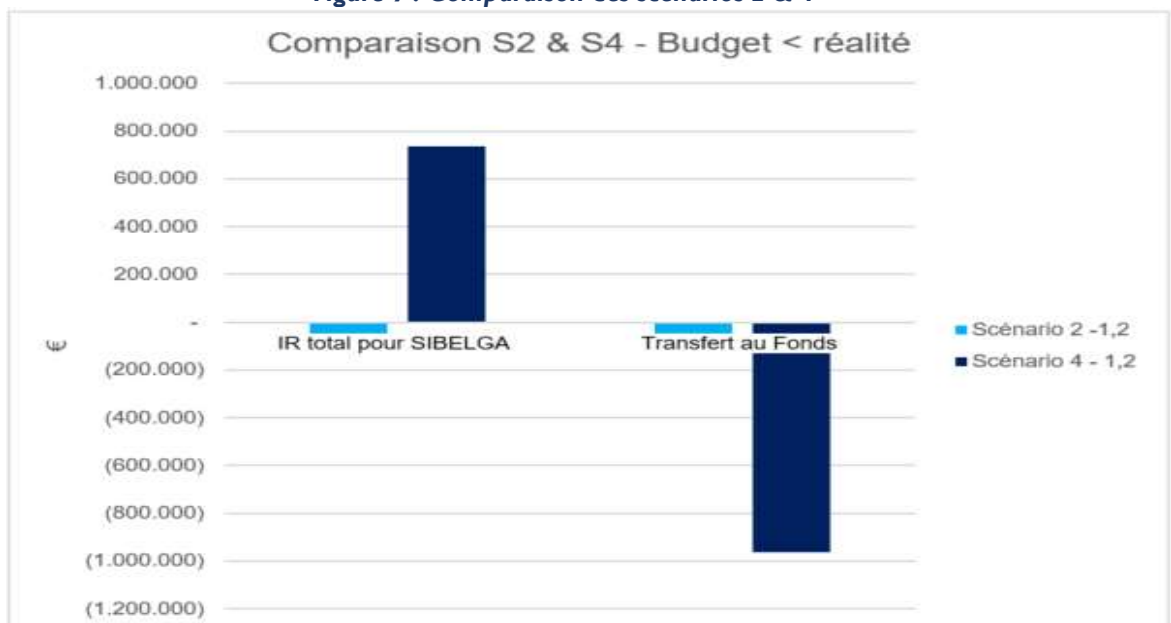
Lorsque le tunnel de 10% est dépassé pour les coûts gérables classiques et les coûts gérables « projets », il apparaît que les deux méthodes présentent des résultats identiques (tant que le plafond de la régulation incitative n'a pas été atteint).

Figure 8 : Budget inférieur à la réalité par plus de 10%



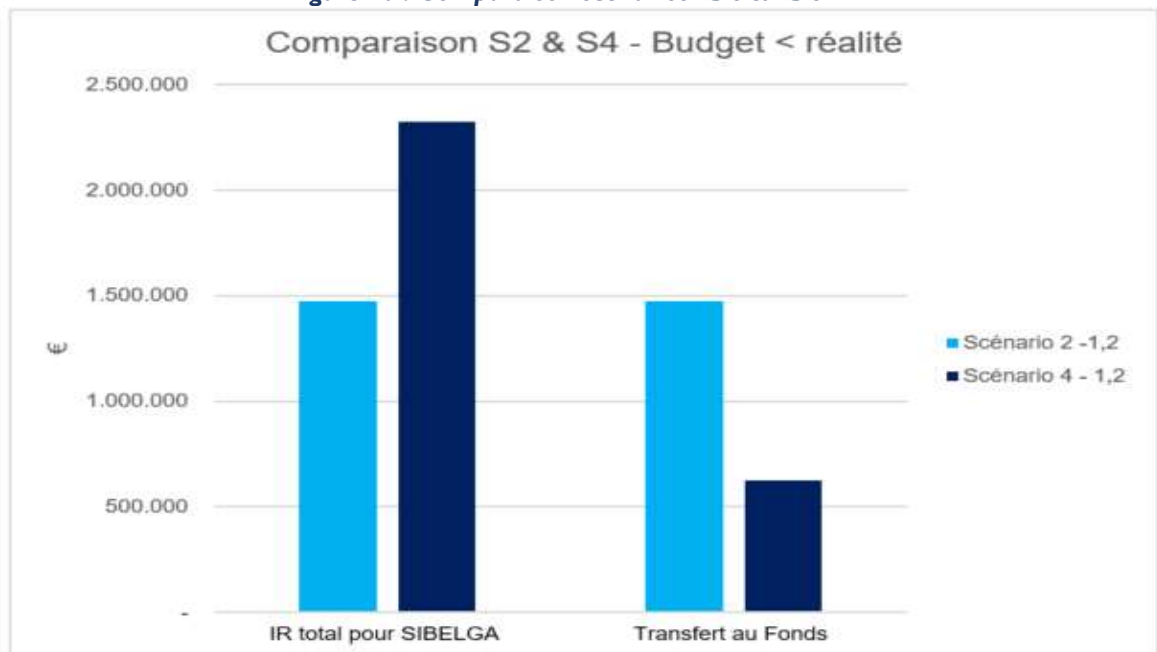
Le graphique ci-dessous compare les scénarios 2 & 4. Il apparaît que le scénario 4 favorise le GRD. En effet, la régulation incitative est positive tandis qu'elle est négative dans le scénario 2. De plus, le scénario 4 nécessite une implication plus importante du Fonds de régulation tarifaire pour éponger la partie sous-budgétée.

Figure 9 : Comparaison des scénarios 2 & 4



La comparaison des scénarios 2bis et 4bis présente les mêmes résultats que la comparaison des scénarios 2 et 4. Le scénario 2 est plus aligné aux objectifs de la régulation incitative.

Figure 10 : Comparaison scénarios 2bis & 4bis



Les tendances identifiées sur base des chiffres et des graphiques exposés supra sont résumées dans le tableau ci-dessous.

	Coûts gérables totaux	Distinction entre CGC & CGP
Les CGC réalisés sont légèrement ³¹ inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont nettement ³² inférieurs à ceux budgétés.		La distinction entre CGC & CGP plafonne plus rapidement le montant de l'incentive regulation
Les CGC réalisés sont nettement inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont nettement inférieurs à ceux budgétés.	Les deux méthodes présentent les mêmes effets.	
Les CGC réalisés sont légèrement inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont nettement supérieurs à ceux budgétés.	Considérer les coûts gérables globalement permet de contrebalancer une sous-budgétisation de l'une des catégories par la sur-budgétisation de l'autre.	

31 Moins de 10% du budget.

32 Plus de 10% du budget.

	Coûts gérables totaux	Distinction entre CGC & CGP
Les CGC réalisés sont nettement inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont nettement inférieurs à ceux budgétés.	Considérer les coûts gérables globalement permet de contrebalancer une sous-budgétisation de l'une des catégories par la sur-budgétisation de l'autre.	

Lors de la détermination des soldes, BRUGEL considèrera l'enveloppe des coûts gérable dans sa globalité, telle que déterminée dans les scénarios 1 & 2. Ce choix se motive par :

- a. Alignement avec les objectifs de la régulation incitative, soit une bonne gestion des coûts gérables ;
- b. Simplicité de calcul ;
- c. Continuité avec la méthodologie tarifaire précédente ;
- d. Responsabilisation du GRD ;
- e. Transition vers un modèle de *Revenue Cap* ;
- f. Protection des consommateurs.

3 Régulation incitative sur les objectifs

Concernant le point 3 des motivations et de la méthodologie, il n'y a pas de parallélisme parfait entre les tables des matières. En effet, le point 3.1 de la partie 4 correspond au point 3.3 de la partie 3, tandis que le point 3.2 de la partie 4 correspond au point 3.4 de la partie 3.

La décision BRUGEL relative à la méthodologie tarifaire 2015-2019 prévoit que :

« Pour la période régulatoire 2015-2019, aucune régulation incitative basée sur des objectifs ne sera effective. Toutefois, BRUGEL définira au cours de cette période et en concertation avec le GRD, les différents éléments qui pourraient permettre de mettre en place une régulation incitative sur base d'objectifs dès 2020. Ces éléments porteront notamment sur les différents indicateurs à suivre, les normes à atteindre et les incitants financiers liés. Certains paramètres qui seraient utilisés dans cette régulation incitative pourraient déjà être mesurés et évalués via les modèles de rapport, les plans d'investissements et les rapports sur la qualité de service de la période 2015-2019. ».

Il ressort de cet extrait que la mise en place d'une régulation incitative sur les objectifs nécessite une méthodologie élaborée pour le suivi de la qualité des services et des investissements du GRD.

Pour rappel, l'accord relatif à la procédure concernant la concertation relative à la méthodologie 2020-2024 stipule que :

« Des indicateurs sur la qualité des services de SIBELGA seront mis en place en concertation avec le gestionnaire de réseau. La mise en place de pénalité/incitant sur la réalisation de certains objectifs doit être envisagée. La qualité des services pourra s'apprécier sur les aspects suivants :

- *le respect des délais d'exécution des travaux demandés par les utilisateurs du réseau (par exemple, le temps de réalisation d'un raccordement) ;*
- *le service d'accueil des utilisateurs (information, traitement des plaintes,...) ;*
- *la continuité de l'alimentation (par exemple, la durée et le nombre d'interruption par utilisateur du réseau);*
- *le respect des normes de la qualité de la fourniture (par exemple, la qualité de la tension fournie pour l'électricité) ;*
- *les échanges avec les fournisseurs (par exemple, la mise à disposition des données de comptage).*

Une réflexion sur la mise en place d'indicateurs sur les investissements pourrait être menée en concertation avec le gestionnaire de réseau.

La mise en place de pénalité/incitant sur la réalisation de certains projets doit être envisagée. Ces incitants ont également comme objectif de favoriser certaines thématiques telles que la mise en œuvre des réseaux intelligents, les mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande et plus globalement certains projets permettant l'incitation ou le soutien à l'innovation. Un des autres objectifs est d'inciter SIBELGA à l'utilisation optimale de ses réseaux et à faire des choix rationnels des équipements dans sa politique d'investissement ou de remplacement des réseaux. »

En outre, il y a la nécessité de s'inscrire dans la lignée des tendances européennes qui visent la « smartisation » du réseau. L'article 16.8 du projet de règlement européen³³ sur le marché commun de l'électricité prévoit à charge des régulateurs l'obligation de donner des incitants aux GRD. Dans ce cadre, le régulateur est invité à fixer des objectifs de performance.

Ce projet fait suite à de nombreux travaux des organisations européennes, dont notamment celui du CEER³⁴. Dans son document intitulé « *CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation")* »³⁵, le CEER souligne la nécessité de réguler de manière à inciter la « smartisation » du réseau. A cette fin, le GRD devrait adopter des solutions innovantes dans la gestion du réseau. Dans ce cadre, la mise en place des indicateurs permettant de mesurer la performance du GRD pourrait constituer un outil indispensable. Le document du CEER stipule entre autres que :

« A good regulatory model, which could be used as the basis for a regulatory approach to smart grids, are the incentive regulation mechanisms adopted to promote other aspects of network business, e.g. quality of supply. »³⁶

Au regard de ce qui précède, BRUGEL souhaite inscrire sa nouvelle méthodologie dans la lignée des tendances européennes et des objectifs fixés dans la méthodologie tarifaire précitée.

³³ Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal market for electricity.

³⁴ Conseil des régulateurs européens de l'énergie.

³⁵ CEER, Ref: C13-EQS-57-0418-Feb-2014, *CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation")*

³⁶ Idem, p. 26.

Par ailleurs, la mise en place d'une régulation de la performance permet de répondre en partie à une des critiques du système Cost+ qui n'incite pas le GRD à améliorer la qualité de ses services.

A cette fin BRUGEL a réalisé une analyse détaillée qui a permis de disposer d'indicateurs pertinents pour le suivi de la qualité des services offerts par le GRD aux utilisateurs des réseaux de distribution (URD) et aux acteurs du marché. L'objectif était de sélectionner ceux qui seront incités/pénalisés financièrement.

3.1 Objectifs du mécanisme de régulation incitative

Par la mise en place d'une régulation incitative sur les objectifs, BRUGEL vise à permettre au GRD d'offrir aux URD et aux acteurs du marché un haut degré de qualité des services dans un contexte en constante évolution.

Le marché de l'énergie devrait connaître dans les prochaines années une évolution importante notamment par le développement de nouveaux services autres que la consommation traditionnelle de l'énergie, l'augmentation des productions décentralisées et l'émergence de nouvelles technologies de l'information et de la communication. Dans cette optique, le GRD est appelé à contribuer grandement à la réussite de la transition amorcée en offrant une meilleure qualité des services aux URD et aux acteurs du marché.

En effet, dans un contexte des réseaux intelligents, le GRD est appelé à augmenter sa réactivité notamment par une gestion dynamique de son réseau et à veiller à assurer un haut niveau de qualité de ses services tels que :

- la qualité de la continuité et la qualité de fourniture ;
- la qualité et la réactivité dans la réalisation opérationnelle des demandes des acteurs ;
- la qualité du traitement des plaintes des URD ;
- la faculté à jouer pleinement son rôle neutre de facilitateur du marché en proposant des solutions qui garantissent la stabilité du système, la qualité de fourniture, l'efficacité et l'efficience techniques ainsi que la réactivité des coûts.³⁷

³⁷ La réactivité des coûts doit être appréciée globalement. Le DG Energy and Transport a adopté une note (*Note of DG Energy & Transport on directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in*

3.2 Missions du GRD visées par le mécanisme de régulation incitative

Compte tenu du cadre légal en vigueur et des enjeux de la prochaine période tarifaire, les missions du GRD qui seront visées par la tarification incitative sont listées ci-après. Pour chacune de ces missions, un ou plusieurs indicateurs de performance sont proposés pour mesurer la qualité, et le cas échéant, l'exhaustivité et la réactivité du GRD dans la réalisation des opérations relatives à ces missions. Dans certains cas, des indicateurs de suivi (sans application des bonus/malus) sont mis en œuvre pour augmenter le niveau d'observabilité sur la qualité des services ou pour évaluer le bon fonctionnement du mécanisme de régulation incitative.

3.2.1 Gestion des réseaux de distribution d'énergie

Il s'agit d'une mission principale du GRD d'assurer la stabilité et la sécurité d'approvisionnement des URD bruxellois avec une qualité de fourniture selon les normes en vigueur. En l'absence de compteurs intelligents et pour autant qu'ils soient équipés de fonctionnalités adéquates, il serait difficile, voire impossible, de monitorer la qualité de fourniture sur tout le réseau de distribution. Les indicateurs de performance devraient donc mesurer uniquement la continuité de fourniture. Les indicateurs actuellement disponibles mesurent l'indisponibilité, la durée moyenne des interruptions et leur fréquence d'occurrence.

3.2.2 Rôle de facilitateur neutre du marché

Il s'agit d'une mission qui prend de plus en plus de l'ampleur et qui tend à se complexifier pour tenir compte des évolutions techniques et technologiques de l'information et de la communication. Dans ce rôle de facilitateur neutre du marché, le GRD assure l'activité de

electricity and natural gas – The role of the regulatory authorities, 14 janvier 2004) dans laquelle il précise que : « Bien que les tarifs du réseau doivent être réactifs dans un sens général, cela ne signifie pas qu'il doit y avoir une correspondance rigide et automatique entre les coûts de l'entreprise réglementée et les recettes provenant des tarifs du réseau. [...] Les autorités de régulation devront considérer, dans l'élaboration de leur méthodologie, dans quelle mesure la structure choisie implique dans le chef des utilisateurs du réseau des tarifs non-discriminatoires et qui reflètent raisonnablement les coûts. Le concept de réactivité des coûts requiert une approche flexible. Par exemple, de nombreux systèmes de tarif intègrent un critère de localisation des tarifs par lequel les clients situés dans une région spécifique seront soumis à des charges similaires indépendamment de leur position géographique. Une telle approche d'allocation des coûts est acceptable pour des raisons de simplification même si on pourrait argumenter que les différents utilisateurs du réseau induisent, en pratique, des niveaux de coûts quelques peu différents »¹

comptage, la gestion de la plateforme d'échange de données avec le marché et la tenue du registre d'accès.

3.2.2.1 Gestion des données de comptage

Compte tenu des exigences de la transition évoquée précédemment (caractérisée par le développement de nouveaux services, l'augmentation des productions décentralisées et l'émergence de nouvelles technologies de l'information et de la communication), les activités portant sur les compteurs et le comptage revêtent une importance capitale pour BRUGEL et pour le marché dans son ensemble. Toutefois, compte tenu des enjeux de la prochaine période tarifaire, le focus sera porté essentiellement sur la réactivité, la qualité et l'exhaustivité dans le traitement de la relève des compteurs et dans la transmission des données de comptage au marché.

3.2.2.2 Prestations de services rendus au marché

Compte tenu des travaux de mise en œuvre d'une plateforme interrégionale d'échange avec le marché (MIG 6), les indicateurs qui seront utilisés pour mesurer les performances du GRD dans ce rôle de facilitateur du marché concerneront uniquement la réactivité du service opérationnel du GRD dans sa réponse aux demandes des acteurs d'effectuer des opérations chez les URD (placement de limiteurs, ouverture/fermeture de compteur, ...). Ces demandes peuvent être à l'initiative de l'URD (ouverture de compteur, enlèvement d'un limiteur, ...) ou du fournisseur (placement d'un limiteur, fin de contrat, ...).

3.2.2.3 Prestations de services rendus aux URD

Il s'agit d'une mission générale et transversale confiée au GRD et aux fournisseurs. Cette mission se mesurera notamment par la qualité et la réactivité du GRD dans le traitement des plaintes (ou des demandes d'indemnisation) des URD.

3.3 Gestion des indicateurs de performance (KPI)

3.3.1 Approche de BRUGEL

Compte tenu de l'absence de recul nécessaire, BRUGEL a privilégié, pour la prochaine période tarifaire 2020-2024, une approche prudente dans la définition du mécanisme de régulation, notamment en prenant en considération :

- les règles de gouvernance flexibles pour la gestion des indicateurs de performance,

- les impacts financiers des règles applicables aux bonus/malus,
- et la fixation des seuils et des trajectoires de performance pour chaque indicateur.

