

**PROCES-VERBAL DE LA REUNION DE CONCERTATION ENTRE  
LA CWAPE ET ORES ASSETS ELECTRICITE ET GAZ  
Mercredi 06/07/2022 de 9h30 à 13h00 et de 14h00 à 15h30**

**Participants**

Stéphane Renier	Président	CWaPE
Thierry Collado	Directeur technique	CWaPE
Liana Cozigou	Directrice juridique	CWaPE
Francesca Stockman	Secrétaire générale	CWaPE
Pierre-François Henrard	Conseiller	CWaPE
Nathalie Dardenne	Conseillère	CWaPE
Jacqueline Servatius	Conseillère	CWaPE
Olivier De Breuck	Conseiller	CWaPE
Elise Bihain	Conseillère	CWaPE
Pierre-Yves Cornelis	Conseiller	CWaPE
Dominique Offergeld	Directrice Finances	ORES
Christophe Courcelle	Responsable régulation tarifaire	ORES
Nicolas L'Hoost	Chef de service contrôle de gestion	ORES
Nicolas De Coster	Directeur Corporate	ORES

## Ordre du jour

1. Présentation par ORES Assets de ses principales remarques ou observations concernant le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.
2. Echanges et discussion à la suite de la présentation d'ORES Assets.
3. Examen article par article du projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028.

## Compte-rendu

Stéphane Renier introduit la réunion en rappelant que celle-ci intervient dans le cadre de la phase de concertation et de consultation sur le projet de méthodologie tarifaire, qui se déroulera jusque fin du mois d'août. La CWaPE restera disponible pendant cette période, notamment pour répondre aux interrogations sur certains éléments.

Il rappelle que la raison d'être de cette concertation : il y a un certain nombre d'éléments qui peuvent être discutés et faire l'objet d'ajustements. La CWaPE s'est toutefois fixé quelques « lignes rouges » qu'elle ne franchira pas au risque de dénaturer complètement la méthodologie.

Liana Cozigou ajoute que certains éléments du projet devront faire l'objet d'une révision à la suite des dernières publications du Bureau du Plan.

### **1. Présentation par ORES Assets de ses principales remarques ou observations concernant le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>1</sup>**

Dominique Offergeld précise que la réunion de ce jour est conçue comme un échange sur le projet mais qu'il n'y aura pas d'accord donné par ORES à ce stade de la concertation. Il est intégralement renvoyé au courrier envoyé par ORES le 24 juin à la CWaPE et qui est joint à ce procès-verbal.

Elle mentionne également le délai d'analyse court. La CWaPE répond que le calendrier avec les différents milestones avait été fixé de commun accord avec les GRD.

ORES se concentrera aujourd'hui sur le revenu autorisé et les tarifs seront abordés vendredi.

Quatre grosses thématiques sont essentielles pour ORES :

1. Le travail de *Schwartz&Co* qui porte sur le FEC et le facteur X ;
2. L'enveloppe de base 2019-2020 ;
3. Les incitants mis en place par la CWaPE ;
4. La robustesse financière du modèle (Wacc).

---

<sup>1</sup> Les slides de cette présentation sont joints au présent procès-verbal.

Christophe Courcelle présente les commentaires d'ORES relatifs au travail de *Schwartz&Co* qui sont principalement :

Selon ORES, le travail de *Schwartz&Co* est la source principale de la motivation du projet de méthodologie. ORES avait compris sur base des échanges précédents avec le régulateur que c'était un des éléments qui allaient justifier le projet de méthodologie, mais force est de constater que c'est le seul élément.

Selon ORES, l'étude de *Schwartz&Co*, a été réalisée antérieurement à tout un nombre d'événements disruptifs (pandémies, événements climatiques, guerre en Ukraine, décision sur les véhicules thermiques). Le chiffrage est dépassé et l'impact est important.

ORES exprime ne pas avoir été entendue par *Schwartz&Co*, écouté un peu mais pas entendu. Selon ORES, toute une série de remarques n'ont pas reçu de réponse ou sont restées dans le vague. ORES a l'impression que *Schwartz&Co* lui a imposé un modèle sans dialogue constructif, sans construction commune autour de ce travail. A la lecture des PV des réunions, on ressent beaucoup de conflits des deux côtés mais il n'y a pas eu de construction commune.

ORES estime que les données sur lesquelles ce travail est basé ne sont pas fiables, homogènes et transparentes. Les calculs ayant mené au résultat n'ont pas été communiqués de manière détaillée. Les méthodologies utilisées n'ont pas été communiquées dans un premier temps puis ont été imposées malgré les contestations d'ORES.

Pour le FEC, selon ORES, des chiffrages ne peuvent pas être vérifiés. Lorsque c'est possible, c'est au prix d'efforts considérables d'ORES. ORES ne comprend pas pourquoi ils doivent essayer de reconstruire le travail de *Schwartz&Co* pour pouvoir le comprendre et pourquoi les fichiers de calculs n'ont pas été transmis.

ORES considère donc que les résultats sont contestables et ne peuvent être utilisés. Selon ORES, il y a plein de choses non vérifiables et certains chiffres non retrouvés. ORES demande de confirmer sur quoi porte la concertation. Est-ce que la CWaPE est ouverte à reconsidérer les travaux de *Schwartz&Co* et prendre en compte les remarques d'ORES ?

ORES souligne qu'ils ont formulé des remarques/questions fondamentales, auxquelles *Schwartz&Co* a répondu parfois de manière considérée dénigrante par ORES et, selon ORES, sans aucune adaptation du modèle. Selon la CWaPE les calculs de S&Co ont été adapté pour tenir compte des demandes de correction/remarques fondées d'ORES).

La CWaPE demande quelles remarques n'ont pas été prises en compte selon ORES. Pour la CWaPE, les remarques fondées d'ORES ont été prises en compte.

Christophe Courcelle répond qu'il y a une différence entre entendre et prendre en compte. Par exemple, en ce qui concerne le facteur X, selon ORES, tous les régulateurs utilisent plusieurs modèles tandis que selon ORES, *Schwartz* considère que son modèle est le meilleur.

Dominique Offergeld précise que, pour le facteur X, les données des GRD allemands paraissent obsolètes (elles datent de 2015-2016) alors que le monde a plus que changé entre-temps. Si on teste d'autres modèles, le résultat est fondamentalement différent.

Christophe Courcelle déplore qu'ORES ait dû déployer des moyens importants pour refaire/reproduire l'étude sans avoir les données de la part de la CWaPE. L'accès aux données des autres GRD utilisées pour calculer la frontière d'efficacité a été discutée et non rencontrée pour le moment. Pour le FEC, même les données d'ORES n'ont pas été transmises.

Dominique Offergeld ajoute que, avec un modèle de type DEA, les résultats pourraient être différents et que ce modèle est largement plus utilisé que le modèle Advanced Cols utilisé par *Schwartz&Co* dans la régulation. Selon ORES, prendre un modèle DEA permettrait de confronter les deux approches.

Thierry Collado relève que le modèle DEA avait justement été attaqué en justice par ORES lorsque la CREG l'avait utilisé.

Dominique Offergeld répond que le modèle DEA est pertinent dans la mesure où le nombre de variables utilisées est suffisant, ce qui n'était pas le cas lorsque l'usage du DEA par la CREG avait été contesté.

Liana Cozigou demande si le problème est la méthode ou le résultat.

Dominique Offergeld répond que ce sont les deux : une mauvaise méthode mène à de mauvais résultats.

Liana Cozigou poursuit que l'on peut comprendre que l'option retenue par la CWaPE est contraignante pour ORES. Toutefois, revenir sur la méthode représente trois années de travail. Or, il existe des arguments pour chaque méthode et un choix doit être posé à un moment.

Nicolas De Coster précise que, d'un point de vue pratique, le résultat est bien entendu le plus important puisqu'il a un impact direct sur la capacité d'ORES à exécuter ses tâches, ce qui n'enlève rien aux questionnements et réserves d'ORES sur la méthode. Si c'est une ligne rouge pour la CWaPE, cela a un impact sur les possibilités de réaction d'ORES. Il est nécessaire de savoir s'il y a une marge de manœuvre par rapport aux résultats de *Schwartz&Co*.

ORES n'a pas voulu faire un débat méthodologique ici mais constate qu'il y a des bonnes pratiques réglementaires qui n'ont pas été respectées.

Christophe Courcelle donne trois exemples de problèmes avec les résultats.

Le premier exemple porte sur l'hypothèse prise par *Schwartz&Co* pour le calcul du FEC qui prévoit un impact marginal du développement de la mobilité électrique sur les investissements de réseaux.

*Schwartz&Co* prend pour hypothèse que les recharges des véhicules électriques foisonnent tellement que leur addition ne pèsent que 5% sur la pointe d'un GRD. *Schwartz&Co* part des données d'ELIA qui voit ce foisonnement à un niveau hélicoptère sur le réseau et qui présume que tous les URD sont équipés de domotique, ce qui ne correspond pas à la réalité du réseau de distribution, d'un réseau basse tension et qui n'est pas cohérent avec les données de Fluvius qui prend un coefficient de 40 à 60% dans son plan d'investissement. Aujourd'hui, selon ORES, les réseaux sont dimensionnés avec un coefficient de foisonnement de 30%.

Le nombre de véhicules électriques n'est pas vraiment contesté car ce n'est pas ce critère qui pose majoritairement problème, mais, plus on avance dans le temps, plus les hypothèses sont dépassées. Il y a aussi un problème de temporalité, au-delà du problème de méthode.

Le deuxième exemple concerne le FEC et le fait qu'il n'est pas raisonnable de ne pas prendre en compte l'impact de l'intégration de la production décentralisée, alors que, selon *Schwartz&Co*, cette production décentralisée influence d'autres éléments (diminution de la pointe). *Schwartz&Co* considère que la consommation est présente au moment où les unités produisent, ce qui n'est pas le cas. Selon ORES, un sujet d'une telle importance mériterait une étude en soi pour l'étayer.

Ores s'attend à un boom du photovoltaïque jusque fin 2023 (fin de la compensation, flambée des prix de l'électricité) et au-delà, avec une nécessité de renforcement du réseau. Les demandes d'interventions en BT pour des problèmes de tension sont de plus en plus fréquentes et fondées. Le nombre de demandes de renforcement de compteur en BT augmente également.

L'injection de biométhane n'a pas été prise en compte non plus car le nombre de projets est faible mais le potentiel est important.

Le troisième exemple porte sur le facteur X qui aboutit à des facteurs d'efficacité déraisonnables et disproportionnés pour ORES.

ORES présente la trajectoire des charges nettes contrôlables accordées entre 2019 et 2028 en euros constants pour neutraliser l'effet de l'inflation puisqu'on ne devient pas plus efficace sur l'inflation. Le facteur X de 2019-2023 a déjà imposé une économie de 16 M€. Le facteur X qui serait applicable à ORES selon le projet de méthodologie pendant la période 2024-2028 représenterait 73M€ d'économie sur les coûts récurrents (effet cumulatif de la réduction de la première année et ainsi de suite, ce qui implique une économie structurelle sur toute la période).

ORES observe que le facteur X serait appliqué sur les amortissements. ORES indique ne pas avoir de marge de manœuvre sur cet aspect. Le seul champ d'action possible pour ORES sont les charges nettes contrôlables hors amortissements, sur lesquelles ORES devrait réaliser une économie annuelle de 7 à 9 %. Selon ORES, les économies structurelles ne pouvant pas être réalisées sur des projets (puisque ceux-ci permettent notamment la transition énergétique, et qu'il n'est donc pas envisageable pour ORES de ne pas les réaliser tous au regard des enjeux et un projet est une dépense conjoncturelle par nature) ou sur l'IT BaU (serveurs, outils), celles-ci devraient être opérées sur la masse salariale et représenteraient 730 ETP en moins sur 2300 à 2400 ETP (hypothèse de 100 000 €/an par ETP).

Dominique Offergeld demande si la CWaPE confirme la compréhension du projet de méthodologie par ORES et ses effets.

Elise Bihain répond qu'il va falloir analyser les chiffres avant.

Thierry Collado relève qu'ORES compare les budgets 2019-2023 aux budgets 2024-2028, mais les budgets 2019-2023 paraissent surévalués vu les bonus réalisés sur les années 2019 à 2021 déjà connues.

Dominique Offergeld répond qu'ORES ne dépense pas tout le premier jour et applique un principe de prudence. Sur une période tarifaire de 5 ans (2019-2023), il est normal d'adopter cette approche prudente en début d'exercice. C'est de la saine gestion selon ORES. En 2019, ORES considère avoir été prudente. Selon ORES, l'année 2020 n'est pas représentative en raison de la COVID, qui a également des effets sur 2021. Il convient d'attendre la fin de la période tarifaire. On ne peut pas tirer de conclusions de ce passé. ORES a regardé l'évolution de ses coûts et constate qu'ORES présente, dans le paysage wallon, une stabilité. Les bonus dégagés ont été mis en réserve pour permettre à ORES d'avoir une capacité d'autofinancement, ce qui est vertueux. La CWaPE ne peut pas conclure que parce qu'il y a des bonus, c'est mal. Selon ORES, plus de la moitié des bonus ne sont pas de la responsabilité d'ORES (résultent de la baisse historique et inhabituelle des coûts de financement). Pour la différence,

il y a aussi une partie liée à des comportements responsables, des réformes structurelles en interne, des gains en efficacité.

Christophe Courcelle ajoute qu'il n'y aura vraisemblablement pas de bonus en 2023. En outre, le facteur X s'applique sur une réalité de coûts et pas sur le budget. C'est très sévère. L'économie de 730 ETP est basée sur la réalité de 2021 et pas sur celle de 2023. La réalité 2021 n'est pas suffisante pour réaliser la transition énergétique et pas représentative.

Nicolas L'Hoost estime que, pour établir la méthodologie tarifaire, il faut se positionner au bon moment, indépendamment du passé. Il y a eu des bonus, mais il faut attendre la fin de la période en cours pour le dire. La méthodologie tarifaire doit s'appliquer à tous les GRD indépendamment de ce qui a été vécu sur la période régulatoire antérieure. L'étape méthodologique doit être plus agnostique et indépendante.

Elise Bihain précise que la volonté de la CWaPE n'est pas de corriger 2019-2023, de rattraper le passé, mais de partir des coûts réels, voir s'ils sont efficaces et raisonnables pour la prochaine période 2024-2028.

Dominique Offergeld répond que l'effort pour ORES est pire que 73M€ car les années 2019 et 2020 ne sont pas représentatives des cinq années de la période. ORES va devoir faire des économies sur des coûts qui sont déjà inférieurs à ceux que seront ceux d'ORES en 2023.

Selon ORES, dans les autres régulations européennes, les années de référence pour la détermination des charges nettes contrôlables de la période tarifaire suivante sont annoncées avant le début de la période tarifaire. .

Nicolas L'Hoost ajoute qu'il serait plus logique de prendre une période de cinq années comme référence ou de corriger le budget initial.

Nathalie Dardenne demande si ajouter la réalité 2021 serait une solution.

Dominique Offergeld répond que c'est à analyser. Une autre possibilité serait de prendre une période plus longue.

Nathalie Dardenne précise que si l'on prend d'autres années en compte, le facteur X devra être recalculé.

ORES estime que c'est justement le problème car, même si on revoit la référence de départ, la cible restera figée vu le facteur X (cf. problème avec la méthode et le résultat du calcul de l'efficience). Le résultat restera donc problématique.

Dominique Offergeld s'étonne du choix du premier décile qui revient à demander au GRD d'être aussi bon que le premier de la classe en 5 ans. Pourquoi pas le premier quartile ? la médiane ? pourquoi pas la moyenne de la classe ? Pourquoi pas sur plusieurs périodes ?

Elise Bihain revient sur le FEC et précise que la CWaPE n'est pas fermée à la discussion sur la pointe de charge des véhicules électriques ou sur les unités de production décentralisée s'il y a des autres analyses d'ORES.

Thierry Collado souhaite quand même émettre une réserve sur la manière dont il faut prendre en compte les études de FEBIAC et Climact. Celles-ci présentent une manière d'atteindre les objectifs fixés par le politique. Selon la CWaPE, cela ne signifie pas que c'est ce qui va arriver. Tout ne va pas arriver d'un coup, il faut que le tissu économique et industriel suive. Tout le monde veut faire la transition avec les mêmes moyens. La CWaPE veut bien discuter des scénarii et pourquoi pas prévoir une clause de révision/actualisation dans deux ans.

Nicolas De Coster répond qu'il y a deux manières de voir les choses : soit, prévoir un budget bas (ce qui est le cas du projet en l'état) et, si le besoin augmente, on reverra en cours de route, soit, prévoir la fourchette haute, ce qui permettrait d'aller vers le secteur en leur donnant un message clair qui permet aux investisseurs/entrepreneurs de planifier des engagements, quitte à ce qu'on revienne sur le montant octroyé si finalement trop élevé. Le GRD n'a pas vocation à faire des bonus. Effectivement, ce n'est pas parce qu'on réfléchit à des investissements qui doivent être faits, qu'ils vont pouvoir être faits (problèmes liés à la guerre, aux entrepreneurs). Il faut donc penser à des mécanismes correctifs pour le cas où. Il faut aussi prendre en considération que les marchés publics peuvent mettre jusqu'à 15 et 18 mois pour être effectifs.

Thierry Collado estime que, dans ce dernier cas, il faudrait des plans d'investissement plus précis que des enveloppes non nominatives qui ne permettent pas de se faire une idée. Il y a un besoin d'une plus grande granularité et de précisions sur les projets d'ORES.

