



PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE GAZ ACTIFS EN REGION WALLONNE POUR LA PERIODE REGULATOIRE 2024-2028

AVIS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE L'UNION DES VILLES ET COMMUNES DE WALLONIE

SYNTHESE

Le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 vise à encadrer les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution pour la période régulatoire 2024-2028. L'objectif annoncé par la CWaPE est « *Des GRD efficaces pour des tarifs maîtrisés et favorables à la transition énergétique* ».

Les réseaux de distribution nécessitent des investissements substantiels dans les années proches pour réaliser la transition énergétique, en particulier pour accueillir le déploiement croissant des énergies renouvelables et les nouveaux usages de chauffage et de mobilité électriques. **Il importe que la prochaine méthodologie tarifaire 2024-2028 n'entrave pas l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques définis par les politiques européennes et wallonnes.** Au niveau de l'évolution de la facture d'électricité, il convient de souligner que la composante « distribution » de la facture a évolué à un rythme bien inférieur à l'inflation depuis plus de 10 ans.

Le projet de méthodologie tarifaire impacte financièrement négativement les communes alors que **les finances locales sont fortement mises sous pression** par la crise énergétique et l'inflation (après le covid et les inondations catastrophiques de la mi-juillet 2021) :

- **Le taux de rémunération (CMPC) sur les capitaux investis tel que proposé (2,784 %) ne peut être considéré comme équitable** au vu des attentes actuelles et futures sur les marchés financiers. Ce taux de rémunération **et la réduction de pourcentage de rendement appliqué à la plus-value de réévaluation vont diminuer au minimum de 30 à 40 % le montant des dividendes.** Chez certains GRD, cette diminution est beaucoup plus importante (les 30 à 40 % de réduction se rapportent déjà à la seule réduction de pourcentage de rendement sur la plus-value de réévaluation). **Avec la baisse des dividendes, les communes vont être impactées financièrement à plusieurs niveaux : elles risquent d'être sollicitées pour renflouer les intercommunales pures de financement** (qui se sont endettées pour racheter les parts d'Electrabel lors de la montée en puissance des communes dans les GRD, et remboursent la dette via les dividendes) **et pour recapitaliser leur GRD, et elles perdront en outre des recettes.**
- Lors de l'audition des parties prenantes organisée par la Cwape le 27 juin 2022, **la FEBEG a demandé de réduire davantage encore le revenu autorisé des GRD** (et de là les dividendes) pour diminuer la hauteur des montants irrécouvrables par les fournisseurs. En contrepartie de la perte de dividendes communaux, **la FEBEG suggère d'augmenter la redevance voirie ou les impôts locaux.** Or transférer les recettes des dividendes énergétiques vers la redevance voirie ou vers la fiscalité communale conduit **à modifier l'assiette contributive et la répartition des recettes. En admettant que la commune puisse augmenter la fiscalité locale, l'impact**

financier pour les citoyens sera beaucoup plus élevé que les montants perçus au travers des dividendes énergétiques actuels.

- Concernant, l'adaptation des tarifs périodiques d'électricité en basse tension, ***l'UVCW s'inquiète de la tension tarifaire qui serait appliquée à l'éclairage public.*** Elle demande à la CWaPE ***de neutraliser l'impact éventuel des tensions tarifaires sur le coût de l'éclairage public.*** Elle demande également, ***à la faveur de l'encadrement des tarifs électriques, de fixer le tarif adéquat de l'éclairage public.***

Au vu des éléments évoqués supra, se pose sérieusement ***la question de savoir si les communes pourront continuer à accompagner les GRD dans leur rôle de facilitateur de la transition énergétique, comme elles le souhaitent, ou si elles seront contraintes de désinvestir des réseaux de distribution.*** Auquel cas, ***quel autre investisseur se porterait candidat aux conditions financières proposées ? L'Union des Villes et Communes de Wallonie plaide dès lors pour la modification des paramètres de la méthodologie qui mettent à mal les perspectives de maintien de l'ancrage local des GRD, et ce de manière à ce qu'ils permettent le maintien d'une rémunération équitable qui n'obère pas les finances communales.***

A. PREAMBULE

La Commission wallonne de régulation pour l'énergie (la CWaPE) est un organisme autonome ayant la personnalité juridique, qui a été créé dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. En vertu de l'article 43, § 2, al. 2, 14° et 14° bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 36, § 2, alinéa 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de la fixation de la méthodologie tarifaire y relative.

La méthodologie tarifaire en cours couvre la période tarifaire 2019-2023 et arrivera dès lors bientôt à échéance. En vue d'encadrer les futurs tarifs des GRD, la CWaPE a élaboré un projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2024-2028 et le soumet à consultation publique du 1^{er} juin 2022 au 31 août 2022 inclus, ainsi qu'à concertation avec les GRD. L'adoption de la nouvelle méthodologie tarifaire 2024-2028 est prévue en novembre 2022.

Le présent avis est élaboré pour la consultation publique.

Le leitmotiv de la CWaPE pour la méthodologie tarifaire 2024-2028 est « ***Des GRD efficaces pour des tarifs maîtrisés et favorables à la transition énergétique*** ».