C'est dans cet esprit que BRUGEL préconise de définir dans la nouvelle méthodologie tarifaire, un mécanisme de régulation incitative basé sur des règles de gouvernance qui devraient guider la conception de ces indicateurs et leur gestion en cours de la prochaine période régulatoire. Ces règles doivent être suffisamment flexibles pour permettre de prendre en compte des résultats d'éventuels audits, des événements majeurs (conditions climatiques,) sans avoir le besoin de modifier toute la méthodologie tarifaire en cours de période. Ce besoin de flexibilité doit être aussi pondéré avec la nécessité d'offrir au GRD un cadre suffisamment stable pour lui permettre d'intégrer les objectifs attendus par les indicateurs de performance dans son plan de gestion des ressources internes.

3.3.2 Principes directeurs du mécanisme de régulation incitative

BRUGEL s'est appuyée sur les principes directeurs suivants :

1. Le mécanisme de régulation incitative doit être basé sur des règles de gouvernance claires, transparentes, publiques, objectives et élaborées en concertation avec les acteurs concernés. Une consultation restreinte avec les acteurs du marché sur ce mécanisme sera menée avant la publication de la méthodologie 2020-2024.
2. Ce mécanisme vise, dans son ensemble, à inciter le GRD à développer des méthodes de gestion efficaces, efficientes et innovantes pour tenir compte des besoins actuels et futurs des URD. Le GRD n'est donc pas incité à obtenir les performances souhaitées par ces indicateurs au détriment d'une utilisation rationnelle des ressources dont il dispose.
3. Les indicateurs de performance doivent permettre d'apprécier la qualité des services fournis par le GRD pour chaque activité liée aux réseaux d'électricité et de gaz (gestion des réseaux, gestion du comptage, facilitateur du marché et le traitement des plaintes) et pour chaque fluide distribué (électricité et gaz), même si certains indicateurs peuvent être mixtes quand l'activité l'est aussi.
4. Les seuils et les trajectoires de performance déterminés pour chaque indicateur sélectionné doivent être définis sur la base des données historiques d'une période minimale, antérieure à l'entrée en vigueur de l'indicateur, et de minimum 5 ans. Une dérogation à la durée de 5 ans est possible sur proposition motivée du GRD et après accord explicite de BRUGEL. Cette durée ne peut pas être inférieure à deux ans ou selon

le cas, à deux périodes annuelles de relevés pour les compteurs classiques ou à 20 mois pour les indicateurs mesurés mensuellement. En l'absence de ces données historiques, l'entrée en vigueur des indicateurs concernés est refusée par BRUGEL.

Une fois les données historiques disponibles, l'entrée en vigueur de chaque indicateur est considérée le 1^{er} janvier de chaque année suivant l'approbation par BRUGEL des méthodes de mesures utilisées. Une procédure explicite d'approbation est proposée dans ce mécanisme de tarification incitative.

5. La répartition de l'enveloppe budgétaire des bonus entre les différents indicateurs doit tenir compte de l'importance relative de l'activité concernée (en termes de complexité des processus et des moyens nécessaires pour développer les indicateurs y relatifs) et pour permettre au GRD de développer des processus innovants dans la gestion de ses missions visées par les indicateurs de performance. Le montant total des malus réalisés sera pris en compte en déduction des bonus obtenus annuellement. Si la somme des malus de l'ensemble des indicateurs est supérieure en valeur absolue à la somme des bonus, alors l'incitant pour le GRD sera nul. Ce choix est motivé par le souci de ne pas pénaliser le GRD par des contraintes inadaptées à son contexte ou au contexte de la prochaine période tarifaire ou non prévues dans la méthodologie tarifaire.

3.4 Définition de l'enveloppe incitative

L'objectif poursuivi par BRUGEL est de définir une enveloppe suffisamment élevée pour couvrir les coûts engendrés par le GRD pour l'amélioration de ses services tout en pouvant être financée par les soldes régulateurs actuels. Sur base d'une concertation entre BRUGEL et le GRD, il apparaît qu'une enveloppe avoisinant le million d'euros par an pour les feux fluides confondus soit cohérente et raisonnable, l'impact sur les soldes régulateurs étant également relativement limité. Cette enveloppe a été fixée sur base d'une comparaison avec les incitants mis en place en 2012 en France³⁸ par rapport au résultat net. Au terme de la période tarifaire BRUGEL évaluera si la hauteur de cette enveloppe était correctement évaluée.

Afin de tenir compte de l'évolution de l'environnement dans lequel s'inscrit la méthodologie tarifaire, l'application d'un pourcentage sur l'un des chiffres clés du GRD a été identifiée comme la méthode la plus appropriée. Bien qu'un montant fixe pour les 5 années de la période tarifaire

³⁸ Pour la société Enedis

assure une prévisibilité optimale, BRUGEL insiste sur l'importance de pouvoir lier le montant de l'enveloppe à la réalité.

BRUGEL propose de lier le montant de l'enveloppe à la marge équitable du GRD. Par essence, la marge équitable se base sur des facteurs variables reflétant le contexte dans lequel évolue le GRD. Elle est également la source principale des dividendes versés par le GRD, garantissant par là même un incitant constant. De plus, elle est généralement plus stable que le chiffre d'affaires et les bénéfices nets. Déduire le montant de l'enveloppe incitative de la marge équitable apparaît comme la solution optimale pour répondre à la volonté de BRUGEL et assurer une cohérence avec les objectifs de la méthodologie tarifaire.

Le tableau ci-dessous reprend la marge équitable obtenue en 2017 :

MARGE EQUITABLE	
Electricité	22.581.000 €
Gaz	15.053.000 €
Total	37.634.000 €

L'exercice qui suit vise à déterminer le pourcentage à appliquer à la marge équitable en vue d'obtenir une valeur d'un million d'euros. Il apparaît que pour 2017, en appliquant un pourcentage de 2,75% à la marge équitable, on obtient un montant légèrement supérieur au montant de l'enveloppe négociée entre le GRD et BRUGEL.

	OPTION 1		OPTION 2		OPTION 3	
Electricité	2,50%	564.525 €	2,75%	620.978 €	3,00%	677.430 €
Gaz	2,50%	376.325 €	2,75%	413.958 €	3,00%	451.590 €
Total	2,50%	940.850 €	2,75%	1.034.935€	3,00%	1.129.020€

4 Tarif design et conditions d'application

4.1 Structure tarifaire générale

Il convient de rappeler que la structure tarifaire n'impacte pas financièrement le GRD, toutes choses égales par ailleurs, dans la mesure où le revenu autorisé reste inchangé. Le changement de structure tarifaire ne peut impacter que le consommateur final.

La structure tarifaire maintient la notion de tarif périodique et non périodique telle que définie dans la méthodologie 2015-2019. Dans sa réflexion, BRUGEL a pris en considération l'impact opérationnel qu'un changement majeur de structure tarifaire aurait pu occasionner.

4.2 Tarifs non périodiques

4.2.1 Principes généraux

L'accord prévoyait que le chapitre des méthodologies tarifaires relatif aux tarifs non périodiques ne sera pas revu, sauf à intégrer les éventuelles nouvelles évolutions du marché de l'énergie.

Pour rappel un travail de simplification et d'harmonisation avait déjà été réalisé pour les tarifs de la période régulatoire 2015-2019.

Tant dans la proposition tarifaire que dans le contrôle ex post, le GRD devra détailler pour chaque tarif non périodique (éventuellement regroupés en catégories distinctes) le taux de couverture (théorique et réelle). Le GRD devra également présenter dans ces deux documents de quel type (fournisseur, URD, mixte, ...) est la contrepartie à qui est facturé chaque tarif non périodique.

Pour chaque tarif non périodique, éventuellement regroupé en catégorie distincte, le GRD doit préciser de façon claire et transparente le mécanisme de calcul. Sauf exception dûment documentée, concertée avec BRUGEL ou imposée par le règlement technique, chaque tarif non périodique doit refléter les coûts réellement engendrés pour le(s) service(s) prestés.

Par ailleurs, pour une prestation donnée répondant à un certain niveau de qualité, les tarifs non périodiques doivent être réalisés aux coûts les plus justes. BRUGEL veillera tant lors de l'approbation des tarifs qu'en cours de période régulatoire que les tarifs facturés à l'ensemble des Bruxellois soient les plus justes possibles.

Les tarifs non périodiques sont établis pour l'année 2020 et sont, en principe, ensuite indexés (indice des prix à la consommation) pour les années suivantes de la période régulatoire.

4.2.2 Commentaires sur certains tarifs non périodiques

4.2.2.1 Tarif « coupure d'un compteur » suite à l'arrivée à terme du contrat de fourniture ou à la demande du fournisseur d'énergie

Clients résidentiels

Dans la pratique le montant facturé au titre de EOC est rarement payé par le client résidentiel. BRUGEL est d'avis que la mutualisation de ce coût doit se dérouler au niveau des consommateurs bruxellois et non au niveau des fournisseurs d'énergie actifs à Bruxelles. BRUGEL suggère de déplacer ou de mutualiser une partie de la charge dans l'intérêt d'un rééquilibrage du marché. Le législateur bruxellois a considéré que le client coupé suite à un EOC devait être assimilé à un client coupé suite à une décision de justice de paix et que les frais liés à ce scénario de marché devaient être repris comme une obligation de service public et par conséquent financés par le tarif OSP qui les couvre. A titre informatif, en 2017, cette prestation des EOC a été facturée 1.671 fois³⁹ pour un montant total de 262.335€ HTVA.

Aucune facturation de prestations liées à une OSP ne peut avoir lieu. Un éventuel coût lié à ces prestations n'a pas à être supporté par les tarifs non périodiques, mais bien par le tarif OSP.

Clients professionnels

Concernant les URD professionnels BRUGEL maintient le mécanisme d'application pendant la période 2015-2019 (à savoir que 100% du coût sera facturé via les tarifs non périodiques et il n'y a aucune mutualisation des coûts sur les tarifs périodiques).

³⁹ Tous clients confondus

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

Au niveau des tarifs bris de scellé et comme rappelé par Infor GazElec⁴⁰, il sera proposé dans la méthodologie d'identifier clairement une fiche tarifaire pour ces types de consommation, fiche qui sera publiée distinctement sur les sites de BRUGEL et du GRD.

La méthodologie doit prévoir des tarifs non périodiques qui, en vertu du règlement technique sont applicables en cas de consommation hors contrat, de fraude ou de bris de scelles pour couvrir les frais administratifs et techniques du GRD ainsi que les consommations. Le règlement technique précise :

« Art. 6. §2. Le gestionnaire du réseau de distribution **adopte un ou plusieurs tarifs pour les cas de consommation d'électricité visés au paragraphe 1er**. En tout état de cause, le gestionnaire du réseau de distribution **adopte un tarif qui s'applique par défaut**.

Par dérogation à l'application du tarif par défaut et uniquement lorsque de l'électricité est consommée sur un point d'accès inactif, **un tarif inférieur au tarif par défaut peut être appliqué si une ou plusieurs des conditions suivantes est rencontrée :**

- erreur ou dysfonctionnement administratif du fournisseur ou du gestionnaire du réseau de distribution;
- démarches persistantes de l'utilisateur du réseau de distribution en vue d'activer son point d'accès inactif ;
- régularisation, de la propre initiative de l'utilisateur du réseau de distribution et sans intervention préalable du gestionnaire du réseau de distribution, de la situation dans les six mois à dater du début de la consommation.

Par dérogation à l'application du tarif par défaut, **un tarif supérieur au tarif par défaut est appliqué lorsqu'il a été porté atteinte à l'intégrité de l'équipement de comptage.** »

Considérant les tarifs visés dans le règlement technique et à l'instar de la période tarifaire 2015-2019 ces tarifs devraient se référer au « prix maximum » approuvé par le régulateur fédéral.

⁴⁰ <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2018/fr/Reaction-InforGazElec-Tarifs-2020-2024.pdf>

Pour rappel, ce « prix maximum » est le tarif applicable à la clientèle résidentielle dont le contrat de fourniture a été résilié. Il est important de souligner ce tarif ne représente pas l'offre la plus onéreuse du marché.

Dans son calcul, le régulateur fédéral prend en considération, pour les fournisseurs ayant une part de marché supérieur à 3%, les produits (actifs ou inactifs) les plus représentés au niveau de la population bruxelloise.

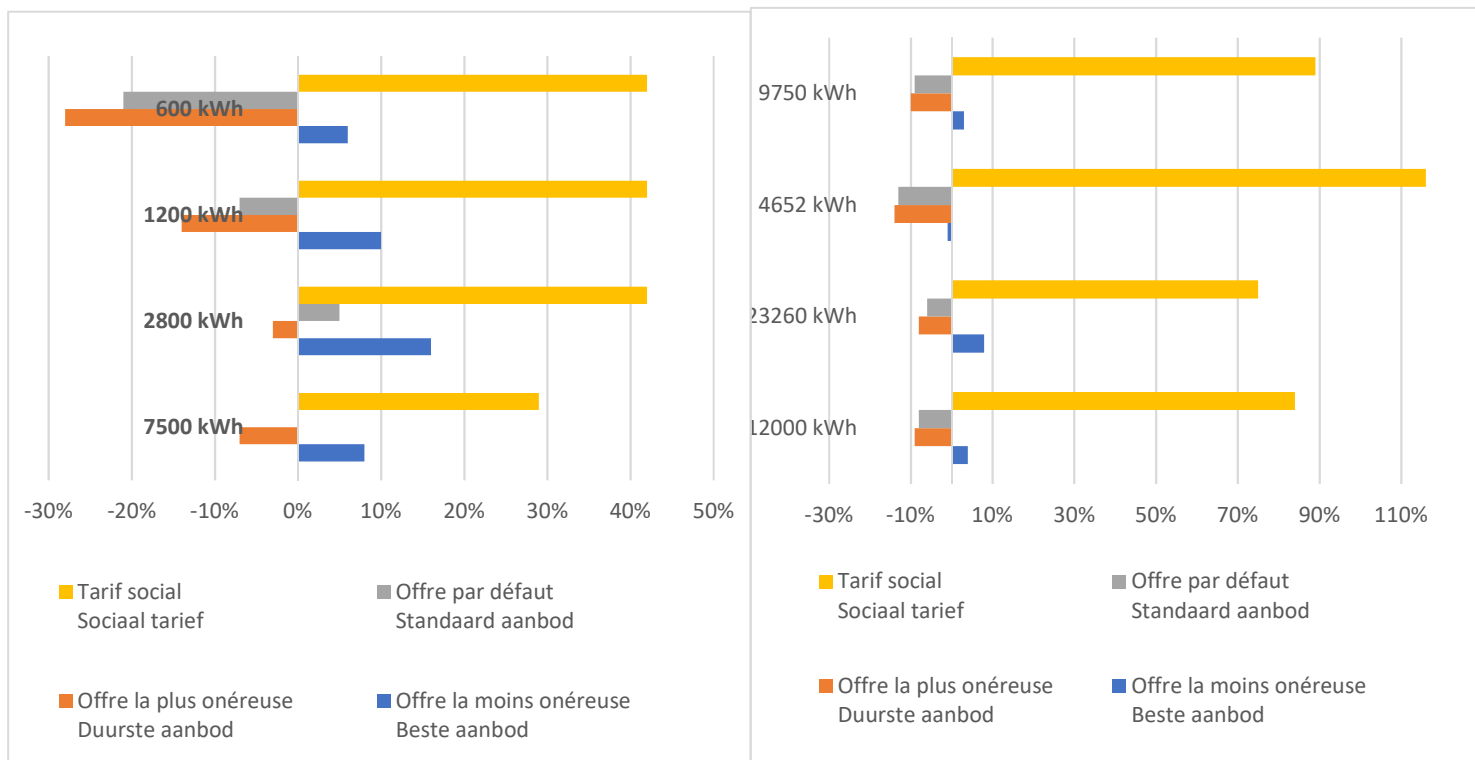
Dès lors, il convient que dans les cas de consommation d'énergie sans contrat ou lorsqu'il y a eu atteinte à l'intégrité de l'équipement le tarif d'application doit être dissuasif et dès lors supérieur au « prix maximum ». Afin d'inciter un consommateur à honorer ces factures pour les consommations d'énergie dues dans ces cas de figures, un pourcentage de réduction est d'application.

Les graphiques ci-dessous reprennent le positionnement du prix maximum par rapport à d'autres références.

Figure 11 – Positionnement prix max électricité

Figure 12 – Positionnement du prix max gaz

(source : SIBELGA/brusim – juillet 2018)



En ce qui concerne l'électricité, on constate notamment qu'indépendamment de la consommation, le « prix maximum » est toujours inférieur à l'offre la plus onéreuse du marché. Pour des faibles consommations, le « prix maximum » est inférieur à l'offre par défaut et pour

des consommations de 7500 kWh, l'offre par défaut et le « prix maximum » sont globalement équivalentes.

Au niveau du gaz, indépendamment de la consommation, le « prix maximum » est inférieur à l'offre par défaut ou l'offre la plus chère. Pour une faible consommation, le « prix maximum » peut même être inférieur à l'offre la moins onéreuse du marché pour une période donnée.

Par exemple, un client qui s'est vu facturé des consommations dans le cadre d'une erreur ou dysfonctionnement administratif du fournisseur ou du GRD et qui paie dans les délais prévus se verra facturé ces consommations à hauteur de 100% du « prix maximum » qui correspond globalement à une offre représentative du marché.

Ainsi BRUGEL propose de maintenir les pourcentages de majoration tel que fixé pour la période réglementaire 2015-2019.

Tableau 6 : Tarifs d'application en cas de consommation hors contrat, fraude et bris de scellés

Tarif par défaut en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (/kWh). (**)	165% PM
Tarif minoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (/kWh). (***)	125% PM
Tarif majoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès, pour la quantité d'énergie consommée lorsqu'il a été porté atteinte à l'intégrité de l'équipement de comptage (/kWh). (****)	200% PM
Réduction pour paiement avant échéance de la facture, en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès dans le cadre de l'article 6 du Règlement Technique Electricité ou de l'article 9 du Règlement Technique Gaz (/kWh)	-25% PM

En outre, les modifications apportées à l'art.9 quinquies, point 17° précisent que :

« Lorsque ces services sont effectués sans base contractuelle, légale ou réglementaire, les tarifs supportés par les clients finals sont adaptés au cas d'espèce. Le caractère adapté du tarif s'apprécie, au cas par cas en fonction des situations définies dans le règlement technique, en tenant compte des éléments de fait et de droit qui ont donné lieu à la prestation de ces services. Lorsqu'il ressort de ces éléments que le client final a bénéficié de ceux-ci sans base contractuelle, légale ou réglementaire de manière intentionnelle ou déloyale, un prix majoré peut être appliqué à ces services.»