Elise Bihain rappelle que le FEC a été introduit pour octroyer cette enveloppe complémentaire aux GRD pour assurer la transition.

Nicolas De Coster met en avant que le facteur X est disproportionné par rapport au FEC et au facteur qualité. Selon ORES, il anéantit toute possibilité de dégager des moyens pour la transition énergétique et la qualité et il y aurait un réel problème d'équilibre dans la pondération des variables du projet de méthodologie.

Liana Cozigou demande si le fait que la CWaPE prenne éventuellement les scénarii des GRD pour le FEC pourrait répondre au problème constaté.

Christophe Courcelle répond que les trois scénarios de *Schwartz&Co*, en ce compris le scénario « GRD », n'émanent pas totalement des GRD, à part les hypothèses de volume qui sont quant à elles plus en ligne, mais datent de 2020. Le coefficient de foisonnement et les autres hypothèses imposées par *Schwartz&Co* même dans le « scénario GRD », restent problématiques. Le modèle de *Schwartz&Co* appliqué aux hypothèses du scénario GRD ne suffit donc pas.

Nicolas L'Hoost présente les commentaires d'ORES relatifs à l'enveloppe de base dont la référence sont les années 2019-2020. ORES peut difficilement vivre avec les moyens accordés. En 2019-2023, on parlait aussi d'une réalité, mais on tenait compte d'éléments nouveaux (du prospectif). Ici, on parle d'une réalité, mais qui est obsolète par rapport à la réalité d'aujourd'hui et pas représentative pour les éléments déjà évoqués précédemment (effet de « prudence » en début de période tarifaire et impact de la crise sanitaire).

Nicolas L'Hoost demande si les données sur les OPEX contrôlables du passé, reprises dans la motivation, ont été retraitées (comparatifs 2015 à 2020). Entre 2015-2020, les coûts sont stables chez ORES, tandis que d'autres GRD ont eu des variations ou une pointe notamment sur 2019.

Elise Bihain répond qu'il y a eu un retraitement, notamment l'ajout des OSP qui sont maintenant contrôlables.

Nicolas L'Hoost s'étonne qu'il y ait bien eu ce retraitement sur les OSP car il y a des coûts difficiles à extraire et, à côté de cela, la CWaPE dit qu'il est difficile de retraiter ces années 2015-2017 pour justifier le choix de 2019-2020.

Elise Bihain rappelle que c'est la prise en compte de 2019-2020 qui est la plus favorable à l'ensemble des GRD. La moyenne ORES sur cinq ans est inférieure à la moyenne retenue en prenant 2019-2020.

Christophe Courcelle considère que la sensibilité à la variation 2019-2020 est plus élevée pour ORES que pour les autres GRD. Le *revenue cap* fonctionne sur une période globale, pas si on saucissonne année par année. Le GRD doit gérer son budget sur cinq ans et la CWaPE regarde isolément les deux premières années. Ce n'est pas correct. Selon ORES, le saucissonnage entraîne une régulation instable : un plafond des coûts contrôlables a été fixé pour les années 2019 à 2023 sur la base des règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et de l'estimation budgétaire d'ORES pour l'année 2019. Les coûts réels d'ORES sont inférieurs au budget des premières années de la période régulatoire 2019-2023. Malgré ce constat, ORES est qualifiée d'inefficient.

Elise Bihain mentionne la possibilité de remonter à un historique de cinq ans (2017-2021).

Christophe Courcelle évoque la difficulté pour le GRD d'agir sur les paramètres qui définissent le facteur x (réseaux HT (pas d'output) et souterrains).

Dominique Offergeld ajoute que la variable d'output est incompréhensible. Par exemple, la HT a été prise en compte pour l'AIESH. ORES n'en a pas. Les investissements ne sont pas considérés comme outputs, alors qu'ils ont un sens : à titre d'exemple e-cloud, intelligence artificielle, service client. C'est peut-être inefficent mais ça a du sens. Qu'est-ce qu'un GRD efficient ? Celui qui a les meilleurs coûts de câbles ? ORES a une vision plus large du rôle du GRD, plus ambitieux et innovant que le modèle *Schwartz&co*. *Schwartz&Co* qui ne tient absolument pas compte de la qualité du réseau et des services, pénalise l'investissement, et ce alors que le décret l'impose. ORES délivre un service de qualité. Le modèle tel qu'il est appliqué est vraiment une pénalité pour le GRD qui a investi, surtout à l'heure de la transition énergétique. Il ne tient pas compte de la qualité et de la transition énergétique. Il prend uniquement en compte les km de ligne.

Elise Bihain répond qu'on ne peut pas dire que les autres GRD n'ont pas investi.

Nicolas De Coster relève que tous les autres paramètres non retenus ne permettent pas d'améliorer l'efficience alors qu'ORES investit beaucoup sur d'autres éléments que sur les paramètres retenus hors réseau HT.

Stéphane Renier conteste le dernier paragraphe du *slide* « Année de départ 2019-2020 (2) ». ORES ne peut pas affirmer qu'il y ait eu une concertation constructive sur le plan industriel à laquelle la CWaPE n'aurait pas donné de suite. Il n'y a eu effectivement que la présentation de *Climact*, mais rien de chiffré, de précis sur le plan industriel.

Nicolas De Coster reconnaît que les mots peuvent paraître mal choisis. Ores a présenté au régulateur un certain nombre de réflexions sur l'impact de la transition énergétique et aurait souhaité discuter de ceux-ci avec la CWaPE préalablement au projet de méthodologie même si ce n'était pas encore un plan industriel complet et détaillé au sens où la CWaPE l'entend. Les termes traduisent la frustration d'ORES de ne pas avoir eu de réaction de la CWaPE sur ces grands principes-là et sur la manière dont les échanges avec *Schwartz&Co* se sont passés. La volonté d'ORES était de pouvoir discuter avec le régulateur en amont du projet de méthodologie sur les grands objectifs sociétaux, et en corolaire des objectifs des GRD, à l'horizon 2024-2028, et il y a à cet égard un sentiment de ne pas avoir été entendu, ni par *Schwartz&Co* ni par la CWaPE. La CWaPE rétorque qu'elle a volontiers entendu attentivement



ORES mais elle répète que le projet de plan présenté récemment via quelques slides par ORES et Climact est encore très vague, peu étayé et peu chiffré.

Thierry Collado précise que le processus d'élaboration du projet de méthodologie était tellement avancé à ce moment-là, début mai, qu'il était un peu compliqué sur la base de cette présentation et de ces quelques *slides*, d'adapter ou de réagir. La CWaPE relève que le plan d'adaptation rentré n'est pas convaincant. Cela manque encore d'éléments probants et il y a un décalage entre le budget et la réalité pour certains investissements : ORES demande en effet un budget, or les investissements sont payés par le client. Encore une fois l'on voit aussi apparaître la conversion du 3x230 en 3N400, mais la motivation est insuffisante selon la CWaPE.

Nicolas L'Hoost conclut les remarques d'ORES sur les années de départ en rappelant qu'ORES a volontairement été prudent au cours de ces années et a eu raison car il faut à présent couvrir une inflation supérieure à celle prise en compte par la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Elise Bihain demande si ORES a des réflexions par rapport à l'inflation, des analyses sur des mécanismes qui permettraient de couvrir une forte augmentation ou une forte diminution.

Christophe Courcelle répond que ce n'est pas l'intention d'ORES de générer un bonus sur l'inflation. Une révision en *ex post* annuellement est envisageable.

Liana Cozigou précise que ce qui est important dans la réflexion est d'avoir quelque chose de pérenne qu'on ne veuille pas à chaque fois changer en fonction de la situation au moment de l'élaboration de la méthodologie.

Dominique Offergeld mentionne également comme possibilité une révision lorsque l'on s'écarte d'un couloir/seuil annuellement ou par période.

Christophe Courcelle présente les commentaires d'ORES relatifs aux incitants mis en place par la CWaPE.

Le projet fait peser des risques très importants sur le GRD. La meilleure réponse au modèle de la CWaPE, selon ORES, serait d'arrêter d'investir et de dégrader la qualité. Le projet de méthodologie s'assimile, selon ORES, à un modèle de minimisation des coûts.

Même si ORES parvenait à respecter toutes les contraintes, ce GRD estime que

- S'il dégage un bonus et qu'une nouvelle OSP lui était imposée, ORES ne pourrait pas prétendre à une révision de son budget (ce qui est contraire au décret tarifaire) (article 52, §3), alors que le GRD qui aurait un malus pourrait avoir un budget complémentaire.
- En cas de bonus récurrent et significatif, il pourrait y avoir une révision du revenu autorisé à la baisse (art. 52, §1<sup>er</sup>, 5°).

Selon ORES, il n'y a donc pas d'incitant pour le GRD à s'adapter au modèle puisque tout bonus pourrait lui être confisqué.

Quant à la prise en compte de la qualité, ORES relève que le GRD atteignant une haute qualité est doublement pénalisé. La qualité n'est pas prise en compte dans le facteur x mais, avec le terme qualité, ORES doit faire en sorte de maintenir une qualité plus élevée que les autres – et donc être ultra-performant, sous peine de malus. Il n'y a donc pas de juste équilibre atteint entre la qualité des services et le niveau des coûts.

Le terme qualité étant très faible le GRD a intérêt à baisser sa qualité de service car la pénalité éventuelle est faible par rapport à l'efficacité qui elle est très pénalisante.

Liana Cozigou demande si la remarque d'ORES porte sur le poids de l'incitant en début ou en fin de période.

Christophe Courcelle répond que c'est sur l'ensemble de la période. Par exemple, pour le SAIDI, ORES est le meilleur GRD et ne reçoit pas de montant significatif s'il maintient son objectif.

Jacqueline Servatius demande si ORES a des pistes pour la qualité, notamment par rapport à une comparaison avec une moyenne régionale ou l'atteinte du meilleur résultat des 5 GRDS wallons (par exemple SAIDI propre du REW de 10 min) ?

Christophe Courcelle propose la prise en compte de la qualité dans le calcul du facteur x, comme le décret tarifaire l'impose selon l'interprétation d'ORES. Pour le terme qualité pris isolément, il n'y a pas de réponse à ce stade, peut-être des moyennes européennes, régionales. ORES va examiner s'il y a des pistes.

Quant à l'indice santé, ORES estime que l'indexation fixée à l'indice santé prévisionnel est un facteur x supplémentaire (*slides* sur la décorrélation entre l'évolution de la masse salariale et l'évolution des coûts des entrepreneurs par rapport à l'indexation sur base de l'indice santé). En élaborant une projection de la masse salariale à ETP 2019 constant (*Manpower planning actuel*) et en lui appliquant l'indice santé, cela ne couvre pas l'indexation salariale.

Thierry Collado demande si ORES a une proposition à ce sujet.

Christophe Courcelle propose de majorer l'indice santé d'un certain pourcentage, comme cela se fait dans d'autres pays. Les indexations des marchés avec les entrepreneurs augmentent plus rapidement encore que l'indice santé avec des seuils de révision : (2018) +14,79% par rapport à un indice santé à 1,77% ; (2022) + 0,99% par rapport à 7%. L'année 2022 doit être considérée comme non représentative en raison de révisions de marchés en cours.

Quant au risque lié à l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz, Christophe Courcelle explique que pour le moment, ORES clique au-dessus du couloir et court après les augmentations sur ENDEX. Le modèle du couloir fonctionne en stabilité de prix. Avec des grosses évolutions comme maintenant, le couloir ne reflète pas cela. Il conviendra de tenir compte de primes de risques majorées par les fournisseurs.

ORES explique qu'aujourd'hui ils évaluent *grosso modo* à 40 MEUR de malus en 2022 l'impact de ces cliques hors couloir et à peu près à 70 MEUR sur deux ans. Sur une période s'étalant de janvier à novembre, ORES doit normalement cliquer 21 fois car révision de contrats. Aujourd'hui ils ont cliqué 30% du volume. ORES est passé de 42 EUR/MWh en début de contrat à 250 EUR/MWh aujourd'hui.

Nathalie Dardenne répond qu'ORES n'est pas le seul GRD à évoquer cette problématique des couloirs de prix à l'heure actuelle. La CWaPE est ouverte aux propositions, par exemple, prendre une période de référence moins éloignée, ou prévoir un point pivot qui impliquerait un mécanisme correctif.

Dominique Offergeld présente les commentaires d'ORES relatifs à la robustesse financière du modèle.

ORES fait référence à la présentation *Tandem* qui a déjà été fait et souhaite insister sur le volet capacité d'autofinancement. La robustesse financière des GRD est fortement mise en péril par le projet. La marge bénéficiaire équitable en forte diminution, accompagnée de la dégressivité de la rémunération sur la plus-value de réévaluation, a un impact important sur la capacité d'autofinancement d'ORES (réduction de plus de 30%).

ORES a calculé un point d'inflexion – moment à partir duquel ORES court un risque pour la couverture des charges réelles d'endettement.

Le risque est que, compte tenu de la comparaison entre distribution/ELIA et FLUXYS (*slide* « La robustesse financière du modèle (2) »), les moyens publics soient alloués prioritairement vers d'autres projets plus attractifs. Les actionnaires des GRD sont aussi actionnaires du GRT et participent aux projets éoliens. Les communes pourraient allouer majoritairement au transport ou à l'éolien, par exemple. Tant Elia que Fluxys bénéficient d'un taux sans risque plus avantageux combiné à une logique d'embedded costs et à un gearing réel ; ce qui est plus favorable aux investisseurs. Si le GRD a besoin de capitaux supplémentaires, il ne les obtiendra pas. Il sera en quelque sorte le parent pauvre et la régulation empêcherait ici l'arrivée de nouveaux capitaux publics.

Les conditions de marché actuelles sont exceptionnelles, avec une plus forte volatilité que par le passé. Fixer aujourd'hui des paramètres pour la période 2024 jusque 2028 est plutôt imprudent compte tenu de cela. Il y a une incertitude sur les taux d'intérêt : la hausse est certaine, mais on ne connaît pas l'ampleur de cette hausse qu'ORES vit déjà aujourd'hui. C'est en tout cas déjà supérieur à ce qui est prévu actuellement dans le projet de méthodologie tarifaire, ce qui fait courir un risque pour les GRD qui n'ont aucune maîtrise sur leurs taux d'intérêt. Il y a une grande variation entre le taux sans risque proposé dans le projet et la valeur actuelle de ce taux (passage de 0,98% à 2,003% le 4/7/2022).

La transition énergétique nécessite de l'investissement en fonds propres et de pouvoir recourir à une capacité de financement. Si le WACC se réduit, cela pèse sur la capacité d'autofinancement et dégrade la hauteur des fonds propres, diminuant l'attractivité pour l'investissement public. Cela dégrade le profil de risque d'ORES et remet en question l'accès au marché des capitaux.

ORES présente, à titre d'exemples, les prévisions d'ING *Global markets analysis 4-7-2022* et l'opération réalisée par Fluvius (avec un *rating* de la Région flamande meilleur que celui de la Région wallonne - *Rating* probable ORES serait A-) qui illustrent les réalités de marché aujourd'hui, supérieures à ce que prévoit le projet (voir *slides*). Le taux OLO proposé ne rencontre pas la réalité de marché.

Bien entendu ORES a un taux de financement moyen plus faible actuellement. ORES a connu des années plus favorables en 2019-2021, mais il y a des besoins de financement en 2022-2023, qui interviendront à ces conditions moins favorables (nouvelles conditions de marché). Si ORES doit emprunter à partir d'aujourd'hui à des conditions dans la lignée de l'opération de Fluvius (à un taux de 4%), le point d'inflexion sera atteint dès 2024. La dette moyenne d'ORES atteindra alors 1,7%. Pour rester dans le taux du projet de méthodologie, ORES devrait emprunter à plus courte échéance encore pour obtenir ces taux (sur la base des taux d'avril, il fallait qu'ORES s'endette avec une maturité inférieure à cinq ans). ORES devrait dans un tel cas de figure refinancer à deux reprises sa dette au cours de la période réglementaire.

ORES présente également l'exemple de la Flandre : Fluvius verrait le coût de la dette adapté pour couvrir les dettes nouvelles (taux de 2,14%) et se voit appliquer un Wacc de 4,08% plus bas mais les communes sont compensées par le Gouvernement flamand. ORES rappelle que la VREG a adopté un WaCC bas en vue de freiner la cession à des investisseurs tiers, de type investissements de fonds étrangers.

Jacqueline Servatius demande à ORES de transmettre les fichiers de calcul de ce point d'inflexion qui doit être en lien avec la présentation aux investisseurs 2021 disponible sur le site d'ORES, à savoir un taux d'intérêt moyen de 1,39 % et une sensibilité du portefeuille d'emprunt de 0,01 % à une variation des taux de 1 %.

En ce qui concerne le cout moyen pondéré du capital Jacqueline Servatius confirme que la CWaPE analysera les études Tandem et Oxera sur les paramètres de marché et précise que l'historique des GRD devrait également être pris en compte. Afin de trouver un juste équilibre entre l'URD, le GRD et les actionnaires, le cout moyen pondéré du capital doit répondre d'une part aux attentes du marché (continuité des principes 2019-2023) et d'autre part tenir compte des données objectives et réelles du portefeuille d'emprunts des GRDs afin de ne pas faire doublement supporter une charge à l'URD.

