



**Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven  
Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières  
Federation of Belgian Electricity and Gas Companies**

# Audition publique CWaPE

## Projet de méthodologie tarifaire 2024–2028: Analyse et position FEBEG

27 juin 2022

# MEMBERS





**FEEDBACK  
IS A GIFT**

# Agenda

- 1 Préambule sur l'intérêt à réagir pour la FEBEG
- 2 Revenu autorisé
- 3 Indicateurs de performance
- 4 Tarifs
- 5 Divers

# 1. Intérêts à réagir pour la FEBEG

- **Fournisseur /ARP :**
  - Les tarifs doivent encourager le développement et rendre compétitifs les nouveaux usages électriques : VE, PAC, batteries, conformément avec l'objectif d'électrification de nos sociétés.
  - Les tarifs doivent favoriser la transition énergétique.
  - Pas ou peu de perturbation souhaitée par rapport au prix de la commodité.
- **Fournisseur de services:**
  - Les tarifs doivent encourager le développement des compteurs intelligents et le choix du régime de comptage R3.
  - Les tarifs ne doivent pas pénaliser le développement de la flexibilité commerciale.
- **Producteur/fournisseur = client du GRD:**
  - Intérêt à avoir un service du GRD : fiable, de qualité et au prix le plus juste.
- **Producteur:**
  - Tarifs périodiques et non périodiques applicables aux unités de production.
- **Fournisseur : SPOC et responsable de la facturation vers le client final:**
  - Impacts informatiques et service client.
  - Simplicité, lisibilité des tarifs.

# 1. Intérêts à réagir de la FEBEG

- Fournisseur : en charge de la totalité du recouvrement, y compris l'irrecouvrable « distribution »:
  - Art. 20 du décret tarifaire:

« Le fournisseur intègre dans sa facturation au client final les tarifs de réseaux approuvés par la CWaPE et reverse au gestionnaire de réseau la totalité des sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, y compris les montants non recouverts auprès des clients finals. »
  - Le niveau des tarifs de distribution impacte directement l'importance de la prise en charge d'une partie ceux-ci par le seul fournisseur.
  - Pour la FEBEG, cette mission de recouvrement, et les risques associés, confiée aux fournisseurs pour le compte du GRD doit être financièrement compensée ou rendue financièrement neutre pour les fournisseurs.
  - Crise énergétique actuelle: toute baisse à court terme de la facture énergétique est bonne à prendre pour le client final, les tarifs de distribution représentent une opportunité à cet égard.

# 1. Intérêts à agir pour la FEBEG

- Objectif de réussir la transition énergétique au moindre coût de distribution : partagé par le législateur et le régulateur, et soutenu inconditionnellement par la FEBEG.

- Décret tarifaire, Art.4 §2

« 2° la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts »

« 27° la méthodologie tarifaire a pour objectif prioritaire de favoriser, outre l'équité et le fonctionnement efficace des gestionnaires de réseau de distribution, l'accès de tous à l'énergie et la transition énergétique au meilleur coût pour les clients, tant au niveau des réseaux que du marché de l'électricité ;