4.2.2.3 Tarif « ouverture / fermeture de compteur » (OFC)

En Région bruxelloise, le tarif OFC comprend également les frais de fermeture de ce celui-ci. Ce point n'a pas été modifié par rapport aux anciens tarifs.

De 2008 à fin 2014, en cas d'ouverture simultanée d'un compteur de gaz et d'un compteur d'électricité pour le même client, à la même adresse et pour le même fournisseur, le GRD ne facturait qu'une seule ouverture. Lors de la validation des tarifs pour la période 2015-2019, suite au changement de facturation imposé par le marché (une facturation distincte par code EAN), BRUGEL a accepté qu'une partie des coûts liés à cette prestation soit mutualisée sur les tarifs périodiques afin d'éviter une hausse du montant à payer en cas d'ouverture bi fluide. BRUGEL veillera à une évolution de prix cohérente de ces tarifs et le cas échéant autorisera qu'une partie des coûts soit mutualisée dans les tarifs périodiques.

BRUGEL maintiendra cette approche pour la période 2020-2024.

L'opportunité de la mise en œuvre d'un tarif ouverture après coupure EOC (*end of contract*) différenciée d'un tarif « ouverture classique après fermeture » a été envisagée. Sur base des discussions avec le GRD, il s'avère que la mise en œuvre d'une telle approche semble contre-productive (le nom du client reste la responsabilité du fournisseur⁴¹, ce *matching* ne pourrait a priori se faire que manuellement, risque de *gaming*,...) Avant la remise de la proposition tarifaire, BRUGEL souhaite recevoir du GRD une analyse reprenant l'impact d'une facturation directe au client par le GRD et non via les fournisseurs.

4.2.2.4 Compteurs intelligents

Lorsque le cadre légal sera définitivement fixé, le placement d'un compteur intelligent à la demande explicite du client doit se faire à prix coûtant. Tout comme la période 2015-2019, les tarifs incluant la pose d'un compteur comprennent l'ensemble des coûts liés au placement (déplacement, main d'œuvre, ...) mais en aucun cas le compteur lui-même celui-ci étant pris en charge par les tarifs périodiques.

A l'instar des tarifs actuels pour les compteurs classiques, BRUGEL est d'avis que les activités de pose et de renforcement liés au compteur intelligent peuvent faire l'objet d'un tarif différencié.

⁴¹ La correspondance parfaite entre le client qui a fait l'objet d'une coupure dans le cadre d'un *end of contract* et le client qui a fait l'objet d'un *move in*.

4.2.2.5 Nouveau règlement technique ou nouvelle imposition

L'entrée en vigueur d'un nouveau règlement technique ou d'autres textes réglementaires amènera certainement le GRD à proposer de nouveaux tarifs non périodiques non encore définis (exemple : tarif spécifique pour borne pour véhicule électrique, ...).

4.3 Tarifs périodiques

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

4.3.1.1 Groupes de clients Trans MT, 26-I kV et TRANS BT

I°. Suppression du Prix maximum – Prix plafond

Historiquement, un système de prix maximum (aussi appelé prix plafond) existait pour les utilisateurs de réseau (URD) des catégories « 26-I kV (MT) » et « Trans BT » (TBT) : si le prix moyen de l'énergie consommée en heures pleines, c'est-à-dire le rapport de la somme des termes payés pour la puissance prélevée et l'énergie heures pleines par les kWh en heures pleines dépassait 0,074368 €/kWh (ou 3 BEF/kWh), ce terme de la facture était ramené à ce plafond. Ce système est un reliquat du monde captif. C'est pourquoi il a été convenu de supprimer progressivement ce mécanisme.

Les conditions d'application fixées pour la période 2015-2019 reprennent les exemples suivants :

Cas de non-application du prix maximum

Soit un URD MT dont la puissance maximale mesurée sur les 12 derniers mois est de 240 kW et la consommation en heures pleines du mois concerné est de 8.900 kWh. Pour 2015, le tarif du terme puissance est de 36,116052 euro/kW/an ou 3,009671 euro/kW/mois et le tarif énergie heures pleines de 0,002770 euro par kWh, le calcul de la facture est : $3,009671 \times 240 \times [0,1 + 796,5 / (885 + 240)] + 0,002770 \times 8.900 = 608,29$ euro. Le prix moyen est de $608,29 / 8.900 = 0,068347$ euro/kWh.

Ce prix est inférieur au prix maximum qui est de 0,074368 euro/kWh en 2015. Dès lors, il n'y a pas de recalcul.

Cas d'application du prix maximum (plafonnement)

Soit un URD MT dont la puissance maximale mesurée sur les 12 derniers mois est de 240 kW et la consommation en heures pleines du mois concerné est de 3.600 kWh. Pour 2015, le tarif du terme puissance est de 36,116052 euro/kW/an ou 3,009671 euro/kW/mois et le tarif énergie heures pleines de 0,002770 euro par kWh; le calcul de la facture est : $3,009671 \times 240 \times [0,1 + 796,5 / (885 + 240)] + 0,002770 \times 3.600 = 593,61$ euro. Le prix moyen est de $593,61 / 3.600 = 0,164892$ euro/kWh. Ce prix est supérieur au prix maximum qui est de 0,074368 euro/kWh en 2015. Dès lors, pour le mois concerné, le calcul précédent est remplacé par celui-ci : $3.600 \times 0,074368 = 267,72$ euro.

Cet exemple permet clairement de montrer que ce tarif favorise les URD qui ont de fortes pointes mais une très faible consommation en ne payant pas de composante capacitaire. D'un point de vue technique, même si les consommations sont faibles, si la pointe est réalisée pendant la période où le réseau est sollicité de façon importante, le réseau a été dimensionné pour permettre ces pointes de puissance à tout moment. D'une façon générale, il paraît équitable que les coûts liés à une « mauvaise utilisation » du réseau soient à charge des URD à l'origine de tel comportement.

Outre une mauvaise utilisation du réseau de distribution, certains URD disposent de raccordements électriques qui ne sont plus adaptées à leurs besoins actuels. Par ailleurs ce tarif peut être discriminant car ce plafonnement s'applique uniquement aux heures pleines.

Pour rappel, lors de la période régulatoire 2015-2019 :

- Le GRD a proposé dans le cadre de la proposition tarifaire 2015-2019 de rehausser nettement le prix maximum et d'appliquer comme plafond un multiple (3x) du tarif heures pleines appliqué en BT.
- BRUGEL a demandé de prévenir préalablement les clients concernés et d'initier le changement à partir de 2017. Le seuil de prix maximum a donc été relevé progressivement de 0,074368 €/kWh (tarifs 2015 et 2016) à 0,104004 en 2017, 0,137700 en 2018 et 0,171540 en 2019.

L'impact de cette suppression pourrait avoir un impact non négligeable pour certains URD. BRUGEL a demandé au GRD de quantifier ces impacts dont les résultats sont repris ci-après :

Analyse sur la période 2015-2019

L'analyse des factures des consommations de 2015 à 2017 amène aux constats suivants :

- i. Le pourcentage de factures où le prix maximum a été appliqué a diminué à partir de 2017 :

Groupe de clients	2015	2016	2017
MT	6,0%	6,2%	4,6%
TBT	8,3%	9,6%	7,0%

- ii. Le tableau suivant reprend quelques chiffres-clés pour 2017 : nombre d'EAN ayant eu au moins une facture au prix maximum ; le nombre de factures adressées à ces EAN, le pourcentage de ces factures pour lesquelles le prix maximum a été appliqué et le pourcentage d'énergie prélevée en heures pleines pour laquelle le prix maximum a été appliqué (moyenne et médiane).

Groupe de clients	#EAN	#factures	% factures au prix max	% moyen kWh au prix max	% médian kWh au prix max
MT	450	5.120	30,4%	7,2%	3,4%
TBT	42	491	37,3%	14,5%	3,2%

A noter qu'un EAN peut changer de tarif en cours d'année et/ou recevoir moins de 12 factures par an.

- iii. L'application du prix maximum a généré une perte de recettes (différence entre prix maximum appliqué et la recette « normale » sans prix maximum) :

Groupe de clients	2015	2016	2017
MT	199.010€	234.836€	177.864€
TBT	8.621€	10.523€	9.499€

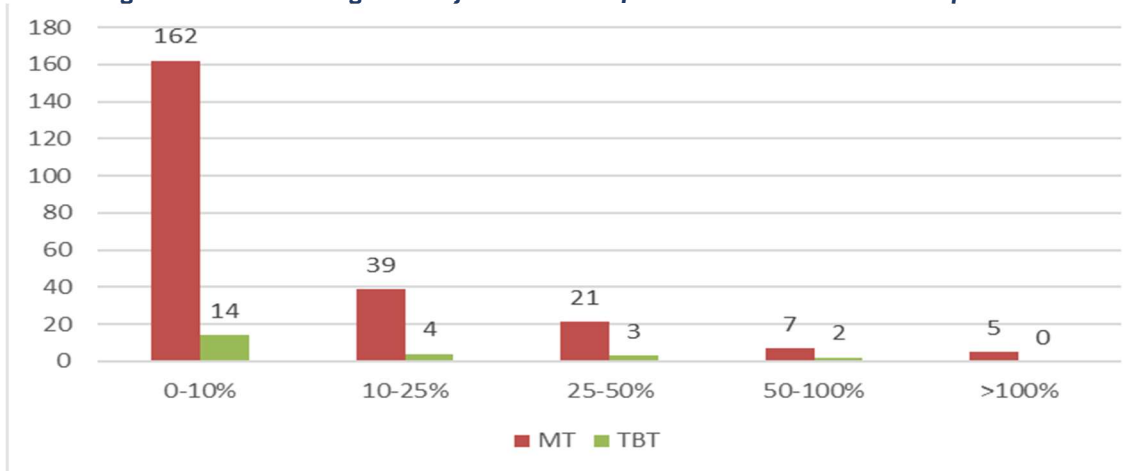
Cela représente en 2017 0,48% des recettes totales en MT et 0,90% en TBT.

- iv. En se basant sur les facturations de 2017, le GRD a simulé l'impact de la hausse du tarif prix maximum en 2019 et partant l'impact d'une abrogation de ce mécanisme. L'échantillon se compose de 2.741 EAN en MT et 213 en TBT.

Groupe de clients	#EAN au pmax	Facture moyenne	Supplément moyen	Supplément médian	% augment. (moyenne)	% augment. (médiane)
MT	234	4.108 €	472 €	147 €	11,4%	5,1%
TBT	23	2.379 €	332 €	168 €	14,0%	7,0%

Le graphique ci-dessous indique le nombre d'EAN concernés groupés en fonction de la majoration de leurs factures en cas de suppression du mécanisme.

Figure 13 : Pourcentage de majoration de la facture et nombre d'EAN impactés



Proportion d'EAN concernés par le plafonnement

EAN MT	5,9%	1,4%	0,8%	0,3%	0,2% = 8,5%
EAN TBT	6,6%	1,9%	1,4%	0,9%	0,0% = 10,8%

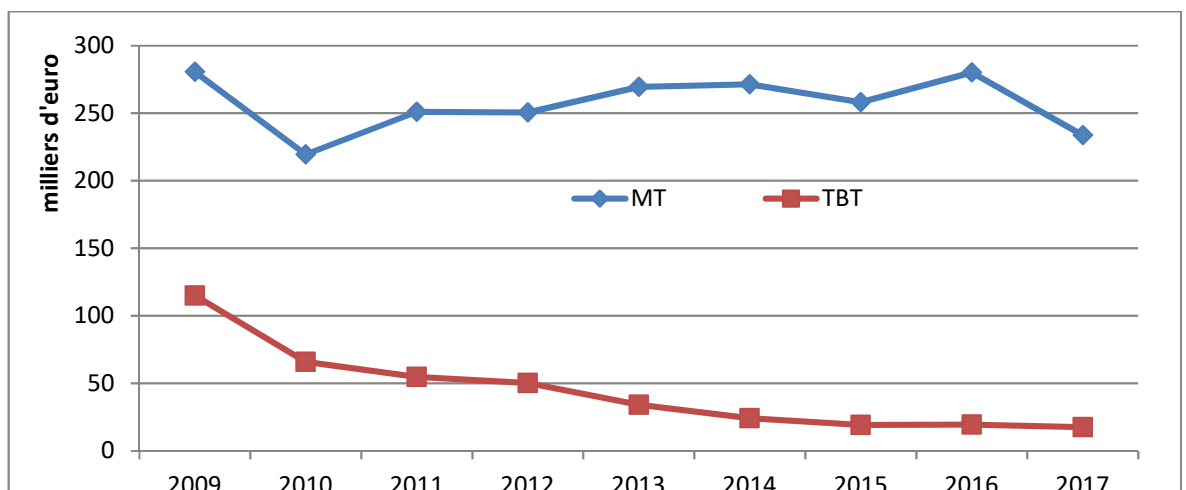
Si on identifie les EAN les plus impactés :

- En MT, un EAN voit sa facture annuelle passer de 4.961€ à 16.104€ (+11.143€ ou +225%)
- En TBT, un EAN voit sa facture annuelle passer de 3.427€ à 5.909€ (+2.482€ ou +72%)

Bien que l'impact tarifaire puisse paraître important, il faut rappeler que jusqu'à présent ces clients ont bénéficié de tarif préférentiel non justifié d'un point de vue technico-financier.

Par rapport à l'enveloppe tarifaire globale, les recettes liées à la facturation du prix maximum sont relativement faibles.

Figure 14 : Evolution des recettes du prix maximum (2009-2017)



Position de BRUGEL pour la période 2020-2024

Quel que soit le niveau de tension, BRUGEL est favorable à une bonne utilisation du réseau de distribution et les tarifs ne doivent pas favoriser les URD qui présentent une mauvaise utilisation du réseau.

Comme précisé ci-avant, BRUGEL a, lors de l'approbation des tarifs 2015-2019, souhaité d'une part informer courant 2015 et 2016, les différents URD concernés et d'autre part, autorisé le GRD à augmenter progressivement le prix plafond.

Pour la période régulatoire 2020-2024 deux options peuvent être envisagées. Soit augmenter encore progressivement le prix maximum jusqu'en 2024 et supprimer ce tarif en 2025. Soit supprimer le mécanisme de plafonnement dès le 1^{er} janvier 2020. Bien que l'impact puisse être important pour certains URD (voir supra), BRUGEL considère que cette option et son impact direct incite au plus tôt les utilisateurs concernés à adapter leurs consommations ou leurs raccordements. BRUGEL souhaite toutefois qu'une information spécifique soit transmise préalablement par courrier aux URD concernés.

2°. Facturation de la puissance et facteur de dégressivité

Pour la période 2015-2019 pour l'alimentation principale, la puissance active (kW) est :

- facturée mensuellement et
- déterminée comme puissance maximale quart-horaire prélevée au cours des 12 derniers mois (y compris le mois de facturation).

Le montant à facturer est le produit du tarif (facteur X) exprimé en EUR/kW/an par le coefficient EI_kW qui est lui-même le produit du facteur (de dégressivité) EI par kW qui est la puissance maximale prélevée au cours des 12 derniers mois.

Tableau 7 : Détermination du coefficient EI pour les clients MT

Clients-type Eurostat	la	lb	lc	Brux	ld	le	lf	lg
Consommation (1) (MWh)	30	50	160	750	1250	2000	10000	24000
Puissance (2) kW	30	50	100	225	500	500	2500	4000
Type comptage	MMR	MMR	AMR	MMR	AMR	AMR	AMR	AMR
Durée d'utilisation (1)/(2) (h)	1000	1000	1600	3333	2500	4000	4000	6000
$E1 = 0,1 + 796,5 / (885 + kW)^{42}$	0,9705	0,9519	0,9086	0,8176	0,6751	0,6751	0,3353	0,2631

⁴² Pour la période régulatoire 2015-2019, ce facteur de dégressivité est identique pour les catégories de clients visées par ce facteur (TMT MT et TBT)

Ce coefficient assure l'URD d'avoir une facturation plus avantageuse si sa puissance est importante. Il appartiendra au GRD de motiver dans le cadre de la proposition tarifaire le coefficient de dégressivité au regard de la réflectivité des coûts. Cette motivation devrait également être faite au regard de la fusion des clients TMT/MT (voir infra).

Sur base des données transmises par le GRD, sur l'ensemble des points concernés (2877 codes EAN), la suppression du facteur de dégressivité aurait comme impact une hausse du grid fee pour 193 EAN, 3 ne seraient pas impactés et 2.681 verraient leurs factures baisser.

- Pour les clients impactés à la hausse, celle-ci s'élèverait en moyenne à 13% (10% médiane) et une hausse maximale de 88%.
- Pour les clients impactés à la baisse, celle-ci s'élèverait en moyenne à -16% et une baisse maximum de -50%.

Bien que le nombre d'EAN qui verraient leur facture augmenter est relativement limité, l'impact tarifaire pourrait être conséquent.

Dès lors, BRUGEL demande au GRD de supprimer progressivement ce terme dégressif sur deux périodes tarifaires (2020-2029) et d'informer l'ensemble des clients qui verraient leur gridfee augmenter de plus de 10%. A l'horizon 2029, ce facteur de dégressivité devrait approcher l'unité.

Concernant le terme puissance, à l'instar de la motivation reprise dans le cadre de la suppression du prix plafond, BRUGEL est favorable à une bonne utilisation du réseau. Dès lors, prendre comme base de facturation la puissance maximum des douze derniers mois indépendamment du moment où la pointe a été réalisée par rapport à la charge du réseau peut paraître excessif.

Si une mesure de puissance/pointe existe sur un point de fourniture, BRUGEL estime que la pointe de puissance réalisée hors heure de pointe ne doit pas être facturée au même niveau. Il sera donc demandé au GRD d'appliquer un tarif différencié entre les puissances mesurées en heure de pointe et puissance mesurée en heure creuse. En concertation avec le GRD, BRUGEL évaluera courant 2019 et avant la remise de la proposition tarifaire la tension devant exister entre ces puissances.

Par ailleurs, la facturation du terme puissance par Elia au GRD ne se base pas sur la 11^{ème} plus haute pointe du mois contrairement aux autres utilisateurs connectés au réseau de transport. Un alignement de la pratique d'Elia pour les points de fourniture permettant la relève d'une courbe de charge n'a donc pas été envisagée dans le cadre de la présente méthodologie.