B. CONTEXTE

B.1. La distribution de l'électricité et du gaz

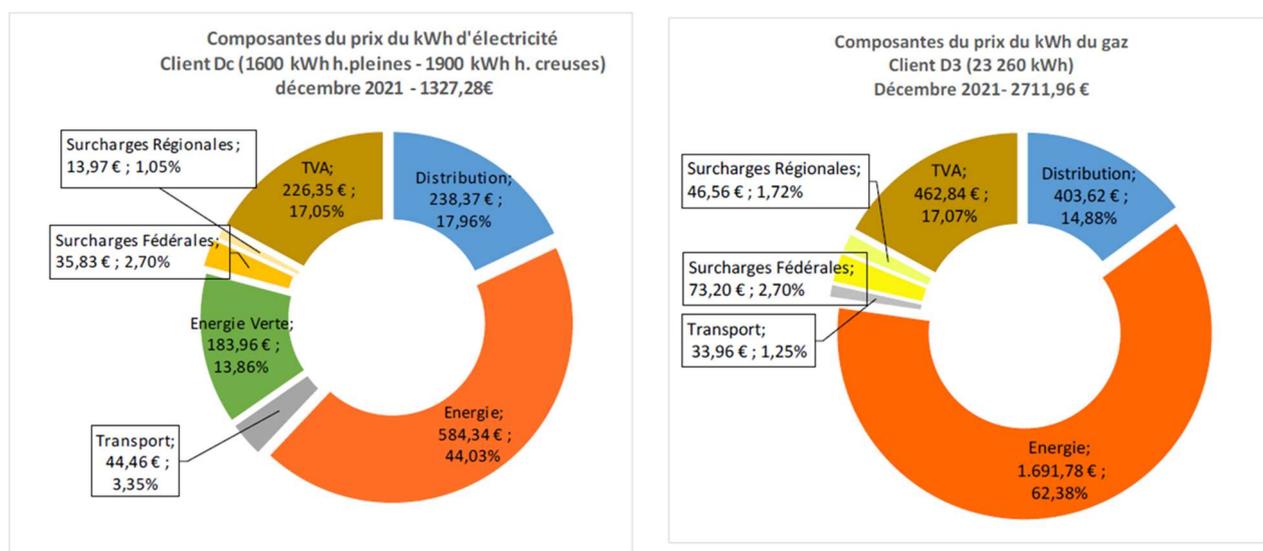
La gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz constitue la colonne vertébrale autour de laquelle s'organise le marché de l'énergie et aussi un instrument au service des politiques mises en œuvre dans le domaine de la transition énergétique.

Les communes et provinces wallonnes sont actionnaires des GRD qui remplissent une mission de service universel.

En tant qu'actionnaires, les communes souhaitent pouvoir continuer à accompagner les GRD dans leur rôle de facilitateur de la transition énergétique et souhaitent, à ce titre, percevoir une juste rémunération dans les capitaux investis.

Au niveau de l'évolution de la facture d'électricité, il convient de souligner que la composante « distribution » de la facture a évolué à un rythme bien inférieur à l'inflation depuis plus de 10 ans.

Les graphiques suivants, extraits du rapport¹ de la CWaPE du 24 janvier 2022 sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz, illustrent la part des différentes composantes de la facture en décembre 2021, pour un consommateur résidentiel « standard ». Notons que la part « distribution » englobe non seulement les coûts de distribution à proprement parler mais aussi le coût des obligations de service public mises à charge du GRD (à savoir, pour l'électricité : compteurs à budget, gestion clientèle, fonctionnement de marché, entretien de l'éclairage public ; pour le gaz : compteurs à budget, gestion clientèle, fonctionnement de marché, raccordement standard gratuit).



Graphique 9 Composantes du prix du kWh d'électricité et de gaz selon la nature des coûts

Source : CWaPE

En décembre 2021, la part de la distribution représente quasi 18 % de la facture d'électricité et un peu moins de 15 % de la facture gaz d'un client résidentiel « standard ». L'énergie (la « commodity ») représente respectivement 44 % de la facture d'électricité et plus de 62 % de la facture de gaz. Cette proportion a augmenté depuis lors car le prix de l'électron et de la molécule de gaz a encore augmenté en 2022 (voir point suivant). La part de la TVA est de 17 % dans les 2 cas ; en décembre 2021, le taux de TVA appliqué aux factures d'électricité et de gaz des clients résidentiels était toujours de 21 %.

B.2. Contexte économique

B.2.1. Hausse des prix de l'électricité et du gaz

Les prix de l'électron et de la molécule de gaz connaissent de fortes hausses depuis l'été 2021.

Les principales causes de ces hausses de prix sont :

- La reprise économique post-covid ;
- Le mécanisme de formation des prix de gros de l'électricité basé sur le coût marginal du dernier kWh produit (centrales au gaz ou au charbon) ;
- Les tensions géopolitiques avec la Russie ;
- Le déclenchement de la guerre en Ukraine le 24 février 2022.

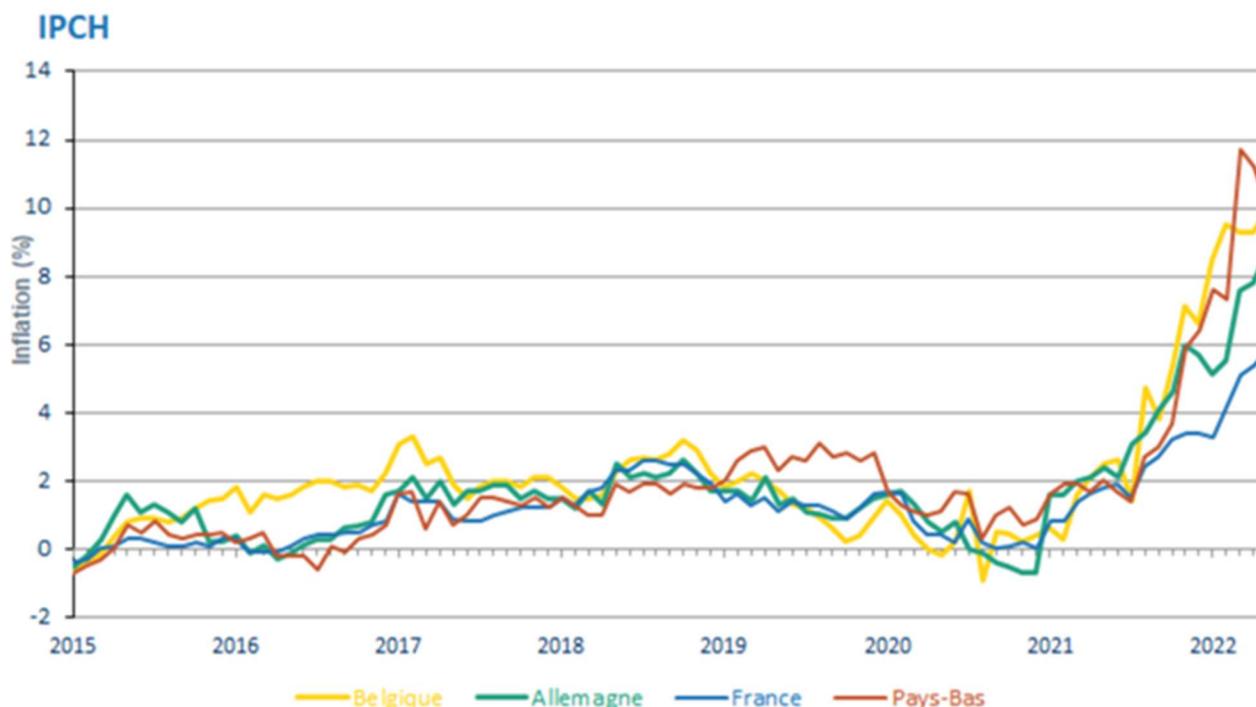
¹ CWaPE, *Rapport circonstancié sur l'évolution des prix de l'électricité et du gaz et identification de pistes en vue de maîtriser les prix de l'énergie*, 24 janvier 2022. Voir : <https://www.cwape.be/publications/document/4850>

