

**Projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 :
Remarques écrites d'ORES dans le cadre de la concertation
relative à ce projet de méthodologie tarifaire**

Table des matières

0. Note introductive
1. Titre I. Généralités
2. Titre II. Revenu autorisé
3. Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution
4. Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité
5. Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau transport d'électricité
6. An. 1 Motivation du projet de méthodologie tarifaire
7. An. 2 MDR (EX ANTE) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Électricité
8. An. 3 MDR (EX ANTE) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Gaz
9. An. 4 MDR tarifaire EX POST et liste des annexes – Électricité
10. An. 5 MDR tarifaire EX POST et liste des annexes – Gaz
11. An. 6 MDR (EX ANTE) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques – Électricité
12. An. 7 MDR (EX ANTE) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques - Gaz
13. An. 8 Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité
14. An. 9 Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution de gaz
15. An. 10 Modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité
16. CONFIDENTIEL
17. Annexe – Projet LD notice méthodologie et rapports commissaires – 2024-2028
18. Titre VI. Les règles réglementaires et de publicité

Annexes (faisant partie intégrante des remarques) :

1. Créances impayées
2. Coût des fonds propres
3. Coût de la dette
4. Terme Qualité
5. Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé
6. Proposition alternative au chiffrage des investissements nécessaires
7. Benchmarking investissements
8. Faisabilité technique et planning de la mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire
9. Tarification du stockage

Etudes externes (faisant partie intégrante des remarques) :

- CONFIDENTIEL
- CONFIDENTIEL
- CONFIDENTIEL
- CONFIDENTIEL
- CONFIDENTIEL
- CONFIDENTIEL

PMT 2024-2028

Note introductive

Vous trouverez ci-joint les réactions écrites d'ORES dans le cadre de la concertation relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (ci-après le PMT 24-28).

Cet avis formel vous est remis conformément aux règles fixées par la CWaPE dans ce cadre. En particulier, il est structuré en chapitres, suivant en cela la structure retenue par le projet soumis à concertation, et contient 9 annexes et 6 études qui font partie intégrante de notre avis formel.

La présente note introductive, qui fait également partie intégrante de l'avis d'ORES, intègre les remarques au sein d'une réflexion globale sur les enjeux réels d'une régulation tarifaire en Région wallonne en 2022. Elle envisagera d'abord en théorie les modes régulatoires disponibles, leurs avantages et leurs inconvénients, les contextes dans lesquels ils sont appropriés ou non. Elle analysera ensuite les choix régulatoires posés pour la période tarifaire 2019-2023 (ci-après 19-23) et leurs conséquences en les confrontant à ce qu'a connu en réalité le secteur pendant cette période. Dans un troisième temps, ORES résumera l'approche qu'elle avait suggérée pour faire face aux enjeux actuels (approche qui n'a pas été retenue dans le PMT 24-28) pour conclure, dans un quatrième temps, sur une évaluation globale et résumée du PMT 24-28 tel qu'il nous est soumis.

1. Les systèmes de régulation envisageables

On peut concevoir plusieurs modèles de régulation tarifaire. Chaque modèle présente des qualités et des défauts mais sa pertinence dépendra toujours intimement des situations que l'on veut gérer et des défis qui se présentent.

Pour simplifier, on peut imaginer deux systèmes que l'on résume souvent en système de Cost Plus d'une part et système de Revenue Cap d'autre part.

Dans un système de Cost Plus, le tarif couvre les coûts réels du gestionnaire de réseau. Comme ces coûts réels ne peuvent être déterminés à l'avance avec exactitude, des exercices ex-post sont menés pour qu'in fine le tarif ne couvre que les coûts réels. Ce contrôle se fait chaque année. Si le GRD a dépensé plus, il récupérera ces montants via le tarif, s'il a dépensé moins, le trop-perçu sera restitué aux utilisateurs de réseau. Bien évidemment ce système ne suppose pas que tous les coûts généralement quelconques du GRD seront couverts; pour être efficace, ce système doit s'accompagner d'un contrôle des investissements et des dépenses projetés, certains d'entre eux pouvant être rejetés s'ils ne se justifient pas.