Au cours de la période régulatoire, BRUGEL devrait analyser l'opportunité de modifier la structure tarifaire actuelle (facturation d'une composante « puissance installée » (kVA) et d'une composante « puissance mesurée » (kW).

3°. Fusion des groupes de clients TMT-MT et TBT- BT

Comme explicité dans la décision 20 de BRUGEL⁴³, pour des raisons historiques ou économiques, les tarifs des clients TMT (reliés au transformateur moyenne tension) étaient, à prélèvement et puissance équivalents, bien moins chers que les tarifs des clients MT, et les tarifs des clients TBT (reliés au transformateur basse tension) étaient, à prélèvement et puissance équivalente, bien moins chers que les tarifs des clients BT.

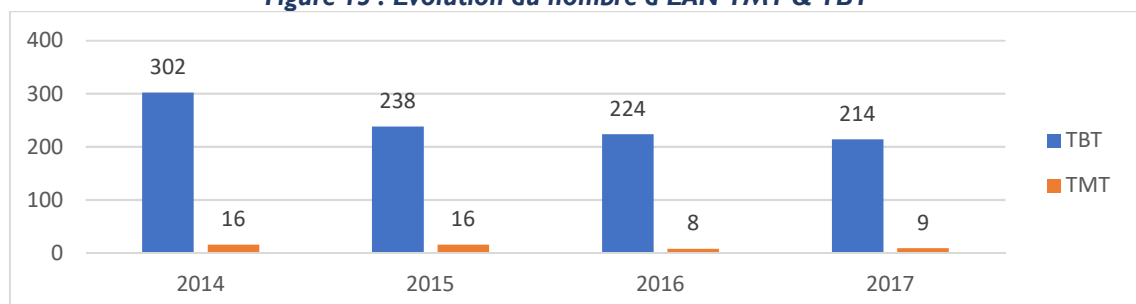
Comme précisé dans la décision, la proposition tarifaire 2015-2019 réduisait la tension tarifaire entre d'une part les clients MT et TMT et d'autre part les clients BT et TBT sur une seule période. BRUGEL avait marqué son accord pour un lissage sur deux périodes tarifaires. BRUGEL maintient sa volonté d'aboutir pour fin 2024 à des tarifs identiques entre les différentes catégories TMT/MT et TBT/BT.

Cette harmonisation des tarifs permettra par ailleurs une meilleure réflectivité des coûts. En effet, dans la situation actuelle, les équipements des clients TMT et TBT ne sont pas distingués dans la comptabilité du GRD et l'allocation des coûts pour ce type de client n'est pas aisée.

Par ailleurs, BRUGEL rappelle que ces clients ont déjà été informés par un courrier spécifique en 2016. Il appartiendra également au GRD de fournir une information détaillée aux URD encore concernés pour fin 2020 au plus tard.

En 2017, les budgets TMT et TBT représentaient respectivement 1,5% et 0,7% du budget tarifaire autorisé. En termes de points concernés, on constate une diminution constante du nombre de clients TBT. Pour ce qui est des clients TMT, une diminution de moitié a été constatée entre 2014 et 2015.

Figure 15 : Evolution du nombre d'EAN TMT & TBT



⁴³ Relative à l'approbation de la proposition tarifaire adaptée 2015-2019 - Electricité

Concernant l'impact cumulé de la fusion des catégories de clients TBT/BT d'une part, avec la suppression du facteur de dégressivité d'autre part, l'approche privilégiée par Brugel est de supprimer la distinction TBT/BT avec mesure de pointe à l'horizon fin 2024, tout en appliquant un facteur de dégressivité identique pour l'ensemble des clients (EI). A partir de 2025, il n'y aura plus de facteur de dégressivité pour la catégorie regroupant les clients TBT et BT. Il appartiendra à Sibelga de chiffrer cette approche (tant d'un point de vue opérationnel que de l'impact sur les URD) dans le cadre de sa proposition tarifaire et/ou, le cas échéant et en concertation avec Brugel, de proposer une alternative.

Par contre, l'impact tarifaire est plus important pour les clients TMT/MT. Pour ces clients, l'échéance de fin 2029 est fixée tant pour la fusion de ces catégories que pour la suppression du facteur de dégressivité.

4°. Facturation énergie réactive

Le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive est exprimé en EUR/kvarh et est fonction du volume d'énergie réactive qui dépasse le forfait autorisé par le GRD.

Pour rappel, outre la puissance active facturée, le GRD doit fournir de l'énergie réactive (pour la magnétisation de bobine par exemple). L'indicateur permettant de mesurer l'importance de l'énergie réactive est appelé « $\cos \varphi$ ». En Belgique, pour la catégorie de client TMT l'énergie réactive est facturée que lorsque le $\cos \varphi$ est inférieur à 0,95⁴⁴ et pour la catégorie MT en dessous de 0,90 ; ce qui correspond aux forfaits de 32,9% et 48,4%.

4.3.1.2 Groupe de clients basse tension (BT avec ou sans mesure de pointe)

La structure tarifaire historique appliquée aujourd'hui pour les URD BT (tarif proportionnel à la consommation) n'est plus adaptée aux besoins des GRD. Cette structure tarifaire ne prend notamment pas en compte les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique dans un marché libéralisé.

La production d'électricité de manière décentralisée (entre autres à base d'énergie propre), les nouveaux usages de l'électricité (mobilité, pompe à chaleur, etc.) et les nouvelles technologies (numérisation, comptage intelligent, stockage, etc.) se développent de façon

⁴⁴ Ce qui équivaut au seuil repris dans les grilles tarifaires de respectivement 32,9% et 48,4%

importante et BRUGEL estime que les tarifs de distribution d'électricité ont un rôle à jouer dans le processus de transition déjà engagé.

BRUGEL a commandité une étude portant sur l'évaluation de la mise en place d'une tarification capacitaire en région bruxelloise. Les éléments repris dans cette partie s'inspirent des discussions avec les acteurs et des recommandations formulées en guise de conclusion de ladite étude.

BRUGEL rappelle également que cette mise en place d'une composante capacitaire sur les réseaux basse tension est une problématique analysée dans la plupart des pays européens.

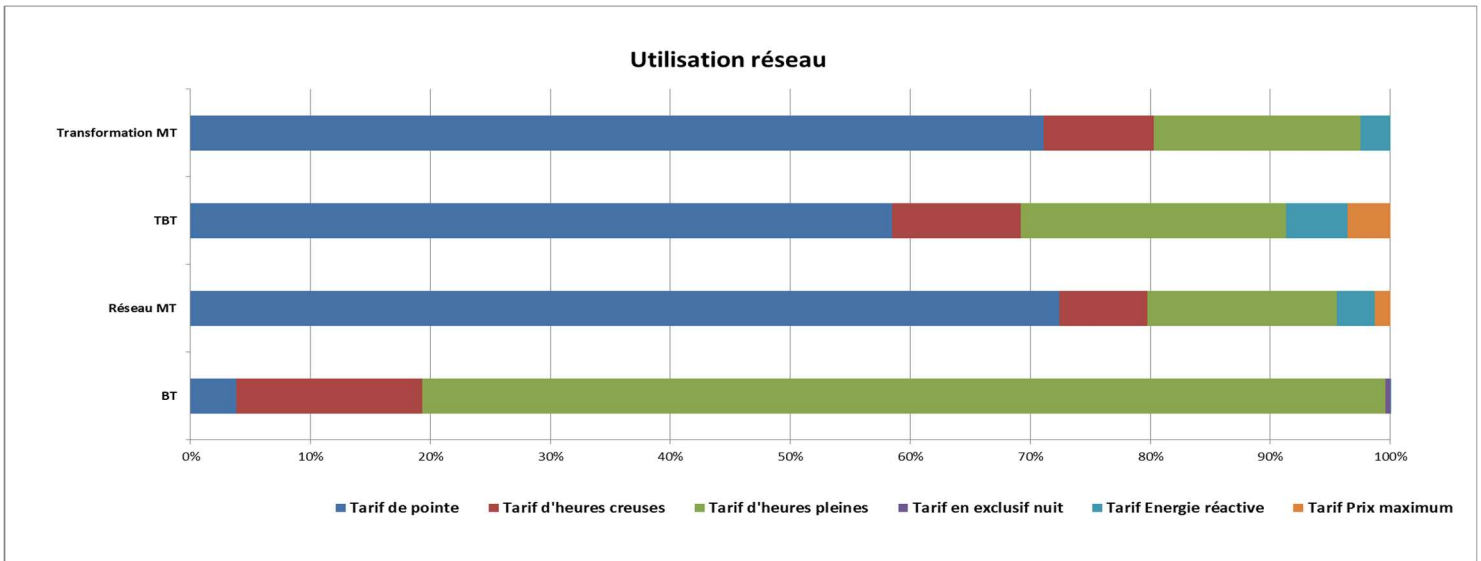
Figure 16 : Structure des tarifs en Europe

Country	Structure of network tariffs for household customers					Structure of network tariffs for industrial customers				
	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other
BE	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	N.A.
CH	Yes (max 30%)	Seldom	Yes (at least 70 %)	No		Yes	Yes	Yes	Yes, often	N.A.
CZ	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
DE	Possible	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Possible, depends on DSO	N.A.
DK	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	No	Yes	No	N.A.
EE	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes*	Yes	Yes	N.A.
ES	No	Yes	Yes	No	Meter rental	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
FI	Yes	No	Yes	No	Metering fee	Yes	Yes	Yes	Yes	Metering fee
FR	Yes	Yes	Yes	No	N.A.	Yes	yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power and other minor charges
GR	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	cosφ
IT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	N.A.
LT	Possible**	No	Yes	No	N.A.	No	Yes**	Yes**	No	N.A.
NL	Yes	Yes	No	Possible, depends on DSO	N.A.	Yes	Yes	Yes***	Possible, depends on DSO	N.A.
NO	Yes	Seldom ⁺	Yes	No	N.A.	Yes	Yes**	Yes	Yes	N.A.
PL	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power
PT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	ToU for energy and capacity charges
SE	Yes	Seldom ⁺	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes***	N.A.

Source : Eurelectric – Network tariff structure for smart energy system

Une composante tarifaire capacitaire pour les clients industriels (moyenne tension) est généralisée au niveau européen, une composante capacitaire pour les clients résidentiels est une pratique constatée dans plusieurs pays européens. De plus, sur le segment résidentiel, dans la plupart des cas, si une composante capacitaire existe, on constate l'absence de terme fixe.

Figure 17 : Poids relatif des composantes du tarif d'utilisation



Par ailleurs, si on examine les recettes du GRD bruxellois, avec la structure tarifaire actuelle ; parmi celles provenant de la composante « utilisation du réseau BT » :

- le tarif de pointe représente, en 2017, 4% de ces recettes,
- le tarif heures pleines 80% des recettes et
- le tarif exclusif nuit ne représente que 0,4% de ces recettes.

Il est évident que, même si à court terme le besoin de nouveaux investissements pour la transition énergétique dans le réseau bruxellois reste marginal, une structure tarifaire identique à celle utilisée actuellement engendrera à terme des surcoûts pour la collectivité.

L'objectif de la présente méthodologie est de pouvoir répondre aux exigences des marchés actuels mais aussi futurs, d'autant plus que la transition énergétique va modifier profondément les paysages électriques européen, belge et bruxellois.

Au jour de la rédaction de la présente méthodologie, BRUGEL regrette que le cadre légal relatif à l'utilisation et au déploiement des compteurs intelligents⁴⁵ ne soit pas intégralement adopté (fonctionnalité, définition des différents régimes de consommation, utilisation et sécurisation des données, mise à disposition des données de comptage, ...).

⁴⁵ Source d'énergie peu émettrice de CO2

Il convient également de rappeler que la structure tarifaire n'impacte pas financièrement le GRD dans la mesure où le revenu autorisé reste inchangé. Le changement de structure tarifaire ne peut impacter que le consommateur final (qui est susceptible d'adapter son comportement).

Deux éléments distincts peuvent impacter positivement le GRD mais plus globalement l'ensemble du marché :

- une limitation des puissances individuelles au moment où le réseau est en saturation ;
- un déplacement de la charge de consommation vers des périodes où le réseau est moins saturé.

Par ailleurs, indépendamment du cadre légal adopté, BRUGEL se voit contraint d'opter pour une approche prudente et cohérente pour la mise en place de l'ensemble des recommandations formulées dans l'étude. Ainsi pour des aspects opérationnels, une tarification spécifique pour les URD BT équipés de compteurs intelligents ne pourra être effective qu'au lancement du MIG 6 ou de toute autre alternative équivalente.

En 2019, le gouvernement approuvera le plan d'investissement qui servira notamment pour l'élaboration de la prochaine période tarifaire 2020-2024. Ce plan d'investissement devra contenir un plan détaillé de déploiement des compteurs intelligents en région bruxelloise.

Sans l'implémentation de compteurs intelligents, le consommateur ne peut pas bénéficier pleinement des bénéfices offerts par un tarif multi-plages et/ou une capacité flexible.

Dans ce contexte, pour les URD BT, les scénarios suivants peuvent être envisagés :

URD BT (sans mesure de pointe)	Facturation utilisation réseau et mesure/comptage		
	Terme fixe	Terme capacitaire	Terme volumétrique
	€/an	€/kVA	€/kWh
Compteur classique/électronique/intelligent (BAU)	oui ⁴⁶	Non	Oui avec registres séparés (HI/LO/LOX ⁴⁷)
Compteur classique/électronique/intelligent (sans capacité flexible)	oui	Oui (sur base puissance raccordement)	oui
Compteur intelligent avec capacité flexible (projet pilote)	-	Oui	oui (avec 4 plages horaire)

Scénario 1

Ce scénario correspond à l'application de la structure tarifaire 2015-2019 pour l'ensemble des clients. Le terme fixe couvre l'activité mesure et comptage⁴⁸.

Aucun terme capacitaire n'est appliqué pour les clients sans mesure de pointe mais un terme proportionnel distinct est appliqué pour les heures pleines, heures creuses.

Concernant le tarif exclusif nuit, BRUGEL préconise un alignement avec le tarif heures creuses.

Une variante de ce scénario aurait été de présenter un terme volumétrique basé sur 4 plages horaires distinctes.

Cette variante, issue des recommandations de l'étude visée ci-avant, permet de ne pas prévoir d'approuver de tarifs différents pour les clients qui ne sont pas équipés de compteur intelligent mais d'imposer au GRD qu'il calcule les tarifs par registre correspondants aux compteurs simple, bihoraire et exclusif nuit résultant de l'application des tarifs par plage horaire appliqués aux profils de charge (SLP) correspondants (S21, S22, S11, S12).

La proposition de l'étude est d'appliquer la même structure tarifaire à tous les clients (avec/sans compteur intelligent) :

⁴⁶ Actuellement, le tarif « Utilisation du Réseau de Distribution » ne comporte pas de terme fixe, le terme fixe se rapporte uniquement au tarif « mesure et comptage ». L'étude de Brugel relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en région de Bruxelles-Capitale préconisait une fusion de ces deux tarifs.

⁴⁷ HI : heures de pointes, LO : heures creuses, LOX : exclusif nuit

⁴⁸ Il appartiendra également au GRD de déterminer et motiver la partie des coûts liés au développement du projet « Smartrias » ou de toute autre alternative.

- Le client résidentiel équipé d'un compteur normal avec relevé annuel se verra appliquer le tarif (avec 4 plages horaires ou *timeframes*) en appliquant ce tarif sur le profil SLP S21.
- Le client résidentiel équipé d'un compteur bihoraire se verra appliquer le même traitement, sur base du profil SLP S22 avec deux timeframes : heures creuses (LO) et heures pleines (HI).
- Le client équipé d'un compteur exclusif nuit se verra attribuer le tarif « exclusif nuit » (LOX) déterminé à partir du profil SLP S22.
- Le client professionnel BT se verra appliquer le même traitement que le client résidentiel, mais sur base du profil SLP S11 (ou SLP S12 si > 56 kVA).

Ce mécanisme proposé dans le cadre de l'étude visée ci-avant nécessite la mise en place d'un régime de comptage dit « régime 2 ». Ce type avait été écarté par la majorité des acteurs et régulateurs présents au sein du comité d'Atrias et ne sont donc pas implémentés dans le cadre de la mise en œuvre du MIG 6. Par conséquent cette variante avec 4 plages horaires n'est pas opérationnelle.

	Compteurs classiques "Ferraris"	Compteurs "intelligents"
Régime 1	<p>Compteur "classique" actuel Les "timeframes" classiques actuelles sont utilisées dans les processus de marché.</p>	<p>Configuré⁴⁹ comme compteur "classique"</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Seules les "timeframes" classiques sont utilisées dans les processus de marché⁵⁰. ▪ Afin de garantir la continuité avec le modèle actuel, le client aura le choix équivalent aux options d'aujourd'hui (TH, HI/LO, HI/LO/LOX). ▪ Différence avec le processus classique: le compteur sera relevé à distance de manière plus fréquente⁵¹ (p.ex.(bi)mensuellement) ▪ Les données détaillées pourront être lues par le GRD et communiquées au client (et à des tierces parties) à sa demande tout en respectant les normes à déterminé au niveau de la vie privée.
Régime 2	Pas d'application	<p>Plus de timeframes</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilisation d'un plus grand nombre de timeframes déterminées ▪ Alignées au niveau national. <p>Evolutions possibles</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Le nombre et les début et fin des timeframes peuvent évoluer.
Régime 3	Pas d'application	<p>Utilisation des données détaillées</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Les données avec la plus fine granularité disponible sont utilisées dans les processus de marché ▪ Le GRD reste toujours libre de déterminer des périodes tarifaires régulées pour le calcul du grid fee sur base d'une agrégation des données détaillées. ▪ Le fournisseur, qui recevra ici toutes les données détaillées, est libre d'agréger ces données selon d'éventuelles périodes tarifaires commerciales convenues entre lui et son client.

Source : Atrias – Vision de l'évolution du marché de l'énergie – 2011

L'application de ces 4 plages horaires n'est pas réalisable pour la période tarifaire 2020-2024 et dès lors n'a pas été retenue dans la présente méthodologie.