Jusqu'à fin 2021, le marché estimait que la hausse des prix était temporaire. Actuellement, **les experts considèrent que les prix ne devraient pas baisser avant le 2^e trimestre 2023 et devraient rester au-dessus du niveau de prix observé avant la crise de la Covid jusqu'en 2027.**²

B.2.2. Hausse des prix et inflation

Depuis le premier semestre 2021, on assiste également à une hausse des prix des matériaux dont l'envol se poursuit en 2022.

L'augmentation des prix dans de nombreux secteurs conduisent à une augmentation de l'inflation à partir de 2021 pour atteindre aujourd'hui des records à près de 10 % en juin 2022.



IPCH : indice des prix à la consommation harmonisé

Source : <https://statbel.fgov.be/fr/themes/prix-la-consommation/indice-des-prix-la-consommation-harmonise-ipch>

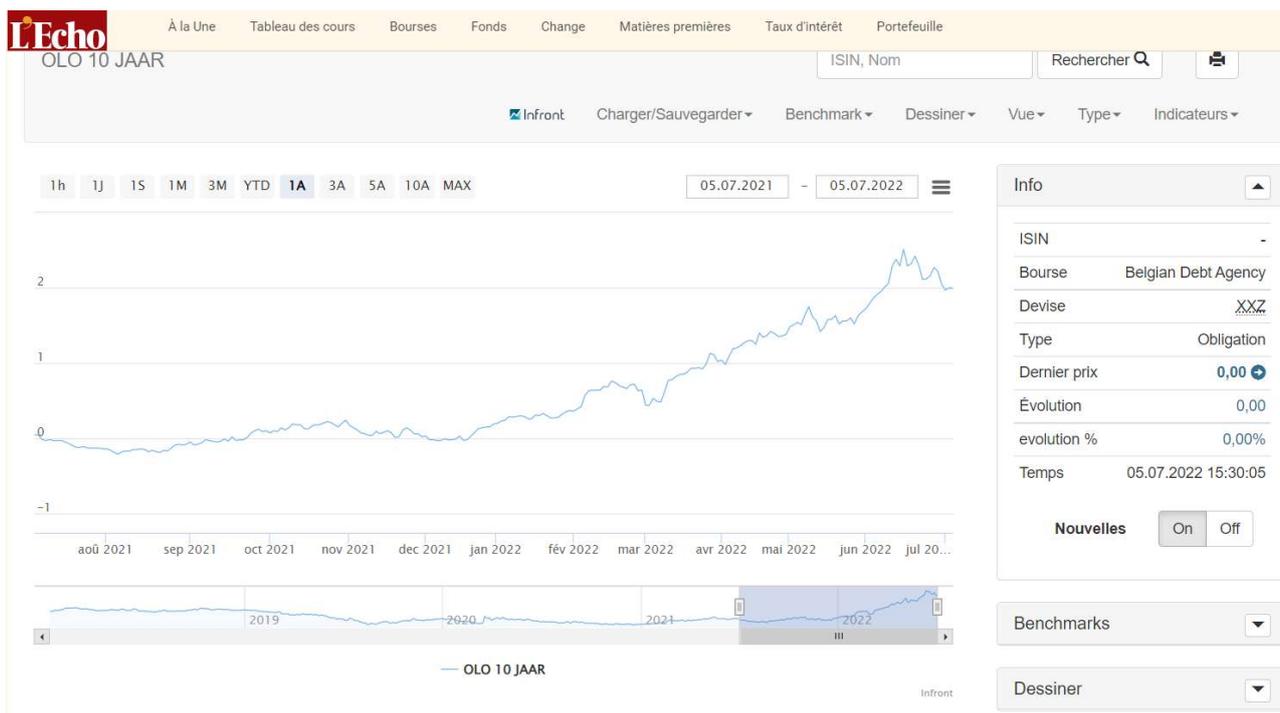
B.2.3. Remontée des taux d'intérêt

Les taux d'intérêt ont amorcé leur remontée depuis le début 2022. La politique monétaire plus restrictive de la Banque centrale européenne (BCE) se traduit par une hausse progressive des taux des obligations d'Etat (OLO) depuis le début d'année. En outre, la BCE prévoit de relever les taux directeurs de 25 points de base lors de sa réunion du 21 juillet 2022, avant une autre hausse annoncée en septembre³.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du taux OLO 10 ans (taux sans risque) au cours des 12 derniers mois.

² Analyse et causes des hausses de prix du gaz et de l'électricité basées sur l'exposé de Benoît Gerken, Conseiller économique principal à la CREG, présenté lors du Webinaire du CESE Wallonie du 15.2.2022, et ayant pour titre « *Etude relative à la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique* ». Voir : <https://www.cesewallonie.be/actualites/webactu-15022022>

³ <https://www.rtb.be/article/face-une-inflation-indesirable-la-bce-amorce-une-hausse-historique-des-taux-une-premiere-depuis-10-ans-11009426>, 9 juin 2022



Source : <https://www.lecho.be/les-marches/actions/graphe.html?issueId=510138581>

Ainsi, en juin 2022, l'Etat belge a émis des obligations d'Etat linéaire (OLO) à 10 ans avec un rendement de 2,295 %.

La Belgique lève 3,7 milliards d'euros par le biais d'obligations

L'Etat belge a levé 3,7 milliards d'euros par le biais d'une émission d'obligations linéaires (OLO), répartie en trois lignes, a indiqué ce lundi l'Agence de la dette. Les obligations courent sur un terme de 7, 10 et 31 ans.

