

RESA



**Projet de méthodologie tarifaire
applicable aux gestionnaires de réseau de
distribution d'électricité et de gaz actifs
en Région Wallonne pour l'année 2024**

PROCEDURE DE CONCERTATION

AVIS RESA

03/03/2023

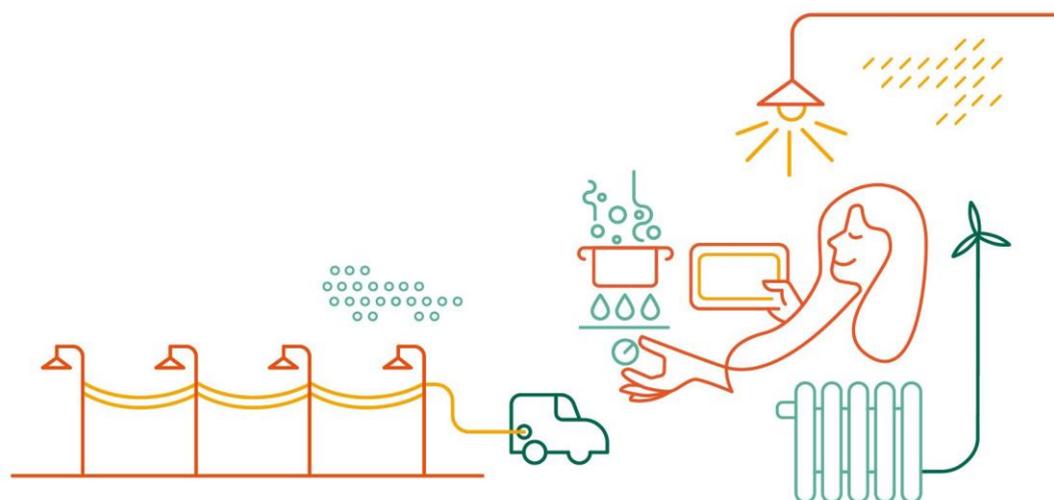
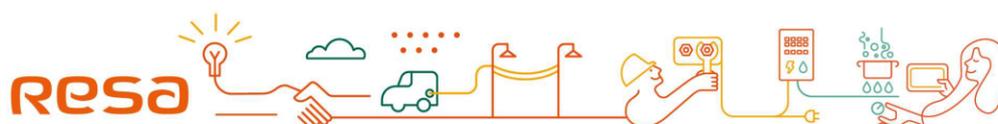


Table des matières

1. Remarques sur les articles de la méthodologies tarifaires	3
1.1. LE REVENU AUTORISE	3
1.1.1. Les charges nettes opérationnelles	3
1.2. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION	6
1.2.1. Les tarifs périodiques	6
1.2.2. Les tarifs non périodiques	7
1.3. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ECARTS ENTRE LE BUDGET ET LA REALITE	8
1.3.1. Indexation ex-post des CNC et détermination des bonus/malus	8
1.3.2. Coûts des projets spécifiques	8
1.3.3. Achat énergie	9
1.3.4. Préfinancements réglementaires.....	9
2. Remarques sur les annexes de la méthodologie tarifaire.....	9
2.1. Modèle de rapport.....	9
2.2. Lignes directrices	10
2.3. Autre annexes.....	10
3. ANNEXES	11
3.1. ANNEXE 1 – Proposition RESA de modification des articles relatifs aux achats d’énergie (articles 12, 108, 109 et 110)	11



Ce rapport a pour objectif de synthétiser l'avis de RESA dans le cadre de la procédure de concertation qui s'est tenue du 3 février au 3 mars 2023 et relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région Wallonne pour l'année 2024.

1. Remarques sur les articles de la méthodologies tarifaires

1.1. LE REVENU AUTORISE

1.1.1. Les charges nettes opérationnelles

Achat d'énergie pour couverture des pertes en réseau et fourniture propre

1. Production propre et fourniture auprès de producteur

RESA va développer la production propre d'électricité issue de sources renouvelables afin de couvrir (partiellement) les pertes en réseau électrique et les autres besoins propres (fourniture sociale, ...). Cette production doit pouvoir être réalisée au travers d'installations dont le GRD serait soit directement propriétaire soit détenteur d'un autre droit (location, leasing opérationnel, ...). L'objectif étant d'une part d'injecter directement sur le réseau de distribution et dès lors, potentiellement, de réduire légèrement le taux de perte vu la proximité de la production et de la consommation et d'autre part de produire sur base de sources renouvelables à un coût inférieur à la fourniture commerciale.