Dans un système Revenue Cap, le régulateur attribue une enveloppe au GRD pour couvrir l'ensemble de ses charges pour une période de plusieurs années. Il appartient à l'entreprise régulée de proposer et de justifier une enveloppe de base au régulateur puis de s'efforcer de contenir ses dépenses réelles dans les enveloppes que le régulateur lui aura attribuées, sachant que tout écart sur les coûts considérés comme contrôlables sera soit en sa faveur (si les charges réelles sont inférieures à l'enveloppe), soit à sa charge (dans le cas contraire). Ce système peut être indiqué par exemple lorsque l'on postule que le GRD est inefficace et que ses coûts sont excessifs. Le modèle Revenue Cap l'incitera à réduire ses coûts pour éviter ce que l'on appelle un 'malus', voire à les réduire plus encore pour dégager un revenu complémentaire ('bonus'). Il faut donc bien comprendre que le fait de se retrouver dans une situation de bonus (et la même conclusion peut être tirée pour une entreprise en situation de malus) est inhérent à et voulu par ce modèle ; ce décrochement sur plusieurs années entre l'enveloppe autorisée par le régulateur et la réalité des coûts étant l'essence du caractère incitatif du modèle¹. En optant pour des systèmes Revenue Cap, on pousse naturellement le GRD à tout mettre en œuvre pour réduire ses coûts, en ce compris à adopter une politique de dépense et d'investissement très prudente (et potentiellement au détriment de la qualité), de manière à ne pas se trouver en difficulté financière.

Dans son étude « Critical Review of CWaPE's Draft Tariff Methodology for electricity and gas network operators (2024-2028) » commandée par Resa et faisant partie du présent avis, le consultant NERA reconnaît que ce mode réglementaire constitue un standard assez classique de régulation en Europe depuis les années 2000. Il en rappelle le contexte, les qualités mais également les limites (voire en particulier le point 2.2 Motivation for Current Form of Regulation). En particulier (et pour la facilité de la lecture nous traduisons librement), NERA indique que ce mode de régulation incite les entreprises de distribution à réduire leurs coûts de manière à réaliser des sur-profits. Si un tel système se prolonge sur plusieurs périodes tarifaires, il risque d'entraîner des effets dommageables à long terme. En effet, très souvent, l'enveloppe de départ de la prochaine période tarifaire est basée sur les coûts réels du passé, lesquels ont été poussés à la baisse par le système réglementaire, ce qui ne peut que provoquer des conséquences très dommageables quant à la qualité du réseau à moyen/long terme.

NERA reconnaît toutefois la pertinence de ce mode de régulation pour autant qu'une condition essentielle soit présente : il faut que l'on se trouve dans un contexte énergétique stable, où le rôle et les responsabilités de l'entité régulée ne connaissent pas d'évolutions significatives particulières. Dans le même esprit, l'Agence Internationale de l'Energie, dans son tracking report de novembre 2021 sur le smart grid ne dit pas autre chose².

2. La régulation tarifaire 2019-2023 à l'épreuve de la réalité

Dans la mesure où elle fait coexister des charges dites non contrôlables avec des charges contrôlables, on doit admettre que la méthodologie tarifaire 19-23 combine les deux grands modes de régulation évoqués ci-avant. Cela étant, il ne fait nul doute que le modèle 19-23 est essentiellement un modèle de Revenue Cap. Un « revenu autorisé » de départ a été approuvé par le régulateur pour constituer l'enveloppe de coûts de 2019 sous un plafond imposé tiré d'une réalité historique de coûts (2017 indexés) et cette enveloppe évolue ensuite de façon mécanique sur les années 2020 à 2023 via un mécanisme d'indexation forfaitaire (l'indice santé) et un mécanisme de réduction des coûts

¹ A l'opposé du modèle cost-plus où les moyens du GRD (et donc les tarifs) sont annuellement alignés sur les coûts réels.

² Voy. <https://www.iea.org/reports/smart-grids>, citée in extenso en Annexe 7 – Benchmarking investissements, 5. L'étude de l'Agence Internationale de l'Energie (Monde)

contrôlables (hors amortissements) lui aussi forfaitaire (- 1,5 %/an, cumulables), sans aucun égard pour la réalité des coûts et leur évolution.

A part quelques éléments (essentiellement des impôts/taxes et certaines obligations de service public pesant sur le GRD), tous les coûts de la distribution sont considérés comme contrôlables. Le risque lié à l'évolution des coûts salariaux, des coûts d'entrepreneurs, des prix des matières, en ce compris des prix de l'énergie, jusqu'au risque lié à l'évolution des taux d'intérêts repose sur les GRD. Tous ces éléments sont en effet supposés devoir être contrôlés par le GRD qui devra supporter financièrement les écarts liés à une évolution non prévisible de ces coûts.