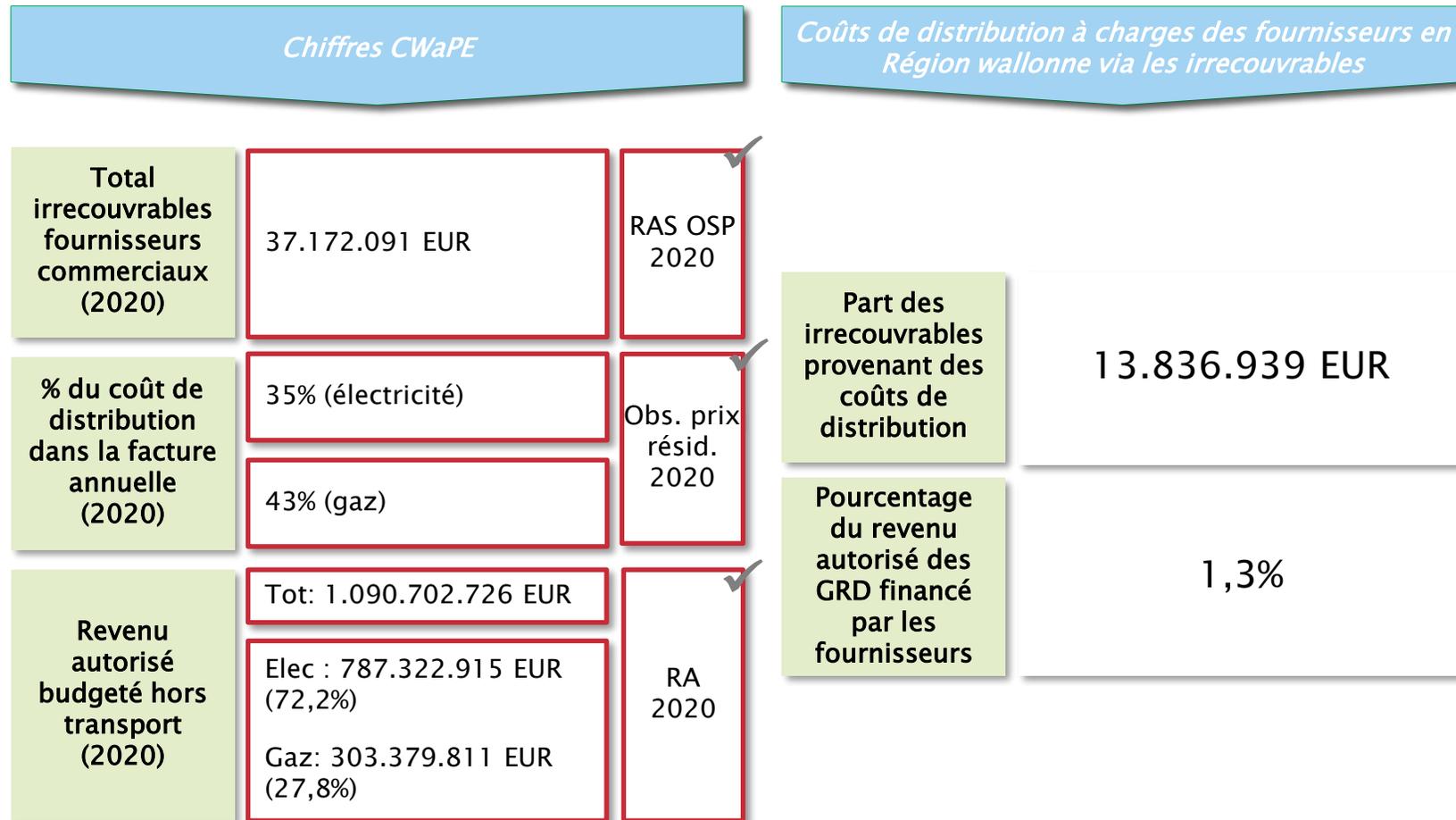
- Présentation CWaPE du 31.05. 2022 sur le projet de méthodologie tarifaire 2024–2028

Notre leitmotiv pour la méthodologie 2024 2028 « Des GRD efficaces pour des tarifs maîtrisés et favorables à la transition énergétique »

(...)

Ces défis doivent être réalisés au moindre coût compte tenu notamment de la hausse vertigineuse de la facture qui impacte aujourd'hui lourdement les ménages et les entreprises

# 1. Illustration : part du revenu autorisé des GRD financé par les fournisseurs via les irrecouvrables



# 1. Illustration : bonus d'ORES 2019–2021

- Bonus ORES, en plus de la marge bénéficiaire équitable (+/- 110 M EUR):
    - ⇒ Bonus 2019 (source : décision CWaPE) : 44,4 M EUR
    - ⇒ Bonus 2020 (source : décision CWaPE) : 43 M EUR (hors charge exceptionnelles)
    - ⇒ Bonus 2021 (source RA Ores Assets – non approuvé par la CWaPE) : 75,5 M EUR
- + Isoc estimé sur bonus (taux nominal 25%) : 54,3 M EUR

**TOTAL = 217,20 M EUR**, dont 2,8 M EUR financés par les fournisseurs via l'irrecouvrable

- Décisions CD-21k25-CWaPE-0598 et CD-21k25-CWaPE-0599 de la CWaPE du 25.11.2021 relatives aux soldes rapportés par ORES Assets :