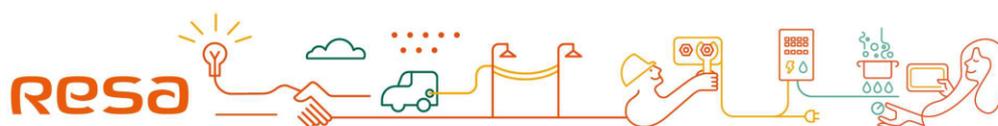
En 2023, RESA devrait pouvoir mettre en service un 1ier champ photovoltaïque de 1,1 MWc à Braives. En 2024, la prévision est de pouvoir mettre en service 2 champs photovoltaïques supplémentaires pour une puissance cumulée d'environ 8 MWc.

Aussi, RESA envisage de s'alimenter en électricité directement auprès de producteur d'électricité au travers de *Power Purchase Agreement*. Ce projet est actuellement en cours de réflexion quant à la faisabilité technique, économique et juridique.

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024, les coûts de production d'électricité et les coûts d'achats d'électricité auprès de producteurs d'électricité liés à la compensation des pertes en réseau ou autres besoins propres ne sont pas abordés.

En toute logique, ces coûts de production et d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité devraient être traités comme les coûts d'achat d'énergie à un fournisseur commercial puisqu'ils ont le même objectif de couverture des besoins du GRD en termes de compensation des pertes en réseau et fourniture propre ; c'est -à-dire en charges non contrôlables avec un couloir relatif au prix unitaire. Les volumes liés à ces postes de charges sont, en effet, considérés comme du non contrôlable (à juste titre) par le régulateur et ces volumes sont indépendants de la source d'approvisionnement.

Actuellement, il y a un vide réglementaire relatif à ces coûts liés à la production ou à l'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité. Ils pourraient dès lors se voir considérés comme contrôlables car il n'y a pas de facture d'achat émise par un fournisseur commercial sur base de l'article 12 du projet de méthodologie tarifaire 2024.



Ce traitement engendrerait deux effets opposés :

1. L'économie liée aux volumes d'énergie non achetés aux fournisseurs commerciaux devrait être rendue au travers d'un solde régulateur ;
2. Les coûts de production ou d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité, que nous souhaitons inférieurs, seraient à charge du GRD intégralement (car non prévu dans le RA ex-ante).

Sur cette base, le GRD n'aurait en réalité pas de raison économique de s'inscrire dans un tel projet. Et ce même si, au total du système, cela résulterait en une économie puisque les coûts de production ou d'achat d'électricité auprès de producteur d'électricité devraient être inférieurs aux coûts d'achat.

Nous proposons donc que les coûts de production et d'achats d'électricité auprès de producteurs d'électricité soient considérés comme les coûts des factures d'achat en termes de pertes en réseau et fourniture propre.

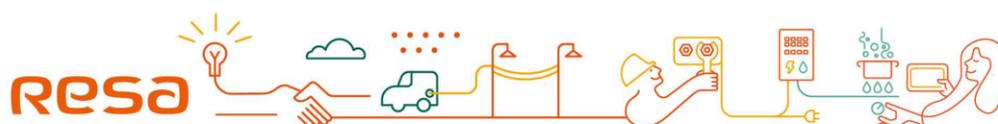
Par ailleurs, nous réfléchissons aussi à produire du gaz vert pour nos besoins propres (uniquement pour la fourniture propre et notre consommation propre dans ce cas).

L'article 12 §2 et 3 devrait être modifié dans ce sens.

Les articles ex-post électricité et gaz (ART 108, 109 et 110) doivent donc être modifiés.

2. [REDACTED]

CONFIDENTIEL



3. Préfinancement des soldes régulateurs

Les charges financières spécifiques liées au financement des soldes régulateurs (provenant par définition des règles régulateurs en place) devraient ex-post être considérées comme des charges non contrôlables. Cf. proposition ci-dessous.

Absence des réductions de valeur sur créance commerciale dans la liste des charges non contrôlables prévues à l'article 12.

Il nous semble ici nécessaire de distinguer deux cas de figure :

- Créances sur les fournisseurs commerciaux
- Créances sur les clients propres du GRD (protégés et X)
- *Créances sur les fournisseurs commerciaux*

La prise en charge des impayés liés aux fournisseurs commerciaux est actuellement considérée comme une charge contrôlable. Elle devrait être considérée comme non contrôlable. En effet, les procédures de recouvrement et de garanties sont déterminées au travers des contrats d'accès et de leurs conditions générales que le GRD et le fournisseur se doivent de respecter. Il s'agit d'obligations contractuelles. RESA a souhaité renforcer ses exigences en termes de garanties à fournir mais cela a été considéré non souhaitable par le régulateur car cela aurait constitué des barrières additionnelles à l'entrée du marché concurrentiel.