Dans un environnement instable, un tel système pousse le GRD à une prudence extrême, au risque de le mettre en position de ne plus pouvoir payer ses salaires, ses entrepreneurs, ses fournisseurs ou ses taux d'intérêts si ceux-ci évoluent différemment par rapport aux prévisions utilisées lors de la fixation de l'enveloppe globale ou si le GRD n'arrive pas à respecter l'effort d'efficacité qui lui est imposé. Considérant que cet exercice est généralement réalisé un ou deux ans avant le début d'une période tarifaire, ces prévisions recouvrent dès lors une période de 6 à 7 ans, ce qui est un exercice très complexe, d'autant plus dans un environnement incertain et en présence de marchés financiers et de l'énergie extrêmement volatiles.

La question doit être posée de l'adéquation de ce type de régulation à l'environnement actuel et aux défis des GRD. Sur la base du contexte qui caractérise la période 19-23 et celle visée par le PMT 24-28, deux grands types d'éléments vont *in fine* démontrer l'inadéquation des modes de régulation de type revenue cap avec le contexte et les enjeux actuels et futurs.

D'abord les attentes à l'égard des GRD ont, dans le contexte de la transition énergétique, considérablement évolué et cette tendance va se renforcer et s'accélérer drastiquement. En fixant des objectifs ambitieux en matière de décarbonation, jusqu'à la neutralité carbone à l'horizon 2050, la Région wallonne modifie profondément et significativement le rôle et les responsabilités des GRD. Progressivement des pans importants de l'activité économique actuellement assurés par d'autres acteurs économiques, vont devoir être repris, à tout le moins partiellement, par les GRD. On pense en particulier au raccordement d'une partie significative du parc de production d'électricité en Région wallonne, à la reprise progressive du service de chauffage en remplacement du chauffage à base de combustible fossile ainsi qu'au service de chargement des véhicules, au fur et à mesure du remplacement des véhicules essence/diesel. On comprend aisément qu'un modèle réglementaire qui fixe les coûts admissibles sur base des coûts réels du passé est inadapté à ces défis.

Ensuite, 19-23 s'est révélé jusqu'à présent une période particulièrement instable, connaissant successivement :

- Une crise sanitaire, dès mars 2020, qui a d'une part empêché l'entreprise de réaliser ses activités industrielles (toute une série de chantiers ont tout simplement dû être mis à l'arrêt) et d'autre part qui nous oblige à repenser complètement notre organisation du travail, notamment dans la mise en place d'un travail à domicile efficient et de qualité pour le client.
- Des événements climatiques sans précédent en juillet 2021 qui nous ont contraints à mobiliser des ressources significatives (humaines, en matériel et financières) pour des interventions urgentes et non prévisibles et qui, plus fondamentalement, nous poussent à nous interroger sur la résilience de nos infrastructures et à revoir nos politiques d'investissement pour le futur.
- Un environnement qui se traduit par une raréfaction inédite des ressources (matières, équipements, entrepreneurs ...) allant dans certains cas jusqu'à l'indisponibilité et qui forcément se répercute dans les prix.

- Un contexte de hausse des taux d'intérêts.
- Une situation internationale globale, caractérisée notamment par l'invasion de l'Ukraine par la Russie au printemps 2022, qui se traduit par une incertitude rarement connue depuis les grands chocs pétroliers, et qui aboutit à une explosion des prix de l'énergie (entre autres).

Par rapport aux hypothèses ayant servi de base aux revenus autorisés 19-23, si on se limite à l'inflation et à l'augmentation du prix de l'énergie, ORES va devoir faire face sur la période à des surcoûts estimés aujourd'hui comme étant supérieurs à 130, voire 150 millions d'euros; ce montant évoluant à la hausse de jour en jour. S'ajoutera à ceci l'augmentation des coûts d'entrepreneurs et des coûts de matières premières qui percolent également progressivement dans nos coûts au fur et à mesure des renouvellements des contrats. En combinant un programme d'efficacité et une gestion prudente des moyens disponibles lors des exercices 2019 à 2021, ORES a pu épargner 100 millions d'euros. Un gain exceptionnel de 70 millions d'euros a également été enregistré suite au choix du régulateur, contre l'avis d'ORES, de considérer le coût de la dette comme un coût contrôlable. ORES a fait le choix de mettre ces 170 millions d'euros en réserve en raison des risques financiers liés au modèle réglementaire évoqués ci-avant. Un montant qui peut paraître important mais qui est en réalité loin d'être excessif par rapport aux incertitudes et surcoûts liés au contexte actuel.