En effet, le cout moyen pondéré du capital tel que proposé par la méthodologie tarifaire 2019-2023 est au-dessus des attentes du marché et génère un gain (en surplus (ou en déduction) des bonus (ou des malus) tarifaires). Selon la CWaPE, une gestion saine et prudente de ce profit devrait permettre de diminuer les besoins en investissements pour la période 2024-2028. Par conséquent, à côté de l'analyse purement centrée sur les paramètres de marché du cout moyen pondéré du capital, la CWaPE souhaite analyser les besoins de financement estimés pour la période 2024-2028 ainsi que la sensibilité des portefeuilles d'emprunt à une variation des taux d'intérêt. Pour ce faire, la CWaPE demande au GRD de lui transmettre un fichier détaillant :

- 1) Les besoins de financement pour la période 2024-2028 scindé en :
  - a. Remboursement d'emprunt arrivant à échéance et n'ayant pas fait l'objet de remboursement par tranche ;
  - b. Investissements estimés pour la période 2024-2028.
- 2) La détermination de la sensibilité du portefeuille d'emprunts actuel à une variation des taux d'intérêt. En effet, la durée et le type d'emprunt peut être insensible à une remontée des taux (exemple : taux fixe). Les choix du GRD ont donc un impact sur leur exposition au risque financier de remontée des taux d'intérêt.
- 3) L'utilisation des gains générés par la différence entre les charges financières réellement supportées par le GRD pour la période 2019-2021 et le cout de la dette de la méthodologie tarifaire 2019-2023 supporté par l'URD. Ce montant (de l'ordre de 70 M€ viendra en déduction des besoins de financement.

Dominique Offergeld précise que 70 millions d'euros n'est pas un montant significatif compte tenu des besoins de financement d'ORES.

Jacqueline Servatius demande s'il existe des accords en termes de répartition entre dividende distribué et de résultat mis en réserve pour financer les actifs immobilisés du GRD.

Dominique Offergeld répond que comme présenté dans les ex post, la convention d'actionnaires valable jusque 2023 fixe le niveau optimal de fonds propres (minimum 40 %), la politique de dividendes (pay-out ratio fixé à 70 % de la rémunération équitable, donc 30% de la REMCI va en réserve) et prévoit que tous les bonus sont mis en réserve pour permettre une augmentation de la capacité d'autofinancement. A l'heure actuelle, le conseil d'administration n'a pas l'intention de distribuer les bonus dégagés au sein d'ORES.

Christophe Courcelle propose d'envisager un modèle avec la rémunération de la dette historique à un certain taux et la nouvelle à un autre.

Dominique Offergeld mentionne quant à elle la possibilité de mettre en place un couloir de taux de rémunération accompagné d'un mécanisme de révision de cout moyen pondéré du capital (à la hausse ou à la baisse) si on sort de ce couloir

La CWaPE répond que ce sont effectivement des pistes à analyser.

Dominique Offergeld aborde la plus-value de réévaluation. Se pose d'abord la question de savoir sur quoi porte exactement la dégressivité : la plus-value historique ou la plus-value iRAB ?

Dominique Offergeld fait part de l'analyse réalisée par ORES d'un point de vue purement comptable. Le fait de supprimer ou faire un *phasing out* de la rémunération sur cette plus-value a un impact énorme au plan comptable car les normes comptables imposent de tenir compte, pour la valorisation d'un actif, de la valeur d'utilité qui est basée sur la valeur des *cashflows* futurs. Cela signifie pour ORES qu'il y aurait une dépréciation à acter sur la valeur de leurs actifs jusqu'à 500 M€. Les fonds propres seraient donc réduits de 500 M€, aussi bien selon les normes comptables documentées belges (2010/15) qu'internationales (IAS 36 et IAS 16) (encore plus rapides). En IFRS, si la méthodologie est publiée en novembre 2022, ORES devrait déjà acter un impact partiel dans les comptes 2022. ORES documentera ces éléments pour le 31 août.

Moins de fonds propres signifie un profil de risque fondamentalement modifié, ce qui sera reflété dans la prime de marché.

Elise Bihain demande si FLUVIUS a dû acter une dépréciation.

ORES n'est pas en mesure de répondre.

Nicolas De Coster résume les grands messages d'ORES sur le projet de méthodologie :

- Le projet de méthodologie n'est pas conforme au décret tarifaire et au décret électricité/gaz.
- Le modèle tel qu'il est prévu, est axé sur une minimisation des coûts et des investissements, ce qui se fera au détriment de la qualité de services, des besoins nécessaires pour mettre en œuvre la politique de transition énergétique, de la résilience et du renforcement de l'indépendance énergétique par rapport aux autres pays lesquels sont inscrits dans le décret et dans les récentes décisions au niveau européen. Le projet de méthodologie s'oppose donc aux orientations de politique générale.
- Il y a une rupture par rapport à la méthodologie précédente, alors qu'il y a une exigence de continuité dans le décret. ORES subirait une baisse drastique de ses moyens, ce qui n'est pas conforme à l'exigence de stabilité.
- ORES demande une certaine stabilité par rapport à la période régulatoire précédente pour poursuivre un ensemble de réalisations (transposition du *clean energy package*, mise en œuvre du partage d'énergie, mise en place de quatre plages tarifaires, compteurs communicants...) et permettre la transition énergétique. Cela n'empêche pas de parler d'efficacité, mais ici, il y a une rupture qui va empêcher de réaliser la transition énergétique et met un terme au modèle d'ORES notamment sur l'accompagnement des « client » et du marché (nouveaux services etc). ORES constate que l'on s'oriente vers un modèle low-cost.

- ORES propose une réelle concertation avec la CWaPE sur les impacts de la méthodologie tarifaire et sur le plan industriel présenté, pour faire bouger des éléments dans le projet de méthodologie afin de rester dans une continuité. ORES a le sentiment qu'il y aurait une autre voie possible : un niveau d'efficacité réaliste et une réelle prise en compte des enjeux de la transition énergétique. La volonté d'ORES n'est pas d'aller vers des budgets et des tarifs qui explosent.

Sans modification du facteur x, les conclusions d'ORES resteraient probablement les mêmes, même si les autres paramètres bougent.

## **2. Échanges et discussion à la suite de la présentation d'ORES Assets**

Un échange a lieu autour du FEC et du facteur X. ORES va chiffrer les différents éléments cet été et les communiquer pour le 31 août 2022. Sur l'ensemble en gaz, à titre d'exemple, ORES souffrira une baisse de 46% sur ses coûts contrôlables puisque le facteur X s'applique aux charges nettes d'investissement, alors même que l'on va entrer dans une phase d'investissement massif avec la Transition énergétique.

L'étude Tandem a été actualisée avec notamment une prise en considération de dispositions européennes en matière de financement durable (directive CSRD) et de taxonomie. A cet égard, la proposition de suppression des 0,15% de coût de transaction pose question, car ORES a des obligations de second opinions – notations non financières – avec un coût important. Dans ce cadre aussi, ORES devra produire un rapport de durabilité soumis à réviseur avec le cas échéant des sanctions à la clef. Ces nouvelles obligations engendrent des coûts.

La CWaPE rappelle l'importance de fournir des informations étayées sur les différents points pour permettre de travailler le plus rapidement possible sur celles-ci. Il serait également bienvenu que l'étude Tandem actualisée parvienne rapidement à la CWaPE.

## **3. Examen article par article du projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028**

ORES aborde uniquement les articles sur lesquels il y a des remarques/questions préliminaires à ce stade. Les commentaires finaux sur l'ensemble du projet de méthodologie seront repris dans le document final à transmettre pour la fin août.

## Titre I. Généralités

Chapitre	Section	Article	Echanges
Objet et définitions	Art 3, 16 à 18°	1 à 3	<p><b>Article 3, § 3.</b> <i>Sous réserve de modification des décrets et règlements précités, il convient d'entendre par :</i></p> <p><b>16°</b> « plus-value iRAB » : <i>différence positive entre la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telle que fixée au 31 décembre 2001 pour l'électricité, au 31 décembre 2002 pour le gaz, et la valeur comptable nette amortie des immobilisations corporelles régulées au 31 décembre 2001 pour l'électricité, au 31 décembre 2002 pour le gaz ;</i></p> <p><b>17°</b> « plus-value indexation historique » : <i>valeur d'acquisition indexée jusqu'au 31 décembre 2001 des immobilisations corporelles régulées des 30 dernières années à laquelle est soustraite les amortissements de la valeur indexée tels qu'ils figurent dans le bilan des GRD ;</i></p> <p><b>18°</b> « plus-value de réévaluation » : <i>il s'agit de la somme de la « plus-value iRAB » et de la « plus-value indexation historique » ;</i></p> <p><b>Remarques ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur quoi porte exactement le WACC' ?</li> <li>- Demande de précisions concernant le traitement de la plus-value historique (notion qui avait à l'époque une connotation légale).</li> <li>- Point d'attention : le traitement de cette plus-value n'est pas identique pour l'ensemble des GRD.</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le WACC porte sur la plus-value historique et la plus-value iRAB.</li> </ul> <p><b>Réponse ORES :</b> Dans le cas d'ORES, lorsque la plus-value iRAB a été comptabilisée, elle a incorporé la plus-value historique.</p>
Les principes de détermination des tarifs		4 à 7	<p><b>Article 6.</b> <i>§ 1er. Le revenu autorisé, tel que proposé par les gestionnaires de réseau de distribution, inclut le budget des produits issus des tarifs non-périodiques.</i></p> <p><i>§ 2. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, les tarifs non-périodiques de distribution sur la base d'une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre III de la présente méthodologie.</i></p> <p><b>Remarques ORES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le RA intègre le produit des TNP. Il y a décorrélation entre l'évolution des TNP (indexation) et les règles d'évolution du RA. Risque potentiel sur les volumes des TNP ?</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"><li>- Les interventions « client » augmentent fortement mais ce n'est pas pour cela que les investissements diminuent. Il y a un décalage entre le brut et le net qui s'accroît d'année en année. La RAB n'augmente donc pas aussi vite que les investissements bruts qui 'drivent' les besoins en personnel et entrepreneurs.</li></ul> <p><b>Précision CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Sont visés dans la disposition les produits d'investissement ; cette approche est la même qu'actuellement dans la méthodologie tarifaire 2019-2023.</li><li>- S&amp;Co repose sur l'investissement net.</li></ul>
--	--	--	--



## Titre II. Le Revenu Autorisé

Chapitre	Section	Article	Echanges
Les éléments constitutifs du RA	Les charges nettes opérationnelles	12	<p><b>Article 12.</b> § 1er. <i>Sont qualifiés de charges et produits opérationnels non contrôlables, les éléments suivants :</i></p> <p><i>8° la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable, plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure ;</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Demande des précisions quant à l'asymétrie de calcul de la charge fiscale en cas de bonus ou de malus ? Règle applicable en cas de malus ? Quel serait l'impact si un bonus est dégagé en application du terme qualité ?</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas de malus, c'est la charge réelle qui est répercutée dans les tarifs car la CWaPE ne souhaite pas faire payer une charge fiscale fictive à l'URD.</li> <li>- La CWaPE souligne que « le terme qualité » n'est pas un bonus, mais un solde réglementaire avec une évaluation ex post (pas budgété ex ante).</li> </ul>
Les éléments constitutifs du RA	Les charges nettes opérationnelles	13	<p><b>Article 13.</b> <i>Les charges et produits opérationnels qui ne sont pas considérés comme non contrôlables en vertu de l'article 12, sont considérés comme des charges et produits opérationnels contrôlables</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Concernant la définition des coût contrôlables, le GRD attire l'attention sur la prise en compte des « impayés » ; le GRD met en œuvre toutes les procédures de recouvrement mais il n'a pas de prise sur le paiement effectif par le client. Les impayés en cas de faillite d'un fournisseur ne peuvent pas être considérés comme du contrôlable. Il subsiste donc un risque réel pour le GRD.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE précise que le risque lié aux impayés a déjà été abordé par d'autres GRD et qu'il est demandé aux GRD de formuler une clarification des termes «</li> </ul>

			impayés irrécouvrables ». La proposition ne doit pas déresponsabiliser le GRD de faire toutes les démarches pour récupérer l'impayé (responsabilité du GRD par rapport au contrat d'accès). Le régulateur analysera les propositions et une évolution de la disposition pourrait être envisagée.
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	17 à 19	<p><b>Article 17.</b> § 1er. La base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation des gestionnaires de réseau de distribution se compose de la valeur nette comptable des éléments suivants, pour autant qu'ils fassent partie de l'activité régulée du gestionnaire de réseau et qu'ils soient approuvés par la CWaPE :</p> <p>1° les immobilisations corporelles ;  2° les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1er janvier 2014);  3° les immobilisations en cours.</p> <p>§ 2. La valeur nette comptable d'un actif (VNC) est la valeur brute de cet actif (prix d'achat ou coût de revient, par exemple), minorée du montant des amortissements ou des dépréciations, des interventions de tiers et des subsides.</p> <p>§ 3. Le montant annuel des amortissements des actifs régulés est déterminé conformément à l'article 23.</p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La mécanique actuelle (ex post et rapports réviseurs) est-elle suffisante pour approuver la valeur de la RAB ?</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aucune modification par rapport aux pratiques actuelles (méthodologie 2019-2023) ; pas de formalité supplémentaire prévue.</li> </ul>
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	20	<p><b>Point 3.4.1. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation – article 20</b></p> <p><b>Remarques ORES :</b></p>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- On parle de plan d'adaptation ici en disant qu'ils doivent être approuvés mais il y a une décorrélacion entre la régulation tarifaire et les plans d'adaptation (le plan comprend des clauses de réserve relatives aux années N+1 et s.).</li> <li>- D'un point de vue budgétaire, investissement RA qui n'a rien avoir avec plan d'adaptation. Pourquoi demander réconciliation entre les deux par la suite ?</li> <li>- Envisager une corrélation dans l'avenir avec le plan industriel - Le GRD propose que B2024-2028 ne soit pas basé sur R2019-2020 mais sur le plan industriel.</li> <li>- Quelles sont les conséquences si le plan d'adaptation ne devait pas être approuvé ?</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cette disposition peut en effet créer une difficulté telle que rédigée actuellement. Le PA est établi en concertation avec le régulateur et il n'y a pas d'approbation formelle du PA. On pourrait imaginer une approbation pour le tarifaire. L'idée est que les trajectoires se rejoignent et que le revenu autorisé couvre au moins le plan d'adaptation. Peut-être que la référence faite ici au plan d'adaptation n'est pas idéale. Il y a sans doute un travail de reformulation à faire.</li> <li>- La CWaPE est consciente du problème de temporalité (PA soumis avec réserve pour la prochaine période régulatoire). Dans le cadre du plan industriel, la CWaPE suppose qu'il y aura meilleure vision.</li> <li>- La disposition porte sur la valeur RAB pour la marge équitable. Cela ne concerne pas le budget des coûts contrôlables.</li> </ul> <p><b>Proposition :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE invite ORES à proposer une piste de solution pour résoudre ce point (un plan d'investissement à part pour RAB ?).</li> <li>- Une adaptation de la disposition peut être envisagée.</li> </ul>
Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	28	<b>Article 28, § 3. Le coût moyen pondéré du capital est formulé comme suit :</b>
			$CMPC = \frac{E}{E + D} * k_E + \frac{D}{E + D} * k_D$
			<u>Avec :</u>

<i>Composante</i>	<i>Sous composante</i>	<i>Définition</i>
	<i>E</i>	<i>Capitaux propres</i>
	<i>D</i>	<i>Dette</i>
<i>k<sub>D</sub></i>	<i>Coût de la dette <math>k_D = r_f + d</math></i>	
	<i>r<sub>f</sub></i>	<i>Taux sans risque</i>
	<i>d</i>	<i>Prime de risque crédit, compensant le risque de défaut</i>
<i>k<sub>E</sub></i>	<i>Coût des capitaux propres <math>k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)</math></i>	
	<i>r<sub>f</sub></i>	<i>Taux sans risque</i>
	<i>β<sub>e</sub></i>	<i>Bêta des capitaux propres, couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD</i>
	<i>k<sub>m</sub> - r<sub>f</sub></i>	<i>Prime de risque de marché</i>

**Remarque ORES :**

- Changement de définition du D qui est devenu dette au lieu de « dette financière » dans la méthodologie actuelle. La notion est bien différente. Le GRD demande la motivation de cette modification.