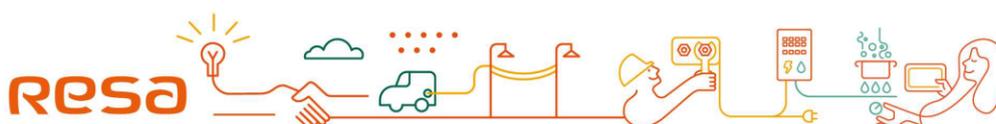
Par ailleurs, il a été demandé aux GRD d'accorder une certaine latitude aux fournisseurs en difficultés en accordant des délais supplémentaires. On ne peut pas demander aux GRD de ne pas respecter strictement les conditions du contrat d'accès, comme il l'aurait fait pour protéger sa propre situation financière, afin de faciliter le marché et dans le même temps, lui demander de supporter les impayés issus des créances non recouvrables qui en résulteraient. Sur base des principes de la méthodologie 2023 et du projet de méthodologie 2024, RESA a décidé de reprendre le suivi des strictes conditions des contrats d'accès étant donné que le GRD doit supporter seul le risque d'impayés fournisseurs.

Pour autant que le GRD ait appliqué les procédures prévues par le contrat d'accès ou agréées avec le régulateur, il nous semble que les charges issues de l'irrecouvrabilité finale de la créance répondent bien à la définition de charges non contrôlables.

Nous proposons donc que les réductions de valeur liées aux créances (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables au terme de la procédure de recouvrement appliquée par le GRD.

- *Créances sur les clients propres du GRD*

Un constat similaire peut être établi pour les impayés liés à notre activité de fourniture d'énergie et autres clients directs du GRD.



Une fois la procédure de recouvrement terminée, nous n'avons plus aucun levier et aucune maîtrise du recouvrement de la créance impayée.

Sur cette base, nous proposons que les réductions de valeur liées aux créances de la clientèle propre du GRD (ainsi que leur reprise le cas échéant) soient considérées comme des charges (produits) non contrôlables.

Proposition RESA : Créances sur les fournisseurs commerciaux

ART 12, §1^{er},17° les charges (et produits) émanant des réductions de valeur (et reprises) liées aux créances commerciales de l'activité de distribution d'énergie pour autant que les procédures de recouvrement prévues par les contrats d'accès ou agréés d'un commun accord avec le régulateur aient été menées jusqu'à terme.

Proposition RESA : Créances sur les clients propres

ART 12, §1^{er},18° les charges (et produits) émanant des réductions de valeur (et reprises) liées aux créances commerciales de l'activité de fourniture propre pour autant que les procédures de recouvrement prévues soient menées par le GRD jusqu'à leur terme.

1.2. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

1.2.1. Les tarifs périodiques

- Article 57 §2

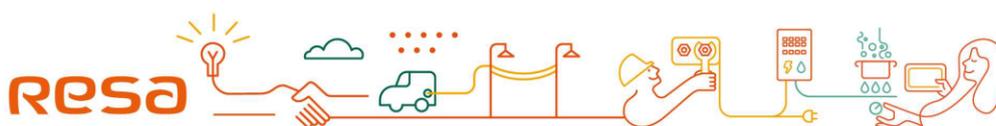
Suite à la fin de la compensation prévue au 31/12/2023 pour les installations « prosumers » postérieures à cette date, il ne nous paraît pas inutile de préciser que le terme capacitaire applicable au prosumer ainsi que le système de plafonnement en cas de compteur double flux qui en découle restent eux d'application pour les installations postérieures à cette date (et ce quelque soit le régime de comptage associé).

- Article 57 §2 – Plafonnement de la facture de distribution

Actuellement les services « compensation » ou « valorisation » sont les services autorisés pour les prosumers <= à 10 kVA. A partir de 2024, la fin de la compensation nous oblige à diriger les prosumers avec une nouvelle installation (ou assimilée) vers les services liés à la commercialisation de l'injection, services qui impliquent une facturation séparée des volumes d'injection et de prélèvement. L'application d'un plafonnement quel que soit le *service component* nous oblige à envoyer les volumes compensés (CMA+) pour les services de commercialisation de l'injection.