Belga
Publié le 20-06-2022 à 14h30 - Mis à jour le 20-06-2022 à 14h35

Le rendement moyen pour l'OLO à sept ans est de 1,9%, pour un montant de 1,092 milliard d'euros.

L'obligation à 10 ans offre un rendement moyen de 2,295% et permettra de rapporter 1,07 milliard alors qu'un rendement de 2,801% est annoncé pour l'obligation à 31 ans, pour un total de 1,536 milliard d'euros.

Source : <https://www.lavenir.net/actu/belgique/2022/06/20/la-belgique-leve-37-milliards-deuros-par-le-biais-dobligations-7TVE4WQMHRCTPJXOZ4F5ZVBSHA/>

Il s'ensuit que les taux d'intérêt appliqués aux nouveaux crédits bancaires se sont relevés pour l'ensemble des catégories. A partir du premier trimestre de 2022, les tarifs sur les nouveaux crédits à long terme octroyés aux entreprises ont nettement renchéri.

B.3. Contexte de la transition énergétique

B.3.1. L'essor des productions décentralisées d'électricité

La forte hausse des prix de l'énergie et les conséquences économiques de la guerre en Ukraine ont accéléré le déploiement des énergies renouvelables, dont le développement avait commencé pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et ainsi lutter contre les changements climatiques.

Depuis l'été 2021, qui marque le début de la forte hausse des prix de l'électricité et du gaz, l'instabilité du marché énergétique a poussé de nombreux consommateurs à placer des capteurs solaires. Les fournisseurs et installateurs font face à un boum des demandes d'installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 10 kW (installation domestique). *Energie Commune* (jusqu'il y a peu dénommée *APERe* – Association pour la Promotion des Energies renouvelables), qui réalise l'Observatoire du photovoltaïque pour les autorités, indique dans une interview au journal *l'Avenir* le 16 juin 2022 : « *En « pleine croissance exponentielle », le photovoltaïque wallon – qui représentait près de 193 000 installations fin 2021 – devrait vivre une année 2022 « similaire ou presque à 2012 ». « D'après les derniers chiffres, les commandes actuelles sont même 2,5 fois plus importantes qu'il y a dix ans. La dynamique est telle qu'on pourrait donc atteindre des chiffres records, comme en 2012. Et 2023 devrait être du même acabit pour peu que les délais de livraison soient respectés. »*

Le développement massif en cours et à venir des installations photovoltaïques va augmenter les problèmes de congestion, déjà présents à certains endroits, sur les réseaux de distribution, durant les heures de maximum de production solaire, provoquant le décrochage des onduleurs des installations. Les réseaux ont été conçus pour distribuer une production centralisée d'énergie et non pas pour recevoir les injections massives de productions décentralisées.

Par ailleurs, au-delà des initiatives individuelles des consommateurs pour se mettre à l'abri de la hausse des prix de l'énergie, et comme conséquence de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et des mesures de rétorsion économique qui en découlent, la Commission européenne a présenté à la mi-mai 2022 le plan *RepowerEU* de 210 milliards d'euros. Celui-ci vise à accélérer la transition vers les énergies renouvelables afin d'atteindre une plus grande indépendance énergétique européenne et d'assurer sa sécurité d'approvisionnement.

Ces nouvelles mesures s'ajoutent aux objectifs européens actuels de décarbonation, à savoir :

- Une réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 et la neutralité carbone en 2050 ;
- Une part d'au moins 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale d'ici à 2030. A noter que dans le cadre du paquet « Ajustement à l'objectif 55 », le Conseil européen est tombé d'accord ce 27 juin 2022 pour relever à 40 % la part des énergies renouvelables en 2030, cet accord lui permettant d'engager les négociations avec le Parlement européen⁴ ;
- Une diminution de 32,5 % des consommations d'énergie en 2030. A noter que le Conseil européen a également convenu le 27 juin 2022 de relever cet objectif à 36 % ;
- L'accélération du déploiement des infrastructures de rechargement pour une mobilité décarbonée ;
- La lutte contre la précarité énergétique.

B.3.2. L'essor des véhicules électriques et le déploiement des infrastructures de rechargement