**Réponse CWaPE :**

- La CWaPE précise qu'il n'y a pas de volonté de modifier la définition ; le terme « financière » sera rajouté

Les éléments constitutifs du RA	La marge équitable	29	<p><b>Article 29.</b> <i>Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation calculé conformément à l'article 28 est fixé ex ante pour la période régulatoire 2024 à 2028, et n'est pas revu ex post</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas de révision ex post (point discuté lors de la présentation).</li> </ul>
Les éléments constitutifs du RA	Le terme qualité	32 et 33	<p><b>Section 4 : le terme qualité</b></p> <p><b>Remarque ORES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Revient sur les échanges et les remarques formulées pendant la présentation.</li> </ul>

Les éléments constitutifs du RA	Le terme qualité	34	<p><b>Article 34, § 2.</b> <i>Les GRD définissent ensemble, dans un document commun, accompagnant leurs propositions de revenu autorisé pour la présente période régulatoire, un plan d'action visant à leur permettre de collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises pour les indicateurs de qualité visés aux points 4° à 9° de l'article 32.</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données provenant du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 4° à 7° de l'article 32), le plan d'action doit être conforme aux plans d'actions convenus par chaque GRD avec la CWaPE suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision de la CWaPE référencée CD-21b11-CWaPE-0482).</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 8° et 9° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci devront être rapportées à la CWaPE au plus tard à partir du 31 décembre 2023 (données à partir du 1er janvier 2023) de manière à ce que les indicateurs visés puissent être utilisés dans le calcul du terme « qualité » à partir de l'année 2028.</i></p> <p><i>En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité et disponibles auprès du Service Régional de Médiation pour l'Energie (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 2° et 3° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci sont d'ores et déjà disponibles auprès de la CWaPE.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE transfère sa responsabilité sur les GRD et fait peser la conformité des données d'un GRD sur les autres.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cela ne concerne que les indicateurs non visés dans le rapport qualité.</li> <li>- La volonté ici n'est pas de faire peser la responsabilité de la conformité des données d'un GRD sur les autres mais est d'éviter de devoir refaire un audit des données que les GRD rapportent.</li> <li>- La CWaPE peut revoir la formulation de la disposition (clarification de la demande – clarification de ce qui est rapporté).</li> </ul> <p><b>Article 34, § 3.</b> <i>Les données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre des indicateurs de qualité pourront faire l'objet d'un audit par un tiers indépendant ou de vérifications des systèmes et des procédures internes du gestionnaire de réseau de distribution par la CWaPE pour s'assurer que ces données sont homogènes, correctes et fiables.</i></p>
---------------------------------	------------------	----	---

			<p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Concernant la réalisation d'un audit par un tiers indépendant, le GRD relève que si la mission est confiée au réviseur, cette mission n'est pas prévue dans le mandat ; il faut dès lors s'assurer que cela est compatible dans le cadre du marché public conclu (avenant sur base d'un élément exogène mais respect des dispositions spécifiques relatives au marché « réviseur »)</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE souligne que le recours à l'audit est facultatif.</li> </ul>																														
Les éléments constitutifs du RA	Le terme qualité	35	<p><b>Article 35 :</b> <i>Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés au point 1° à 3° de l'article 32 sont les suivants :</i></p> <p>1) <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » :</i></p> <table border="1"> <tr> <td>AIEG</td> <td>36 minutes</td> </tr> <tr> <td>AIESH</td> <td>30 minutes</td> </tr> <tr> <td>ORES Électricité</td> <td>24 minutes 43 secondes</td> </tr> <tr> <td>RESA Électricité</td> <td>35 minutes</td> </tr> <tr> <td>REW</td> <td>10 minutes</td> </tr> </table> <p>2) <i>Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau :</i></p> <table border="1"> <tr> <td>AIEG</td> <td>2 plaintes</td> </tr> <tr> <td>AIESH</td> <td>2 plaintes</td> </tr> <tr> <td>ORES Électricité et Gaz</td> <td>103 plaintes</td> </tr> <tr> <td>RESA Électricité et Gaz</td> <td>29 plaintes</td> </tr> <tr> <td>REW</td> <td>2 plaintes</td> </tr> </table> <p>3) <i>Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index :</i></p> <table border="1"> <tr> <td>AIEG</td> <td>6 plaintes</td> </tr> <tr> <td>AIESH</td> <td>4 plaintes</td> </tr> <tr> <td>ORES Électricité et Gaz</td> <td>129 plaintes</td> </tr> <tr> <td>RESA Électricité et Gaz</td> <td>83 plaintes</td> </tr> <tr> <td>REW</td> <td>2 plaintes</td> </tr> </table>	AIEG	36 minutes	AIESH	30 minutes	ORES Électricité	24 minutes 43 secondes	RESA Électricité	35 minutes	REW	10 minutes	AIEG	2 plaintes	AIESH	2 plaintes	ORES Électricité et Gaz	103 plaintes	RESA Électricité et Gaz	29 plaintes	REW	2 plaintes	AIEG	6 plaintes	AIESH	4 plaintes	ORES Électricité et Gaz	129 plaintes	RESA Électricité et Gaz	83 plaintes	REW	2 plaintes
AIEG	36 minutes																																
AIESH	30 minutes																																
ORES Électricité	24 minutes 43 secondes																																
RESA Électricité	35 minutes																																
REW	10 minutes																																
AIEG	2 plaintes																																
AIESH	2 plaintes																																
ORES Électricité et Gaz	103 plaintes																																
RESA Électricité et Gaz	29 plaintes																																
REW	2 plaintes																																
AIEG	6 plaintes																																
AIESH	4 plaintes																																
ORES Électricité et Gaz	129 plaintes																																
RESA Électricité et Gaz	83 plaintes																																
REW	2 plaintes																																

			<p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD souligne que l'objectif de qualité est individuel mais qu'il y a une globalisation entre l'électricité et le gaz alors que les incitants (en euros) sont répartis entre élec et gaz et s'interroge dès lors quant aux modalités d'octroi des incitants</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE précise que, par exemple, en ce qui concerne les plaintes, l'objectif est globalisé et s'il est atteint, les deux incitants seront octroyés (soit deux incitants, soit deux malus).</li> <li>- La CWaPE invite le GRD à vérifier le modèle de rapport ex post (&lt; ou =).</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	41	<p><b>Article 41, § 3.</b> <i>Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :</i></p> $CNC \text{ hors } OSP_{\text{budget } 2024} = [([moyenne (CNC \text{ hors } OSP_{\text{réelles } 2019} \times (1+IS_{2020}) ; CNC \text{ hors } OSP_{\text{réelles } 2020}]) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024})) + (CPS_{2023} \times (1+IS_{2024})) + Correction \text{ CPS}_{2023} + CNC \text{ additionnelles}_{2024}] \times (1 + X_i)$ <p><i>Avec :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>CNC hors OSP<sub>réelles 2019</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;</i></li> <li>• <i>CNC hors OSP<sub>réelles 2020</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;</i></li> <li>• <i>IS<sub>2020</sub> = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.</i></li> <li>• <i>IS<sub>2021</sub> = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.</i></li> <li>• <i>IS<sub>2022</sub> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</i></li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>IS_{2023}</math> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</li> <li>• <math>IS_{2024}</math> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</li> <li>• <math>CPS_{2023}</math> = les charges nettes budgétées des projets spécifiques de l'année 2023 au sens la méthodologie tarifaire 2019-2023 après déduction des coûts/produits non-contrôlables inclus dans les CPS budgétées. Les montants autorisés des charges nettes des projets spécifiques de l'année 2023 sont repris à l'article 42 ;</li> <li>• Correction <math>CPS_{2023}</math> = correction des charges d'amortissement des compteurs classiques basse tension électricité et des compteurs à budget électricité et gaz intégrées dans les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023 afin qu'elles correspondent aux charges d'amortissement des compteurs classiques électricité et des compteurs à budget électricité et gaz réelles des années 2019 et 2020. Cette correction est calculée comme suit :  Correction CPS 2023 = <math>[CA_{CPS_{2023}} - [(moyenne (CA_{CC} \text{ et } C\grave{a}B_{r\acute{e}elles_{2019}}) \times (1+IS_{2020}) ; CA_{CC} \text{ et } C\grave{a}B_{r\acute{e}elles_{2020}}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023})] \times (1+IS_{2024})]</math>  Avec : <ul style="list-style-type: none"> <li>a. <math>CA_{CPS_{2023}}</math> : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget budgétées pour l'année 2023 et utilisées dans le calcul des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023.</li> <li>b. <math>CA_{CC} \text{ et } C\grave{a}B_{r\acute{e}elles_{2019}}</math> : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2019 telles que reprises dans le rapport tarifaire ex-post 2019 du GRD.</li> <li>c. <math>CA_{CC} \text{ et } C\grave{a}B_{r\acute{e}elles_{2020}}</math> : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2020 telles que reprises dans le rapport tarifaire ex-post 2020 du GRD.</li> <li>d. <math>IS_{2020}</math> = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.</li> <li>e. <math>IS_{2021}</math> = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.</li> </ul> </li> </ul>
--	--	--	--



			<p>f. <math>IS_{2022}</math> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <p>g. <math>IS_{2023}</math> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <p>h. <math>IS_{2024}</math> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>CNC</math> additionnelles <math>_{2024}</math> = les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 43.</li> </ul> <p><math>X_i</math> = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46.</p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Problème de compréhension - le GRD demande des précisions quant à la philosophie de la correction apportée aux CPS puisque, en ce qui concerne le nouveau budget approuvé en octobre 2021 pour le déploiement des compteurs communicants, ce sont les coûts réels des années 2019 et 2020 qui ont été pris en compte.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE propose d'envoyer le détail du calcul au GRD et propose également d'organiser une session d'explication.</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Détermination du RA budgété ex-ante	44	<p><b>Article 44, § 2.</b> Pour les années 2025 à 2028, le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public est défini par le GRD, et est inférieur ou égal au montant déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :</p> $CNC \text{ hors } OSP_N = CNC \text{ hors } OSP_{N-1} X (1 + IS) X (1 + FECi) X (1 + Xi)$ <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>CNC \text{ hors } OSP_N</math> = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public;</li> <li>– <math>CNC \text{ hors } OSP_{N-1}</math> = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 hors charges nettes relatives aux obligations de service public;</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2025 à 2027 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 de juin 2022 » ;</i></li> <li>- <i>FEC<sub>i</sub> = facteur individuel d'évolution des coûts (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 45 ;</i></li> </ul> <p><i>X<sub>i</sub> = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dans la formule proposée, le facteur X s'applique au FEC et à l'inflation. Cela ne semble pas correct : ne faudrait-il pas mentionner X(1+IS-X) ?</li> <li>- Le GRD demande confirmation qu'il faut bien prendre en compte la valeur moyenne de l'inflation prévisionnelle.</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La formule sera vérifiée et corrigée.</li> <li>- La CWaPE confirme qu'il est bien question d'une inflation moyenne.</li> <li>- La CWaPE rappelle que les paramètres repris dans le projet de méthodologie seront adaptés à la suite des dernières publications du Bureau fédéral du Plan.</li> <li>- La CWaPE est ouverte à la révision <i>ex post</i> des paramètres tels que l'inflation (éventuellement avec couloir, seuil, ...).</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Révision du RA	52 et 53	<p><i>Article 52, § 1<sup>er</sup>. À la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé ex ante d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, peut être révisé dans les cas suivants :</i></p> <p><i>2° En cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyés au gestionnaire de réseau de distribution</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD constate qu'en cas de modification de subside, il faut rouvrir le revenu autorisé et s'interroge sur les modalités à respecter pour concilier cela avec la logique de revenu autorisé préétabli (comment peut-on isoler la partie du RA à déduire pour ce subside).</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Idéalement, ce point devrait être traité dans l'AGW octroyant le subside, car cela nécessitera effectivement des analyses au cas par cas parfois complexes.</li> </ul> <p><i>Article 52, §1<sup>er</sup>, 3° : En cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants.</i></p>

			<p><i>Sauf lorsqu'ils sont rendus nécessaires par une modification des obligations légales du GRD ou par la reprise d'un réseau de distribution, le passage à de nouveaux services ou l'adaptation de services existants ne peuvent toutefois conduire à une augmentation du revenu autorisé que si le GRD démontre qu'ils sont économiquement justifiés pour le GRD et apportent une plus-value manifeste pour l'URD. Sont considérés comme économiquement justifiés les nouveaux services ou les adaptations de services existants dont les bénéfices escomptés sont supérieurs aux coûts actualisés sur une période maximum de 10 ans.</i></p> <p><i>Ne constitue pas un nouveau service ou une adaptation du service existant, la simple modification de la manière d'exercer une mission existante sans que le service reçu par l'URD soit différent ;</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD demande quelle est la raison de réduire la période à 10 ans ? Pour Promogaz, la période était de 15 ans. Possibilité de maintenir 15 ans ?</li> </ul> <p><b>Réponse CWAPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ce point fera l'objet d'une analyse.</li> </ul> <p><i>Article 52, §1<sup>er</sup>, 4° En cas de circonstances exceptionnelles survenant entre l'approbation du revenu autorisé et la fin de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution, pour autant qu'elles impactent durablement et significativement à la hausse ou à la baisse la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution, à savoir à la hausse ou à la baisse d'un montant équivalent à 2% du revenu autorisé annuel approuvé.</i></p> <p><i>Dans le cadre de l'appréciation de l'impact significatif visé à l'alinéa précédent, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonabilité visés à l'article 54 de la présente méthodologie ;</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dans la disposition, il est précisé « d'un montant équivalent à 2% du revenu autorisé annuel approuvé. » Le GRD demande des précisions : parle-t-on du revenu autorisé dans sa globalité ? quelle est l'année de référence ?</li> </ul> <p><b>Réponse CWAPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ce point fera l'objet d'une clarification.</li> </ul>
--	--	--	--

		<p><b>Article 52, §1<sup>er</sup>, 5°</b> <i>Si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée ou discriminatoire dans le chef de certains URD, ou conduit à des écarts récurrents significatifs tant au niveau des coûts contrôlables (bonus/malus) qu'au niveau des charges et produits non contrôlables (soldes régulatoires).</i></p> <p><i>Dans le cadre de l'appréciation de l'importance des bonus et malus, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonabilité visés à l'article 54 de la présente méthodologie, déduction faite des coûts exposés par le GRD présentant un caractère ponctuel (venant diminuer son bonus ou augmenter son malus).</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD demande des précisions quant aux critères qui seront utilisés pour juger du caractère disproportionné.</li> </ul> <p><b>Réponse CWAPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Il est difficile de fixer un pourcentage <i>ex ante</i>, les situations varient tellement. La CWaPE confirme que la décision sera à chaque fois étayée et motivée.</li> </ul> <p><b>Article 52, § 3.</b> <i>Toute révision ponctuelle du revenu autorisé à la hausse est conditionnée à l'absence de réalisation d'un bonus sur l'ensemble de la période régulatoire. Si en fin de période régulatoire, un bonus est globalement constaté sur l'ensemble de celle-ci, le montant ajouté au revenu autorisé à travers la décision d'approbation de la demande de révision du revenu autorisé, est réduit à concurrence du montant du bonus constaté. La différence entre le montant initialement ajouté au revenu autorisé et le montant réduit après déduction du bonus constaté est ensuite traitée comme une dette tarifaire (<math>SR_{\text{bonus restitué}}</math>). Le montant des bonus/malus déclarés par le GRD peut, le cas échéant, être adapté en cas de non-conformité des coûts réels du GRD aux critères de raisonabilité visés à l'article 54.</i></p> <p><b>Remarques ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impact de la réalisation d'un bonus : est-ce qu'un euro de bonus entraîne d'office une révision du RA ?</li> <li>- Le GRD relève que la temporalité n'est pas claire.</li> <li>- Le GRD souligne que cette disposition change fondamentalement le principe du <i>revenue cap</i> (quelle approche si le bonus réalisé n'est pas en lien avec la motivation de la demande de révision du RA) – le GRD demande de veiller au caractère proportionnel de</li> </ul>
--	--	--

			<p>la mesure. Un GRD qui réalise un bonus n’aurait pas de budget et le GRD qui réalise un malus pourrait l’avoir.</p> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L’idée est que la révision soit octroyée lorsqu’elle est demandée, mais sous condition résolutoire de l’absence de bonus sur l’ensemble de la période. La décision sur la condition résolutoire est prise en fin de période.</li> <li>- Une analyse complémentaire va être menée et des précisions seront ajoutées.</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Appréciation du caractère raisonnable du RA	54	<p><b>Article 54, § 3.</b> <i>A la demande de la CWaPE, la démonstration du caractère raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau, au regard du § 2 du présent article, incombe à ce dernier. A défaut de justification suffisante d’un élément, celui-ci ne peut être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé. La motivation du rejet d’un élément du revenu autorisé sera communiquée par la CWaPE au gestionnaire de réseau de distribution.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD mène une analyse juridique de ce chapitre relatif à l’Appréciation du caractère raisonnable du RA.</li> </ul> <p><b>Article 54, § 4.</b> <i>La CWaPE peut réaliser des contrôles spécifiques auprès du gestionnaire de réseau, notamment dans l’optique du contrôle du caractère raisonnable des éléments visés par § 1<sup>er</sup> du présent article. Au cours de la période régulatoire 2024-2028, la CWaPE peut notamment réaliser ou faire réaliser un audit des coûts contrôlables réels des années 2024 à 2028 en vue de la fixation du niveau initial des coûts contrôlables de la prochaine période régulatoire.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A l’instar d’autres pratiques réglementaires, les années de référence sont déterminées à l’avance dans un souci de prévisibilité. Il serait utile de déterminer la période de référence pour la prochaine période tarifaire</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le régulateur prend note de la question, mais souhaite éviter les tentatives d'optimisation qui pourrait naître de l'anticipation des années de référence prises en considération par les GRD en amont des périodes tarifaires suivantes.</li> </ul>
Les règles de détermination et de révision du RA	Appréciation du caractère raisonnable du RA	58	<p><b>Article 58.</b> <i>En ce qui concerne le quatrième critère de raisonabilité (ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i></p> <p><i>c) Les coûts qui résultent de la non-application de procédures d'achat efficaces au niveau des coûts est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD fait référence aux règles strictes des marchés publics et s'interroge sur la notion de « procédures d'achat efficaces au niveau des coûts ». Le fait que la passation soit un marché public n'est-il pas suffisant ? A titre d'exemple, l'introduction de certaines clauses de durabilité n'est pas forcément compatible avec une procédure d'achat efficace telle que définie à l'article 58 qui ne vise que l'aspect « coûts ».</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE souligne la nécessité de motiver toute décision et relève que certaines clauses de durabilité (clause environnementale ou sociale) insérées dans les marchés publics est une bonne pratique. La volonté est que le GRD agisse en « bon père de famille ».</li> </ul> <p><b>Article 58 :</b> <i>En ce qui concerne le quatrième critère de raisonabilité (ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i></p> <p><i>e) Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui découlent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD demande de clarifier la notion de « gaspillage ».</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- C'est à déterminer au cas par cas. La CWaPE souligne la nécessité de motiver toute décision.</li> </ul>