Par conséquent, l'envoi des volumes compensés au fournisseur qui dispose uniquement d'un contrat de prélèvement déroge aux règles UMIG et indirectement au GDPR (cf. extrait ci-dessous). En effet, nous ne pouvons pas envoyer des données du client (à caractère personnel) vers un fournisseur avec qui il n'a pas de contrat d'injection. Dès lors, cette adaptation nécessite des concertations avec le marché et RESA émet aujourd'hui une réserve quant à la possibilité d'implémenter ce plafonnement dans le délai imparti. Une analyse est actuellement en cours avec Atrias sur la faisabilité, l'impact sur les différents outils IT et les délais d'implémentation (A implémenter pour la release d'octobre 2023).

Toutefois, nous proposons d'appliquer par défaut la « commercialisation contrainte de l'injection » (un seul fournisseur pour les 2 flux d'énergie) pour les nouvelles installations (ou assimilées) à partir du 01/01/2024, ce qui permettrait de contourner la problématique des règles marché/GDPR et d'appliquer le plafonnement. Par contre, dans la mesure où le client choisit la « commercialisation de l'injection »



(2 fournisseurs différents) et donc la facturation séparée de l'injection et du prélèvement, alors il perdrait le plafonnement.

Extrait "UMIG - BR - ME - 02 - Measure Process v6.5.1.30"

Commercialisation de l'injection : Le Balance Supplier en charge de l'injection ne peut pas recevoir les volumes (par ToU) MC et MA+. Le Balance Supplier en charge du prélèvement ne peut pas recevoir les volumes (par ToU) MP et MA-. Par contre, il peut bien recevoir les index des registres physiques MP et MA-.

1.2.2. Les tarifs non périodiques

- Article 87 §3 – *En cours de période régulatoire, toute nouvelle demande de tarifs non-périodiques introduite par un GRD est harmonisée et uniformisée avec les autres GRD*

Cette disposition a été discutée lors de notre groupe de travail inter-GRD relatif à l'harmonisation et uniformisation des tarifs non-périodiques. RESA ne souhaite pas que cette disposition soit maintenue dans la méthodologie tarifaire 2024.

D'une part, nous sommes d'avis que ce processus d'harmonisation et d'uniformisation est juste et pertinent. Pour preuve, alors que la méthodologie tarifaire 2024-2028 était reportée d'un an, il a été décidé par les GRD de maintenir la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs uniformisés au 1^{er} janvier 2024. Malgré les difficultés rencontrées tout au long du parcours, nous avons la conviction de parvenir à une proposition équilibrée pour les GRD et, surtout, pour les URD.

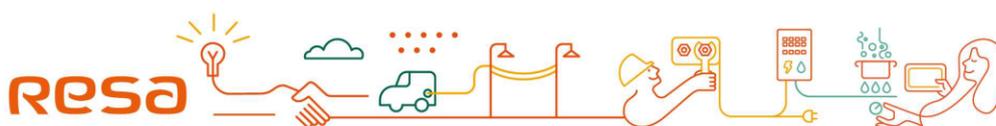
D'autre part, nous sommes d'avis que le maintien de cette disposition pourrait entraver le bon fonctionnement et l'efficacité des GRD. Premièrement, en cas de besoin rapide d'implémenter un nouveau tarif, il serait impossible pour un GRD de proposer un tarif rapidement à la CWaPE afin d'en obtenir son approbation étant donné que l'harmonisation et l'uniformisation demande un grand investissement en temps. Deuxièmement, en cas de besoin spécifique d'un ou plusieurs GRD mais pas de l'ensemble, cela risquerait de mener à un blocage dans les discussions et certains GRD se trouveraient lésés.

Enfin, nous comprenons que sur papier, cette disposition permettrait d'envisager un avenir à long-terme avec une seule grille tarifaire non-périodiques pour toute la Région Wallonne. Cependant, dans les faits, et comme nous l'avons toujours défendu, nous sommes cinq sociétés qui disposent d'une organisation, d'un personnel, de méthode de travail et surtout de régions et caractéristiques différentes (rural, urbain, semi-urbain, mixte, ...); ce qui ne permettra pas de parvenir à une grille tarifaire unique équilibrée sans diverses conséquences sur le Revenu Autorisé de chacun des GRD.

Par conséquent, nous souhaitons la suppression de cet article.

- Prestations diverses

Il n'est plus fait mention dans la méthodologie 2024 contrairement à 2019-2023 des tarifs non périodiques liés aux prestations diverses. Les tarifs de prestations diverses sont-ils couverts par la notion de « tarifs non périodiques » au sens large ?