En Belgique

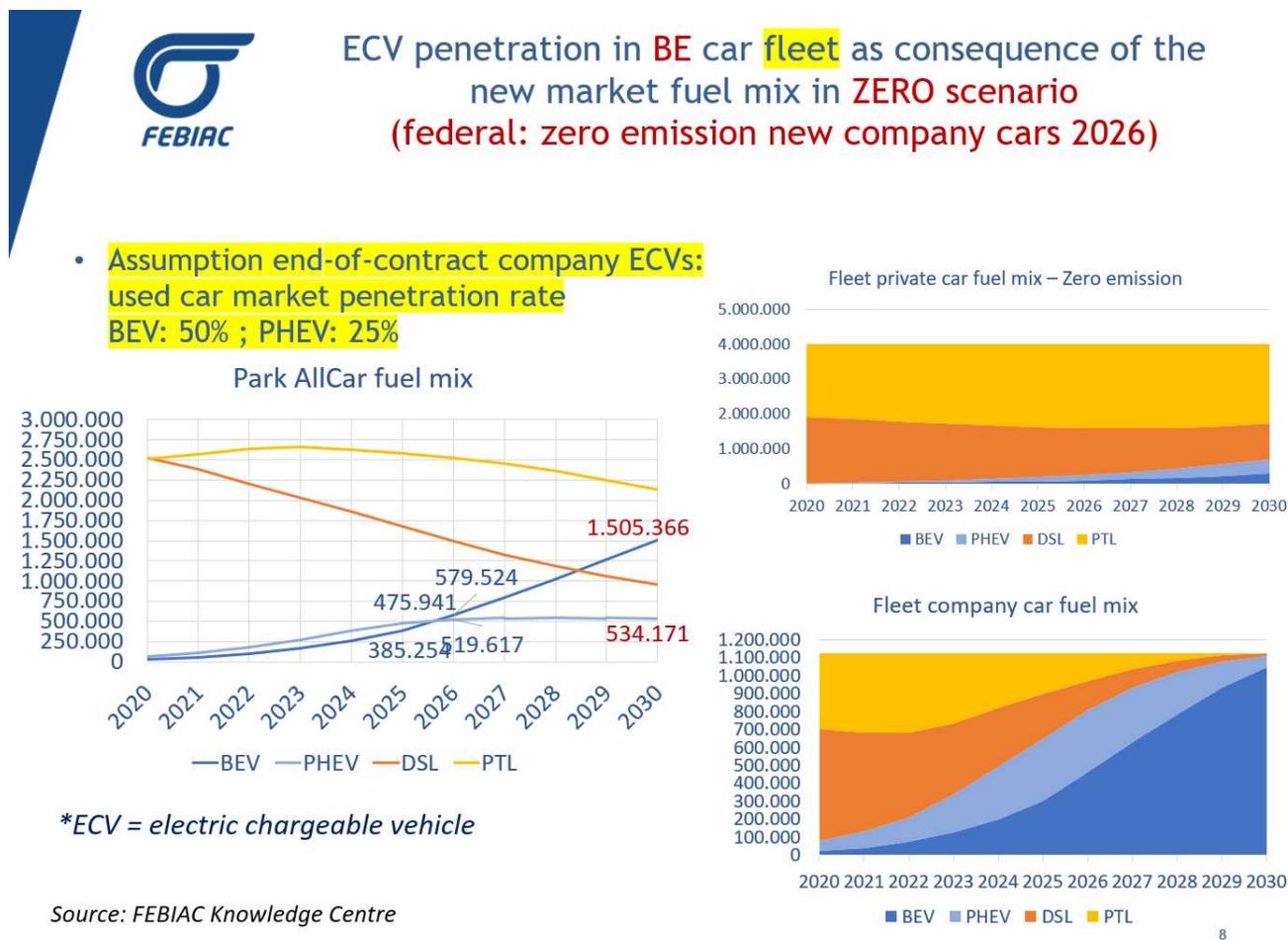
L'Etat fédéral a adopté durant l'automne 2021 de nouvelles mesures organisant la décarbonation du parc de voitures de société. La loi « Van Peteghem »⁵ prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2026, seuls

⁴ Voir : <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>

⁵ Loi du 25 novembre 2021 organisant le verdissement fiscal et social de la mobilité (*M.B.* 3.12.2021).

les véhicules qui n'émettent pas de CO₂ seront déductibles fiscalement. En outre, elle vise à encourager l'installation de bornes de rechargement en octroyant des déductions fiscales, tant pour le citoyen qui investit à son domicile que pour les entreprises qui investissent dans une borne accessible au public, entre le 1^{er} septembre 2021 et le 31 août 2024.

La Febiac⁶ a établi des graphiques prédisant l'évolution de la percée des véhicules électriques :



La Febiac précise que de nombreux acteurs sociétaux (pouvoirs publics, GRDs, Elia, régulateurs, fournisseurs etc) ont décidé d'utiliser leurs prévisions et jusqu'à présent, personne n'en a contesté la méthodologie. Actuellement les immatriculations suivent les courbes de prévisions (tenant compte des chocs économiques, délais de livraison, etc.).

Ces courbes montrent que les entreprises n'attendent pas l'échéance du 1^{er} janvier 2026 pour basculer progressivement leur flotte vers les véhicules électriques. En 2024, la flotte de véhicules de société se composeraient déjà de 200.000 véhicules full électriques et de 300.000 véhicules hybrides rechargeables.

En outre, d'après Renta (la fédération des loueurs et leasing), le mix suivant apparaît dans les commandes (ces véhicules seront immatriculés dans les 6-18 mois à venir) :

- 25% full électrique ;
- 30% hybrides rechargeables ;
- 45% autres (essence, hybride non-rechargeable, diesel, CNG...).

En Région wallonne

Par décision du Gouvernement wallon du 14 juillet 2021, une convention a été établie organisant une coopération horizontale entre la Région wallonne et les Agences de Développement territorial

⁶ FEBIAC est la fédération de l'Industrie de l'Automobile et du Cycle en Belgique et au Grand-Duché de Luxembourg.

(ADTs) pour la mise en œuvre d'une action de facilitation et d'accompagnement dans le cadre du déploiement des bornes de rechargement de véhicules électriques sur le domaine public communal qui sera mis en concession⁷. L'objectif est de déployer 1000 bornes voitures semi-rapides (11 – 22 kW) en 2023 et le même nombre en 2024 pour des recharges durant des activités de 1h à 3h (courses, repas au restaurant, activité sportive ou culturelle, ...). Cette action vise une répartition équilibrée couvrant le territoire de toutes les communes wallonnes.

Dans ce but, une cartographie indicative d'implantation de bornes a été établie sur base de critères d'aménagement du territoire, de mobilité, démographiques, socio-économiques et d'implantation des attractions touristiques et des lieux culturels. Celle-ci a ensuite été croisée avec les données relatives à la disponibilité du réseau de distribution d'électricité, grâce à la contribution des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), afin d'identifier les sites les plus propices pour un déploiement prioritaire des infrastructures de chargement.

Il en ressort que 2615 hexagones de 250 m d'apothème⁸ ont été identifiés et caractérisés et que, parmi ceux-ci :

- 803 sont situés en zones à forte disponibilité du réseau électrique ;
- 1.521 sont situés en zones à disponibilité modérées du réseau⁹ ;
- 242 sont situés en zones problématiques¹⁰ au niveau du GRD.

Par conséquent, les deux tiers des sites identifiés sur base des lieux d'activités se trouvent dans des zones où la disponibilité du réseau électrique est limitée voire problématique.

L'actualité¹¹ diffusée par la Wallonie sur le sujet met en évidence la nécessité d'investir dans les réseaux de distribution pour permettre la transition :

(...)

2000 sites équipés en Wallonie

La cartographie des futurs emplacements des bornes a été réalisée et sera accessible sous peu.

En résumé : plus de 2800 sites publics ont été identifiés et parmi ceux-ci, près de 2000 sites peuvent être raisonnablement équipés. Au total, l'ambition est de disposer de 5600 bornes et 12.000 points de chargement rapides, publics et privés, pour 2026.