### Titre III. la fixation et le contrôle des tarifs de distribution

Chapitre	Section	Article	Echanges
Les tarifs périodiques de distribution	Généralités	62	<p><b>Titre III « La fixation et le contrôle des tarifs de distribution »</b></p> <p><b>Commentaires généraux d'ORES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD précise qu'il est indispensable de procéder à des simulations tarifaires.</li> <li>- Ores relève que l'absence d'incitant capacitaire dans les tarifs basse tension autres que R3 est une faiblesse du modèle (aucun frein à placer des bornes de rechargement puissantes).</li> <li>- Concernant plus précisément le tarif R3 : il est de l'intérêt du GRD de pousser les consommateurs vers ce tarif mais comme c'est le seul tarif à comprendre un terme capacitaire, les consommateurs sont incités à le refuser (pas de terme capacitaire dans autre registre (R1 et autre) au-dessus de 10 KW).</li> <li>- Un client résidentiel qui utilise du 20kW ne doit pas payer la même chose qu'un qui utilise moins.</li> <li>- Sans terme de puissance, on n'arrivera pas à obtenir une mesure de pointe – pas de terme de puissance &lt; 10kVA.</li> <li>- Le GRD ne voit pas d'incitant à opter pour un compteur intelligent.</li> <li>- Suggestion de transformer le terme fixe en terme kVA. Donner un petit signal sur la capacité.</li> </ul> <p><b>Remarques CWaPE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La proposition est semblable à ce qui a déjà été discuté avec les GRD en décembre 2021. La porte est ouverte pour poursuivre la discussion.</li> <li>- La CWaPE demande s'il y a un inventaire fiable de la capacité installée chez les URD.</li> <li>- La CWaPE est en attente des résultats des simulations mais également des profils à prendre en compte.</li> </ul>
Les tarifs périodiques de distribution	Généralités	63	<p><b>Article 63.</b> <i>Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période régulatoire. Ils respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire, ainsi que les principes suivants :</i></p> <p><b>3°</b> <i>Toute hypothèse établie par un gestionnaire de réseau, en terme de volumes de prélèvement ou d'injection, de puissances de prélèvement ou d'injection, de nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution, ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées, doit être</i></p>

			<p><i>concertée avec les autres gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne, notamment en ce qui concerne la(les) année(s) de référence utilisées et les perspectives d'évolutions futures. Cette concertation est actée par un courrier commun des gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne et transmis à la CWaPE au moment du dépôt de la proposition de tarifs.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD demande jusqu'où il faut aller dans l'exercice d'harmonisation des hypothèses ? Pourcentage de clients R1 et R3 ?</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE souligne une approche plus high level (année de référence et volumes).</li> <li>- La CWaPE propose de supprimer les termes « <i>ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées</i> ».</li> </ul>
Les tarifs non périodiques		104	<p><b>Article 104, § 2.</b> <i>Les tarifs non-périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1° <i>les tarifs pour les raccordements basse tension ;</i></li> <li>2° <i>les tarifs de raccordement gaz basse pression ;</i></li> <li>3° <i>les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;</i></li> <li>4° <i>les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations 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) ;</i></li> <li>5° <i>les actes de comptage ;</i></li> <li>6° <i>les coupures et réouvertures ;</i></li> <li>7° <i>les études de détail et d'orientation ;</i></li> <li>8° <i>les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique;</i></li> <li>9° <i>les tarifs pour le raccordement de station CNG.</i></li> </ul> <p><b>Remarques ORES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD s'interroge sur la raison de prévoir un tarif séparé pour les bornes. ORES n'est pas favorable à un tarif séparé pour les bornes.</li> <li>- Le GRD serait d'avis de ne prendre en compte que les uniformisations les plus fréquemment facturées et non les neuf catégories reprises dans la disposition. Difficulté pour aboutir sur tous les points avant 2024</li> </ul>



			<ul style="list-style-type: none"> <li>- ORES formule donc une réserve sur la capacité des GRD d’atteindre ces objectifs avant 2024 et suggère d’ajouter la possibilité que la CWaPE tranche s’il n’y a pas d’accord.</li> </ul> <p><b>Position de la CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour les bornes, la CWaPE pensait aux bornes publiques.</li> <li>- La CWaPE peut effectivement trancher en cas de besoin.</li> <li>- La CWaPE souligne qu’il y a des avancées constatées sur certains aspects et confirme qu’elle souhaite que les GRD aboutissent sur ce volet</li> </ul> <p><b>Proposition :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Insérer un délai dans le projet de méthodologie pour aboutir. A défaut, il reviendra au régulateur de trancher.</li> </ul>
Les tarifs non périodiques		106	<p><b>Article 106.</b> <i>§ 1er. Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1er janvier 2024.</i></p> <p><i>§ 2. Les différentes étapes conduisant à l’harmonisation et l’uniformisation de l’ensemble des tarifs non-périodiques à l’échéance du 1er janvier 2029 sont détaillées dans un document qui accompagnera les propositions de tarifs non-périodiques applicables à la période régulatoire 2024-2028.</i></p> <p><i>§ 3. Les gestionnaires de réseau organisent en concertation avec la CWaPE un reporting régulier de l’avancement de leurs travaux d’harmonisation et d’uniformisation</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD précise que certaines petites prestations vont demander beaucoup d’efforts d’harmonisation par rapport à la fréquence de ces prestations.</li> </ul> <p><b>Réponses CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rappel que la 1<sup>re</sup> exigence porte sur l’harmonisation avec un objectif d’uniformisation pour le début de la période tarifaire en 2029.</li> </ul>
Les tarifs non périodiques		107	<p><b>Article 107.</b> <i>Les prestations suivantes ne font pas l’objet de tarifs non-périodiques :</i></p> <p><b>2°</b> <i>L’activation du port de sortie client (“P1”) du compteur communicant ;</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD précise qu’il s’agit d’une prestation spécifique (acte technique) et demande la motivation de l’exclusion des TNP. Il y a un intérêt à la transparence.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- La CWaPE précise que cela signifie qu'il n'y a pas de tarif non périodique. La prestation n'est pas facturée au demandeur mais mutualisée (= léger incitant pour les CER notamment).</li> </ul> <p><b>Article 107.</b> <i>Les prestations suivantes ne font pas l'objet de tarifs non-périodiques :</i></p> <p><b>4°</b> <i>Les prestations spécifiques (mise en place du système de comptage, gestion des membres, ...) aux opérations de partage d'énergie d'une communauté d'énergie ou au sein d'un même bâtiment.</i></p> <p><b>Remarque ORES :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le GRD demande si la disposition sera maintenue en cas de mise en œuvre d'un mécanisme de soutien par le gouvernement wallon.</li> </ul> <p><b>Réponse CWaPE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le décret impose une intervention sur le plan des tarifs (incitant CER) ; cette disposition répond dès lors à cette obligation.</li> </ul>
--	--	--	---

#### **Autres remarques sur l'annexe 1 - Motivation du projet de méthodologie tarifaire :**

##### **Remarques générales d'ORES**

1. Concernant le coût de la dette, le GRD tient à souligner que la proposition de méthodologie ne peut être motivée par une « réponse aux attentes du marchés ». Ce n'est pas le cas.
2. Concernant l'exclusion des coûts non récurrents, certaines provisions sont imposées légalement et ne devraient donc pas être concernées (l'amalgame repris dans la proposition de méthodologie crée une discrimination) : provisions pour litiges, sociales et environnementales sont encadrées par la loi.

**CWaPE :** dans les faits on n'exclut que les provisions pour risques et charges, pas les légales. A préciser dans le texte le cas échéant.

ORES



Faciliter l'énergie, faciliter la vie

# Méthodologie tarifaire 2024-2028

---

Présentation à la réunion de concertation  
de la CWaPE du 6/07/2022



Confidentiel

# Remarques préliminaires

- ✓ La présente présentation est cadrée par notre courrier du 28 juin 2022. Elle ne représente pas la position finale et exhaustive de concertation d'ORES. Elle représente les remarques de fondement d'ORES sur le modèle de régulation et les principaux paramètres du projet de méthodologie de la CWaPE. ORES déposera, dans le cadre de la procédure de concertation, ses réactions écrites et exhaustives le 31 août 2022
- ✓ Il en va à *fortiori* de même pour les commentaires article par article du projet de méthodologie faits oralement suite à la présente présentation. ORES estime qu'il est prématuré d'entrer dans un niveau de détails élevé tant que les équilibres du modèle ne sont pas trouvés
- ✓ ORES se limitera dans le cadre de la présente présentation aux éléments du revenu autorisé (les aspects tarifaires seront abordés lors de la réunion du 8/07)
- ✓ Les GRD doivent être à même, après réception de leurs remarques à la concertation et des réactions écrites des différents acteurs concernés, de mesurer les adaptations de la CWaPE faites à son projet en veillant à une motivation adéquate de son projet et des réponses apportées aux remarques des GRD concernés au premier chef


# Agenda

- 1. Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X
  - 2. L'enveloppe de base 2019 / 2020
  - 3. Les incitants mis en place par la CWaPE
  - 4. La robustesse financière du modèle
- + Remarques plus détaillées sur les paramètres du modèle

Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X



# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (1)

- Pour fixer le FEC et le facteur X - qui sont deux paramètres clés - la méthodologie tarifaire 2024-2028 repose exclusivement et sans marge d'interprétation sur les travaux préparatoires de Schwartz and Co (S&Co)
  - La CWaPE avait annoncé que ces travaux préparatoires - qui se sont déroulés avant la procédure de concertation - seraient un input à considérer parmi d'autres pour l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028
  - Les travaux de S&Co ont été entamés antérieurement (et reposent sur des données antérieures) aux évènements disruptifs récents (pandémie, évènements climatiques, guerre en Ukraine, annonce de fin de la commercialisation des véhicules thermiques en 2035) qui repositionnent entièrement le débat de la transition énergétique, de l'indépendance énergétique et de la résilience des réseaux
- 



# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (2)

ORES estime que S&Co n'a à aucun moment cherché à s'engager dans un dialogue constructif avec ORES contrairement au cahier des charges et aux engagements pris en début d'analyse

ORES est d'avis que le travail de S&Co n'a pas été mené de manière transparente et conforme aux bonnes pratiques réglementaires avec pour conséquence que :

- ce travail ne repose pas sur des données fiables, homogènes et transparentes
- ce travail repose sur des méthodologies/hypothèses imposées d'autorité et contestées par ORES
- les résultats mécaniques de ce travail n'ont pas été confrontés aux réalités techniques et économiques des GRD
- des remarques/questions pourtant fondamentales d'ORES ont été jugées comme peu pertinentes par S&Co (voire même reflétant la prétendue incompetence d'ORES ou de son consultant OXERA) et ne nécessitant pas des adaptations de ses travaux
- en raison d'informations non communiquées, les résultats intermédiaires et finaux de ce travail ne peuvent pas être (entièrement) compris et vérifiés par ORES (là où les résultats ont pu être vérifiés, des erreurs de calcul ont à plusieurs reprises été mises en évidence)

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (3)

- ORES estime que les résultats de S&Co sont contestables et ne peuvent être utilisés tels quels pour la méthodologie tarifaire 2024-2028
- ORES demande à la CWaPE de confirmer la portée de la présente concertation :
  - ➔ La CWaPE confirme-t-elle qu'elle est ouverte à reconsidérer les travaux de S&Co ?
  - ➔ La CWaPE confirme-t-elle qu'elle est prête à reconsidérer les remarques d'ORES sur le travail de S&Co ?
- 3 exemples illustratifs (parmi d'autres) :
  - FEC : l'impact marginal du développement de la mobilité électrique sur les investissements de réseaux
  - FEC : la non-prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie
  - Facteur X : le caractère déraisonnable et disproportionné de la hauteur des facteurs d'efficacité imposés à ORES

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (4)

Exemple 1 – FEC : l'impact marginal du développement de la mobilité électrique sur les investissements de réseaux [1]

- ✓ S&Co estime que la mobilité électrique a un impact négligeable sur les investissements de réseaux (!) car l'impact des VE sera lissé par un comportement vertueux des clients

**S&Co** : 1 borne/VE = 6 kW avec un **coef. de foisonnement de 5%** sur la pointe -> 1VE = **0,30 kW**

**Fluvius** : **Haut** : 7,4 kW \* 0,6 = **4,44 kW** (sur la BT) ; **Bas** : 7,4 kW \* 0,4 = **2,96 kW**

[Investeringsplan 2023-2032](#), page 31

! Un tel phénomène devrait faire l'objet d'une étude étayée !

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (5)

Exemple 1 – FEC : l'impact marginal du développement de la mobilité électrique sur les investissements de réseaux [2]

PACE (2018)	Synergrid - BARINGA (2019)	SCHWARTZ (2020)	ELIA * (2020)	CLIMACT (2021)	FEBIAC (2022)	Synergrid - BARINGA (2022)
444 000	420 000	495 000	480 000	545 000	719 473	En construction

Les hypothèses prises en 2020 sur base des estimations 2019-2018 ne sont plus en ligne avec les prévisions les plus récentes car:

- décisions politiques au niveau Européen (en partie liée au conflit Ukrainien & arrêt de la vente des voitures à moteur thermique diesel ou essence à l'horizon 2035)
- décisions politiques au niveau fédéral (principalement voitures de société)
- décisions politiques au niveau régional (tirés par celles de la Flandre)

(\*) 20201120\_Accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility (considering Wal share @ 32%)

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (6)

## Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [1]

- La prise en compte très partielle de la transition énergétique. Notamment, deux vecteurs importants pour l'indépendance énergétique de la Wallonie :
  - L'impact de l'intégration de la production décentralisée (PDC) sur les investissements de réseaux (par contre prise en compte de la diminution de la pointe due à l'intégration future du PV)  
**! Un tel phénomène devrait faire l'objet d'une étude étayée !**
  - L'injection biométhane  
*S&Co : L'injection de biométhane n'a pas été prise en compte en raison du faible nombre de projets, dont la réalisation est incertaine d'ici à 2028 avec le cadre réglementaire en place*

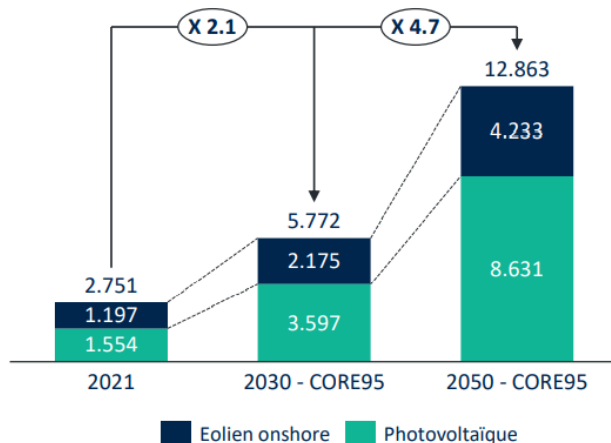
# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (7)

## Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [2]

La puissance installée en renouvelables en Wallonie pourrait être multipliée par un facteur proche de 5 à l'horizon 2050



Evolution de la puissance renouvelable installée en Wallonie [MWc]



HYPOTHESES  → 

- Les chiffres belges du scénario CORE95 sont ajustés à la Wallonie en gardant la clé de répartition de 2021 entre les régions
- On peut considérer que 95% de l'éolien onshore et 100% du photovoltaïque sont connectés aux réseaux de distribution

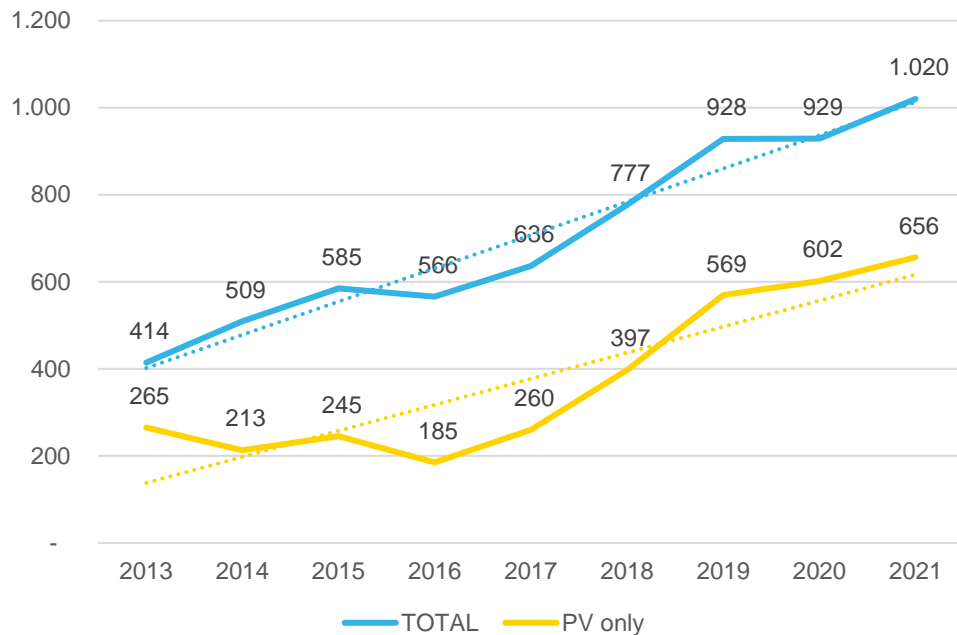
Note: ne comprend pas la production d'électricité à partir de biométhane ni les moyens de stockage distribués

Source: Etude « Scénarios bas-carbone 2050 », Climact et SPF Environnement, 2020 et Observatoires Eolien et Photovoltaïque, Energie Commune, 2022

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (8)

## Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [3]

Demandes intervention BT problèmes tension



Globalement la tendance est à la hausse et confirme les tendances précédentes.