- Article 89 4° - Les prestations suivantes ne font pas l'objet de tarifs non-périodiques :
[...]
4° les renforcements et les extensions de réseau de distribution électrique réalisés en zone résidentielle, et rendus nécessaires en vue de raccorder les installations d'un URD en basse tension situées dans cette zone, sauf :
 - i. si ces installations sont situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées au sens du Code du Développement territorial, ou ;
 - ii. l'immeuble à appartements, y compris par subdivision, ou ;
 - iii. si ces installations répondent à la prescription Synergrid C3/2 concernant les installations techniques sans comptage telles que les antennes de téléphonie, les panneaux publicitaires, ... ;

Nous sommes d'avis que les raccordements « techniques » de type bornes de rechargement avec comptage devraient également faire l'objet de tarif non-périodique. L'arrivée de bornes de rechargement publiques en masse sur le réseau va avoir pour conséquence un investissement relativement élevé en renforcement et extensions qui ne seront pas financés. Nous faisons face à une demande croissante de raccordement de bornes de rechargement BT, parfois situées à plusieurs centaines de mètres du réseau (voire plus) et en zone résidentielle. À l'avenir, il nous sera interdit de facturer les renforcements et extensions liées à ces nouvelles bornes publiques.

Nous demandons l'adaptation de cet article 89 4° afin que celui prenne en compte cette problématique. Nous proposerions d'adapter le point iii. « [s'il s'agit d'installation techniques avec ou sans comptage telles que les antennes de téléphonie, les panneaux publicitaires, les bornes de rechargement, ...](#) »

1.3. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ECARTS ENTRE LE BUDGET ET LA REALITE

1.3.1. Indexation ex-post des CNC et détermination des bonus/malus

- Article 114

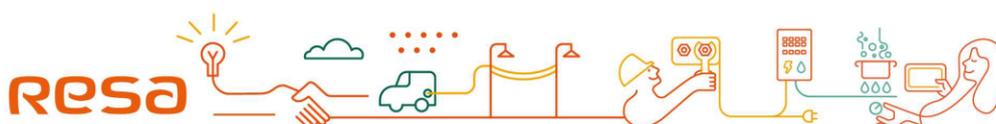
L'article 114 doit être modifié pour tenir compte de : « [l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, le cas échéant revues ex-post pour tenir compte de l'indexation conformément à l'article 120](#) , et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N constitue un « bonus » (si le budget supérieur à réalité) ou un « malus » (si le budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau » .

Dans le cas contraire, il y aura une incohérence entre les totaux des colonnes B, C, D, E et F du Modèle de rapport. Nous renvoyons également aux commentaires partie « 2.1 Modèle de Rapport » concernant le TAB 3 des Annexes 6 & 7.

1.3.2. Coûts des projets spécifiques

Les budget ex-ante des coûts spécifiques devrait également être indexé afin de déterminer un budget ex-post 2024 après indexation avant d'appliquer les différents principes de détermination des écarts.

En effet, ces coûts subissent aussi fortement les effets de l'inflation ; notamment au niveau des CNU et des coûts fixes.



1.3.3. Achat énergie

Nos commentaires relatifs aux achats d'énergie ont été traités au point 1.1. Articles 108, 109 et 110 relatifs aux achats d'énergie – cf. SUPRA.

1.3.4. Préfinancements réglementaires

Le préfinancement de l'indexation des coûts de 2024 par le GRD combiné au préfinancement des achats d'énergie suite à la prolongation ex-ante du RA 2023 en 2024 va générer dans le chef des GRD des charges financières additionnelles. Ces charges financières spécifiques devraient être considérées comme des charges non contrôlables car issues de préfinancements purement réglementaires. Cf. point 1.1.1 section 3.

2. Remarques sur les annexes de la méthodologie tarifaire

2.1. Modèle de rapport

Modèle de rapport ex-post (ANNEXE 6&7) – TAB 3

Comme mentionné en point 1.3.1, il y aura une incohérence entre les totaux des colonnes B, C, D, E et F du Modèle de rapport. Nous sommes d'avis que le TAB 3 doit reprendre le budget 2024 ex-post (et non pas ex-ante) et la ligne indexation ne doit pas y être reprise mais reprise directement séparément dans la TAB 3.2.