« Ces écarts (...) entre les coûts contrôlables budgétés et les coûts contrôlables réels (hors coûts exceptionnels) des années 2019 et 2020 pourraient potentiellement s'expliquer par le fait que les coûts contrôlables budgétés des années 2019–2023 ont été surévalués et que dès lors les tarifs de distribution électricité/gaz d'ORES calculés sur cette base sont de prime abord, dans une certaine mesure, disproportionnés. »

# 1. Illustration : bonus d'ORES 2019–2021

- Décret tarifaire Art. 15:

« §5. En cours de période régulatoire, si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes, la CWaPE peut demander aux gestionnaires de réseau de distribution de modifier leurs tarifs afin que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non-discriminatoire»

- Vu l'impact sur la facture du client final et sur les fournisseurs de ces bonus, la FEBEG:
  - S'interroge sur la possibilité d'une révision des tarifs d'ORES.
  - Plaide également pour que la méthodologie tarifaire 2024–2028 prévoit explicitement **un plafonnement des bonus à venir** (au-delà du plafond, le montant du bonus est restitué aux URD via les soldes régulatoires).

# Agenda

- 1 Préambule sur l'intérêt à réagir pour la FEBEG
- 2 Revenu autorisé**
- 3 Indicateurs de performance
- 4 Tarifs
- 5 Divers

## 2. Revenu autorisé : position de principe de la FEBEG

- Dans le cadre de l'objectif général d'une transition au moindre coût et des impacts tarifaires pour le fournisseur, la FEBEG **soutient entièrement l'ensemble des baisses du revenu autorisé proposées** par la CWaPE au travers de son projet de méthodologie tarifaire.
- La FEBEG souhaite cependant attirer l'attention du régulateur sur d'autres éléments significatifs du revenu autorisé qui pourraient également être revus à la baisse, toujours dans le but de rencontrer l'objectif de moindres coûts pour l'URD, **sans pour autant mettre en péril les autres objectifs poursuivis par la tarification:**
  - **Revenu autorisé:** budget à 0 des charges non déductibles.
  - **Plus-value de réévaluation:** suppression de la dégressivité sur 5 ans et de la rétribution tarifaire des charges d'amortissement.
  - **CPMC:** réévaluation complémentaire de certains paramètres.

## 2. Revenu autorisé : ISOC

- La FEBEG **soutient** entièrement le projet de méthodologie dans le fait de ne considérer que la **charge fiscale applicable à la MBE comme non contrôlable** et de plafonner celle-ci à la charge fiscale effectivement due lorsque cette dernière est inférieure.
- Il nous semble cependant que le projet de méthodologie gagnerait à être plus précis quant au fait qu'un budget des coûts contrôlables soit ou non prévu pour la charge fiscale relative aux DNA et autres charges pas ou partiellement déductibles (dont la charge fiscale relative aux amortissements de la plus-value de réévaluation).
- S'agissant de **charges non déductibles**, le FEBEG ne trouverait pas raisonnable de les faire supporter par les URD et est d'avis que le budget pour de telles charges devrait être fixé à 0 EUR pour la période réglementaire 2024-2028.

- **Illustration** : Amortissement de la plus-value de réévaluation ORES Assets : 20.769.545,05 EUR

=> Impact de l'isoc y relative sur l'URD par an (isoc à 25%) : 5.192.386,26 EUR

## 2. Revenu autorisé : plus-value de réévaluation

- La FEBEG soutient entièrement le projet de méthodologie dans le fait de **ne plus rémunérer la plus-value de réévaluation**:
  - Cette plus-value ne correspond pas à un coût pour le GRD ni pour son actionnaire
  - Logique de base: Les tarifs devant refléter globalement les coûts.
- Pour FEBEG, possibilité d'être plus ambitieux quant au traitement de la plus-value de réévaluation:
  1. Rien ne justifie raisonnablement une rémunération dégressive sur 5 ans de cette plus-value au regard de l'objectif de moindre coût pour l'URD.
  2. Selon les mêmes principes, les charges d'amortissement de la plus-value de réévaluation devraient également être exclues du budget des coûts contrôlables, tout comme l'impact sur l'ISOC de la non déductibilité de ces charges d'amortissement (cfr. slide précédent)  
=> quelle justification sur un traitement différencié entre charges d'amortissement et la rémunération des capitaux y relative?