3. L'approche suggérée par ORES pour faire face aux défis actuels

Le contexte actuel, qui combine les impacts considérables de la transition énergétique pour les GRD et les incertitudes liées au contexte international, notamment énergétique, est incompatible avec un modèle de régulation de type Revenue Cap, qui comme le dit NERA, requiert pour être efficace que le système énergétique soit « in a steady state » et que les rôles et responsabilités du GRD ne soient pas amenés à connaître des changements significatifs.

Au début de l'année 2022, ORES a mis en place un programme en trois étapes, pour appréhender la concertation sur la méthodologie tarifaire.

D'abord nous avons voulu mesurer les impacts que les objectifs de neutralité carbone auront pour l'entreprise. ORES a mandaté le bureau Climact pour l'aider à concevoir des scénarios raisonnables quant aux évolutions auxquelles nous allons devoir faire face.

En résumé, les lignes de force de ce scénario – qui peut être considéré comme conservatoire car établi notamment avant les plus récentes décisions politiques prises au niveau européen comme le plan « Fit for 55 » – peuvent être décrites comme suit :

- La consommation d'électricité sur le réseau de distribution pourrait augmenter de 64 % d'ici à 2050, avec une croissance significative de 30 % sur la seule décennie 2020-2030.
- La puissance installée en renouvelable en Wallonie pourrait être multipliée par un facteur proche de 5 à l'horizon 2050. On passerait d'une situation actuelle de 2 751 MW (1 554 PV et 1 197 éolien onshore) à 12 863 MW (8 631 PV et 4 233 éolien onshore). D'ici 2030, on devrait plus que doubler la capacité renouvelable raccordée au réseau de distribution.
- La consommation d'électricité liée à la mobilité devrait être multipliée par un facteur 5 d'ici 2030, l'essentiel de ces charges s'effectuant sur le réseau de distribution.
- Le chauffage wallon est essentiellement assuré par des énergies fossiles actuellement (plus de 80 %) alors que l'électricité représente à peine 6 %. Dans un scénario prudent et optimiste, la part de chauffage assurée par l'électricité devrait au moins passer à 44 % d'ici 2050, et déjà 30 % d'ici 2030.

Le défi pour le réseau de distribution wallon est tout simplement gigantesque et jamais rencontré dans le passé.

Dans un deuxième temps, ORES a procédé à un diagnostic du réseau actuel. Nos conclusions sont les suivantes :

- Les investissements réalisés jusqu'ici ont permis de faire face à la première vague massive de production décentralisée. Aujourd'hui, la capacité de production raccordée au réseau d'ORES (plus de 2 GW) représente l'équivalent de deux « tranches nucléaires » et, alors qu'il n'avait pas été conçu pour, le réseau fait face.
- En certains endroits, les limites sont d'ores et déjà atteintes.
- Le réseau actuel doit à court terme faire l'objet d'une politique d'investissement ambitieuse pour faire face à la croissance annoncée du secteur de la production renouvelable et à l'électrification du secteur de la mobilité. Les impacts chauffage doivent vraisemblablement s'envisager sur un temps plus long même s'ils produiront également des premiers effets à court terme.

Dans un troisième temps ORES a réfléchi sur une stratégie d'investissement qui a débouché sur un plan industriel ambitieux, réaliste et supportable. Ce plan se traduit par un sur-investissement de 33 % dans les réseaux d'ORES pour faire face aux enjeux. Autrement dit, il faudrait ajouter un milliard d'euros d'investissements aux trois milliards d'investissement « classiques » sur les 15 prochaines années pour réaliser les scénarios de transition énergétique qui doivent permettre de rencontrer les objectifs climatiques de la Région wallonne.

Ce plan est généralement considéré comme trop peu ambitieux par les observateurs. Il est assez significativement inférieur au plan de Fluvius, le GRD flamand. Nous pouvons accepter ces critiques en ce que nous avons fait des choix, et donc renoncé à certaines choses, pour proposer un plan réaliste compte tenu de la rareté des ressources actuellement rencontrées en Région wallonne mais également un plan supportable, compatible avec une évolution tarifaire qui ne dépasse pas l'inflation.

Il adresse deux impératifs : soutenir la transition énergétique et améliorer la résilience du réseau face aux événements climatiques imprévus. Par contre, il renonce à rajeunir le réseau dont la moyenne d'âge continuera d'augmenter sur les années futures.