Modèle de rapport ex-post (ANNEXE 6&7) – TAB 3.2

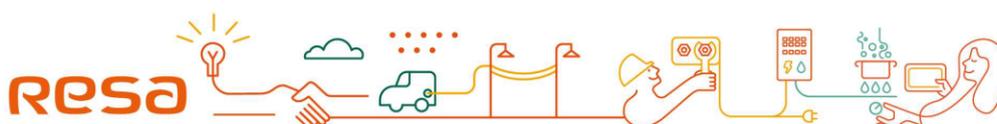
Les intitulés des lignes 49 et 53 doit reprendre 2022 à 2024 et non pas 2022 à 2023. L'intitulé de la ligne 57 doit être adapté étant donné que les volumes 2024 peuvent différer des volumes issues de la proposition tarifaire 2019-2023.

Modèle de rapport ex-post (ANNEXE 6&7) – TAB 8

Pour la question particulière des budgets spécifiques, doit-on bien comprendre que le budget 2024 correspond au budget 2023 (sans revue des € et quantités) ? RESA s'interroge sur les impacts que cela pourrait générer sur les écarts 2024 et sur les montants octroyés dans le RA 2025-2029.

Modèle de rapport ex-post (ANNEXE 6&7) – commentaire général

Nous avons constaté des anomalies dans certaines formules des ANNEXES 2, 3, 6, 7, 8, 9, 11. Nous nous proposons de ne pas les lister ici mais plutôt de signaler à la CWaPE les formules corrigées par nos soins par un code couleur lors du dépôt de la proposition tarifaire.



Modèle de rapport ex-ante (Annexe 2) – TAB 10.1 (TMT), 10.2 (MT), 10.3 (TBT) Simulation des coûts de distribution pour les clients-type.

Ligne kW pointe mensuelle moyenne

Il nous semble que les changements de facturation du capacitaire intervenus au début 2021 (fin du plafond tarifaire sur le terme capacitaire et abandon de la pointe maximale au profit de la 11^o pointe), n'ont pas été pris en compte dans les profils des clients types à la base des simulations.

Valeurs considérées comme représentatives lors de la PT19-23 : 11^o pointe = 85% de la pointe maximale en TMT et MT et 90% en TBT.

Ils nous semble que les profils des clients types devraient être modifiés.

2.2. Lignes directrices¹

Nous n'avons pas de commentaire sur le projet de lignes directrices.

2.3. Autre annexes

- ANNEXE 8 :
 - o les codes tarifaires ne sont pas identiques pour tous les gestionnaires de réseau.
 - o La notion de période tarifaire de pointe apparaît dans la grille alors que la méthodologie de facturation des tarifs liés à la pointe est inchangée par rapport à 2019-2023.
- ANNEXE 9 : La structure de la grille tarifaire de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport est fixée pour la période réglementaire 2019-2023. Il convient de remplacer par 2024. Le 13 janvier 2022, le Comité de direction de la CWaPE a confirmé l'applicabilité des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sans cotisation fédérale, ni surcharges fédérales pour obligations de service public conformément aux dispositions y relatives de la loi-programme du 27 décembre 2021. Les cotisations et surcharges fédérales apparaissent toujours dans la grille tarifaire de l'annexe 9 de la méthodologie tarifaire 2024.
- ANNEXE 10 : l'annexe 10 doit être revue au regard des conditions de marché actuelles. Cf. nos marchés publics ou offres couvrant 2024.

¹ LD "CD-23b02-CWaPE-0041 "Notice méthodologique et rapports spécifiques des commissaires requis dans le cadre de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en région wallonne pour l'année 2024

3. ANNEXES

3.1. ANNEXE 1 – Proposition RESA de modification des articles relatifs aux achats d'énergie (articles 12, 108, 109 et 110)

Hors modification liée au couloir de prix – voir section 1.1.1.2

Art. 12, §1er 2° : *les charges relatives à la couverture des pertes en réseau électrique :*

- *les charges émanant de factures d'achat d'électricité (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial ou un producteur d'électricité;*
- *les charges relatives à la production propre, soit les charges d'amortissement, de location, de financement, de maintenance, de fonctionnement d'installations de production d'énergie renouvelable ;*

Art. 12, §1er 3° : *les charges pour l'alimentation de la clientèle propre :*

- *les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial ou un producteur d'électricité ;*
- *les charges relatives à la production propre d'électricité ou de gaz, soit les charges d'amortissement, de location, de financement, de maintenance, de fonctionnement d'installations de production d'énergie renouvelable ;*

Art. 12, §1er 19° : *les charges financières spécifiques liées au financement des soldes réglementaires.*

Article 108. § 1er. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat ou la production d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques conformément à la formule suivante :