⁴⁹ Lorsqu'il est mentionné "le compteur est configuré comme" il est possible que cela ne soit pas une configuration du compteur lui-même mais pourrait être une fonction du système *back-end*. La spécification de ces fonctionnalités est en dehors du périmètre de cette note. Nous ne donnons ici que la perspective marché et client

⁵⁰Dans ce régime, tous les processus de marché sont gérés selon ces *timeframes*

⁵¹ L'option envisageable "Relevé manuellement, pas de lecture à distance" n'est pas offerte. L'investissement dans de nouvelles technologies de comptage et de communication doit être utilisée à un minimum.

Scénario 2

Modèle hybride du premier scénario dans lequel on introduit une composante capacitaire pour l'ensemble des consommateurs bruxellois.

Le terme capacitaire se basera sur la puissance mise à disposition (puissance de raccordement contractuel). Se pose la question de savoir si, au niveau de la tarification capacitaire, il convient d'appliquer un tarif par kVA ou un tarif capacitaire scindé en deux tranches distinctes (inférieure ou supérieure à x kVA).

L'application d'un tarif par kVA a été écartée dans la mesure où certains clients basse tension disposent d'un raccordement dont la puissance est nettement supérieure à leurs besoins et seraient pénalisés par rapport au client ayant une puissance inférieure.

Sur base des données demandées par BRUGEL et fournies par le GRD, le seuil pour la composante capacitaire serait fixé à 13 kVA.

A défaut d'avoir une capacité flexible, ce scénario permet d'introduire une composante capacitaire pour la période régulatoire 2020-2024. L'introduction d'un terme capacitaire permet une meilleure réflectivité des coûts que la structure tarifaire actuelle (à défaut d'une structure tarifaire avec une capacité flexible d'un tarif multi-plages).

Les recommandations de cette étude montrent qu'une structure tarifaire avec un poids de 20% capacitaire et 80% proportionnel semble être optimale pour tous les acteurs. C'est ce poids qui est également privilégié par BRUGEL.

Au niveau du terme proportionnel, les mêmes contraintes des 4 plages horaires se posent. La solution préconisée est donc d'appliquer les mêmes plages horaires que celles appliquées actuellement, tout en veillant à ce que le tarif exclusif nuit et le tarif heures creuses soient identiques.

Pour la période 2020-2024, seul le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution aura une composante capacitaire.

Ce scénario est le scénario qui servira de base à la proposition tarifaire 2020-2024.

Si en cours de période tarifaire, l'évolution des régimes de comptage et du *smart meter* en Région de Bruxelles-Capitale devait rendre un outil de simulation tarifaire utile pour les consommateurs, BRUGEL pourrait, en concertation avec le GRD, demander à celui-ci de développer en cours de période un outil en ligne permettant à un utilisateur

d'encoder/d'importer ces données de comptages et de simuler l'impact d'un déplacement de charge pour cet utilisateur sur la base d'une tarification partiellement volumétrique en 4 tranches horaires. Cet outil pourrait servir de base de communication afin d'adopter une approche pédagogique à l'instauration de telles plages dans le futur. Cet outil viendrait en complément du simulateur tarifaire déjà disponible sur le site du GRD. Sur base d'une proposition budgétaire chiffrée, et après acceptation par BRUGEL, cet outil pourrait être financé par les soldes « électricité ». Au niveau de la facturation spécifique des consommations d'éclairage public ou des installations ne disposant pas de comptages (panneaux publicitaires, caméra de surveillance, etc.), la proposition tarifaire devra reprendre distinctement la capacité de référence qui sera utilisée pour la facturation des tarifs de distribution. Une justification du seuil choisi sera également présentée.

Motivation de la valeur pivot

De façon pragmatique, il convient de disposer d'un seuil existant au sein des systèmes du GRD pour la facturation du droit lié à l'art.26 de l'ordonnance.

Parmi les différents seuils possibles, 3 seuils ont été analysés en concertation GRD : 9,6 kVA, 13 kVA et 18 kVA.

Dans la mesure où seuls 2% des clients résidentiels dépassent le seuil des 18 kVA (6% pour l'ensemble des points basse tension), celui-ci a été écarté. L'analyse a porté sur les seuils de 9,6 kVA et 13 kVA.

Sur base des données⁵² fournies, on constate :

- un écart⁵³ significatif entre les ex-secteurs Quai⁵⁴ et Chaussée⁵⁵ au niveau de 9,6 kVA :
 - pour le secteur Quai : 63% des clients résidentiels ont une puissance installée de moins de 9,6 kVA.
 - pour le secteur Chaussée : il n'y a que 55% des clients résidentiels sous ce seuil.
- un écart raisonnable pour le seuil de 13 kVA :

⁵² Identique aux données fournies dans le cadre de l'étude de BRUGEL sur le tarif capacitaire

⁵³ Cet écart résulte de pratiques de raccordements historiquement différentes entre les différentes communes (ex-EDUS (Unerg), ex-EDC (Intercom), sans compter celles de certaines régions communales)

⁵⁴ Secteur Quai : Bruxelles, Evere, Ganshoren, Ixelles, Jette, Schaerbeek, Saint-Gilles, Saint Josse-ten-Noode

⁵⁵ Secteur Chaussée : Anderlecht, Auderghem, Berchem-ste-Agathe, Etterbeek, Forest, Koekelberg, Molenbeek-St-Jean, Uccle, Watermael-Boitsfort, Woluwé-St-Lambert, Woluwé-St-Pierre

- pour le secteur Quai : 82 % des clients résidentiels ont une puissance inférieure à 13 kVA (77% pour tous les points de fourniture du secteur).
- pour le secteur Chaussée : ce taux est de 80 % (76% pour tous les points de fournitures du secteur).

Sur l'ensemble des codes EAN (tant professionnels que résidentiels) le seuil de 13 kVA paraît donc justifié. Pour les clients professionnels basse tension, la puissance de raccordement peut dépendre de l'activité.

A défaut de pouvoir disposer des modalités de capacité flexible tels que prévus dans le scénario 3, limiter les demandes potentielles de déforçement à environ 20% des points de fourniture semble prudent.

Scénario 3

Ce scénario suppose la mise en place d'un mécanisme de capacité flexible pour les URD BT et correspond à la structure tarifaire recommandée par l'étude évoquée plus haut. La mise en place d'un tel mécanisme devra reposer sur des procédures transparentes, non discriminatoires et concertées avec l'ensemble des acteurs.

BRUGEL regrette que la mise en place d'une telle structure soit rendue irréalisable principalement par des choix stratégiques ou technologiques liés à la mise en œuvre d'une plateforme commune entre les GRD et les fournisseurs.

Outre le fait que la mise en œuvre de plusieurs plages horaires soit impraticable, la limitation à distance de la capacité du compteur n'est pas encore opérationnelle au sein du GRD bruxellois.

Outre les éléments opérationnels, les aspects légaux et les modalités pratiques d'une telle approche seront analysés d'ici 2025.

4.3.2 Tarif pour l'activité de mesure et comptage

Ce tarif rémunère le service se rapportant à la mise à disposition des équipements de mesure de comptage (y compris l'amortissements des compteurs) ainsi que l'activité de mesure et comptage ; c'est-à-dire la collecte (relevé) et le traitement des données de comptage, le transfert des données et d'autres informations relatives à un URD lorsque celui-ci change de fournisseur.

Ce tarif ne couvre pas actuellement des coûts liés à des projets IT majeurs qui impactent également cette activité. Il sera demandé au GRD d'évaluer l'impact d'une cost réfectivité de ces projets sur le tarif mesure et comptage.

Par ailleurs, le règlement technique prévoit⁵⁶ que la consommation d'un point d'accès soit déterminée de manière forfaitaire sans placement d'un compteur dans les cas suivants :

« §2. Par dérogation au paragraphe 1er, moyennant concertation entre l'utilisateur du réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de distribution, la consommation d'une installation raccordée au réseau de distribution peut être déterminée de manière forfaitaire sans placement d'un équipement de comptage, pour autant que les conditions suivantes soient réunies :

1. a. l'installation a une capacité de raccordement limitée à 1,4 kVA ou

b. l'installation sert à l'éclairage public ou

c. l'installation a une capacité de raccordement limitée à 10 kVA et une durée d'utilisation d'au moins 4000 heures par an.

2. le diagramme de prélèvement est connu.

3. aucun équipement supplémentaire ne peut être raccordé à l'installation. »

La méthodologie prévoit pour ces cas spécifiques la possibilité d'avoir un montant fixe comme tarifs de mesures et comptages reflétant les coûts du GRD pour le traitement des données de consommations de ces installations. En particulier pour les installations d'éclairage public, en concertation avec BRUGEL, le GRD devra démontrer la réfectivité des coûts liés à ce tarif et le cas échéant envisager l'opportunité de ne pas appliquer ce tarif de mesure et comptage pour cette activité.

Pour la période 2020-2024, un tarif de comptage différencié sera proposé par le GRD pour les deux régimes de comptage (régime 1 et régime 3). Ce tarif différencié devra faire l'objet d'une motivation explicite du GRD.

4.3.3 Tarif obligations de service public

Ce tarif est fonction de la quantité d'énergie prélevée et permet de couvrir les coûts non gérables relatifs à la réalisation des missions de services publics à charge du GRD.

⁵⁶ Art. 194 §2

Les modifications apportées à la méthodologie visent à actualiser annuellement ce poste tarifaire, sur base des derniers coûts réellement constatés, afin d'une part d'avoir un tarif qui reflète au mieux la dernière réalité connue, et d'autre part de limiter la création de solde tarifaire.

Cette modification se base sur deux arguments. D'une part, les contrôles *ex post* des trois dernières années (2015, 2016 et 2017) ont montré un décalage entre les montants réellement alloués à ces activités et les montants repris dans les programmes d'exécution proposés. D'autre part, à partir de la deuxième année de la période régulatoire, il n'existe plus de lien direct entre le programme MSP annuel et les tarifs (fixés pour 5 ans). En général, les coûts liés aux OSP sont inférieurs aux coûts budgétisés pour de multiples raisons. Les principales portent, d'une part, sur un nombre de clients protégés en diminution constante ces dernières années et, d'autre part, sur les difficultés rencontrées par le GRD d'atteindre ses objectifs en matière de nombre de placements de points lumineux sur le parc d'éclairage public.

4.3.4 Tarif pour l'utilisation du réseau de transport

Selon le principe de la cascade tarifaire mis en place par le modèle de marché, le GRD doit refacturer à l'ensemble des URD les coûts qui lui sont facturés par le gestionnaire de réseau de transport (ELIA).

Les montants facturés par ELIA ne concernent que l'énergie prélevée au niveau des points de fourniture ELIA et pas l'énergie produite par des installations (cogénération, photovoltaïque, etc.) raccordées au réseau de distribution et injectée dans celui-ci. Les coûts facturés par ELIA concernent les coûts du réseau de transport du point de production au point d'interconnexion avec les réseaux de distribution. Les tarifs appliqués par ELIA sont fixés par le régulateur fédéral (CREG).

Ce principe de refacturation des coûts de transport est précisé dans l'art.9 quinquies de l'ordonnance électricité :

« 19° le tarif par lequel le gestionnaire du réseau de distribution répercute les tarifs de transport est adapté automatiquement dès la modification des tarifs de transport. BRUGEL vérifie l'exactitude de l'adaptation. La structure de la répercussion du tarif de transport ne peut pas être dégressive ; »

Une annexe spécifique de la méthodologie y est consacrée. Sur les principes de refacturation de ses coûts, aucune modification n'a été apportée par rapport à la méthodologie tarifaire précédente.

4.3.5 Surcharges

Dès que le GRD a connaissance d'une nouvelle surcharge ou de l'adaptation d'une surcharge existante, il procède, conformément à l'art. 9 quinquies 11° de l'ordonnance électricité, à l'adaptation des surcharges et en informe BRUGEL par courrier par porteur et par courrier électronique.

De façon identique à la méthodologie 2015-2019, trois surcharges sont clairement identifiées dans la grille tarifaire : les charges de pension, les impôts et prélèvements locaux et la redevance de voirie.

Comme précédemment ces surcharges sont couvertes par un terme proportionnel aux quantités d'énergie active prélevées.

4.3.6 Utilisateurs disposant d'une installation de production décentralisée

4.3.6.1 Tarif d'injection

BRUGEL souhaite le maintien pour la méthodologie 2020-2024 d'un tarif d'injection à zéro.

Dans un contexte de transition énergétique, BRUGEL estime que la mise en place d'un tarif d'injection constituerait un frein au développement des installations de production renouvelable d'électricité.

Actuellement, le dimensionnement du réseau du GRD est largement suffisant et aucun investissement majeur ne semble nécessaire pour accueillir de nouvelles productions décentralisées au cours de la période 2020-2024. Au niveau de la réflectivité des coûts, un tarif d'injection ne pourrait être motivé que sur base d'une inversion de flux au niveau des transformateurs de distribution ce qui au vu des informations disponibles ne semble pas être d'actualité.

Il convient de faire l'exercice de projection jusqu'à la fin de la période en déterminant en 2024 le poids total de la production décentralisée qui alimentera les URD bruxellois et sur cette base, d'évaluer le besoin d'investissement éventuel.

A Bruxelles, la production décentralisée repose essentiellement sur les technologies liées aux cogénérations et au photovoltaïque. Les autres sources de production (éolienne, ...) ne sont pas représentatives au niveau bruxellois.

Sur base des informations transmises par le GRD :

- Concernant les cogénérations, elles se concentrent en grande partie sur le réseau moyenne tension et aucun problème de congestion n'est attendu au cours de la prochaine période tarifaire.
- Concernant les installations photovoltaïques, produisant principalement en été, les productions ont une bonne corrélation avec les consommations moyenne tension mais ce n'est pas le cas pour le réseau basse tension. Un tarif d'injection pourrait être différent de zéro pour la basse tension sous l'hypothèse d'une augmentation considérable du parc d'installations à l'horizon 2024. Aucun impact significatif des coûts ne justifie l'introduction actuellement d'un tarif d'injection en région bruxelloise.

A titre illustratif, l'ordre de grandeur de la consommation annuelle sur le réseau basse tension est d'environ 2.000 GWh ; l'ordre de grandeur de la production photovoltaïque annuelle sur le réseau basse tension est de 15 GWh soit 0,75% de la consommation totale. Au terme de la période régulatoire 2020-2024, BRUGEL évaluera la pertinence d'utiliser un tel indicateur pour mesurer le niveau d'injection nécessaire à partir duquel le GRD devrait investir dans son réseau.

Par ailleurs, une étude de BRUGEL montre que la moyenne globale de l'autoconsommation du parc bruxellois est de l'ordre de 55%. Cette étude précise également qu'un grand nombre d'installations d'une puissance inférieure à 5kVA, ne bénéficiant pas du principe de compensation, ont également une autoconsommation importante (53,8%).

A l'avenir et dès la suppression de la compensation, les *prosumers* seront incités à maximiser la part de l'électricité produite autoconsommée afin de maximiser la valorisation financière de l'électricité produite. La suppression du principe de compensation et une contribution sur l'énergie active brut incitera donc le *prosumer* à déplacer ses consommations lorsqu'il produit et qui diminuera *in fine* l'injection finale, ce qui en principe retardera tout besoin d'investissement supplémentaire dans le réseau pour accueillir ces productions.

Par ailleurs, l'art 16.8 de la directive 2009/28/CE précise que « *Les États membres veillent à ce que les tarifs imputés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour le transport et la distribution de l'électricité provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable tiennent compte des réductions de coût réalisables grâce au raccordement de l'installation au réseau. Ces réductions de coût peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension* ».

Il convient également de rappeler que, bien que le développement maximal de production décentralisée soit loin d'être atteint en région bruxelloise, le potentiel reste toutefois limité. Pendant la période régulatoire 2020-2024, BRUGEL estime qu'aucune injustice sociale ne serait constatée dans la mesure où les ménages n'auraient pas à supporter de surcoûts du réseau liés à l'intégration de ces productions décentralisées.

4.3.6.2 Suppression du principe de compensation

La méthodologie 2015-2019 prévoyait la suppression du principe de compensation.

Le point 4.3.6 de cette méthodologie précisait « Lorsqu'ils font intervenir l'énergie active prélevée, les tarifs visés au point 4.3 sont fonction de l'énergie active brute prélevée de façon à inclure l'ensemble des kWh effectivement prélevés par les utilisateurs de réseau. Toutefois, pour les utilisateurs bénéficiant du principe de compensation en vertu de la réglementation applicable, la prise en compte de l'énergie active nette prélevée continuera provisoirement à s'appliquer jusqu'à la mise en service de la nouvelle chambre de compensation (clearing house) mettant en œuvre le nouveau MIG 6 (dans les 3 mois de l'entrée en vigueur) ou au plus tard le 1^{er} janvier 2018 ».

La légalité de la méthodologie tarifaire 2015-2019, et partant, de la décision de suppression de la compensation a été confirmée par la Cour d'appel de Bruxelles en date du 15 janvier 2018. À cet égard, la Cour a, notamment, considéré que « La décision de BRUGEL respecte le principe de bonne administration et l'obligation de prudence, en ce qu'aucune des dispositions européennes n'interdit que le partage des coûts du réseau de distribution se fasse sur la base des prélèvements bruts opérés sur le réseau.

[...]

Aucune autre disposition de la Directive, n'interdit que le partage des coûts du réseau de distribution se fasse sur la base des prélèvements bruts opérés sur le réseau, à savoir les prélèvements réellement opérés sur les réseaux par l'ensemble des consommateurs, en ce compris les « prosumers ». La question préjudicielle sollicitée par les requérants n'est dès lors pas pertinente. De même, ce type de partage, qui correspond à un partage des coûts entre les utilisateurs en fonction des quantités prélevées, ne peut être considéré comme illégal car contraire à une obligation de développement des énergies renouvelables. Le développement des énergies renouvelable est un objectif qui peut être atteint par différentes mesures, parmi lesquelles le législateur opère des choix en opportunité.

[...]

De surcroît, les « prosumers » n'avaient pas de droit acquis à conserver cette faveur en ce qui concerne le tarif des frais du réseau de distribution. BRUGEL démontre qu'en raison des circonstances changeantes de l'intérêt général et du succès du développement des panneaux photovoltaïques, le

« système devenait trop favorable pour les « prosumers », alors même que l'électricité renouvelable qu'ils produisent l'est de manière irrégulière et le plus souvent à des heures de la journée où la demande en énergie est plus faible. Il est donc normal et équitable de les faire participer aux frais de réseau en fonction de l'usage qu'ils font de ce réseau lors de leurs prélèvements d'énergie sur celui-ci, soit à des moments où ils ne produisent pas d'énergie, ou bien consomment plus d'énergie qu'ils n'en produisent ».