4. Le PMT 24-28 face aux enjeux actuels

Le PMT 24-28 instaure un modèle Revenue Cap plus sévère que celui de 19-23 : 1) il fixe un revenu de départ basé sur la réalité des charges nettes opérationnelles contrôlables 2019 et 2020 non représentatives de la période 19-23 ; 2) ce revenu est indexé à un rythme qui ne suit pas l'évolution des coûts de nos facteurs de production ; 3) l'ensemble des charges contrôlables auxquelles s'ajoutent désormais l'ensemble des charges d'amortissement est soumis à un facteur d'efficacité disproportionné et déraisonnable, déterminé par GRD sur la base d'une méthodologie non transparente et qui n'a jamais pu faire l'objet d'une concertation réelle ; 4) un facteur d'évolution des coûts qui est censé permettre les adaptations de réseau imposées par la transition énergétique mais qui se fonde sur des calculs non transparents et une approche manifestement erronée en fait, et dont les effets sont plus qu'annihilés par les autres paramètres du modèle.

ORES rejoint la CWaPE lorsqu'elle vise à mettre en place une régulation tarifaire permettant de réaliser la transition énergétique, d'améliorer la qualité du service et garantissant l'efficacité des GRD. Par contre, à l'analyse, le modèle ne prend que marginalement en compte les impératifs de transition énergétique et de qualité de service au profit d'impératifs d'efficacité qui vont progressivement et assez rapidement anémier le service public de la distribution. Dit autrement, le modèle est totalement déséquilibré, en ce qu'il met excessivement l'accent sur ce que la CWaPE appelle « l'efficacité » mais qui se traduit surtout par une réduction drastique des moyens des GRD. Combiné à un modèle réglementaire qui fait peser des risques importants sur les GRD dans un contexte incertain (avec une remise en cause illégale de la valeur des actifs régulés, une rémunération insuffisante des fonds propres et une volatilité accrue des taux d'intérêts), ce déséquilibre forcera ORES à réduire drastiquement ses dépenses, en ce compris celles liées aux ressources humaines, et ses investissements. Au détriment inévitablement de la qualité de service et de la transition énergétique.

4.1 Le revenu de départ

Les pages qui suivent exposent en détails les critiques d'ORES quant à la méthodologie retenue pour établir les charges nettes opérationnelles contrôlables ; en particulier en quoi cette façon de faire n'est pas conforme au Décret Tarifaire, est discriminatoire et constitue une violation d'engagements antérieurs pris par le régulateur à l'égard d'ORES.

Plus fondamentalement, cette façon de procéder est complètement inadaptée aux enjeux actuels. Se baser sur des réalités de coûts du passé, se limiter à deux années sans avoir annoncé à l'avance qu'il en serait ainsi, choisir des années qui ont été marquées par des circonstances exceptionnelles sans aucun égard pour les défis des réseaux et pour leur situation actuelle ne permettra aucunement de garantir le développement des réseaux dont la Wallonie a besoin.

La seule façon de procéder à la hauteur des enjeux et consiste à déterminer de commun accord des revenus autorisés qui soient basés sur les plans d'adaptation et d'investissement des GRD conformément à l'article 4, §2, 4° du Décret Tarifaire. Au vu des incertitudes actuelles sur ce qui doit être fait et sur ce qui peut être réellement fait compte tenu de la disponibilité des ressources et de l'évolution des prix, à plus forte raison à l'horizon lointain de 2028, il conviendrait de mettre en place des mécanismes de contrôle ex post, pour réduire les risques de malus ou de bonus en neutralisant les influences sur les coûts de facteurs externes non contrôlables par les GRD. En bref, la situation actuelle, vu son caractère exceptionnel, exige de remettre en cause les modèles de régulation d'usage pour en privilégier d'autres. Le choix d'un modèle de Revenue Cap non accompagné de mesures correctrices, a fortiori basé sur les paramètres proposés par le PMT 24-28, aurait des impacts négatifs sur les objectifs de transition énergétique et de décarbonation de la Région wallonne et constitue à cet titre une responsabilité importante.

4.2 Le facteur d'efficacité

Les GRD wallons auront réduit leurs charges nettes opérationnelles contrôlables de 4 fois 1,5 % sur la période 19-23.

Les efforts complémentaires qui résultent de la détermination du facteur d'efficacité imposent à ORES de réaliser des réductions complémentaires déraisonnables de ses charges nettes opérationnelles.