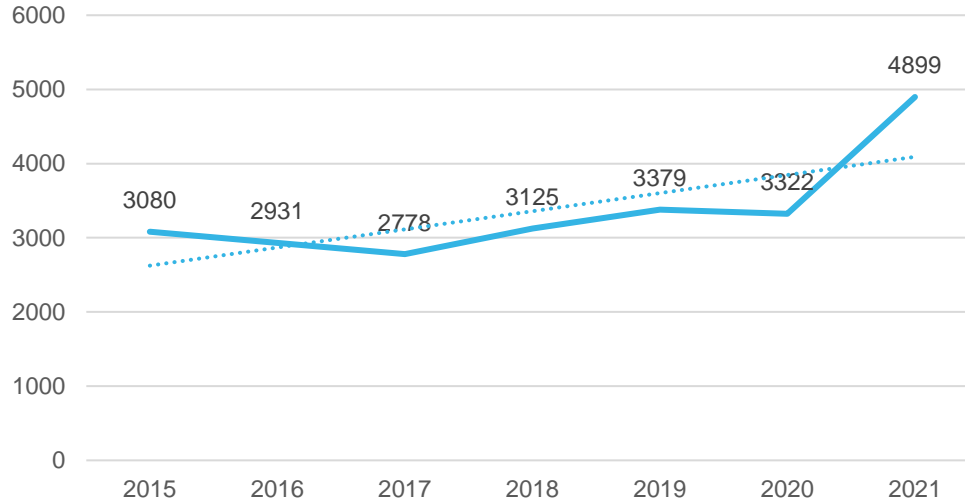


De plus, aujourd'hui vu le taux de pénétration des installations photovoltaïques, **presque l'ensemble des plaintes sont maintenant fondées** et **nécessitent un renforcement du réseau**, ce qui n'était pas le cas par le passé où beaucoup de plaintes étaient non fondées ou pouvait être résolues sans grande difficulté.

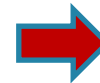
# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (9)

Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [4]

Nb demande de renforcement en basse tension



**30 % d'augmentation de demande en 2021 par rapport à 2020.** Cette tendance n'est pas fortuite mais suit le mouvement du « tout électrique » et accentuera la tension sur les réseaux basse tension



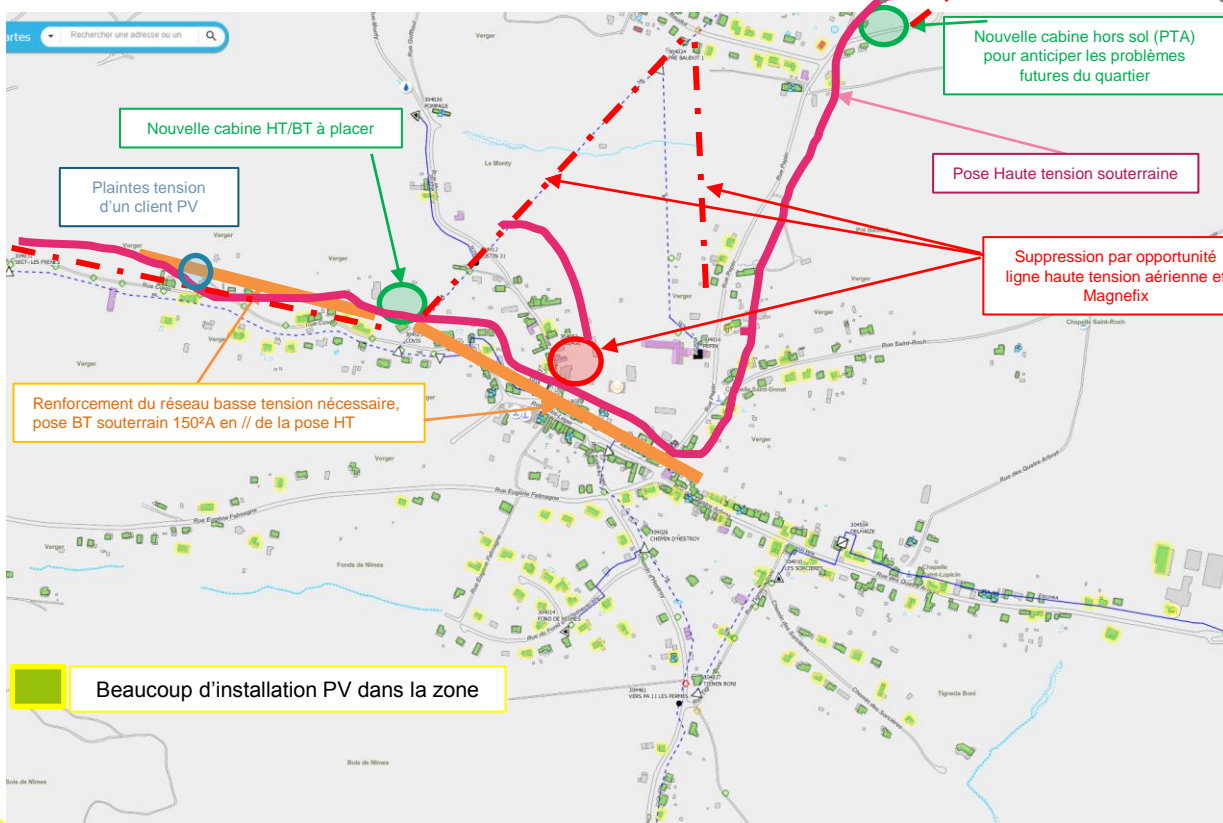
Ces travaux à la demande des clients sont prioritaires mais ils utilisent des ressources de plus en plus importantes qui ne peuvent plus être mobilisées pour d'autres travaux d'investissement





# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (11)

## Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [6]



Un dossier de plainte tension nous a conduit à envisager un gros renforcement d'une poche de réseau

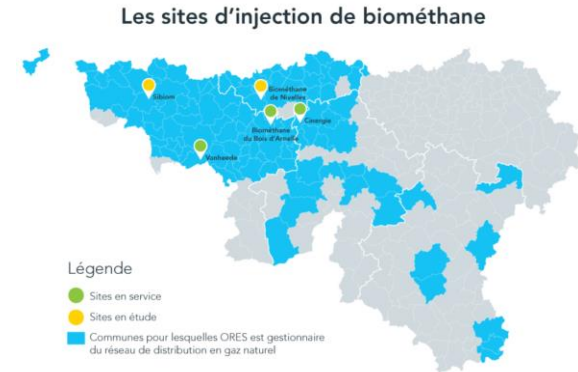
Il faut **anticiper** les travaux réseaux de ce type en étant **proactif** afin de ne pas perdre **la maîtrise de nos investissements** et en gardant la **planification** de ceux-ci

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (12)

Exemple 2 – FEC : la non prise en compte de deux vecteurs importants de l'indépendance énergétique en Wallonie [7]

## Le biométhane

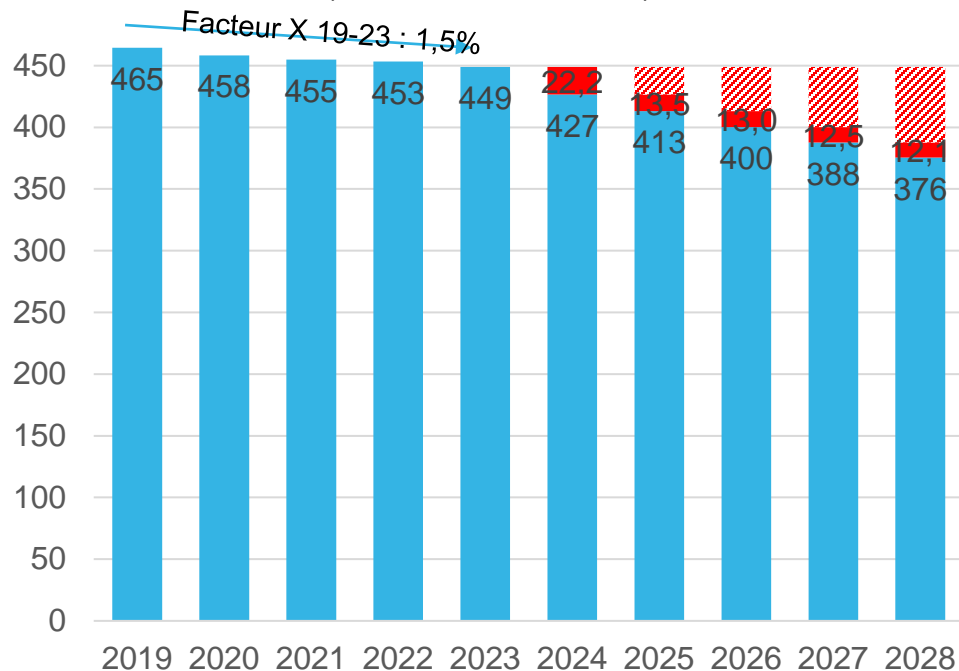
- Filière mature qui peut, dès aujourd'hui, introduire une neutralité carbone via les réseaux de distribution existants et compatibles, sans devoir modifier les équipements des clients.
- 3 unités raccordées
  - Pour l'année 2022, nous devrions être à plus de 150.000 MWh de gaz renouvelable
  - soit l'équivalent de la consommation annuelle de +/- 8.250 ménages wallons.
- 2 projets en cours d'études
- De nombreuses marques d'intérêt
- Un potentiel Wallon estimé à 8 TWh (6 TWh en 2030) avec un réel impact sur la diminution de CO2



# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (13)

## Exemple 3 – Facteur X : le caractère déraisonnable et disproportionné de la hauteur des facteurs d'efficacité imposés à ORES [1]

Charges nettes contrôlables accordées par les PT 19-28  
(Elec + Gaz, € 2019, M€)



En neutralisant les effets de l'inflation sur les coûts contrôlables accordés dans les Revenus Autorisés sur la période 19-28, nous constatons que :

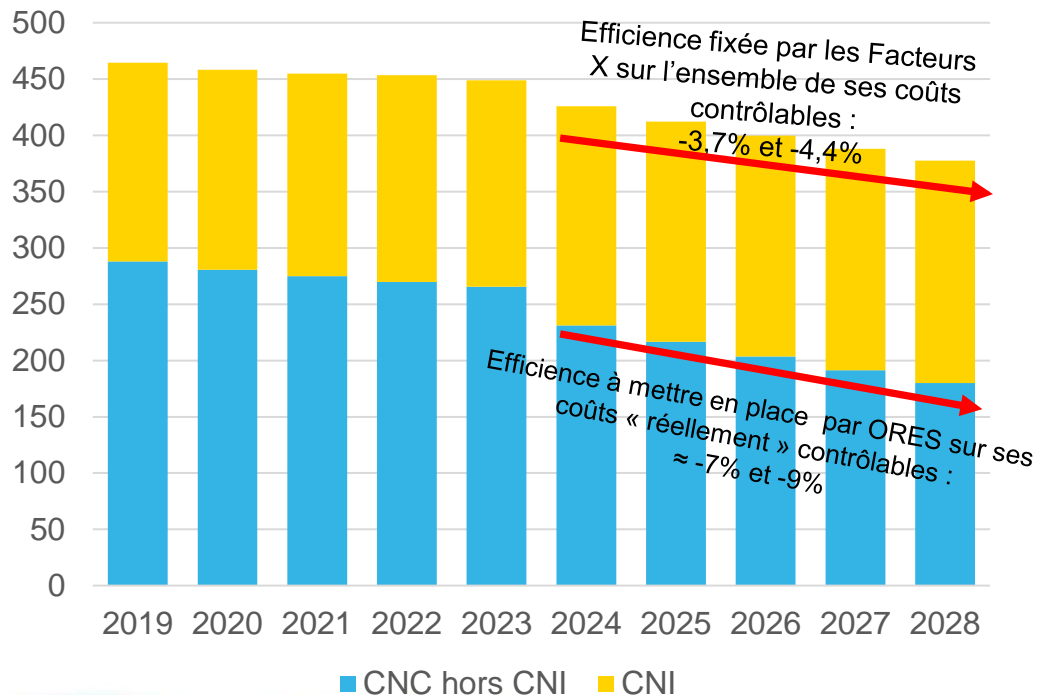
- L'efficacité structurelle fixée par la CWAPE sur la période 19-23 est de **16M€**
- L'efficacité structurelle fixée par la CWAPE sur la période 23-28 est de **73M€**

▨ Réduction précédente  
■ Réduction annuelle  
■ Coûts contrôlables accordés par la CWAPE (€19)

# Le travail de Schwartz and Co – FEC et facteur X (14)

## Exemple 3 – Facteur X : le caractère déraisonnable et disproportionné de la hauteur des facteurs d'efficacité imposés à ORES [2]

Charges nettes contrôlables accordées par les PT 19-28  
(Elec + Gaz, € 2019, M€)



- L'efficacité fixée par la CWAPE sur la période 24-28 se traduit par des facteurs X appliqués sur les Charges Nettes Contrôlables de -3,7% (Elec) et -4,4% (Gaz) par an
- Les **Charges Nettes Contrôlables** sont en partie constituées de **Charges d'Amortissements (42%**, dont la presque totalité est liée aux investissements historiques)
- Afin d'atteindre l'efficacité fixée par la CWAPE, il serait attendu d'ORES de réduire ses coûts « réellement » contrôlables (hors amortissements donc) de près de -7% (Elec) et -9% (Gaz) par an

**Chiffres à confirmer par la CWAPE**


**CONFIDENTIEL**



L'enveloppe de base 2019 / 2020



# Année de départ 2019 et 2020 (1)

- ORES estime que les moyens attribués sur base des années de départ 2019 / 2020 ne sont pas suffisants pour faire face à la transition énergétique et certainement pas avec les niveaux de FEC et de facteur X retenus (+ facteur X appliqué aux amortissements et au FEC) !
  - Années 2019 et 2020 sont fort éloignées de l'année de départ
  - Pas conforme à la pratique de la CWaPE: la méthodologie 2019-2023 acceptait « les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînent une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015 »
  - Pandémie, évènements climatiques et guerre en Ukraine, renforcement des objectifs européens de lutte contre le réchauffement climatique et en matière d'indépendance énergétique, répercussion sur les prix des marchés de l'énergie et financiers sont autant d'éléments qui marquent une rupture entre 2019/2020 et aujourd'hui. **En ce qui concerne l'année 2020 en particulier, la pandémie a perturbé fortement le rythme d'exploitation et d'investissements**
- 



# Année de départ 2019 et 2020 (2)

- Comme signalé à plusieurs reprises, les années 2019 et 2020 sont les premières années d'une période régulatoire soumise à une nouvelle régulation plus incitative dans un contexte de lancement de projets de transition énergétique

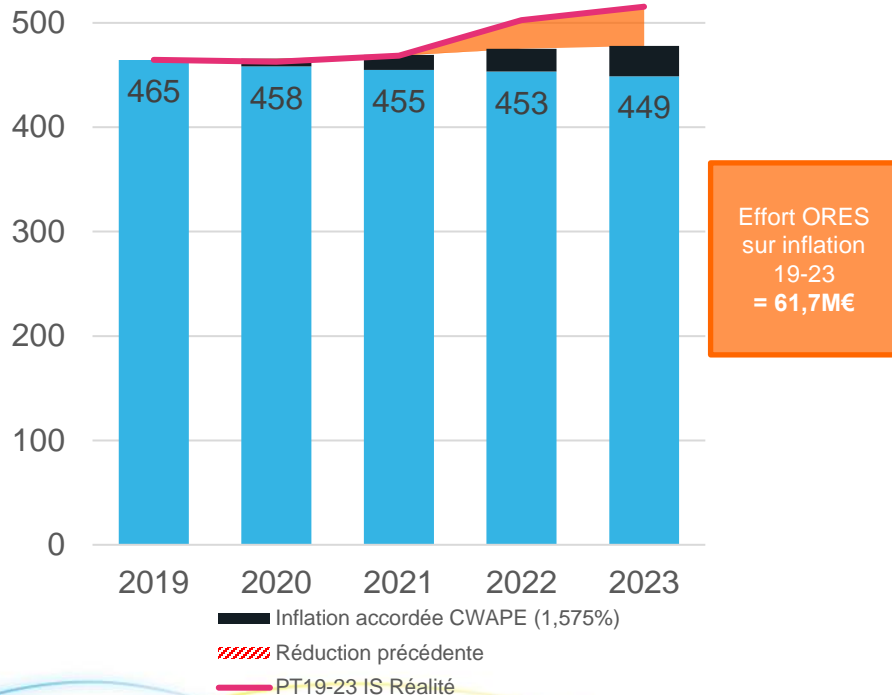
Avec un système de revenue-cap où les revenus autorisés évoluent moins vite que les coûts des facteurs de production durant la période régulatoire, **il est impératif d'être prudent sur les dépenses des premières années de la période et de gérer le rythme d'exploitation et d'investissements en conséquence (2019/2020)**