## 2. Revenu autorisé : plus-value de réévaluation (2)

- Illustration de l'estimation de l'impact chez ORES:
  - Amortissement annuel de la plus-value de réévaluation en 2021 : 20.769.545,05 EUR
  - Plus-value de réévaluation fin 2021 : 471.147.736,68 €

	Montant plus-value	WACC	Marge (1)	Marge+amortissement (1+2)
2024	408,84 M€	2,784%	11,38 M€	32,15 M€
2025	388,07 M€	2,227%	8,64 M€	29,41 M€
2026	367,30 M€	1,670%	6,13 M€	26,90 M€
2027	346,53 M€	1,114%	3,86 M€	24,63 M€
2028	325,76 M€	0,557%	1,81 M€	22,58 M€
<b>TOTAL</b>			<b>31,83 M€</b>	<b>135,68 M€</b>

Impact à la baisse de la proposition CWaPE sur les tarifs d'ORES pour 2024-2028 :

**19,30 M EUR**

Impact supplémentaire à la baisse des propositions de la FEBEG sur les tarifs d'ORES pour 2024-2028:

1. **31,83 M EUR**

1+2. **135,68 M EUR**

...auquel il faut encore rajouter l'impact à la baisse sur les tarifs de l'isoc relatif!

## 2. Revenu autorisé : CMPC

- Formule du CMPC: accord FEBEG sur le maintien de la formule.
- Taux sans risque : accord FEBEG avec l'approche retenue.
- Prime de risque marché:
  - La CWaPE semble être le seul régulateur à utiliser la prime de risque de DMS sur la seule base de la moyenne arithmétique. Souvent les régulateurs prennent une moyenne entre la moyenne arithmétique et géométrique.

1900-2021	Prime de risque marché Moyenne géométr.	Prime de risque marché Moyenne arithm.
Belgique	2,2%	4,3%
Europe	2,9%	4,2%
Monde	3,2%	4,4%

Source : Dimson, Marsh, Staunton

⇒ **Proposition FEBEG** :  $2,2\% * 0,5 + 4,3\% * 0,5 = 3,25\%$ .

- Beta sur fonds propres : interrogations sur son niveau trop favorable
  - Basé sur un benchmark d'entreprises avec rating B ⇔ GRD Belges = ~ Rating A
  - ⇒ **Proposition FEBEG** : maintien du beta à 0,65, à défaut d'avoir un échantillon de sociétés avec un rating de type « A » pour réaliser le benchmark

## 2. Revenu autorisé : CMPC (2)

- Ratio d'endettement: interrogations sur le niveau de 52,5% et l'objectif de moindre coût:
  - Le gearing de 52,5% se situe dans le milieu des fourchettes qu'elle cite, plutôt que dans le haut de ces fourchettes.
  - Gearing actuel ORES proche de 60%,.
  - Gearing idéal pour Fitch = 60% pour les entreprises de rating A (= ~ GRD belges)

=> **Proposition FEBEG : gearing à 60 %**
- Prime de risque de dettes : interrogations sur index bloomberg pour entreprises « rating B »

=> **Proposition FEBEG: basée sur entreprises avec un rating de type A (VREG ou de l'ACM)**
- Coût de la dette : historique de 10 ans des taux OLO
  - Accord FEBEG: approche cohérente avec la méthode. 2019–2023 et calcul du taux sans risque des fonds propres.
- Frais de transaction : Suppression des 0,15%
  - Accord FEBEG: pas de concordance avec la réalité et superflus.

## 2. Revenu autorisé : CMPC – impact des changements proposés

- Illustration impact estimé des réévaluations possibles sur la MBE annuelle des GRD wallons (RAB moyenne estimée pour 2024–2028 à 5000 M EUR, hors plus-value de réévaluation):

	2024–2028 (CWaPE)	2024–2028 (FEBEG)
rf	0,93 %	0,93 %
km – rf	4,30 %	3,25 %
B	0,71	0,65
<hr/>		
<b>Ke</b>	<b>3,98 %</b>	<b>3,04 %</b>
<hr/>		
rf	0,93 %	0,93 %
d	0,77 %	A déterminer
t	0 %	0 %
<hr/>		
<b>Kd</b>	<b>1,70 %</b>	<b>1,60 %*</b>
<hr/>		
<b>Gearing</b>	<b>52,5 %</b>	<b>60 %</b>
<hr/>		
<b>CMPC</b>	<b>2,784 %</b>	<b>2,255 %</b>
<hr/>		
<b>MBE annuelle (GRD wallons)</b>	<b>139,22 M€</b>	<b>108,85 M€</b>

\* Estimation sommaire

Impact annuel à la baisse sur les tarifs des GRD wallons pour 2024–2028 :

**30,37 M EUR**

...auquel il faut encore rajouter l'impact à la baisse sur les tarifs de l'isoc relatif!