ORES devra baisser progressivement et structurellement ses charges nettes contrôlables pour atteindre à l'horizon 2028 une réduction structurelle sur base annuelle de 73 millions d'euros sur une base de 450 millions d'euros. La CWaPE considère que les charges d'amortissement font partie de la base sur laquelle s'applique le facteur d'efficacité. Or, ces charges étant en très majeure partie la conséquence comptable d'investissements réalisés dans le passé, ORES ne dispose plus d'aucune marge de manœuvre pour diminuer ces coûts qui s'imposent à elle jusqu'à la fin de la période d'amortissement. L'effort de 73 M€ devant donc être réalisé en très majeure partie sur les charges contrôlables à l'exclusion des charges d'amortissement, les facteurs d'efficacité réels s'élèvent respectivement à 9% par an en gaz et 7% par an en électricité. Ces facteurs d'efficacité sont déraisonnables, disproportionnés et non atteignables. Ils ne sont pas compatibles avec l'article 4, §2, 17°, du Décret Tarifaire qui prévoit que « *les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution* ».

Plus fondamentalement, dès lors que ces efforts viennent encore réduire les budgets disponibles dont question sous 4.1, ils peuvent être considérés comme entravant la réalisation des objectifs de transition énergétique fixés par la Région wallonne.

4.3 Le FEC ou facteur d'évolution des coûts

Les pages qui suivent détaillent les critiques d'ORES quant à l'élaboration du facteur d'évolution des coûts.

Il nous suffira à ce stade d'indiquer que le PMT repose, comme nous l'avons déjà indiqué ci-dessus, sur une réduction structurelle progressive des coûts sur la période 24-28 culminant à 73 millions d'euros en 2028. Le facteur d'efficacité est à un niveau tel qu'il fait plus qu'annihiler les moyens additionnels³ alloués pour réaliser la transition énergétique. Il ne fait aucun doute que ce paramétrage ne permettra pas à ORES de faire face au plan industriel qu'elle a mis au point et qu'il est en décorrélation totale avec les enjeux de transition énergétique. Ces éléments sont développés plus en détail dans la suite de l'avis.

5. Conclusion

Le PMT 24-28 est un projet de type Revenue Cap axé sur la réduction des coûts. Il fait peser sur le GRD l'intégralité des risques liés à son activité : prix des matières, des entrepreneurs, de l'énergie, taux d'intérêts, le cas échéant écarts d'inflation, etc. Il fixe arbitrairement des enveloppes de revenus autorisés en faisant l'économie de toute analyse quant aux besoins réels des réseaux eu égard aux enjeux et aux attentes de la Région wallonne. Il réduit ces enveloppes arbitrairement, sur la base d'un exercice d'efficacité non transparent et biaisé, qui impose au GRD des efforts disproportionnés et inatteignables. Enfin, il sous-estime totalement les impacts pour les réseaux de distribution de la transition énergétique, sur la base d'études non transparentes et non soumises à concertation, sans jamais proposer aucun scénario d'évolution des besoins futurs en électricité liés à l'évolution de la mobilité et du chauffage et à l'évolution des productions décentralisées.

³ Via notamment un facteur d'augmentation de coût (FEC) de 0,261 % en électricité et de 0,493 % en gaz.

ORES constate qu'aucune concertation n'a été menée sur le modèle même de la régulation tarifaire, celle-ci ayant été d'emblée limitée aux paramètres de la méthodologie. ORES pense que l'objectif de concertation imposé par le législateur doit porter d'abord et avant tout sur le modèle régulateur. En fermant toute possibilité de débat sur cette question fondamentale, le régulateur ne respecte pas l'obligation de concertation fixée par le Décret Tarifaire.

ORES pense d'ailleurs que le PMT 24-28 en l'état est totalement inadapté aux défis de transition énergétique et aux objectifs fixés par la Région wallonne, a fortiori dans les conditions exceptionnelles qui affectent aujourd'hui le secteur de la distribution.

Le réseau de distribution est un maillon indispensable pour renforcer l'indépendance énergétique de la Région wallonne tant en électricité qu'en gaz et pour permettre à la Région d'atteindre ses objectifs de décarbonation qui passent par la décarbonation progressive de la production d'électricité, de la mobilité et du chauffage, tout en reprenant une certaine maîtrise de la facture énergétique en remplaçant des énergies soumises aux prix d'un marché mondial et dérégulé, par des modes de production locaux et renouvelables dont les coûts de production sont stables et indépendants des énergies fossiles.

ORES a attiré l'attention du régulateur sur le changement de contexte survenu depuis la précédente période tarifaire et a proposé au régulateur de travailler sur un modèle qui partirait des besoins réels, qui serait orienté vers le futur, et qui permettrait d'atteindre les objectifs climatiques ; tout en exprimant sa volonté de maintenir le prix de la distribution dans les limites de l'inflation, comme elle le fait depuis sa création en 2009.