- Comme exposé à la CWaPE, ORES a mis en place un plan industriel pour faire face à la transition énergétique, répondre aux besoins de renforcement de l'indépendance énergétique de la Wallonie et améliorer la résilience de ses réseaux

ORES a tenté à plusieurs reprises d'initier une concertation constructive avec la CWaPE sur ce plan industriel ainsi qu'une confrontation des besoins financiers de ce plan industriel avec ceux attribués par la CWaPE sur la base de sa méthodologie tarifaire mais la CWaPE n'a à ce jour pas donné suite à cette demande

# Année de départ 2019 et 2020 (3)

Inflation 19-23 réelle vs accordée  
par la CWaPE



- Les prévisions d'inflation à court et moyen termes sont peu fiables et ce facteur entraîne un risque quant à l'évolution des enveloppes accordées sur une période pluriannuelle
- Sur la période 19-23, l'évolution de l'inflation au-delà des taux accordés par la méthodologie 19-23 doit être supportée par les GRD
- Cette situation renforce l'approche prudente envisagée par ORES en terme de dépenses au début d'une période tarifaire (19-21). D'autant plus que les coûts d'ORES évoluent au-delà de l'inflation (cfr. Slide évolution masse salariale)

Les incitants mis en place par la CWaPE



# Les incitants mis en place par la CWaPE (1)

- ORES estime que le modèle de la CWaPE est un modèle de minimisation des coûts qui fait peser d'énormes risques sur les seules épaules des GRD, qui est inapproprié dans le contexte actuel incertain des marchés financiers et de l'énergie et de la transition énergétique et qui pousse à une détérioration de la qualité de service
- Le modèle incitatif de la CWaPE fait peser des risques extrêmement lourds sur les GRD :
  - Années de départ 19/20 et FEC donnant des moyens insuffisants pour couvrir les coûts de transition énergétique
  - Facteur X extrêmement élevé et appliqué sur les amortissements et le FEC
  - Taux d'intérêt plafonné à un niveau extrêmement bas historique, non en ligne avec les prévisions et attentes de marché et non révisable *ex-post*
  - Indexation fixée à l'indice santé prévisionnel, insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des facteurs de production des GRD et non révisable *ex-post* (= facteur X supplémentaire)
  - Exposition des GRD aux risques liés aux achats de l'énergie et des CV (couloir de prix)

# Les incitants mis en place par la CWaPE (2)

- Quand bien même ORES arriverait à respecter l'ensemble de ces impositions,
  - un bonus pourrait mener à un refus de révision du revenu autorisé à la hausse, même justifiée par ailleurs (art. 52, §3) et
  - des écarts récurrents et significatifs (critères à préciser) pourraient mener à une révision du revenu autorisé (art. 52, §1, 5°)
- Les paramètres estimés ne reposent pas sur une prise en compte correcte de la qualité de service :
  - Le calcul du facteur X ne tient pas compte de la qualité de service
  - Les objectifs du facteur de qualité sont fixés individuellement par rapport à un niveau historique du GRD
  - ⇒ Un GRD ayant investi considérablement dans son réseau et ses outils pour assurer une bonne qualité de service est doublement pénalisé par la méthodologie :
    - ⇒ Par une efficacité moindre estimée, traduite par un facteur X élevé
    - ⇒ Par un objectif élevé en terme de qualité, soumis à malus s'il ne peut en maintenir le niveau élevé
- ✓ Le modèle réglementaire n'offre pas un juste équilibre entre la qualité de service et le niveau des coûts. Le modèle incite clairement un GRD à baisser ses coûts au détriment de la qualité de service

**CONFIDENTIEL**



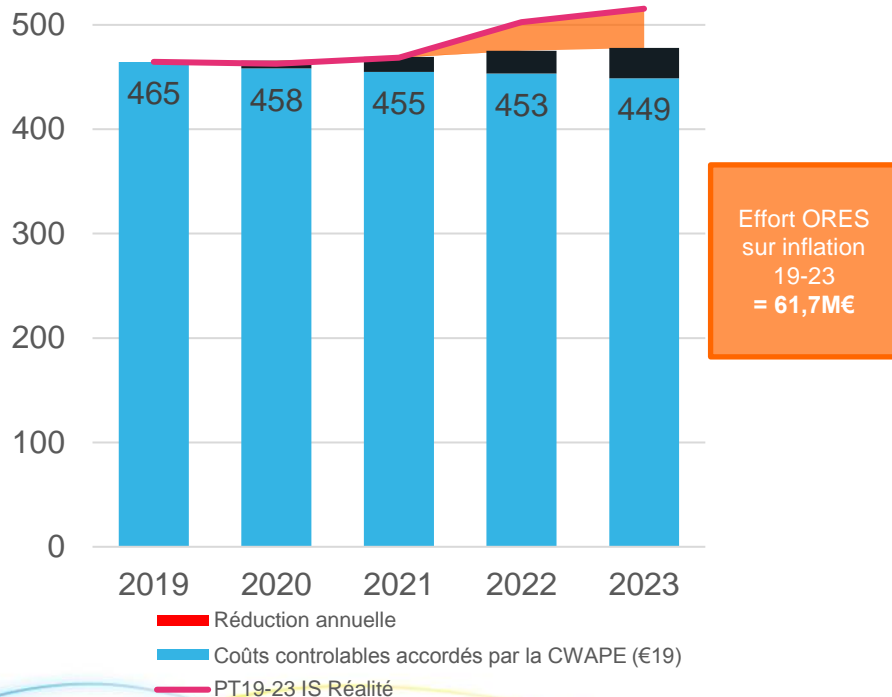
**CONFIDENTIEL**



# Les incitatifs mis en place par la CWaPE (5)

## Exemple 3 – le risqué lié à l'inflation prévisionnelle

Inflation 19-23 réelle vs accordée  
par la CWaPE



- Les prévisions d'inflation à court et moyen termes sont peu fiables et ce facteur entraîne un risque quant à l'évolution des enveloppes accordées sur une période pluriannuelle
- Sur la période 19-23, l'évolution de l'inflation au-delà des taux accordés par la méthodologie 19-23 doit être supportée par les GRD
- Cette situation renforce l'approche prudente envisagée par ORES en terme de dépenses au début d'une période tarifaire (19-21). D'autant plus que les coûts d'ORES évoluent au-delà de l'inflation (cfr. Slide évolution Masse Salariale)



**CONFIDENTIEL**



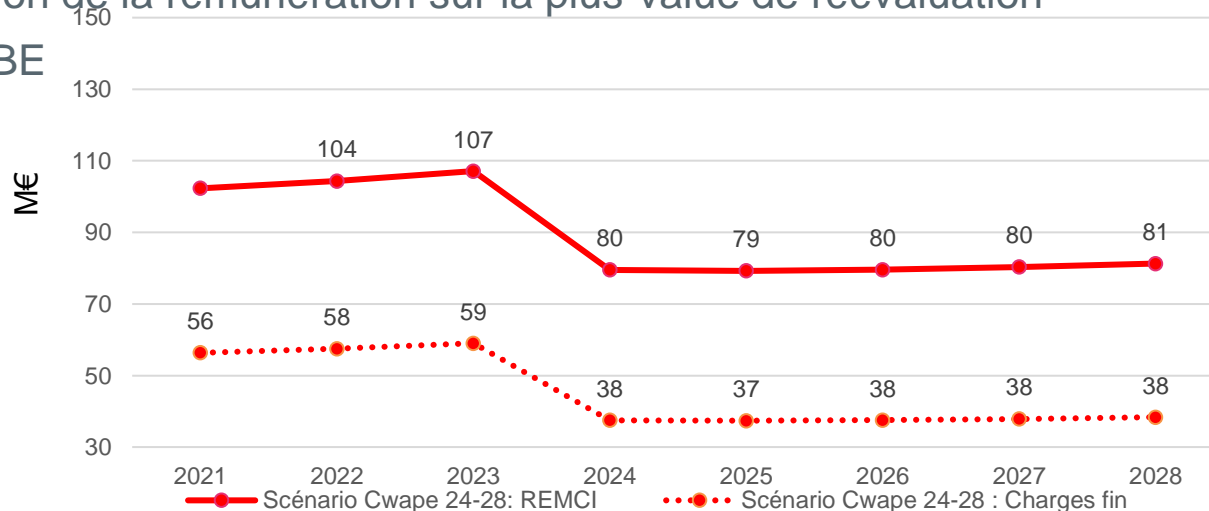
La robustesse financière du modèle



# La robustesse financière du modèle (1)

- Impact disproportionné et déraisonnable sur les dépenses d'exploitation d'ORES (voir ci-dessus)
- Impact important du modèle sur la capacité d'autofinancement
  - Valeurs des paramètres de la marge bénéficiaire équitable en forte diminution
  - Suppression de la rémunération sur la plus-value de réévaluation

Exemple : MBE



# La robustesse financière du modèle (2)

## L'attrait des capitaux investis dans les GRD wallons

- ✓ Coût des FP CWaPE 2024-2028 : 3,98% *versus*

	Elia 2024-2028	Fluxys transport 2024-2028	Fluxys stockage 2024-2029
Taux sans risque	1,68%	1,68%	1,68%
ERP-Prime de risque de marché	3,50%	3,50%	3,50%
beta (equity beta)	0,69	0,83	0,96
coefficient de liquidité	0%		
prime de risque additionnelle liée au Modular Offshore Grid	1,40%		
coût des FP	5,50%	4,59%	5,04%

+ principe d'*embedded cost* au niveau fédéral

- ✓ Rendements sur différents projets éoliens : entre 4% (6 ans) et 7,0% (12 ans)

[Investir via crowdlending en Belgique dans des projets durables | ECCO NOVA](#)

- ✓ => arbitrage certain des moyens publics de plus en plus limités vers les « projets » à rendement plus attractif

# La robustesse financière du modèle (3)

## Coût des fonds propres et coût de la dette

- Conditions de marché actuelles exceptionnelles
  - Plus forte volatilité que par le passé
  - Incertitude plus grande encore sur l'évolution des taux d'intérêts même si les tendances confirment une hausse – seule l'ampleur est inconnue
- Fixation de valeurs de paramètres en 2022 valables jusqu'en 2028 sans aucun mécanisme de révision = un risque complémentaire pour le GRD non compensé par ailleurs
  - La valeur actuelle du taux sans risque est largement supérieure à 0,93% (1,72% au 01.06.2022 et déjà 2,003% au 04.07.2022)
- Transition énergétique = besoins de capitaux complémentaires pour investir
  - la rémunération des fonds propres proposée n'incite pas à une recapitalisation,
  - la couverture du coût de la dette telle que calculée modifie profondément le profil de risque du GRD – limitant de facto sa capacité d'endettement – et ce dans un contexte de green finance avec ses implications

# La robustesse financière du modèle (4)

## Coût des fonds propres et coût de la dette

### Global markets analysis ING – 04 juillet 22

- Les chiffres de l'inflation, plus élevés que prévu, exercent une pression supplémentaire sur la BCE pour qu'elle agisse avec force. Les appels à relever les taux d'intérêt de 50 points de base en juillet, au lieu des 25 points de base prévus, se multiplient
- **Notre prévision** : Hausse des taux d'intérêt de 100 points de base au total d'ici la fin de l'année, ce qui conduirait le taux refi à 1% en fin d'année, et le taux dépôt à 0,5%.
- **Risques** : Si la récession survient plus tôt ou est plus profonde que prévu, cela pourrait inciter la BCE à ne relever les taux d'intérêt que de 75 points de base cette année et à ne pas normaliser davantage sa politique. Elle pourrait alors même décider de baisser à nouveau les taux au début de 2023. Si, en revanche, la croissance économique se maintient et que l'inflation s'avère plus persistante que prévu, la BCE pourrait également relever les taux d'intérêt de manière plus agressive cette année afin de porter le taux de base à 2% d'ici 2023.

**CONFIDENTIEL**



# La robustesse financière du modèle (6)

## Coût des fonds propres et coût de la dette

Si nos futurs taux d'endettement sont dans la lignée de celui de l'opération de Fluvius évoqué au slide précédent, le point d'inflexion sera déjà atteint en 2024







Conclusions et propositions



# Conclusions et propositions (1)

- ORES est d'avis que le projet de méthodologie tarifaire n'est pas conforme à certains prescrits du décret tarifaire
  - Pour la période 24-28, le modèle incitatif de type revenue-cap où les paramètres sont axés sur la minimisation des coûts et des investissements au détriment de la qualité de service ne répond pas aux besoins de la distribution wallonne dans un contexte de transition énergétique, de création d'un réseau résilient et de renforcement de l'indépendance énergétique nécessitant des investissements considérables
  - Le choix de ces paramètres au plus bas et leur application mécanique dans la formule de revenu autorisé de la CWaPE débouche sur des niveaux de charges nettes contrôlables et de revenus autorisés pour la période 24-28 en rupture avec la période 19-23 qui ne peuvent être respectés et, à fortiori acceptés, par ORES et certainement pas dans un contexte de transition énergétique
- 

## Conclusions et propositions (2)

- ORES demande une régulation stable et prévisible pour pouvoir poursuivre en continuité avec la période 19-23 la transformation de son entreprise et réaliser un plan industriel pour réaliser la transition énergétique sans détériorer la qualité de service
  - ORES demande une réelle concertation sur son plan industriel lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire, comme cela a été convenu avec la CWaPE à l'issue de la présentation du 3 mai 2022 et de confronter ses ambitions aux moyens attribués par la CWaPE dans son modèle de régulation
- 


## Annexes



# Remarques sur le FEC (article 45)

- ORES maintient ses principales remarques du 5 novembre 2020 sur le rapport intermédiaire et les remarques résiduelles du 20 décembre 2021. Sans exhaustivité, ORES reproche à ce travail :
  - L'absence de validation du modèle et de ses résultats par rapport à la réalité technico-économique des GRD en terme de planification de réseau (résultats aberrants inter GRD concernant les paramètres et les CNC additionnelles)
  - L'absence de prise en compte d'éléments disruptifs récents (pandémie, guerre en Ukraine, inondations, annonce de la fin des véhicules thermiques)
  - La prise en compte très partielle de la transition énergétique :
    - pas les investissements de renouvellement de réseaux et de résilience
    - pas de biométhane
    - pas de coût d'intégration du PV mais prise en compte pour la diminution de la pointe due à l'intégration future de ces PV
    - pas d'impact sur les systèmes informatiques et de gestion de données
    - pas de smart grid
    - pas d'investissement lié à l'amélioration de l'efficacité énergétique (mais diminution de la pointe de charge due aux mesures d'efficacité énergétique)

# Remarques sur le FEC (article 45)

- L'impact sous estimé de la mobilité électrique sur les investissements de réseaux
  - L'absence de définitions précises et communes aux GRD des données récoltées et utilisées dans l'étude
  - L'absence de transparence sur les calculs et les données utiles à la compréhension complète des résultats
  - L'utilisation de scénarios propres à S&Co non validés par les GRD
  - Un FEC individuel qui reflète la grande hétérogénéité des données utilisées entre GRD et des différences d'efficience entre les GRD
  - L'absence de validation cross GRD des hypothèses et des résultats
- 

## Remarques sur le FEC (article 45)

- Le facteur FEC est loin de couvrir les coûts de la transition énergétique à *fortiori* si il est grevé d'un facteur X
- Le facteur X s'applique également sur les amortissements, ce qui ne permet même pas à ORES de couvrir le renouvellement des actifs de réseaux et donc encore moins des nouveaux investissements de transition énergétique ou d'amélioration de la résilience de son réseau




# Remarques sur le facteur X (article 46)

- ORES maintient ses principales remarques du 7 octobre 2020 sur le rapport intermédiaire et lors des réunions de présentation des 9 septembre et 12 novembre 2020 et 6 janvier 2021. Sans être exhaustif, ORES reproche à ce travail :
  - L'absence de prise en compte de la qualité de service dans le modèle de comparaison des coûts et qui pénalise les GRD ayant investi dans les réseaux
  - Un modèle extrêmement simpliste et biaisé quant aux paramètres explicatifs des coûts
  - Une frontière unique utilisant une méthode propre à S&Co et l'absence d'analyse de sensibilité des résultats à d'autres méthodes
  - L'absence de transparence sur les données utilisées et les résultats
  - L'absence d'homogénéité et de comparabilité des données de l'échantillon :
    - données des GRD allemands datant de 2015 ou de 2016 indexées comparées à des données de GRD belges de 2019 et 2020
    - L'absence de prise en compte des différences de structure de réseaux et des disparités entre GRD




# Remarques sur le facteur X (article 46)

- L'estimation d'un modèle sur une seule année (2019) appliqué ensuite sur une autre année (2020) sans réestimation du modèle
  - Les détériorations importantes des scores d'efficience qui ne sont pas interprétées économiquement
  - Un échantillon biaisé, limité aux GRD belges et à une sélection restreinte de GRD allemands efficients
  - L'application mécanique d'une approche théorique sans tenir compte de la réalité économique et opérationnelle des GRD
- 

# Remarques sur le facteur X (article 46)

➤ Le facteur X imposé à ORES est à un niveau extrêmement élevé, non usuel dans ce genre d'exercice, non conforme aux pratiques réglementaires et non atteignable par ORES en raison :

- ✓ des failles méthodologiques pointées ci-dessus
  - ✓ du choix arbitraire du premier décile comme référence
  - ✓ de l'application aux immobilisations (en hausse à cause de la transition énergétique)
  - ✓ de son application sur le FEC (censé traduire les coûts de transition énergétique)
  - ✓ de son application sur une seule période
- 

# Remarques sur les objectifs de qualités (articles 34->37)

- ✓ Les indicateurs et incitants sur la qualité doivent être non discriminatoires entre les GRD :
  - ✓ ceci n'est pas le cas avec les indicateurs individuels
  - ✓ certaines indicateurs favorables à ORES ne sont pas pris en compte dès le départ de la période régulatoire en attendant la mise à niveau des autres GRD (principe d'équité entre GRD). Exemple : délais de raccordement et études (confer conclusions de l'audit rapports qualité)
- ✓ Les GRD n'ont pas toujours d'influence sur les indicateurs de qualité. Exemple : plaintes relevées par le SRM -> seules les plaintes fondées devraient être prises en compte

## Remarques sur les objectifs de qualités (articles 34->37)

- ✓ La cible historique de certains indicateurs n'est pas représentative du futur  
Exemple : la fixation d'un niveau identique pour les 5 années de la période tarifaire (ex : 129 plaintes hors index pour ORES), sur une base historique, n'est pas représentative => demande de mise à jour annuelle sur base des 5 dernières années.