Cette baisse impliquant en partie une diminution de rémunération pour les communes wallonnes, il nous semble qu'une compensation financière pour ces dernières via l'impôt, ou à défaut via la redevance de voirie, pourrait être une solution. Cette solution aurait l'avantage de se faire à moindre coût pour les clients finals (l'entièreté du montant retournerait au commune) et serait plus transparente et plus efficace (moins d'intermédiaire, moins de distorsion de prix).

## 2. Facteur d'efficience

- Dans un objectif de moindre coût pour le client final, la FEBEG soutient le choix de la CWaPE d'utiliser l'objectif d'efficience lié au premier décile.
- Cependant, interrogations FEBEG sur l'ambition d'une durée de 5 ans pour atteindre cette efficience:
  - Les GRD wallons avaient déjà un objectif d'efficience de 1,5% par an en 2021, 2022 et 2023 dont il n'a pas été tenu compte dans l'établissement du budget 2024 (puisque ce budget est basé sur la réalité des coûts 2019-2020) - ce dernier est donc surestimé.
  - Les GRD wallons sont informés dès aujourd'hui des efforts en matière d'efficience qu'ils doivent réaliser d'ici à la prochaine période tarifaire - ils peuvent anticiper

=>La FEBEG demande que l'objectif d'efficience de chaque GRD soit atteint en majorité en 2024 et pour la totalité au plus tard en 2026

GRD	Facteurs individuels d'efficience
AIEG	-0,258%
AIESH	-1,657%
ORES ELEC	-3,730%
RESA ELEC	-1,031%
REW	-3,075%
ORES GAZ	-4,362%
RESA GAZ	-2,033%

## 2. Facteur d'efficience – OSP

- La FEBEG estime d'un facteur d'efficience devrait également être appliqué aux charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux OSP, et ceci dans l'objectif de moindres coûts pour l'URD.
- Il n'y a a priori pas de raison de croire qu'un autre facteur d'efficience pourrait s'appliquer aux coûts contrôlables des OSP que celui applicable aux autres coûts contrôlables.
- Sans facteur d'efficience, l'évolution des coûts des OSP serait déséquilibrée quant au fait qu'un facteur d'évolution des coûts s'applique bien aux OSP.

=> La FEBEG demande que le même objectif d'efficience de chaque GRD soit également appliqué au CNCosp, à défaut de disposer d'un objectif spécifique aux OSP.

## 2. Charges nettes contrôlables additionnelles (1)

- **Reconnaissance FEBEG de l'impact de la transition énergétique sur la transformation et le développement des réseaux d'électricité** pour rencontrer les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre tels que décidés par les autorités.
- **La FEBEG soutient dès lors l'octroi d'un financement suffisant aux GRD wallons** pour leur permettre de faire face aux évolutions macro-économiques du secteur: le développement de la mobilité électrique, des pompes à chaleur, du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique, les outils de flexibilité, le développement des productions décentralisées, le développement des compteurs communicants, le développement des communautés d'énergie renouvelables, etc.
- **Le scénario d'évolution de ces coûts (facteurs d'évolution des coûts et charges nettes contrôlables additionnelles) retenu par la CWaPE** semble a priori réaliste et équilibré.

## 2. Charges nettes contrôlables additionnelles (2)

- La FEBEG regrette cependant que le rapport ayant mené aux facteurs d'évolution des coûts ne publie pas de manière transparente le **montant total des investissements supplémentaires des GRD wallons qui seront ainsi financés.**
- **Question FEBEG:** Quel montant d'investissement sur les réseau en Région wallonne pour la période 2024–2028 ? Est-ce suffisant au regard des investissements dans les autres régions? Et quels impacts sur les CNC additionnelles et/ou facteurs individuels des coûts? Quels engagements pour la réalisation de ces investissements?