Quoi qu'il en soit, ORES souhaite que la procédure de concertation aboutisse à un résultat **réellement** équilibré et concerté ; qui ne privilégie pas à tout prix l'efficacité et la réduction des coûts mais qui engage la Région wallonne dans la transition énergétique de façon ambitieuse, en améliorant encore la qualité de service pour les Wallons et les Wallonnes tout en maintenant le coût de la distribution dans les limites de l'inflation. Ce d'autant plus que les tarifs de distribution sont particulièrement stables et aucunement responsables des hausses récentes des factures de gaz et d'électricité.

Cet équilibre pourrait également être atteint dans le modèle proposé même si les GRD en supporteraient les risques. C'est pour cela que dans les pages qui suivent, nous proposons en plusieurs endroits de faire évoluer les paramètres régulateurs de manière à permettre de rencontrer les enjeux sans modifier le modèle régulateur imposé par le régulateur et en tempérant les risques pour les GRD.

Cette amélioration indispensable du PMT 24-28 nécessite d'initier un réel processus de concertation avec les GRD. A minima, la CWaPE doit examiner les besoins du plan industriel d'ORES pour remplir ses obligations légales, dont celle de favoriser la transition énergétique, et s'assurer que le PMT 24-28 créera un cadre susceptible de couvrir les investissements prévus par les plans d'adaptation et d'investissements d'ORES.

ORES est déterminée à mener cette concertation à bien dans des délais raisonnables pour aboutir à une solution réellement équilibrée.

NB : Pour autant que de besoin, ORES note que la CWaPE fonde son PMT 24-28 sur le Décret Tarifaire du 19 janvier 2017 tel que modifié par le projet de décret adopté le 4 mai 2022 (page 4 du PMT 24-28). ORES constate que ce texte n'a pas encore été publié au Moniteur belge et qu'il n'est donc pas entré en vigueur. ORES émet toutes les réserves quant aux conséquences de cette absence d'entrée en vigueur de la législation invoquée par la CWaPE sur la validité de la procédure de concertation et de ses suites.

LES REMARQUES PONCTUELLES REPRISES CI-DESSOUS ARTICLE PAR ARTICLE SONT ENCADRÉES PAR LA NOTE INTRODUCTIVE QUI FAIT PARTIE INTÉGRANTE DE LA RÉPONSE D'ORES DANS LE CADRE DE LA CONCERTATION ET QUI CONTEXTUALISE LES RÉACTIONS ET PROPOSITIONS REPRISES CI-DESSOUS QUI SONT COMPLÉTÉES DES ANNEXES ÉGALEMENT JOINTES AU DOSSIER.

TITRE I. GÉNÉRALITÉS

Chapitre	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1	3	<p><u>Article 3, §3, 16°, 17°, 18°</u> <u>Historique de la plus-value de réévaluation dite plus-value iRAB</u></p> <p>Jusque fin 2002, les immobilisations corporelles étaient valorisées à l'actif du bilan sur base de la valeur comptable (soit la valeur d'acquisition diminuée du fonds d'amortissement) réévaluée en conformité avec la dérogation obtenue du Ministère des Affaires Economiques en date du 22 novembre 1985. Cette réévaluation, appelée plus-value indexation historique (rappelé à l'article 3, par.3, 17°), était basée sur une indexation des valeurs comptables au moyen d'une formule approuvée par le Ministère des Affaires économiques. Cette plus-value indexation historique sera totalement supprimée lors de la comptabilisation de la plus-value iRAB (voir ci-dessous).</p>	<p>ORES renvoie aux demandes de modifications des articles 15, 16, 21 et 24 à 31.</p>

	<p>Lors de la libéralisation du marché de l'énergie, un cadre réglementaire a été élaboré pour le transport et la distribution du gaz et de l'électricité. Ce cadre réglementaire devait permettre que, grâce à la valeur RAB, les investissements à long terme soient financés par les consommateurs actuels et futurs sur la durée de vie économique de l'investissement. La valorisation de la RAB a été déterminée sur la base d'un « coût de reconstruction amorti » à la date de 2001 pour l'électricité. Il s'agit d'une méthode très courante dans toute régulation. Le point de départ de cette valorisation est constitué par les installations basées sur les inventaires techniques, évaluées au prix de remplacement désindexé. Ils sont ensuite amortis selon les règles fixées par le régulateur.</p> <p>En effet, les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes d'électricité et de gaz disposant d'un inventaire technique permettant de justifier la valeur des immobilisations corporelles ont pu établir la valeur initiale des capitaux investis au 31.12.2001 (électricité) / 31.12.2002 (gaz naturel) sur la base de la valeur économique de cet inventaire. Les valeurs initiales ont été formellement approuvées par le régulateur compétent de l'époque (la CREG) puis confirmées en 2007 sur base des valeurs au 31 décembre 2005 pour l'électricité et au 31 décembre 2006 pour le gaz naturel.</p> <p>La différence initiale positive entre la valeur nette comptable des réseaux arrêtés au 31.12.2001</p>	
--	--	--