La question des équipements en ville étant un des plus grands défis, la cartographie identifie un grand nombre d'implantations en milieu urbain, .

Un déploiement réfléchi

Au-delà, et de manière plus générale, la cartographie réalisée montre clairement l'importance de guider les investissements des Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) pour anticiper la pression croissante attendue sur le réseau de très basse, de basse ou de moyenne tension.

Les véhicules électriques sont une opportunité pour la transition, mais ils sont également un risque puisqu'ils puisent sur le réseau électrique pour se recharger. Le déploiement doit donc être réfléchi.

Exigences européennes à venir

La directive européenne 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments comprend également des exigences en matière d'électromobilité. Elle est actuellement en cours de révision et le projet soumis pour adoption en juin 2023 renforce les exigences en matière d'infrastructure de mobilité durable :

⁷ Pour plus d'information, voir l'actualité publiée sur notre site internet :

<https://www.uvcw.be/energie/actus/art-7140>

⁸ L'apothème est le rayon du cercle inscrit dans un polygone régulier.

⁹ La borne semi-rapide est à implanter dans un rayon de 25 m autour de la cabine de réseau.

¹⁰ Le réseau n'est pas capable d'accueillir une borne semi-rapide dans cette zone.

¹¹ Vers une amplification de bornes de rechargement pour véhicules électriques, 16 juin 2022 :

<https://www.wallonie.be/fr/actualites/vers-une-amplification-des-bornes-de-rechargement-pour-vehicules-electriques>

- Bâtiment **non résidentiel neuf ou rénovation importante** de plus de 5 emplacements de parking :
 - au moins un point de recharge (1 point de recharge /2 places si bureaux) ;
 - + précâblage pour tous les emplacements, dimensionné pour permettre l'utilisation simultanée du nombre prévu de points de recharge ;
 - + au moins un emplacement vélo pour chaque emplacement auto.
- **Tous les bâtiments non résidentiels** > 20 emplacements de parking, d'ici au 1.1.2027
 - un point de recharge / 10 emplacements ;
 - 1 place vélo / place voiture ;
 - Bâtiments détenus ou occupés par une autorité publique : précâblage / 2 places d'ici au 1.1.2033.
- **Bâtiments résidentiels neufs ou rénovation importante** de plus de 3 emplacements de parking :
 - Précâblage pour tous les emplacements, dimensionné pour permettre l'utilisation simultanée du nombre prévu de point de recharge ;
 - Au moins deux emplacements vélo pour chaque logement.

B.4. Situation des finances locales

Belfius réalise annuellement une étude sur les finances locales. L'édition 2022 vient de sortir en juin¹². Elle indique que la crise énergétique et l'inflation vont provoquer un choc financier plus intense que celui de la Covid-19 pour les communes. L'impact budgétaire de ce choc inflationniste se fera sentir avant tout en 2022 puisque ce sont pas moins de 4 indexations des coûts salariaux qui devront être supportées cette année par les communes et leurs entités consolidées alors que, hormis le Fonds des communes, la plupart des recettes communales qui sont indexées le sont avec un ou deux ans de retard.

Selon cette étude, les communes devraient compter près de 230 millions d'euros supplémentaires de dépenses ordinaires par rapport à leurs budgets initiaux 2022, ces 230 millions étant ventilés comme suit :

- 90 millions d'euros de surcoûts en personnel (4 indexations des salaires devront être supportées cette année) ;
- 65 millions d'euros dus à la flambée des prix de l'énergie ;
- 75 millions d'euros pour les dépenses de transfert (dotations aux CPAS et zones de police).

Les budgets communaux sont de plus lourdement grevés par la forte hausse des coûts de construction, qui représentent une charge récurrente annuelle pour les pouvoirs locaux.

Il est dès lors à craindre que de nombreuses communes soient contraintes de passer sous plan de convergence car elles ne parviendront pas à atteindre l'équilibre à l'exercice propre en 2023. Elles pourraient également restreindre très fortement leurs investissements afin de maintenir l'équilibre à l'exercice propre si aucune mesure d'assouplissement n'est prévue pour 2023, ce qui serait contraire aux efforts d'investissements attendus de la part des pouvoirs locaux dans le cadre du Plan de relance. Dans ce contexte, la situation financière des communes wallonnes va être mise à rude épreuve dans les années à venir.

¹² Voir : <https://research.belfius.be/fr/finances-locales/>

C. REMARQUES DE L'UVCW SUR LE PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028

Le leitmotiv de la CWaPE pour la méthodologie 2024-2028 est : « Des GRD efficaces pour des tarifs maîtrisés et favorables à la transition énergétique ».

Les réseaux de distribution d'électricité ont été développés pour acheminer une production très centralisée dans de grosses centrales vers des consommateurs utilisant essentiellement l'électricité pour des usages domestiques et bureautiques. Ils n'ont pas été conçus pour l'électrification massive des usages (chauffage type PAC, mobilité électrique) ni pour absorber l'électricité produite par de multiples installations décentralisées. Dans le cas contraire, on aurait trop investi dans les réseaux de distribution durant les décennies passées alors que les besoins réels n'étaient pas là.

Or les éléments présentés au point « *B.3 Contexte de la transition énergétique* » montrent que **les réseaux électriques vont nécessiter des investissements substantiels pour accueillir le déploiement croissant des énergies renouvelables et les nouveaux usages de chauffage et de mobilité.**

C.1. Revenu autorisé

- **Paramètres utilisés**

Le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 fixe différents paramètres pour établir la marge bénéficiaire équitable du GRD. Nous relevons en particulier :

- Le taux sans risque fixé à 0,93 % à comparer avec le taux OLO à 10 ans (taux sans risque) qui est actuellement autour de 2 % (voir B.2.3) ;
- Le coût de la dette fixé à 1,70 % à comparer au rendement de 2,295 % des obligations d'Etat à 10 ans émises par la Belgique en juin 2022 (voir B.2.3).

Ces paramètres conduisent à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 2,784 %.

Commentaires

Des paramètres utilisés dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 sont tournés vers le passé ; ils ne sont pas en phase avec le contexte économique actuel et prévisionnel.

Le taux de rémunération (CMPC) sur les capitaux investis tel que proposé (2,784 %) ne peut être considéré comme équitable au vu des attentes actuelles et futures sur les marchés financiers.