GRD	CNC additionnelles 2024
AIEG	217 845 €
AIESH	175 785 €
ORES ELEC	5 830 174 €
RESA ELEC	1 808 308 €
REW	144 094 €
ORES GAZ	2 482 934 €
RESA GAZ	739 875 €

GRD	Facteurs individuels d'évolution des coûts
AIEG	0,554%
AIESH	0,144%
ORES ELEC	0,261%
RESA ELEC	0,776%
REW	0,598%
ORES GAZ	0,493%
RESA GAZ	0,938%

# Agenda

- 1 Préambule sur l'intérêt à réagir pour la FEBEG
- 2 Revenu autorisé
- 3 Indicateurs de performance**
- 4 Tarifs
- 5 Divers

### 3. Indicateurs de performance

- La FEBEG regrette que la CWaPE n'ait pas retenu d'indicateur de qualité quant à l'intégration des productions décentralisées dans le réseau. La CWaPE justifie l'abandon de tels indicateurs par un cadre législatif changeant, se privant de cet indicateur jusqu'à 2028.
- La FEBEG est néanmoins d'avis que le principe d'un tel indicateur devrait être prévu dans la méthodologie, sous réserve de l'évolution du cadre légal (afin de ne pas devoir changer la méthodologie le cas échéant en cours de période)
- A tout le moins, la FEBEG souhaiterait que des objectifs spécifiques pour les unités de production soient prévus dans les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études et qu'il y soit accordé une pondération importante de l'incitant financier.

# Agenda

- 1 Préambule sur l'intérêt à réagir pour la FEBEG
- 2 Revenu autorisé
- 3 Indicateurs de performance
- 4 Tarifs**
- 5 Divers

## 4. Tarif : délais d'implémentation

- La FEBEG soutient l'interdiction de tout changement rétroactif.
- La FEBEG propose d'intégrer explicitement dans la méthodologie un délai raisonnable de mise en œuvre de:
  - Minimum 1 mois pour les changements concernant uniquement la valeur des tarifs;
  - Minimum 6 mois pour tout autre changement.
  - Avec cependant une procédure d'exception concertée et strictement et encadrée pour les changements urgents et justifiés.

## 4. Tarif : fixation de nouvelles plages horaires

- Position actuelle sous réserve, l'analyse d'impact est en cours chez les fournisseurs.
- La FEBEG prend acte de l'élargissement de 2 à 4 plages horaires, pouvant permettre, sous toute réserve d'analyses complémentaires en cours, à priori d'offrir des prix, tant pour le réseau que pour la commodity, plus en phase avec les contraintes du système électrique dans son ensemble.
- Premiers points d'attention et d'analyse pour la FEBEG:
  - Quels impacts sur les consommateurs et leur activation? Importance de la lisibilité et de la compréhension.
  - Quels impacts sur les produits commerciaux? Importance de la liberté du fournisseur pour l'utilisation de ces tranches pour la facturation de sa commodity, ainsi que la politique de déploiement effective du *smart meter* en Wallonie.
  - Quels impacts au niveau des systèmes informatiques et de gestion? Importance de la faisabilité et rapport coût/opportunités.
  - Quels impacts sur les adaptations des formules tarifaires dans les contrats en cours?
- Regret FEBEG sur le faible taux et dynamique actuels en matière de déploiement du smart meters en Wallonie:
  - Conséquences sur l'effectivité de la nouvelle structure proposée.
  - Difficultés d'ajuster des offres commerciales.
  - Risques d'une « dualisation » de la Wallonie.
- Regret FEBEG sur l'absence d'harmonisation tarifaire entre les Régions.

## 4. Tarif : plages horaires

- La FEBEG n'est pas favorable à permettre une dérogation aux plages horaires pour une zone géographique spécifique:
  - Difficilement communicable.
  - Risque de signaux prix contradictoires, surtout en régime R3.
  - Conformité avec l'art4 §2 7° du décret tarifaire ? :

« les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution »

## 4. Tarif : tarif capacitaire en régime R3

- La FEBEG est très réservée quant à un terme capacitaire en régime de comptage R3
  - Les tensions tarifaires devraient suffire à encourager les comportements vertueux (tension de 0,1,2 vs tension de 5).
  - La durée sur laquelle s'applique ce tarif (5h) et le coût important risque de:
    - Décourager les investissements dans les pompes à chaleur (incitation à une durée de 5h sans fonctionnement) et l'électrification des usages en général.
    - Décourager le choix des URD pour un régime R3.
    - Fortement impacter certains types de PME qui n'ont pas suffisamment de flexibilité: par exemple l'horeca.
  - Cette composante complexifie la lisibilité et la compréhension des tarifs pour les clients finals en basse tension
  - Une telle composante capacitaire pourrait être prévue dans un deuxième temps, si la CWaPE/les GRD constatent que les tensions tarifaires, après éventuellement avoir été augmentées, ne devaient pas permettre de déplacer suffisamment de charges en dehors de ces heures du soir.