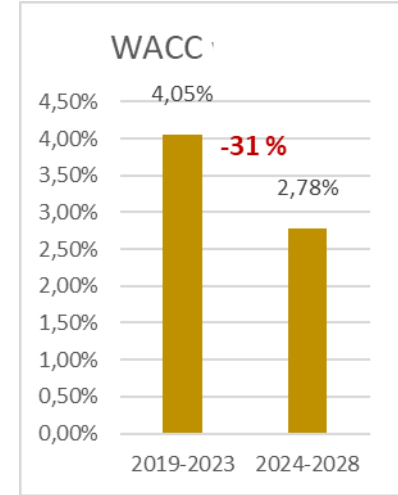
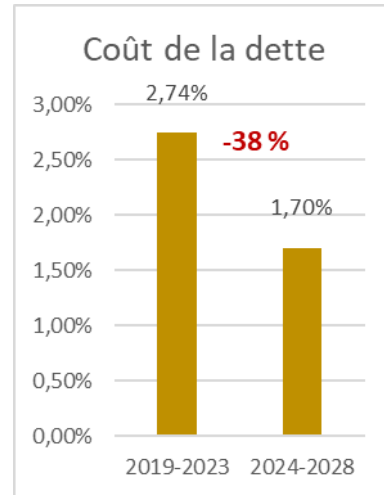
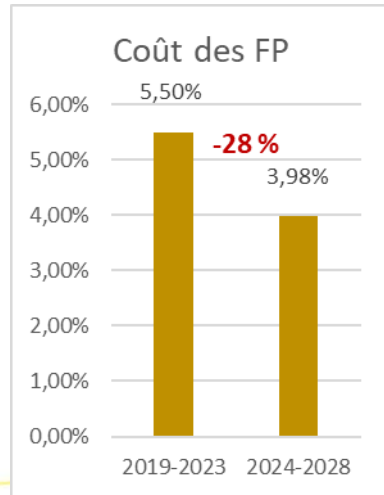
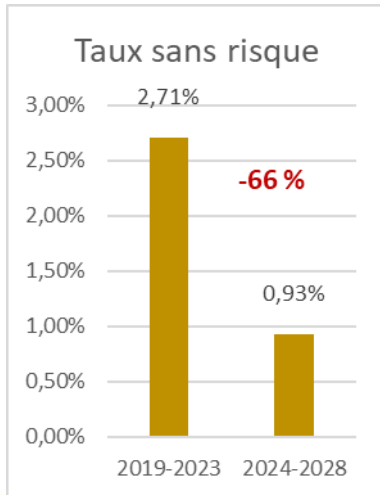


- ✓ La qualité de service ne concerne que la dimension des métiers 'traditionnels' d'ORES et aucun indicateur ne concerne :
  - ✓ le dynamisme dans la transition énergétique et l'innovation (signatures de contrats de flexibilité, nombre de projets de type CER, rapidité de déploiement des compteurs intelligents, projets biométhane, projet innovants, dépenses R&D...);
  - ✓ l'accompagnement en matière de précarité énergétique et en matière de digitalisation (interactivité site internet, ...)

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)


ORES estime que le niveau du WaCC est trop faible pour inciter la réalisation de nouveaux investissements dans le réseau. Il n'offre pas une rémunération stable et suffisante pour les associés. Il ne correspond pas aux attentes du marché et ne permettra pas une répercussion des charges financières dans les tarifs pourtant conformes aux bonnes pratiques de marché

La volatilité élevée du WaCC et de ses paramètres met en danger les investissements futurs du GRD.



# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Le taux sans risque

- ✓ Le contexte actuel est marqué par une inflation galopante freinée par une hausse (programmée) des taux directeurs de la BCE -> impact direct et combiné sur les taux nominaux (OLO belge)
  - ✓ La valeur actuelle du taux sans risque est largement supérieure à 0,93% (1,72% au 01/06/2022 et déjà 2,003 au 04/07/2022)
  - ✓ Dans un environnement de taux en forte croissance sans précédent, le taux sans risque fixé exclusivement à partir de données historiques est fortement susceptible d'une sous-estimation importante par rapport au taux sans risque qui sera réellement observé pendant la période tarifaire
  - ✓ Le taux sans risque proposé par la CWaPE se base exclusivement sur des données historiques les plus faibles observées dans l'histoire des taux OLO belges
- 

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût des fonds propres

✓ Dans le contexte actuel, de nombreux économistes et régulateurs s'accordent pour normaliser les taux sans risque en utilisant des méthodes alternatives ou en complément des méthodes classiques utilisées :

- ✓ approches prospective
- ✓ méthodes dites build'up
- ✓ méthode d'estimation du taux sans risque utilisée par les analystes financiers

=> Dans ce contexte, le taux sans risque devrait être fixé en tenant compte des éléments suivants :

- compléter l'approche historique par les approches précitées
- adapter la maturité sur la durée de vie des assets ou la durée du mandat de GRD (la maturité de 10 ans étant inappropriée)
- favoriser une approche wallonne plutôt que le taux des obligations de l'Etat fédéral

✓ Le taux sans risque est fortement sous estimé et va inciter les investisseurs à chercher à compenser la perte de rendement en prenant du risque

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût des fonds propres

### La prime de risque de marché (PRM)

- ✓ La CWaPE utilise une approche historique de calcul de la prime de risque de marché, basée sur des longues séries de données de la publication Crédit Suisse allant de 1900-2021, qui place la PRM belge à 4,3%
- ✓ Cette approche purement historique a le défaut d'ignorer les conditions actuelles du marché et de supposer que la PRM exigée par les investisseurs est constante au fil du temps
- ✓ L'approche directe historique utilisée par la CWaPE suppose une parfaite indépendance entre le taux sans risque et la prime de risque de marché, bien que les données historiques n'appuient pas cette hypothèse  
=> Les choix du taux sans risque et de la prime de risque de marché doivent être cohérents



# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût des fonds propres

- ✓ La littérature académique favorise une approche indirecte qui fait l'hypothèse que c'est le Rendement Total du Marché qui est relativement constant au cours du temps (justifiant l'utilisation d'une moyenne historique des observations de ce paramètre), et que la PRM doit être calculée en retranchant le taux sans risque adapté à ce rendement total de marché. Cette approche met en évidence la relation inverse parfaite entre la prime de risque de marché et le taux sans risque

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût des fonds propres

### Le facteur Bêta

- ✓ ORES, remarque que la méthode de calcul utilisée par la CWaPE n'a pas été corrigée (demande faite dans nos remarques pour la méthodologie 2019-2023) pour avoir une estimation correcte et éliminer toute erreur

La CWaPE doit tenir compte de l'étude invoquée par elle-même dans la motivation de ses choix des paramètres: *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, Janvier 2021 page 170-171*

*1. "Sometimes in the calculation of the equity beta, the influence of taxes is not taken into account. In this case the formula for calculation equity beta is as follows:  $e\beta = a\beta * [1 + (DE)]$ "*

*2. Due to the different gearing ratios, a comparison of equity betas could be misleading. To make the values comparable, the asset beta was calculated. The calculation was based on the value of equity betas and gearing ratios used by the regulators. The formulas presented above were used in this calculation*

- ✓ Le profil de risque étant augmenté (incertitude sur les marchés, transition énergétique, suppression de la plus-value de réévaluation), la valeur du paramètre Bêta devrait être adaptée en conséquence

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût de la dette

- ✓ Le taux proposé par la CWaPE pour la période réglementaire 2024-2028 (1,7%) correspond implicitement au taux d'un emprunt BBB d'une maturité inférieure à 5 ans dans les conditions connues aujourd'hui. Il forme ainsi un « plafond de verre » interdisant d'emprunter à des maturités supérieures à 5 ans. En d'autres termes, les GRD sont encouragés par le système réglementaire à se (re)financer avec des emprunts à très courte maturité ; ce qui est non seulement dangereux d'un point de vue d'une gestion des risques financiers mais également contraire aux pratiques de marché ( $\geq 10$ ans)

## Le taux sans risque

- ✓ tous les commentaires mentionnés ci-dessus (coût des fonds propres) s'appliquent
- ✓ ORES note en sus que le taux utilisé par la CWaPE n'est pas le taux de référence utilisé par les investisseurs institutionnels; il devrait s'agir de l'IRS- Mid swap (qui est systématiquement plus élevé)

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût de la dette

### La prime de risque de crédit

- ✓ Voir remarque ci-dessus sur l'estimation cohérente avec l'estimation correcte du taux sans risque
- ✓ Prime d'endettement de 0,77% (77pb)
  - A titre d'exemple, fin décembre 2021, l'émission obligataire à 15 ans réalisée par ORES avec une prime d'endettement, assimilable au spread, de 120 pb
  - Selon les courbes actuelles de marché, le coût de la dette d'un émetteur de rating BBB, va sensiblement augmenter dans les prochaines années : il devrait passer de 1,2% pour de la dette à 10 ans (moyenne des 5 dernières années), à 2,9% en moyenne au cours des dix années à venir ; soit un niveau largement supérieur au taux prévu par la régulation (1,7%)

Cette projection est calculée sur base des prévisions d'Oxford Economics pour le taux de base (IRS) qui augmente de 0,4% à 1,7%, et du spread actuel observé sur les marchés pour un rating BBB qui est de 1,20%. Ces données sont déjà aujourd'hui dépassées

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût de la dette

### Le coût de transaction

- ✓ La CWaPE limite la définition de ce coût aux frais d'émission et supprime ce coût, or le coût de transaction est beaucoup plus large et comprend d'autres catégories de coûts que la CWaPE ignore totalement. ORES n'est pas d'accord avec la suppression de ce paramètre
  - ✓ La Finance Durable promue par la Commission européenne a des conséquences majeures sur les modes de financement des GRD.
    - Emission obligataire verte, emprunt bancaire vert ou émission obligataire assortie de KPI,... tous ces financements impliquent, en amont pour le GRD, des frais supplémentaires du type : bilan carbone, iso 14001, notation extra financière, 2<sup>ème</sup> opinion, respect de la réglementation européenne (notamment la taxonomie)
    - Rapport de durabilité, du projet de directive CSRD,.... vont impliquer des frais supplémentaires récurrents pour démontrer le respect des critères de durabilité par ORES
- => les frais liés aux transactions financières vont augmenter alors que la CWaPE les supprime

# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Coût de la dette

A défaut de répondre aux prescrits de la Finance Durable, la liquidité des marchés sera fortement réduite et sera réalisée à des conditions financières revues à la hausse (le spread intégrant une couverture des fonds propres des banques sera plus élevé)

En outre, il y aura un décalage très important au cours de la période entre le financement des activités gaz et des activités électricité (taxonomie)



# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

## Plus-value de réévaluation

- ✓ ORES est d'avis que la suppression progressive de la rémunération des plus-values modifie fondamentalement le profil de risque pour les investisseurs alors que :
  - La plus-value historique était une obligation légale
  - La plus-value historique a été intégrée dans la plus-value iRAB
  - Les actifs faisant partie de la RAB ont fait l'objet d'une transaction dont le prix de cession comprenait la plus-value (ex : rachat d'installations à Elia, montée en puissance des communes au capital, fin du système d'apport en usage, reprise des réseaux de Gaselwest et PBE, etc.)

**CONFIDENTIEL**





# Remarques sur le WaCC (articles 14->31)

Globalement :

- Le taux de rendement proposé :
  - se situe largement en deçà des taux benchmarks
  - ne répond pas à la définition d'un taux de rendement stable et suffisant répondant aux attentes du marché. Au contraire, il introduit une volatilité importante perceptible par les marchés financiers et par les associés, brisant leur confiance légitime
- La CWaPE définit le WaCC comme étant un coût basé sur les attentes de marché. Ce qui présuppose de prendre des données prévisionnelles
- Le WaCC global tel que proposé réduit considérablement la capacité d'auto financement du GRD alors que jusqu'ici ORES Assets a pratiqué à des mises en réserve sans distribuer aux communes ni la totalité de la REMCI ni les bonus enregistrés
- Les GRD sont des acteurs stables et robustes au sens financier (profil de risques très limité), c'est donc un facteur positif pour toute l'organisation du marché. Or, les paramètres proposés ainsi que la suppression de la rémunération d'une partie de la RAB par le régulateur modifient le profil de risques des GRD, limitant la possibilité de trouver des financements sur les marchés et donc de réaliser la transition énergétique



Faciliter l'énergie, faciliter la vie

CWaPE  
M. Stéphane RENIER, Président  
Route de Louvain-la-Neuve, 4 bte 12  
5001 BELGRADE

Gosselies, le 24 juin 2022

## **Projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 : phase de concertation**

Monsieur le Président,

Nous faisons suite à vos envois du 31 mai dernier reprenant l'ensemble des documents relatifs à votre projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028 ainsi que le calendrier des réunions de concertation prévues du 4 au 8 juillet prochain.

Nous notons que vous nous demandez que les personnes désignées pour participer aux réunions de concertation soient dûment mandatées pour ladite concertation.

Nous vous confirmons qu'elles seront habilitées à participer à cette étape de la procédure de concertation et aux réunions des 6 et 8 juillet 2022 en particulier mais qu'elles ne disposeront à ce stade d'aucun mandat pour valider un positionnement. Ces personnes présenteront une première liste de remarques au nom d'ORES et participeront à la discussion sur ces remarques et, dans la mesure du possible, sur les articles du projet de méthodologie tarifaire.

Toutefois, ces remarques ne seront pas exhaustives et la discussion qui s'ensuivra ne pourra pas être considérée comme la position définitive d'ORES dans le cadre de la procédure de concertation. En effet, comme vous le relevez, l'avis formel des gestionnaires de réseau de distribution devra être communiqué par le biais d'un formulaire écrit à vous transmettre au plus tard le 31 août 2022. C'est dès lors par l'envoi de ce document que notre position officielle et liante vous sera communiquée.

Lors des réunions de concertation des 6 et 8 juillet 2022 ainsi que lors de tout échange ou autre réunion qui serait fixée d'ici au 31 août 2022, nous veillerons à partager avec vous nos premières remarques sur votre projet de méthodologie tarifaire afin de vous permettre de l'améliorer et de faire progresser le processus de concertation de la manière la plus efficiente possible. Nous ne pouvons toutefois pas vous garantir à ce stade que nous n'aurons pas des remarques supplémentaires ultérieurement.

Ainsi, spécifiquement, vous avez fixé l'ordre du jour suivant pour la réunion bilatérale du 6 juillet :

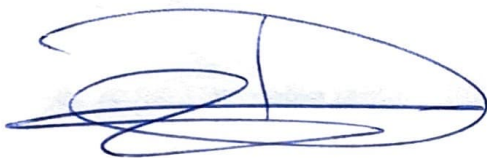
1. Présentation par ORES de ses principales remarques ou observations concernant le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028
  - a. GRD électricité
  - b. GRD gaz
2. Echanges et discussion à la suite de la présentation d'ORES
3. Examen article par article du projet de méthodologie tarifaire pour la période 2024-2028.

Nous n'avons pas d'objection fondamentale quant aux points inscrits à cet ordre du jour, étant toutefois entendu que nous faisons formellement une réserve quant à l'exhaustivité et à la précision des remarques que nous formulerons lors de cette réunion.

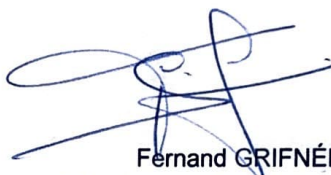
En effet, comme évoqué, il s'agit de l'une des phases du processus de concertation qui ne prendra fin qu'au 31 août prochain. Par ailleurs, le délai de 23 jours ouvrables entre le 31 mai et le 6 juillet ne nous permet matériellement pas de garantir dès cette première réunion un recensement et une formulation complète de l'ensemble de nos remarques et encore moins d'assurer de disposer d'une déclinaison de remarques article par article.

Nous vous garantissons néanmoins que nous mettons tout en œuvre pour disposer au plus tôt d'un maximum d'éléments à partager avec vous afin que ces échanges puissent contribuer à un véritable processus de concertation.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de nos salutations distinguées.



Dominique OFFERGELD  
Directeur  
Direction Finances



Fernand GRIFNÉE  
Président du Comité de direction  
d'ORES