Néanmoins, la mise en œuvre du MIG 6 a ainsi été reportée sine die et le délai du 1^{er} janvier 2018 de mise en œuvre de la fin de compensation n'a pas pu être respecté. En effet, après plusieurs discussions avec les acteurs du marché et devant la décision du Gouvernement de faire coïncider la fin de la compensation sur la partie « énergie » à la mise en service du MIG 6, il en a résulté que la mise en œuvre de la fin de la compensation de manière diachronique uniquement sur la partie « coûts du réseau » au 1^{er} juillet 2018 serait une opération ardue, complexe et coûteuse pour les fournisseurs et le GRD bruxellois. Dès lors, BRUGEL a considéré opportun de reporter la date d'entrée en vigueur de la fin de compensation à l'entrée en vigueur du MIG 6, à titre tout à fait exceptionnel et ceci sous réserve que le MIG 6 entre en service dans un délai raisonnable.

Dans le but exclusif de la poursuite de l'intérêt général et dans le respect de l'obligation de prudence qui s'impose à BRUGEL, elle ne peut maintenir uniquement l'entrée en vigueur du MIG 6 comme seul point de départ de la fin de compensation. Dès lors, la méthodologie 2020-2024 prévoit que l'entrée en vigueur de la fin de compensation pourrait également être opérée avec l'adoption de tout autre manuel d'échanges d'informations.

Pour des raisons opérationnelles et sur bases argumentées des fournisseurs et du GRD, BRUGEL a pris la décision en avril 2018 de reporter la fin de la compensation au *go live* du MIG 6.

Pour la période régulatoire 2020-2024, BRUGEL maintient ce report à la mise en place du MIG 6 ou de toute autre alternative équivalente. A la date d'entrée en vigueur de la méthodologie 2020-2024, les fournisseurs et les GRD s'être entendu pour fixer définitivement la date du *go live* de cette nouvelle plateforme.

4.3.6.3 Partage de production

Les objectifs ambitieux pour la Région de Bruxelles-Capitale en termes de production d'énergie renouvelable requièrent l'exploitation optimale des filières existantes ainsi que la mise en place

de produits et/ou services innovants. En outre, dans l'actuelle tendance à l'économie de partage, un nombre croissant de consommateurs souhaitent agir activement et/ou établir un lien direct entre production et consommation locale. Dans ce contexte, il est donc primordial de faire évoluer le cadre légal, réglementaire et tarifaire pour rencontrer les objectifs et besoins mentionnés d'une manière qui soit compatible avec le modèle de marché en vigueur.

Le service appelé à ce stade « partage de production verte » en fait partie et est un sujet d'actualité dans les régions qui nous entourent ; mentionnons à titre d'exemple le projet « Zonedelen » en Flandre, les projets « Ecloud » et « Merygrid » en Wallonie ainsi que le nouveau cadre légal sur l'autoconsommation collective en France.

En Région de Bruxelles-Capitale, des réflexions exploratrices ont été entamées avec le GRD. Il convient maintenant de continuer, d'élargir et d'approfondir l'analyse et d'y associer toutes les parties prenantes concernées afin d'aboutir à des propositions qui soient soutenues par le plus grand nombre. Il est prévu de mettre sur pied cette réflexion élargie.

Au cours de la période 2020-2024, BRUGEL invite le GRD à soutenir des projets innovants qui pourraient, sur base d'un business plan être financés par une affectation de soldes spécifiques à ces projets.

4.4 Conditions d'application

Comme pour la méthodologie 2015-2019, il est demandé au GRD de définir les règles et les principes qui permettent l'application objective et transparente des tarifs à l'ensemble des URD bruxellois.

5 Soldes, coûts et recettes

Conformément à l'accord conclu entre le GRD et BRUGEL, la définition des soldes et les mécanismes d'affectation ne seront pas modifiés par rapport à la méthodologie 2015-2019.

Toutefois l'introduction de l'approche projets dans la présente méthodologie prévoit certains mécanismes spécifiques à la détermination des soldes. Ainsi, le calcul des soldes gérables peut être neutralisé en cas d'abandon d'un projet informatique par exemple.

La méthodologie prévoit, en cas d'écart entre le budget tarifaire approuvé et réels, la possibilité pour le GRD d'introduire une proposition tarifaire actualisée dès la troisième année de la période régulatoire. Il convient de souligner que de telles propositions actualisées doivent s'inscrire dans la volonté de garantir une stabilité des tarifs.

6 Procédure de soumission et d'approbation des tarifs

6.1 Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs

6.1.1 Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2020-2024

L'accord⁵⁷ conclu entre BRUGEL et SIBELGA précise que la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires pour la période régulatoire 2020-2024 sera intégré dans les projets de méthodologie soumis à consultation.

La procédure reprise dans la présente méthodologie est relativement similaire à la procédure de la précédente méthodologie.

Par souci d'efficacité et d'allocation de ressources, BRUGEL souhaite valider certaines informations préalablement à la proposition tarifaire. Les informations visées par cette prévalidation sont les suivantes : les tarifs non périodiques, la projection des quantités d'énergie distribuée totale et par catégories de clients, l'estimation des projets informatiques, etc...

6.1.2 Contrôle ex ante

Ce point n'a pas été modifié par rapport à la méthodologie 2015-2019.

6.1.3 Adaptation des tarifs

Ce point n'a pas été modifié par rapport à la méthodologie 2015-2019.

6.1.4 Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL

Ce point fixe une procédure par défaut dans l'hypothèse où la méthodologie devait être :

- annulée par le juge compétent, sans plus de précisions relatives aux modalités de redressement, ou ;
- retirée par BRUGEL après suspension par le juge compétent.

Par ailleurs, les modifications apportées à l'ordonnance en 2018 précisent que par exception à la règle de stabilité de la méthodologie tarifaire, BRUGEL peut décider après concertation

⁵⁷ <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2017/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-E&G-2020-2024-FR.pdf>

structurée, documentée et transparente avec le GRD, que ces modifications seront d'application immédiatement. Dans ce cas, BRUGEL motive sa décision au regard des circonstances exceptionnelles qui justifient cette dérogation à la règle de la stabilité tarifaire.

6.2 Règles d'évolution et le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs

6.2.1 Règles d'évolution du revenu total

6.2.1.1 Règles d'évolution des coûts non gérables

Aucune modification n'a été apportée qu'en aux règles d'évolution sur les coûts non gérables par rapport à la méthodologie 2015-2019.

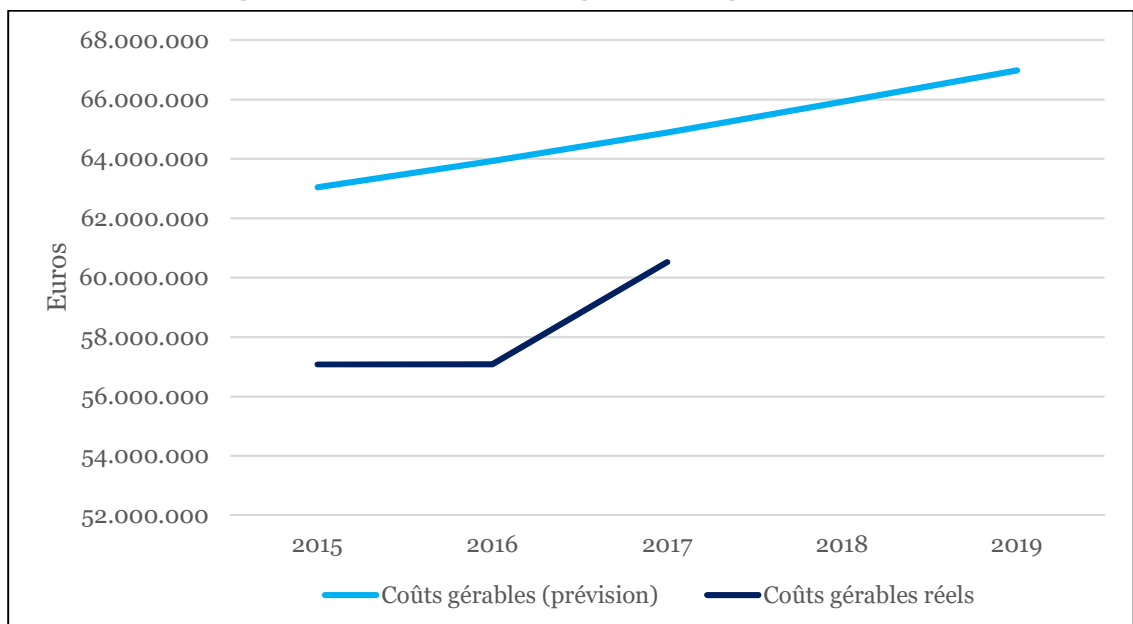
6.2.1.2 Règles d'évolution des coûts gérables

Pour rappel, la formule utilisée dans la méthodologie 2015-2019 pour déterminer le plafond des coûts gérables est :

$$C_t^B = C_1^B * (Ib_t^B / Ib_1^B)$$

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts gérables budgétés et des coûts gérables « électricité » sur la période tarifaire 2015-2019. Il apparaît que le budget est toujours supérieur à la réalité. En première année, la différence s'élève à 5,9 millions d'euros ou 9,5% du montant budgété.

Figure 18 : Evolution des coûts gérables budgétés et réalisés



Dans la méthodologie tarifaire 2020-2024, les équations relatives à l'évaluation du plafond des coûts gérables de la première année ainsi que leur évolution sont modifiées.

La difficulté principale de la proposition tarifaire est d'estimer le montant des coûts gérables de la première année. Cette estimation est primordiale car elle sera indexée sur l'entièreté de la période tarifaire. Afin de répondre à cette problématique, BRUGEL et le GRD se sont accordés, après concertation, sur une l'équation pour déterminer la valeur des coûts gérables en année I.

Trois formules de détermination du plafond de la première année ont été analysées durant la concertation :

1. Le plafond de l'année I est le réalisé 2017 indexé :

$$C_1^B = (CG_{2017}^{réalisé} + T + C_{new} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

2. Le plafond de l'année I est le budget 2017 indexé duquel on soustrait l'*Incentive Regulation* :

$$C_1^B = (CG_{2017} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

3. Le plafond de l'année I est déterminé par la moyenne entre le budget 2017 indexé et le réalisé 2017 :

$$C_1^B = \left(\left(\frac{CG_{2017}^{réalisé} + CG_{2017}^{budget}}{2} \right) + T + C_{new} + PM_{2017} \right) * Ib_{2020}$$

On notera que les formules 2 et 3 sont identiques si le plafond de l'*Incentive Regulation* n'est pas atteint.

Les paramètres sur lesquels se sont basés de nombreux scénarios faisant varier les formules définies ici plus haut sont :

- Référence : réalisé ou budget, lien avec l'incentive regulation ;
- Année de référence ;
- Plafond sur SMARTRIAS et les autres projets non gérables ;
- Facteur d'efficience.

Enfin, BRUGEL et le GRD se sont accordés sur l'équation suivante (deuxième possibilité) :

$$C_1^B = (CG_{2017} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

Où :

- C_1^B correspond à l'ensemble des coûts gérables de la première année de la période tarifaire ;
- CG_{2017} correspond au budget réindexé des coûts gérables 2017 ;
- IR_{2017} correspond à l'incentive regulation perçue par le GRD en 2017 (2.564.225€) ;
- T correspond à la correction des charges entre électricité et gaz suite à un changement de la clé de répartition des charges mixtes⁵⁸ $T_{gaz} + T_{électricité} = 0$;
- C_{new} correspond à l'ensemble des nouveaux coûts gérables ou à une modification du scope de coûts gérables actuels ;
- PM_{2017} correspond à l'enveloppe de projets⁵⁹ telle que définie au point 1.1.4 ;
- Ib_{2020} est la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'évolution cumulée de l'inflation entre 2017 et 2020⁶⁰.

L'accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaires électricité et gaz portant sur la période régulatoire 2020-2024 prévoyait une réflexion sur la mise en place d'un facteur d'efficience sur les coûts gérables dans leur globalité.

Sur cette base, la valeur maximale des coûts gérables pour les années ultérieures à 2020 se calculera sur base de l'équation introduisant un facteur d'efficience reprise ci-dessous :

$$C_t^B = C_1^B * Ib_t * (1 - E)^{t-1}$$

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 ;

⁵⁸ Le paramètre T sera positif pour le fluide dont le poids relatif dans la clé de répartition augmente et négatif pour le fluide dont le poids relatif diminue.

⁵⁹ Les coûts maîtrisables IT doivent être déduits des coûts gérables 2017 afin d'éviter un double comptage.

⁶⁰ Ce cumul se compose de l'inflation réellement mesurée pour l'année 2018 et des inflations prévisionnelles pour les années 2019 et 2020.

- 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.

La partie qui suit tend à illustrer les équations définies *supra*. Les résultats obtenus sont une approximation du montant des coûts gérables⁶¹. Ils permettent d'illustrer l'impact et la tendance des modifications apportées aux équations de la méthodologie tarifaire 2015-2019.

Variables	Valeurs	Commentaires
C_1^B	79.012.754 €	$\{C_{2017}^{Bind} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017} - Projets\ ma\^i trisables\ IT\} \wedge (1 + Ib) \wedge 3$
CG_{2017}^B	59.977.817 €	Coûts gérables budgétés 2017 de laquelle ont été retirés les coûts maîtrisables projets IT et l'incentive regulation.
IR_{2017}	-2.564.225 €	Incentive Regulation perçue par le GRD en 2017 pour l'électricité
T	-	Non pertinent dans la simulation puisque son total sera toujours 0
C_{new}	-	Par simplification, les nouveaux coûts gérables sont présumés immatériels par rapport aux coûts gérables totaux.
PM_{2017}	17.702.735 €	= $PM(SMARTRIAS) + Projets\ ma\^i trisables\ IT + PM\ non\ ma\^i trisables\ hors\ SMARTRIAS$
$PM_{SMARTRIAS}$	10.236.741 €	Les coûts relatifs à SMARTRIAS s'élèvent à 15.707.000 € en 2017. Si on applique une clé de répartition électricité/gaz de 75%/25% on obtient 11.781.000 €. En appliquant un plafond de 85%, on obtient 10.236.000 €.
Projets maîtrisables IT	5.674.093 €	En appliquant la clé de répartition de 62%/38% pour l'électricité et le gaz aux projets IT maîtrisables. Les coûts des projets maîtrisables totaux sont évalués à 9.151.763 €.
PM non-maîtrisable hors SMARTRIAS	1.791.901 €	Les projets IT non maîtrisables pour 2017 sont exclusivement électriques et représentent, 1.791.000 €.
Ib_{2020}	1,7%	Hypothèse de l'inflation annuelle moyenne (sur base des informations du BFP)

⁶¹ Cette analyse ne prétend pas définir *stricto sensu* la valeur du plafond des coûts gérables ainsi que son évolution. Elle devra être affinée par le GRD et mise à jour suite aux valeurs des années qui précèdent l'entrée en vigueur de la méthodologie tarifaire 2020-2024.

Variables	Valeurs	Commentaires
<i>Facteur d'efficience (E)</i>	0,75%	<i>Coefficient prédéterminé</i>

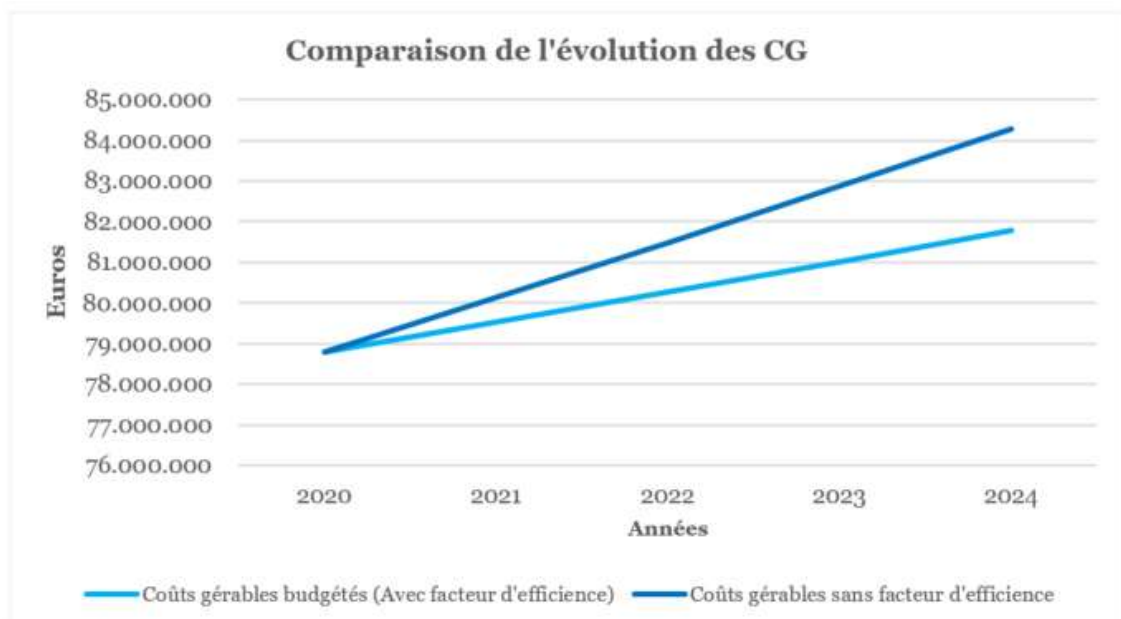
L'application de la formule de l'évolution du plafond des coûts gérables sur la valeur calculée ci-dessus fournit les valeurs suivantes pour l'électricité :

	2020	2021	2022	2023	2024
Coûts gérables budgétés (avec facteur d'efficience)	79.012.754 €	79.552.412 €	80.095.754 €	80.642.808 €	81.193.599 €

L'introduction d'un facteur d'efficience dans l'équation de l'évolution des coûts gérables vise à assurer une gestion efficace des ressources. Outre l'*incentive regulation* qui motive, en cours de période tarifaire, le GRD à respecter son budget, BRUGEL souhaite également que celui-ci pense à une utilisation efficace de ses ressources lors de la rédaction de la proposition tarifaire. Ce souhait s'aligne dans les tendances environnementales et sociales actuelles qui soutienne une production supérieure avec une consommation moindre de ressources. Dès lors dans la mesure où la mise en place d'un facteur d'efficience coexiste avec un mécanisme incitatif dans lequel seule une partie des gains d'efficience retourne au GRD, un facteur de 0,75% paraît raisonnable et cohérent.