## 4. Tarif : tarif capacitaire applicable aux raccordements 56kVA, TBT, MT, TMT)

- La FEBEG plaide a priori pour que la mesure de la pointe mesurée ne s'applique qu'à un certain nombre d'heures (de pointe) prédéfinies, principalement en hiver, ceci afin de ne pas perturber la participation de ces clients au marché de la flexibilité.
- Dans une même logique, le renforcement du poids de la pointe mensuelle à 50% par rapport à la pointe annuelle, ne favorisera pas la commercialisation de la flexibilité de ces clients.
- Le FEBEG regrette enfin que la tarification de cette catégorie de client n'ait pas été analysée plus en détail en vue de rencontrer les objectifs de la transition énergétique (même si elle comprend que la CWaPE ait fixé des priorités dans ses analyses pour aboutir à ce projet de méthodologie)

## 4. Tarif : stockage

- La FEBEG est favorable à une tarification spécifique pour les unités de stockage mais émet des réserves quant à la tarification envisagée par la CWaPE
    - Décret tarifaire art 4 §2 25°:
      - « la méthodologie tarifaire évite que les installations de stockage ne soient soumises à une double redevance pour l'électricité stockée qui reste dans leurs locaux ou lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux;»
    - Lorsque les installations de stockage fournissent un service de flexibilité, l'énergie réinjectée dans le réseau qui est prélevée par un autre URD sera à nouveau soumis aux tarifs de prélèvement chez cet autre URD. Il y a donc dans ce cas une double redevance qui est appliquée dans la proposition de la CWaPE.
- => Piste de réflexion FEBEG pour la période 2024–2028: est-ce que les installations de stockage ne devraient pas juste être soumises aux termes capacitaires et fixes ?

## 4. Tarif : injection

- Décret tarifaire art 4 §2 16°

« les tarifs pour l'utilisation d'un réseau de distribution, applicables à des unités de production, peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE, tel une comparaison avec les pays voisins et en concertation avec l'ensemble des acteurs, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées. Dans la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau de distribution motive ces différenciations»

### ⇒ Propositions FEBEG:

- ⇒ A l'instar de l'article 86 pour l'électricité, introduire dans la méthodologie tarifaire l'obligation du benchmark pour calibrer les tarifs d'injection de gaz et les tarifs non-périodiques d'électricité et de gaz.
- ⇒ La procédure d'approbation des tarifs devrait prévoir explicitement la phase de concertation sur ces tarifs entre les GRD et les acteurs (tant pour l'électricité que pour le gaz, tant les tarifs périodiques que non-périodiques).

## 4. Tarif : injection gaz

- La FEBEG soutient le principe de dégressivité du tarif
- Elle plaide, dans l'intérêt de tous quant à la gestion de la cabine, pour maintenir en plus de la dégressivité un prix plafond comme c'est le cas actuellement dans les tarifs 2022 et 2023.

# Agenda

- 1 Préambule sur l'intérêt à réagir pour la FEBEG
- 2 Revenu autorisé
- 3 Indicateurs de performance
- 4 Tarifs
- 5 Divers

## 5. Remarques d'ordre pratique

- Afin de pouvoir finaliser sa réaction au projet de méthodologie tarifaire 2024–2028, la FEBEG souhaite être en mesure de prendre connaissance bien avant le 31 août 2022, des PV des réunions de concertation entre la CWaPE et les gestionnaires wallons de réseaux de distribution de gaz et d'électricité qui se tiendront notamment du 4 au 8 juillet, reprenant les arguments avancés par les différentes parties et les points d'accord et de désaccord constatés.
- La FEBEG reste à la disposition de la CWaPE pour approfondir au besoin certains éléments de sa réaction dans une rencontre bilatérale ou toute forme d'échange jugé opportun par la CWaPE.
- La FEBEG transmettra un avis écrit complet et détaillé dans le cadre de la consultation publique.



Merci pour votre attention