- **Plus-value de réévaluation**

Lors de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, en 2001 et 2002, la CREG a établi la valeur des réseaux sur base de leur valeur de reconstruction. La CWaPE, considérant qu'il s'agit d'opérations purement comptables n'ayant nécessité, dans les faits, aucun investissement de capitaux pour les financer, veut corriger la situation. Le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 veut ainsi réduire progressivement (d'un cinquième par an) le pourcentage de rendement appliqué à la plus-value de réévaluation, en prévoyant un pourcentage de rendement applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et un pourcentage de rendement distinct applicable à la plus-value de réévaluation. De cette manière, en 2029, plus aucune rémunération ne sera perçue sur la plus-value de réévaluation.

Commentaires

Une montée en puissance dans le capital des GRD a été imposée aux communes. Le rachat des parts de l'actionnaire privé par les communes a été effectué à valeur convenue dont le prix a été fixé à un moment où la plus-value était intégrée à la valeur des actifs (RAB).

Le **taux de rémunération** (CMPC) tel que proposé (2,784 %) et **la réduction de pourcentage de rendement appliqué à la plus-value de réévaluation vont diminuer au minimum de 30 à 40 % le montant des dividendes. Chez certains GRD, cette diminution est beaucoup plus importante** car les 30 à 40 % de réduction se rapportent déjà à la seule réduction de pourcentage de rendement sur la plus-value de réévaluation.

Actuellement, les dividendes représentent 1,45 % de la facture totale du client.

Les dividendes servent à :

- Renforcer les fonds propres des GRD et donc leur capacité d'autofinancement (politique prudente de distribution des dividendes) ;
- Rétribuer les actionnaires. Pour les 200 communes actionnaires du GRD ORES, la majeure partie des dividendes vont aux Intercommunales pures de financement¹³ (IPF) qui se sont endettées pour racheter les parts d'Electrabel lors de la montée en puissance des communes dans les GRD, et remboursent la dette via les dividendes.

Avec la baisse des dividendes, les communes vont être impactées financièrement à plusieurs niveaux : elles risquent d'être sollicitées pour renflouer les IPF et pour recapitaliser leur GRD, et elles perdront en outre des recettes.

Lors de l'audition des parties prenantes organisée par la Cwape le 27 juin 2022, il a également été demandé par la FEBEG¹⁴ de diminuer davantage encore le revenu autorisé des GRD (et de là les dividendes) pour diminuer la hauteur des montants irrécouvrables par les fournisseurs (qui subissent la cascade des coûts). En contrepartie de la perte de dividendes communaux, la FEBEG suggère d'augmenter la redevance voirie ou les impôts locaux.

Or **transférer les recettes des dividendes énergétiques vers la redevance voirie ou vers la fiscalité communale conduit à modifier l'assiette contributive et la répartition des recettes.** A titre d'illustrations :

- Les redevances de voirie pour occupation du domaine public par les réseaux d'électricité et de gaz sont fonction du nombre de kWh relevés par le GRD sur le territoire de la commune et sur la longueur des lignes électrique / des canalisations de gaz gérées par le GRD sur le territoire de la commune ;
- Le montant global de la redevance de voirie pour l'occupation du domaine public par le réseau gazier est réparti de la manière suivante : 35 % à la Région, 1 % à la Province, 64 % aux communes ;
- En matière de précompte immobilier (PRI), les différentes exonérations et la non-indexation prévues dans le cadre du Plan Marshall à l'égard des entreprises limitent fortement leur contribution dans les recettes PRI ;
- Le nombre de parts détenues par une commune dans un GRD n'est pas forcément proportionnel au nombre d'habitants ni à la hauteur du revenu moyen de la population de son territoire, ni à la longueur des lignes et canalisations, ni au volume d'énergie consommé sur son territoire ;
- Un taux maximum pour les additionnels communaux sur l'impôt des personnes physiques (IPP) est établi par la Région et certaines communes atteignent déjà ce maximum : elles ne peuvent donc augmenter le taux. En outre, un alourdissement de l'IPP pour compenser la perte de dividendes en fait porter la charge aux seuls citoyens, sans plus aucune contribution des entreprises. Par ailleurs, les communes où les additionnels communaux à l'IPP sont les plus faibles sont généralement les communes dont les contribuables ont les revenus les plus élevés car la base taxable étant supérieure, elle génère des recettes suffisantes à un taux d'imposition plus bas.

Au final, en admettant que la commune puisse augmenter la fiscalité locale, l'impact financier pour les citoyens sera beaucoup plus élevé que les montants perçus au travers des dividendes énergétiques actuels.

¹³ Les Intercommunales pures de financement (IPF) sont détenues par les communes.

¹⁴ La FEBEG est la fédération qui représente les producteurs d'électricité, les négociants et fournisseurs d'électricité et de gaz, ainsi que les laboratoires du secteur de l'électricité et du gaz.

C.2. Tarifs périodiques d'électricité

Afin d'inciter à l'autoconsommation de l'électricité produite par les installations décentralisées, le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 propose de nouvelles plages tarifaires fixes et, sauf exception, applicables à toute la Région wallonne. La CWaPE les a définies après analyse de la courbe de charge représentative du réseau basse tension en Wallonie et de la courbe de prix BELPEX.

Les plages horaires proposées par la CWaPE pour la période régulatoire 2024-2028 et applicables 7 jours sur 7 aux utilisateurs de réseau basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure à 56 kVA sont les suivantes :

- Les heures du matin de 6h00 à 11h00 ;
- Les heures solaires de 11h00 à 17h00 ;
- Les heures du soir de 17h00 à 22h00 ;
- Les heures de nuit de 22h00 à 6h00.

Les utilisateurs du réseau de distribution (URD) disposant de compteurs communicants pourront opter pour ces 4 plages horaires (choix et non obligation) en régime R1 ou R3¹⁵. En régime R1, ils pourront aussi opter pour du bihoraire ou du mono-horaire. En régime R3, un terme capacitaire s'appliquera en hiver (du 1^{er} novembre au 31 mars) de 17h00 à 22h00 pour les puissances de prélèvement mesurées supérieures à 10 kW.