Le graphique ci-après illustre l'évolution du plafond des coûts gérables tel qu'il est défini dans la présente méthodologie tarifaire.

Figure 12 : Evolution du plafond des coûts gérables



6.2.2 Contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total

Les reportings *ex post* sont effectués par le GRD et transmis à BRUGEL. Ces rapports permettent à BRUGEL de valider les soldes régulateurs présentés ainsi que d'approuver les incitants financiers à octroyer au GRD.

Les principes n'ont pas été modifiés par rapport à la méthodologie 2015-2019.

6.2.3 Contrôle des tarifs

La méthodologie prévoit 4 types de contrôles qui peuvent être effectués par BRUGEL pour contrôler les tarifs et l'application de ceux-ci par le GRD et les autres acteurs du marché.

6.3 Procédure relative à la gestion des rapports *ex post*

La méthodologie prévoit une procédure par défaut concernant les échanges entre le GRD et BRUGEL pendant la période de validation des soldes.

Les délais fixés dans cette procédure peuvent être fixés d'un commun accord entre le GRD et BRUGEL. En effet, d'une part, BRUGEL considère qu'un contrôle de qualité est essentiel et que certaines analyses ne peuvent être réalisées dans les délais fixés. D'autre part, les ressources humaines disponibles tant chez le régulateur que chez le régulé ne permettent pas de systématiquement satisfaire au délai initial prescrit.

6.4 Publication des tarifs

Ce point permet de répondre aux obligations de BRUGEL ou que BRUGEL impose au GRD en matière de transparence et de publication des tarifs.

7 Rapports et données que le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir à BRUGEL en vue du contrôle des tarifs

7.1 Modèle de rapport

L'art. 9 quinquies 1° de l'ordonnance précise que la méthodologie tarifaire définit les modèles de rapport à utiliser par le GRD.

BRUGEL est d'avis que les modèles de rapport doivent être évolutifs et ne pas être figés pour l'ensemble de la période tarifaire. En effet, l'expérience montre que les modèles de rapports doivent évoluer notamment pour tenir compte des recommandations ou des demandes additionnelles formulées dans les différents contrôles *ex post*.

La situation bruxelloise permet une certaine flexibilité dans les modèles de rapport qui permet d'avoir des rapports qui s'adaptent avec la structure comptable ou financière utilisée par le GRD. L'interfaçage avec les données du GRD permet une actualisation annuelle plus aisée et évite au maximum un encodage manuel des données. Cette flexibilité s'applique également aux modèles de proposition tarifaire.

Tout au long des motivations reprises dans ce document, il apparaît que BRUGEL accorde de l'importance au principe de transparence, à la réduction d'asymétrie informationnelle et à la bonne gouvernance du GRD. Le paragraphe rajouté par BRUGEL au début du chapitre 5 vise à améliorer la communication et à assurer une bonne relation entre les différentes parties concernées par la méthodologie tarifaire, à savoir : BRUGEL, le GRD et le client.

Par ailleurs, à l'exception des informations supplémentaires demandées dans le cadre de la présente méthodologie, et des adaptations éventuelles (régulation incitative sur les objectifs, approche projets,...) les modèles de rapport seront globalement identiques à ceux utilisés tant *ex ante* que *ex post*, au cours de la période 2015-2019.

7.2 Rapport annuel

Ce point précise ce que doit comporter à minima le modèle de rapport.

La méthodologie 2015-2019 prévoyait qu'une évaluation soit faite sur le maintien ou la suppression d'une partie des informations transmises lors des rapports semestriels intermédiaires.

Dans les faits, le niveau de détail et de contrôle réalisé annuellement par BRUGEL lors du contrôle ex post est pour les trois premiers exercices de la période 2015-2019, déjà important. D'un point de vue strictement tarifaire, une vision semestrielle des modèles de rapport n'apporte pas de plus-values importantes et mobilise des ressources au niveau du GRD. BRUGEL a décidé de supprimer de façon systématique un rapport semestriel. Toutefois, à la demande explicite et motivée de BRUGEL, le GRD pourrait avoir à transmettre des données financières actualisées en cours d'année.

Par ailleurs BRUGEL s'inscrit dans la politique d'*Open Data* de la Région bruxelloise.

En cours de période, BRUGEL identifiera les informations tarifaires qui pourraient être intégrées dans cette plateforme. BRUGEL a opté pour une solution informatique permettant de traiter, d'analyser et de visualiser un ensemble de données issues de diverses sources (GRD, fournisseurs, ...). Afin d'exploiter au mieux cet outil, BRUGEL identifiera, en concertation avec le GRD, les données du modèle de rapport utiles et, le cas échéant, définira un fichier brut qui pourrait être importé plus aisément. En cas de demande par BRUGEL, ce fichier devra être fourni par le GRD en cours de période régulatoire.

7.3 Transversalité des décisions

7.3.1 Plan d'investissement

L'ordonnance électricité prévoit que le GRD établisse un plan d'investissement en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent la gestion dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

Dans le cadre de ce plan, l'ordonnance mentionne également que BRUGEL peut notamment préciser le modèle de canevas des plans d'investissement proposés. En fonction des adaptations des canevas des plans d'investissement, les modèles de rapport tarifaires devront également être harmonisés par souci de cohérence.

Les modifications apportées à l'ordonnance en 2018 fixent notamment la procédure suivante :

- Le GRD transmet son projet de plan d'investissement à BRUGEL avant le 31 mai de l'année qui précède la première année couverte par le plan ;
- BRUGEL informe le GRD, pour le 15 juillet de la même année au plus tard, de ses remarques préliminaires sur le projet de plan ;

- Sur la base des remarques préliminaires de BRUGEL, le GRD élabore son projet définitif de plan d'investissement et le transmet à BRUGEL pour le 15 septembre de l'année qui précède la première année couverte par le plan ;
- BRUGEL procède à une consultation des administrations concernées, des utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau et du Conseil sur certains aspects du projet de plan. Dans ce cas, elle en informe le GRD.

Les propositions tarifaires initiales seront établies sur base du plan d'investissement transmis à BRUGEL avant le 31 mai et intégreront, dans la mesure du possible, les remarques importantes formulées par BRUGEL pour le 15 juillet.

Si des écarts importants et ayant un impact tarifaire existent entre le projet définitif des plans d'investissement par rapport au projet ayant servi de base à la proposition tarifaire initiale, les modifications devront être intégrées dans le cadre de la proposition tarifaire actualisée telle que prévue dans la méthodologie.

Sur base d'une motivation explicite du GRD démontrant qu'il n'est matériellement pas possible d'intégrer les modifications du plan d'investissements remis le 31 mai, Brugel pourrait accepter de ne pas imposer la prise en compte des modifications demandées dans le plan d'investissements dans la proposition tarifaire actualisée.

Par ailleurs, sur base de l'ordonnance actuelle⁶² les plans d'investissement se limitent aux investissements matériels et physiques mais n'incluent pas l'ensemble des projets informatiques qui sont repris dans la *roadmap* (voir supra).

Dans l'objectif de transition vers un autre mécanisme de régulation à l'horizon 2025, BRUGEL souhaite disposer des informations distinctes en ce qui concerne les investissements à la demande de client, faisant suite à des incidents ou à des défauts et ceux uniquement à l'initiative du GRD.

⁶² Dans le cadre de son avis sur les modifications de l'ordonnance (Avis 243), BRUGEL avait souhaité modifier le terme plan d'investissement par plan de développement du réseau, à la lumière des récentes évolutions dans le droit européen de l'énergie.

7.3.2 Obligations de services publics (OSP)

L'art 9 quinquies 10° de l'ordonnance précise que les coûts relatifs à l'exécution du budget des missions de service public visé à l'art.25, §1^{er}, sont pris en compte dans les tarifs de manière transparente.

L'ensemble des missions de service public sont décrits aux art.24bis et 25 de l'ordonnance électricité ainsi que la liste exhaustive des missions couvertes par les tarifs de distribution ou couverts par d'autres moyens (Fonds climat).

Les obligations de service publics sont considérées comme non gérables. En effet, les coûts liés aux obligations de service public ne peuvent être soumis à une régulation incitative telle que prévu dans l'ordonnance et dès lors ne pas rentrer dans les coûts gérables.

BRUGEL a constaté qu'historiquement il existe un écart quasiment systématique entre la réalité et les ambitions du GRD présentées dans le programme de missions de service public soumis pour approbation au Gouvernement bruxellois. Les adaptations apportées en 2016 aux méthodologies tarifaires en cours de période régulatoire visait entre autres à inclure la possibilité d'adaptation des tarifs OSP en cas d'écart (positif ou négatif) significatif entre les tarifs, le programme OSP et les coûts réels. Ces adaptations se feront le cas échéant en concertation avec le GRD.

Par ailleurs le GRD devra intégrer de façon systématique dans le programme de missions de service public l'ensemble des projets OSP, et ce même s'ils sont financés par les soldes tarifaires. BRUGEL préconise cette approche afin de donner une image plus fidèle et transparente des coûts des OSP et de l'utilisation des soldes tarifaires pour couvrir certaines charges y afférentes.

Dans le cas où les recettes générées par les tarifs OSP ne permettent pas de couvrir l'ensemble des charges réellement constatées, le GRD peut demander à BRUGEL d'affecter une partie du Fonds de régulation tarifaire à la résorption de l'écart constaté.

Il est proposé de maintenir inchangé pour la période régulatoire 2020-2024 le mécanisme de fixation et d'adaptation annuelle des tarifs liés aux OSP afin de tenir compte notamment de la dernière réalité connue. Pour rappel, l'actualisation annuelle de ce poste tarifaire permet d'avoir un tarif qui reflète au mieux la dernière réalité connue et de limiter la création de solde tarifaire sur ce poste.

Les tarifs OSP 2020 seront donc fixés sur base de la réalité 2018 majorée, le cas échéant, du budget repris dans le programme d'exécution des obligations pour les missions inexistantes en 2018 et sur base des quantités d'énergie distribuées projetées pour l'année 2020.

Que ce soit dans le cadre de l'avis sur le programme ou sur le rapport d'exécution de ce programme, BRUGEL peut notamment préciser les informations qui lui sont nécessaires dans l'exercice du contrôle des tarifs.

Il convient également de rappeler qu'aucun investissement lié aux OSP n'est intégré dans la base d'actif régulé.

De plus, l'art 24 bis de l'ordonnance électricité prévoit que le GRD doit transmettre chaque année à BRUGEL un rapport relatif au programme des engagements par lesquels le GRD garantit l'exclusion de toute pratique discriminatoire. Il sera demandé au GRD de justifier la cohérence entre les informations reprises dans ce rapport et les rapports tarifaires. Le cas échéant BRUGEL pourrait demander d'étendre la portée de ce rapport sur les pratique non discriminatoire (ex : vente de certificats verts, ...).

8 Obligations comptables

Aucune modification n'a été apportée sur cette partie par rapport à la méthodologie 2015-2019.

9 Remarques des acteurs avant la consultation publique

En vue de l'élaboration de la méthodologie 2020-2024 et par souci de transparence, préalablement à la consultation du Conseil des usagers et de la consultation publique sur l'ensemble de la méthodologie, BRUGEL a informé l'ensemble des acteurs du marché sur les différentes thématiques importantes. BRUGEL remercie les différents acteurs pour les remarques ou les points d'attention transmis qui ont permis à BRUGEL d'objectiver certaines positions.

La présente partie reprend de façon synthétique les commentaires principaux reçus et la manière dont la méthodologie les intègre.

9.1 Commentaires relatifs à la préparation du projet de méthodologie tarifaire

En janvier 2018, BRUGEL a rencontré la FEBEG, Infor GazElec et la fédération des CPAS bruxellois afin de présenter certaines thématiques importantes devant faire l'objet de réflexion approfondie. La présentation faite aux acteurs ainsi que les commentaires reçus sont publiés sur le site internet de BRUGEL.

FEBEG

FEBEG comprend l'évolution de la structure tarifaire sur base de la capacité car elle reflète mieux la structure des coûts du réseau, et permet de mener à une contribution plus équitable de tous les utilisateurs du réseau. La FEBEG émet un certain nombre de commentaires quant à l'introduction d'une composante capacitaire. Ces éléments ont permis de nourrir, d'une part, l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en région bruxelloise et, d'autre part, de renforcer la vision de BRUGEL sur certaines thématiques. Ainsi, par exemple, un tarif d'injection nul sera encore d'application pour la période 2020-2024.

Dans la mesure où, d'une part, les dispositions prises par le législateur bruxellois concernant les modalités de déploiement des compteurs intelligents sont limitées, et d'autre part, que certaines fonctionnalités nécessiteraient la mise en route du MIG 6 ou d'un autre manuel équivalent, l'ensemble des commentaires n'a pu être pris en considération.

Concernant la qualité des données relatives à la capacité, la méthodologie prévoit de se baser sur les données servant à la facturation du droit énergie (art.26). Du fait que le terme capacitaire couvrira 20% de l'enveloppe liée à la basse tension et que la neutralité budgétaire

doit être maintenue pour le GRD, l'impact sur la facture des consommateurs finals sera marginal. Selon BRUGEL, la mise en place d'une composante capacitaire dans la structure tarifaire telle que prévue dans la méthodologie ne devrait pas entraîner des frais d'implémentation importants dans les systèmes des fournisseurs.

Les coûts relatifs au tarif d'utilisation du réseau de distribution basse tension sont en 2017 d'environ 91,5 M€. Si on se base sur le fait que 20% de cette enveloppe (18,3M€) doit être couvert par un terme capacitaire, ce montant ne représente que 12% de l'enveloppe totale basse tension (englobant les OSP, l'activité de comptage, les surcharges, ...). L'impact tarifaire qui en résulte est relativement faible et ne devrait pas influencer la décision d'investissement dans une installation de production.

Fédération des CPAS bruxellois

Les remarques principales portent sur le déploiement des compteurs intelligents. Il s'agit principalement de commentaires liés aux déploiements et aux fonctionnalités des compteurs intelligents qui relèvent de la compétence du Parlement ou du Gouvernement. BRUGEL inscrira sa méthodologie dans le cadre législatif qui lui est prescrit. Les recommandations formulées dans l'avis seront intégrées dans l'étude de BRUGEL sur le *smart metering*.

Par ailleurs dans le cadre de la proposition tarifaire, pour répondre à la demande de la fédération, il sera demandé au GRD, en concertation avec BRUGEL, d'analyser l'opportunité de la mise en œuvre d'un tarif « ouverture après coupure EOC » différenciée d'un tarif « ouverture classique après fermeture ».

BRUGEL rappelle qu'il ne peut y avoir de distinction entre un URD qui est chez un fournisseur pour ces deux fluides (qui peut éventuellement lancer les demandes EOC en parallèle) par rapport à un URD qui dispose d'un fournisseur par énergie.

Centre d'information Infor GazElec

Les remarques relatives au tarif capacitaire ont été intégrées dans l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région bruxelloise.

Le point 2.1.1 ne concerne pas la méthodologie. Ces points doivent être débattus et réfléchis dans le cadre de la révision des règlements techniques de distribution.

Le point 2.1.2 concernant les bris de scellés et le point 2.1.3 concernant la période de consommation présumée ne concernent pas la méthodologie mais plutôt une matière traitée par le code civil.

Au niveau du point 2.1.4, BRUGEL veillera à mettre un indicateur sur le taux de relève effective.

Le point 2.1.5 fait référence au tarif SOLR (*Supplier Of Last Resort* – Fournisseur de dernier recours). BRUGEL suppose qu'il s'agit ici du prix maximum déterminé par le régulateur fédéral. Le règlement technique prévoit l'existence d'un tarif majoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès, pour la quantité d'énergie consommée lorsqu'il a été porté atteinte à l'intégrité de l'équipement de comptage (EUR/kWh). La méthodologie fait référence à ce prix maximum qui non majoré n'est pas dissuasif.

Concernant le point 2.1.6, il n'appartient pas à la méthodologie de se positionner par rapport à la notion de « mauvaise foi » laissée à l'appréciation du GRD.

Concernant l'information relative à l'application de tarifs majorés visés au point 2.1.7, BRUGEL partage la position d'Infor GazElec. Il sera demandé que le GRD identifie clairement une fiche tarifaire pour ces types de consommation. Toutes les fiches tarifaires seront publiées distinctement sur les sites de BRUGEL et du GRD.

Les points 2.1.8 et 2.1.9 ne relèvent pas de la méthodologie.

9.2 Commentaires relatifs à l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en région bruxelloise

BRUGEL a soumis à consultation son étude sur la mise en place d'une composante capacitaire pour les clients basse tension. Cette consultation s'est déroulée du 28 janvier au 27 août 2018. BRUGEL a reçu 4 avis relatifs à cette consultation. Ces avis sont disponibles sur le site internet de BRUGEL.

Centre d'information Infor GazElec

Infor GazElec déplore que l'objectif de veiller aux intérêts des consommateurs et en particulier des consommateurs précarisés n'ait pas été pris en compte dans cette étude. Tant lors de la présentation de l'étude aux acteurs que dans la mise en œuvre des recommandations de cette étude, BRUGEL a veillé à l'intérêt de tous les consommateurs résidentiels ou professionnels, précarisés ou non. BRUGEL fait d'ailleurs remarquer que dans les critères d'évaluation qui ont servi de base à l'évaluation de la structure tarifaire, le droit d'accès à l'électricité (et en particulier l'impact pour les ménages précarisés) est un critère qualifié « d'indispensable ».

BRUGEL tient également à préciser que les clients bénéficiant du tarif social fédéral, soit plus de 12 % de clients bruxellois ne seront pas soumis au tarif capacitaire. Le tarif social est un droit lié à un statut et ne peut être soumis à d'autres règles. De plus, les clients protégés

bruxellois seront également exemptés de cette tarification. Les catégories des principaux bénéficiaires du tarif social sont :

- Catégorie 1 : une ou plusieurs personnes domiciliées à la même adresse reçoivent une allocation du CPAS (RIS) ; une aide sociale équivalente au RIS, une aide sociale partiellement ou entièrement prise en charge par l'État ; une avance sur GRAPA ou sur revenu garanti aux personnes âgées (RGPA), sur une allocation pour l'aide aux personnes âgées ou sur une allocation pour personne handicapée.
- Catégorie 2 : une ou plusieurs personnes domiciliées à la même adresse reçoivent une allocation du SPF Sécurité sociale (allocation pour personne handicapée) ; allocation de remplacement de revenus ; allocation d'intégration ; allocation pour l'aide d'une tierce personne ; des allocations familiales supplémentaires pour les enfants souffrant d'une incapacité physique ou mentale (d'au moins 66%).
- Catégorie 3 : une ou plusieurs personnes domiciliées à la même adresse reçoivent une allocation de l'Office national des pensions (GRAPA ; revenu garanti aux personnes âgées (RGPA) ; allocation d'aide aux personnes âgées ; allocation pour personne handicapée sur base d'une incapacité permanente de travail d'au moins 65% ; allocation pour l'aide d'une tierce personne.
- Catégorie 4 : le locataire social dans un immeuble à appartements : ce logement doit être donné en location à des fins sociales par une société de logement social et le chauffage au gaz naturel doit être assuré par une installation collective.