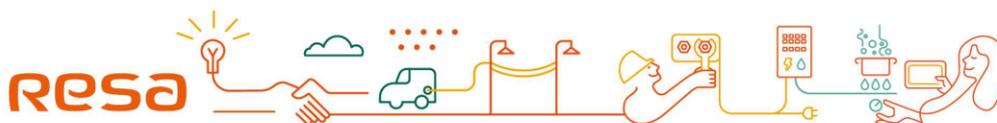
$\text{Prix maximum} = [(Moyenne \text{ Cal Power BE Endex } \times a) + b\text{€/MWh}] \times (1+k)$

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

Avec :

- Moyenne Cal Power BE Endex = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées par THE ICE.
- Les valeurs des paramètres a, b, c et d sont reprises dans l'annexe 10 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.
- Le paramètre $k = o/u$ = le rapport entre d'une part l'écart type des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison et d'autre part la moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison.

§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété ex ante du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat ou de production d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du prix d'achat ou de production réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau.



1° Si le prix d'achat *ou de production* réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumePréel\ N \times PrixPréel\ N)$$

Avec :

– $SR_{achat\ pertes\ N}$ = solde régulateur relatif à l'achat *ou la production* d'électricité pour la couverture des pertes en réseau de l'année N ;

– $VolumeP_{budgété\ N}$ = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $PrixP_{budgété\ N}$ = prix d'achat *ou de production* prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $VolumePréel\ N$ = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques de l'année N ;

– $PrixPréel\ N$ = prix d'achat *ou de production* d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

2° Si le prix d'achat *ou de production* réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumePréel\ N \times PrixP_{maximum})$$

Avec :

– $PrixP_{maximum}$ = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat *ou de production* des pertes ;

2. $(VolumePréel\ N \times PrixP_{maximum})$ = charge réelle maximale d'achat *ou de production* des pertes.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* des pertes » supérieure à « charge réelle maximale d'achat *ou de production* des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* des pertes » inférieure à « charge réelle maximale d'achat *ou de production* des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat *ou de production* d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.»

3° Si le prix d'achat *ou de production* réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante : $SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumePréel\ N \times PrixP_{minimum})$

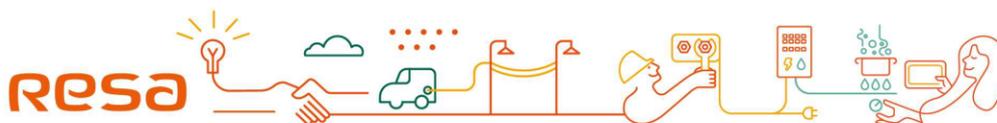
Avec :

– $PrixP_{minimum}$ = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article, de la présente méthodologie.

Fixons :

1. $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat *ou de production* des pertes ;

2. $(VolumePréel\ N \times PrixP_{minimum})$ = charge réelle minimale d'achat *ou de production* des pertes.



Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » supérieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production des pertes » inférieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat ou de production d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

Article 109. § 1er. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat ou la production d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre conformément à la formule suivante :

Prix maximum = [(Moyenne Cal Power BE Endex $\times e$) + f €/MWh] $\times (1+k)$

Prix minimum = [(Moyenne Cal Power BE Endex $\times g$) + h €/MWh] $\times (1-k)$

Avec :

- Moyenne Cal Power BE Endex = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées par THE ICE.
- Les valeurs des paramètres e, f, g et h sont reprises dans l'annexe 10 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.
- Le paramètre k = o/u = le rapport entre d'une part l'écart type des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison et d'autre part la moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison.

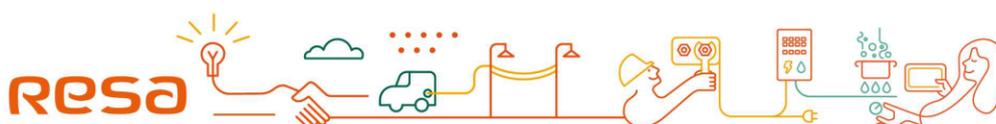
§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété ex ante du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat ou de production d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat ou de production réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat ou de production réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (Volume_{budgété\ N} \times Prix_{budgété\ N}) - (Volume_{réel\ N} \times Prix_{réel\ N})$

Avec :

- $SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N}$ = solde régulateur relatif à l'achat ou de production d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $Volume_{budgété\ N}$ = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $Prix_{budgété\ N}$ = prix d'achat ou de production prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $Volume_{réel\ N}$ = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $Prix_{réel\ N}$ = prix d'achat ou de production d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.



Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

2° Si le prix d'achat *ou de production* réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante : $SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixCbudgété\ N) - (VolumeCréel\ N \times PrixCmaximum)$

Avec :

– PrixCmaximum = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixCbudgété\ N) =$ charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité ;
2. $(VolumeCréel\ N \times PrixCmaximum) =$ charge réelle maximale d'achat *ou de production* d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité » supérieure à « charge réelle maximale d'achat *ou de production* d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité » inférieure à « charge réelle maximale d'achat *ou de production* d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat *ou de production* d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat *ou de production* réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1er du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixCbudgété\ N) - (VolumeCréel\ N \times PrixCminimum)$

Avec :

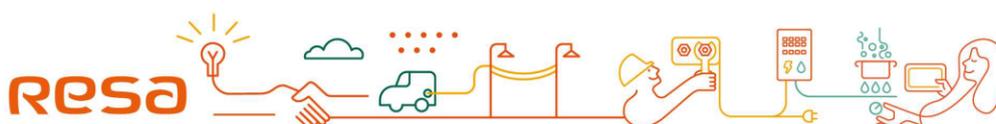
– PrixCminimum = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1er du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixCbudgété\ N) =$ charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité ;
2. $(VolumeCréel\ N \times PrixCminimum) =$ charge réelle minimale d'achat *ou de production* d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité » supérieure à « charge réelle minimale d'achat *ou de production* d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat *ou de production* d'électricité » inférieure à « charge réelle minimale d'achat *ou de production* d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat *ou de production* d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.



Article 110. § 1^{er}. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat *ou la production* de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle conformément à la formule suivante :

Prix maximum = [moyenne Hub101 + i€/MWh] × (1+0.2)

Prix minimum = [moyenne Hub101 + j€/MWh] × (1-0.2)

Avec :

– Hub101 = « ... » ;

– Les valeurs des paramètres i et j sont repris dans l'annexe 10 confidentielle exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat *ou de production* de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat *ou de production* réel du gaz payé par le gestionnaire de réseau.

Le calcul de la charge, prévisionnelle ou réelle, relative à l'achat *ou la production* de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau doit exclure les volumes de gaz SER achetés au prix garanti par le gestionnaire de réseau de distribution aux producteurs, conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, et utilisés par le gestionnaire de réseau pour couvrir ses besoins en gaz pour la livraison directe à des consommateurs finals en sa qualité de fournisseur social ou de fournisseur X.

1° Si le prix d'achat *ou de production* réel du gaz de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{réel\ N})$

Avec :

– $SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N}$ = solde régulateur relatif à l'achat *ou de production* de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $VolumeG_{budgété\ N}$ = volume de gaz prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $PrixG_{budgété\ N}$ = prix d'achat *ou de production* prévisionnel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $VolumeG_{réel\ N}$ = volume de gaz réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;

– $PrixG_{réel\ N}$ = prix d'achat *ou de production* réel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

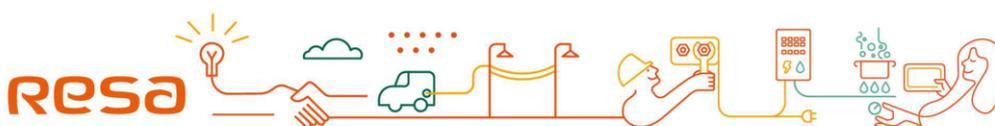
2° Si le prix d'achat *ou de production* réel du gaz de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{maximum})$

Avec :

– $PrixG_{maximum}$ = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :



- $(VolumeG_{budgété N} \times PrixG_{budgété N}) = \text{charge budgétée d'achat ou de production de gaz}$;
- $(VolumeG_{réel N} \times PrixG_{maximum}) = \text{charge réelle maximale d'achat ou de production de gaz}$.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production de gaz » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production de gaz » inférieure à « charge réelle maximale d'achat ou de production de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat ou de production de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat ou de production réel du gaz de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{minimum})$$

- $PrixG_{minimum}$ = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeG_{budgété N} \times PrixG_{budgété N}) = \text{charge budgétée d'achat ou de production de gaz}$;
2. $(VolumeG_{réel N} \times PrixG_{minimum}) = \text{charge réelle minimale d'achat ou de production de gaz}$.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production de gaz » supérieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat ou de production de gaz » inférieure à « charge réelle minimale d'achat ou de production de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat ou de production de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