Pour les URD disposant de compteurs électromécaniques bihoraire, les plages sont modifiées comme suit et applicables 7 jours sur 7 :

- Heures pleines : de 6h00 à 11h00 et de 17h00 à 22h00 ;
- Heures creuses : de 11h00 à 17h00 et de 22h00 à 6h00.

Ces plages horaires s'appliquent au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution et réseau de transport (les tarifs pour OSP et surcharges ne se voient pas appliquer de plages horaires). Selon le type de comptage, les tensions tarifaires¹⁶ suivantes sont proposées :

¹⁵ Le régime de comptage R1 est le régime de comptage par défaut des compteurs communicants pour lequel le GRD peut relever les données de comptage par $\frac{1}{4}$ h mais ne les transmet pas au marché. Ces données de comptage par $\frac{1}{4}$ h ne peuvent pas être utilisées à des fins de facturation.

Le régime de comptage R3 est un régime de comptage applicable aux compteurs communicants dont la fonction communicante est activée, pour lequel la courbe de charge mesurée est utilisée dans les processus de marché (les données de comptage par $\frac{1}{4}$ h sont transmises).

¹⁶ La tension tarifaire est définie comme le quotient de la division entre deux tarifs. Ainsi, le tarif pour les heures de nuit (tension tarifaire égale à 2) est deux fois plus élevé que le tarif pour les heures solaires (tension tarifaire égale à 1).

4 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures du matin	4,0	4,0
Heures solaires	0,0	1,0
Heures du soir	5,0	5,0
Heures de nuit	2,0	2,0

2 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures de Pleines	N/A	4,2
Heures de creuses	N/A	2,0

1 plage horaire	Régime : R3	Régime : R1
Heures complètes	N/A	3,8

Exclusif de nuit	Régime : R3	Régime : R1
Exclusif de nuit	1,5	1,5

Commentaire

L'éclairage public est greffé sur le réseau de distribution d'électricité basse tension. La consommation électrique de l'éclairage public n'est absolument pas déplaçable et il est utilisé au maximum de sa puissance durant la plage des heures du soir (de 17h00 à 22h00) car celle-ci correspond à la présence d'un maximum d'usagers de l'espace public. L'éclairage public contribue largement à la sécurité routière et à la sécurité publique en permettant de percevoir les différents usagers et d'anticiper leurs comportements respectifs. L'éclairage public constitue donc un service à la collectivité.

Les communes étant propriétaires de l'éclairage public, elles en assument le coût de fonctionnement : l'éclairage public engendre la plus grosse consommation électrique à charge des communes et constitue dès lors une dépense importante pour leur budget (début 2018, l'éclairage public représente en moyenne un peu plus de 50 % de la consommation électrique à charge des communes). La conversion des luminaires de l'éclairage public aux leds, progressivement en 10 ans, a démarré en 2018. Selon les rapports de la CWaPE¹⁷, entre l'année 2017 et l'année 2020, la modernisation de l'éclairage public a déjà permis de réduire la consommation électrique totale sur l'ensemble des parcs d'éclairage public communaux de près de 9%.

Cependant, le remplacement progressif des luminaires par la technologie led et le dimming de nuit ne parviennent déjà plus à compenser la hausse des prix de l'énergie. Certaines communes nous ont signalé qu'au premier trimestre 2022, le prix du kWh « éclairage public » a été multiplié par 2 dans les factures.

L'Union des Villes et Communes de Wallonie s'inquiète de la tension tarifaire qui serait appliquée à l'éclairage public. Elle demande à la CWaPE de faire tourner les modèles et de neutraliser l'impact éventuel des tensions tarifaires sur le coût de l'éclairage public.

¹⁷ CWaPE, *Rapport concernant le contrôle du respect et l'évaluation du coût de l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en matière d'entretien de l'éclairage public communal, relatif à l'année 2020* (rapport CD-21i30-CWaPE-0089), 30 septembre 2021 et CWaPE, *Contrôle du respect et évaluation du coût de l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en matière d'entretien de l'éclairage public communal et relative à l'année 2017* (rapport CD-18h29-CWaPE-0057), 29 août 2018.

Par ailleurs, il est probable que les fournisseurs se calent sur les nouvelles plages horaires et l'ordre de grandeur des tensions tarifaires associées à la distribution pour définir leurs futurs tarifs. Actuellement, il nous revient que, parfois, le tarif facturé pour l'éclairage public est même supérieur au tarif basse tension. Il importe donc, afin d'assurer que les pouvoirs locaux paient un prix juste aux fournisseurs en matière d'éclairage public, qu'une tarification ad hoc, spécifique et correspondant à la réalité technique et économique soit établie, en concertation avec le secteur et les pouvoirs locaux. L'éclairage public représente pour les fournisseurs, comme pour les GRD, une consommation parfaitement prévisible, n'occasionnant pas de risque sur le plan commercial. **L'UVCW demande donc, à la faveur de l'encadrement des tarifs électriques, de fixer le tarif adéquat de l'éclairage public.**

D. CONCLUSIONS

Au vu des éléments évoqués supra, relatifs à la situation très préoccupante des finances locales dans les années à venir et à l'impact supplémentaire qui serait engendré par la baisse importante des dividendes énergétiques résultant du projet de méthodologie tarifaire, mais aussi d'une éventuelle hausse des coûts supportés pour l'éclairage public, se pose sérieusement **la question de savoir si les communes pourront continuer à accompagner les GRD dans leur rôle de facilitateur de la transition énergétique, comme elles le souhaitent, ou si elles seront contraintes de désinvestir des réseaux de distribution.** Auquel cas, **quel autre investisseur se porterait candidat aux conditions financières proposées ?** S'agirait-il d'un investisseur étranger, avec perte de l'ancrage local et de l'attention portée à l'intérêt public local ? Stratégiquement, une infrastructure aussi essentielle doit-elle être laissée entre des mains étrangères ?

L'Union des Villes et Communes de Wallonie plaide dès lors pour la modification des paramètres de la méthodologie qui mettent à mal les perspectives de maintien de l'ancrage local des GRD, et ce de manière à ce qu'ils permettent le maintien d'une rémunération équitable qui n'obère pas les finances communales.

mdu/vbi/18.7.2022