Par conséquent, l'énoncé de ces catégories démontre bien que les personnes bénéficiant des plus faibles revenus, des statuts les plus précaires et locataires de logements sociaux ne seront pas impactés par ce tarif capacitaire.

Concernant les remarques formulées par Infor GazElec relatives à l'introduction d'un terme capacitaire, BRUGEL partage l'avis que l'introduction d'un terme capacitaire augmente effectivement la dégressivité. Toutefois cette dégressivité est relative dans les proportions de couverture visées par les recommandations de l'étude (20% enveloppe basse tension). Cette dégressivité est parfaitement justifiée dans une logique de réflectivité des coûts. Des mesures spécifiques pour certaines catégories de consommateurs pourraient par ailleurs être jugées discriminatoires. BRUGEL rappelle que le paramètre influençant le plus la dégressivité est le terme fixe lié à la partie « commodity ». Par ailleurs, BRUGEL précise que la mise en place d'un terme capacitaire est prévue en deux tranches avec un pivot fixé à 13 kVA. Ce seuil représente

plus de 80% de la clientèle résidentielle. BRUGEL rappelle qu'à défaut de pouvoir disposer des modalités de capacité flexibles, limiter les demandes potentielles de déforçement à environ 20% des points de fourniture semble prudent.

Bien que ce modèle constitue la vision que défendra BRUGEL dans les prochaines années, le contexte opérationnel actuel ne permet pas de mettre en place une tarification basée sur 4 plages horaires.

Par ailleurs, BRUGEL ne prévoit pas de relancer une convention pour actualiser l'étude sur base d'un nouveau scénario « *Capacités de réduire les coûts avec neutralité garantie sur les effets sociaux* » mais veillera à ce que le principe d'équité entre les petits consommateurs et les gros consommateurs soit respecté.

FEBEG

La FEBEG précise dans son avis qu'elle « *partage l'objectif central du projet d'étude à savoir évaluer les possibilités et opportunités de faire évoluer la structure tarifaire dans le contexte de la transition énergétique* ». La FEBEG juge les principes directeurs du scénario 3 « *capacity to reduce cost* » particulièrement pertinent.

Plusieurs remarques ou points d'attention ont été formulés par la FEBEG, en synthèse :

- l'information et compréhension des clients ;
- le déploiement des smart meters ;
- la prise en compte de l'impact opérationnel et financier d'une telle implémentation ;
- la prise en compte du lancement du MIG 6 ;
- le rééquilibrage des rôles des acteurs de marché ;

BRUGEL partage la position de la FEBEG sur la nécessité d'une communication claire et utile aux consommateurs bruxellois. BRUGEL initiera, en temps opportun, une réflexion dans ce sens avec le GRD.

Concernant le déploiement des *smart meters*, BRUGEL doit inscrire sa méthodologie dans le cadre législatif. Les orientations prises par le gouvernement bruxellois concernant les modalités de déploiement et les fonctionnalités ne permettent pas d'intégrer dans cette méthodologie une structure tarifaire adaptée au compteur intelligent. BRUGEL veillera dans le cadre de l'étude sur les *smart meters* qu'elle réalisera prochainement à intégrer les commentaires des différents acteurs sur ce sujet.

Pour ce qui concerne le rééquilibrage des rôles des acteurs de marchés, BRUGEL ne modifie pas sa position. Dans le modèle de marché actuel, les fournisseurs supportent l'intégralité des

coûts et des charges induits par la facturation des différentes composantes du prix de l'énergie, en ce compris les tarifs de distribution. Ce modèle de marché est instauré par le législateur (validé par la Cour d'appel de Bruxelles) et les méthodologies tarifaires doivent s'inscrire dans ce modèle.

Même si la mise en œuvre des plages horaires recommandées dans l'étude ne peut être mise en œuvre dans le contexte actuel, BRUGEL partage l'avis de la FEBEG sur le fait qu'aucune obligation ne peut être imposée aux fournisseurs d'appliquer les mêmes plages horaires. La formulation reprise dans l'étude paraît effectivement trop restrictive.

Concernant la mise en place d'une capacité flexible, celle-ci n'a pas été retenue dans le cadre de la méthodologie. Dans la mesure où une telle capacité devait être mise en œuvre dans le futur, BRUGEL analysera plus en détail la conformité de celle-ci d'un point de vue juridique.

Easycogen

Easycogen mentionne que l'étude est fort intéressante et menée avec beaucoup de rigueur.

BRUGEL partage la position d'Easycogen sur le fait que le photovoltaïque et les unités de cogénérations sont des technologies essentielles dans le cadre de la transition énergétique, et ceci déjà actuellement. L'étude sur le tarif capacitaire se voulait prospective avec une estimation de l'impact à l'horizon 2030 et ne mesure pas entièrement l'impact court terme pour les installations photovoltaïque ou de cogénération. Toutefois, selon BRUGEL, la mise en place d'une composante capacitaire pour couvrir en partie les coûts d'utilisation du réseau (et non la totalité des tarifs de distribution) ne modifiera qu'à la marge la décision d'investissements dans ce type de technologie.

Par ailleurs, BRUGEL confirme que de manière identique à la période 2015-2019, la méthodologie tarifaire 2020-2024 prévoit qu'aucun tarif d'injection ne soit d'application.

Commentaire d'un citoyen

Ce Monsieur a fait une analyse détaillée de l'étude de l'Icedd et une mise en perspective de cette étude avec celle menée en Flandre sur la mise en place d'un tarif capacitaire. La note transmise comprend une série de remarques, réflexions questions et suggestions portant tant sur des aspects techniques que plus idéologiques. BRUGEL remercie ce citoyen pour la contribution apportée à cette thématique. Cette contribution permettra à BRUGEL de disposer d'une analyse pertinente permettant d'alimenter la discussion sur les évolutions de la structure tarifaire.

9.3 Commentaires relatifs à la mise en place d'indicateur de performance

Le mécanisme proposé pour la tarification incitative a fait l'objet d'une consultation restreinte des principaux acteurs du marché (notamment les régulateurs, les fournisseurs, le GRD bruxellois, l'administration de l'environnement, les acteurs sociaux, ...) entre le 20 et le 31 août 2018. Les remarques reçues peuvent être regroupées en trois catégories listées ci-après. Pour chaque catégorie, BRUGEL donne sa réponse sans mentionner les auteurs des remarques reçues.

1. *Place du mécanisme dans la régulation du marché*

Plusieurs remarques portent sur la place du mécanisme proposé et de sa pertinence par rapport au cadre légal qui définit les obligations des fournisseurs et du GRD, les plans d'investissements du GRD pour ce qui concerne les compteurs et réseaux intelligents et les travaux en cours de réalisation au sein d'ATRIAS et dans les *back end* systèmes des GRD et des fournisseurs. BRUGEL rappelle que ce mécanisme ne vise pas à pallier, le cas échéant, les déséquilibres soulevés par certains acteurs entre les obligations des fournisseurs et celles du GRD, ni à reléguer au second rang les travaux de développement du MIG 6 et de son mécanisme de monitoring des processus du marché. BRUGEL dispose en effet de plusieurs autres moyens, notamment via des avis aux autorités, pour proposer des réformes qui s'imposent. Ce mécanisme de tarification incitative s'inscrit dans le cadre légal en vigueur et n'a pas vocation à le compléter ou à le modifier. Pour ce qui concerne les travaux au sein d'ATRIAS, ce mécanisme se veut complémentaire et compatible avec le MIG 4 ou le MIG 6 car il ne vise qu'à monitorer les performances du GRD dans la réalisation de certains travaux ou dans la transmission des données de comptage. BRUGEL supervisera les travaux au sein d'ATRIAS et chez le GRD indépendamment du mécanisme proposé. Idem pour les investissements sur les compteurs et réseaux intelligents qui feront l'objet d'un suivi particulier dans le cadre de l'analyse des projets d'investissement soumis pour avis par le GRD. Le cas échéant et en fonction de l'importance des projets, BRUGEL réalisera des consultations aux moments opportuns.

2. *Flexibilité du mécanisme de tarification incitatif*

Comme précisé dans les règles de gouvernance du mécanisme proposé, BRUGEL souhaite inciter le GRD à mettre tout en œuvre pour assurer l'entrée en vigueur de tous les indicateurs. Pour y arriver, des règles avec des impacts budgétaires (malus ou réduction de l'enveloppe

financière dédiée) importants ont été prévues. BRUGEL pense, en effet, qu'un mécanisme sur base volontaire aboutira à de meilleurs résultats par rapport à un mécanisme imposé sans tenir compte de la nécessité d'adhésion du GRD aux finalités de ce mécanisme. Toutefois, afin d'assurer l'objectif poursuivi, BRUGEL a rajouté une disposition générale au mécanisme qui prévoit que le GRD est dans l'obligation de mettre en œuvre l'ensemble des indicateurs (KPI, sous-KPI et indicateurs de suivi) définis dans le mécanisme même s'il décide de ne pas effectuer de demandes d'entrée en vigueur durant la période tarifaire.

3. Suite de la procédure de mise en œuvre du mécanisme de tarification incitatif

Les demandes d'information reçues portent principalement sur l'organisation d'une consultation publique sur ce mécanisme, le choix des seuils et les trajectoires de performances et sur la publication des résultats des indicateurs. D'une part, la feuille de route pour la mise en œuvre de la nouvelle méthodologie prévoit en effet une consultation publique pour recueillir de manière formelle les avis de tous les acteurs. D'autre part, les règles de gouvernance stipulées dans le mécanisme prévoient toutes les procédures à suivre pour la définition du canevas de rapportage, pour la publication des résultats et pour la définition des seuils.

I0 Analyse des scénarios de régulation incitative sur les coûts gérables

Le **premier scénario** considère des coûts gérables classiques (CGC) réalisés légèrement inférieurs à ceux budgétés (-5%). Les coûts gérables réalisés pour les projets (CGP) sont inférieurs au budget. L'*incentive regulation* est mesuré sur base de l'enveloppe globale des coûts gérables. L'on constate :

- L'*incentive* n'atteint jamais le plafond, soit 4.025.000 € ;
- Le GRD peut bénéficier d'un *incentive* plus important en surévaluant les coûts liés aux projets. En effet, un écart de 20% entre le budget et la réalité profite au GRD.

<i>Scénario 1</i> <i>En euro</i>	<i>CGP réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés.	15.300.000	1.700.000	60.325.000	3.175.000	2.437.500 CGC = 1.587.500 CGP = 850.000	2.437.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 15% inférieurs à ceux budgétés.	14.450.000	2.550.000	60.325.000	3.175.000	2.862.500 CGC = 1.587.500 CGP = 1.275.000	2.862.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 20% inférieurs à ceux budgétés.	13.600.000	3.400.000	60.325.000	3.175.000	3.287.500 CGC = 1.587.500 CGP = 1.700.000	3.287.500

Dans le cas où les coûts gérables réalisés étaient inférieurs à ceux budgétés de 10%, la sous-budgétisation des coûts gérables pour les projets est neutralisée lorsque le plafond est atteint.

<i>Scénario 1 bis</i> <i>En euro</i>	<i>CGP réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés.	15.300.000	1.700.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 850.000	4.025.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 15% inférieurs à ceux budgétés.	14.450.000	2.550.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 1.275.000	4.875.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés Les CGP réalisés sont 20% inférieurs à ceux budgétés.	13.600.000	3.400.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 1.700.000	5.725.000

Le **second scénario** considère des coûts gérables classiques réalisés légèrement inférieurs à ceux budgétés (-5%). Les coûts gérables pour les projets sont supérieurs au budget. L'incentive regulation est mesuré sur base de l'enveloppe globale des coûts gérables. L'on constate :

- L'incentive peut être négatif dans le cas où le budget des projets est nettement sous-budgété.

<i>Scénario 2</i> <i>En euro</i>	<i>CGP</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% supérieurs à ceux budgétés.	20.400.000	-3.400.000	60.325.000	3.175.000	-112.500 CGC = 1.587.500 CGP = -1.700.000	-112.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% supérieurs à ceux budgétés.	19.550.000	-2.550.000	60.325.000	3.175.000	312.500 CGC = 1.587.500 CGP = -1.275.000	312.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% supérieurs à ceux budgétés.	18.700.000	-1.700.000	60.325.000	3.175.000	737.500 CGC = 1.587.500 CGP = -850.000	737.500

Dans le cas où les couts gérables classiques réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés, il apparaît que le GRD peut avoir un incentive positif.

<i>Scénario 2bis</i> <i>En euro</i>	<i>CGP</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% supérieurs à ceux budgétés.	20.400.000	-3.400.000	57.150.000	6.350.000	1.475.000 CGC = 3.175.000 CGP = -1.700.000	1.475.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% supérieurs à ceux budgétés.	19.550.000	-2.550.000	57.150.000	6.350.000	1.900.000 CGC = 3.175.000 CGP = -1.275.000	1.900.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% supérieurs à ceux budgétés.	18.700.000	-1.700.000	57.150.000	6.350.000	2.325.000 CGC = 3.175.000 CGP = - 850.000	2.325.000

Le **troisième scénario** considère des coûts gérables classiques réalisés légèrement inférieurs à ceux budgétés (-5%). Les coûts gérables pour les projets sont inférieurs au budget. L'*incentive regulation* est mesuré à la fois sur les budgets CGC et CGP pris séparément et l'enveloppe globale.

Trois règles sont applicables :

- 1°. La partie des coûts gérables totaux qui dépasse 10% des coûts budgétés corrigés par l'inflation est affectée au Fonds (de régulation tarifaire). Pour la partie inférieure à 10% du budget, celle-ci est équitablement distribuée entre le GRD et le Fonds.
- 2°. La partie de l'*incentive regulation* relative aux coûts gérables classiques ne peut dépasser 10% du budget des coûts gérables classiques corrigés par l'inflation.
- 3°. La partie de l'*incentive regulation* relative aux coûts gérables projets ne peut dépasser 10% du budget des coûts gérables projets corrigés de l'inflation.

En appliquant des plafonds dédiés aux deux catégories de couts gérables ainsi qu'un plafond global, l'*incentive regulation* est plus faible et la partie transférée au Fonds est plus élevée qu'en appliquant uniquement un plafond global.

<i>Scénario 3</i> <i>En euro</i>	<i>CGP</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC</i>	<i>Différence CGC budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés.	15.300.000	1.700.000	60.325.000	3.175.000	2.437.500 CGC = 1.587.500 CGP = 850.000	2.437.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% inférieurs à ceux budgétés.	14.450.000	2.550.000	60.325.000	3.175.000	2.437.500 CGC = 1.587.500 CGP = 850.000	3.287.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% inférieurs à ceux budgétés.	13.600.000	3.400.000	60.325.000	3.175.000	2.437.500 CGC = 1.587.500 CGP = 850.000	4.137.500

Dans le cas où les coûts gérables classiques réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés, il apparaît que les résultats sont identiques au scénario 1 bis.

<i>Scénario 3 bis</i> <i>En euro</i>	<i>CGP réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés.	15.300.000	1.700.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 850.000	4.025.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% inférieurs à ceux budgétés.	14.450.000	2.550.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 850.000	4.875.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% inférieurs à ceux budgétés.	13.600.000	3.400.000	57.150.000	6.350.000	4.025.000 CGC = 3.175.000 CGP = 850.000	5.725.000

Le **quatrième scénario** considère des coûts gérables classiques réalisés légèrement inférieurs à ceux budgétés (-5%). Les coûts gérables pour les projets sont supérieurs au budget. *L'incentive regulation* est mesuré à la fois sur les budgets CGC et CGP pris séparément ainsi que l'enveloppe globale selon les mêmes règles que précédemment.

<i>Scénario 4</i> <i>En euro</i>	<i>CGP</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC</i>	<i>Différence CGC budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% supérieurs à ceux budgétés.	20.400.000	-3.400.000	60.325.000	3.175.000	737.500 CGC = 1.587.500 CGP = -850.000	-962.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% supérieurs à ceux budgétés.	19.550.000	-2.550.000	60.325.000	3.175.000	737.500 CGC = 1.587.500 CGP = -850.000	-112.500
Les CGC réalisés sont 5% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% supérieurs à ceux budgétés.	18.700.000	-1.650.000	60.325.000	3.175.000	737.500 CGC = 1.587.500 CGP = -850.000	737.500

En appliquant des plafonds dédiés à chacune des catégories de coûts gérables, il apparaît que le GRD obtient un incentive similaire quelle que soit sa capacité à budgéter correctement. Par contre, les transferts au Fonds sont négativement affectés.

Dans le cas où les coûts gérables classiques réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés, il apparaît que ce scénario est positif pour le GRD malgré une différence importante entre le budget et la réalité. Cette situation est contre-productive par rapport aux objectifs de l'*incentive regulation* qui vise à assurer une minimisation des coûts gérables.

<i>Scénario 4 bis</i>	<i>En euro</i>	<i>CGP réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>CGC réalisés</i>	<i>Différence CGP budget & réalisés</i>	<i>Incentive Regulation GRD</i>	<i>Transfert au Fonds</i>
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés.		20.400.000	-3.400.000	57.150.000	6.350.000	2.325.000 CGC = 3.175.000 CGP = -850.000	625.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 15% inférieurs à ceux budgétés.		19.550.000	-2.550.000	57.150.000	6.350.000	2.325.000 CGC = 3.175.000 CGP = -850.000	1.475.000
Les CGC réalisés sont 10% inférieurs à ceux budgétés & les CGP réalisés sont 20% inférieurs à ceux budgétés.		18.700.000	-1.700.000	57.150.000	6.350.000	2.325.000 CGC = 3.175.000 CGP = -850.000	2.325.000