	<p>(électricité) / 31.12.2002 (gaz naturel) et la valeur de reconstruction économique nette des réseaux a constitué la plus-value de réévaluation iRAB (rappelée à l'article 3, par.3, 16°). Vu la nature spécifique de cet élément, la plus-value a été comptabilisée au niveau d'une rubrique séparée des immobilisations corporelles dès 2003 en remplacement de la plus-value historique. La plus-value de réévaluation subsistant dans les comptes d'ORES Assets ne concerne donc que la plus-value iRAB. ORES Assets avait décidé de ne pas l'amortir avant son approbation formelle par le régulateur compétent de l'époque, la CREG.</p> <p>En novembre 2007, les accords entre les GRD et la CREG ont débouché sur une transaction et la publication des arrêtés royaux du 2 septembre 2008 décrivant les règles de fixation de distribution dont les principes ont été repris dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la Région wallonne, régulateur compétent depuis le 1^{er} juillet 2014.</p> <p>Il y est ainsi indiqué que les coûts à couvrir par les tarifs comprennent notamment la partie de la plus-value relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés sur une réserve au passif du GRD. Le montant correspondant à la quote-part de plus-value afférente aux désaffectations a été fixé forfaitairement à 2% par an (article 2, § 1er, 7° des arrêtés royaux du 2 septembre 2008).</p>	
--	---	--

		<p>Ces dispositions ont été justifiées économiquement dans les rapports au Roi précédant les arrêtés royaux (M.B., 12 septembre 2008, pages 47504, 47505, 47531, 47532) et sont entrées en vigueur à partir de l'exercice tarifaire 2008. Leurs principes sont toujours d'application aujourd'hui (article 28 de la Méthodologie Tarifaire 2019-2023).</p> <p>Depuis 2008, la plus-value de réévaluation est donc amortie au taux de 2% par an et annuellement, ORES transfère le montant annuel amorti de la plus-value en réserves indisponibles.</p>	
--	--	---	--

TITRE II REVENU AUTORISÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1. Les éléments constitutifs du RA	2.2 Les charges nettes opérationnelles	12	<p>Concernant la définition des charges non contrôlables, ORES attire l'attention de la CWaPE sur la prise en compte des « impayés » relatifs aux différentes créances. ORES met en œuvre toutes les procédures de recouvrement mais n'a pas de contrôle sur le paiement effectif par le client.</p> <p>La mise en irrécouvrable d'une créance qui n'a pas pu être recouvrée malgré toutes les procédures mises en place devrait selon ORES être qualifiée de charge nette non contrôlable.</p> <p>Les impayés en cas de faillite d'un fournisseur ne peuvent pas non plus, selon ORES, être considérés comme des charges contrôlables et devraient également être considérés comme des charges non contrôlables.</p> <p>ORES estime en effet que si tout a été fait pour recouvrer une créance impayée, le fait que le client n'honore pas sa dette en définitive ne peut être imputé au GRD.</p> <p>ORES partage l'avis de la CWaPE qui, lors de la réunion de concertation et tel que repris dans le PV, estime que : « <i>La proposition ne doit pas déresponsabiliser le GRD de faire toutes les démarches pour récupérer l'impayé</i> ». Le coût</p>	<p>Nous renvoyons à l'« Annexe 1 - Créances impayées » concernant la motivation des propositions ci-dessous relatives aux créances commerciales impayées.</p> <p><u>Concernant les créances commerciales relatives :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Aux travaux OSP et non OSP - Aux fraudes (matériel + énergie) - Aux Inactifs Avec Consommation (IAC) - À l'énergie (clientèle sociale et sous X) <p>ORES propose que le taux repris à l'« Annexe 1 - Créances impayées » de 60% d'irrécouvrable soit considéré dans la nouvelle méthodologie 2024-2028 comme une charge nette non contrôlable (CNNC).</p> <p>Conformément à la méthodologie retenue par le SDA¹ en 2015 dans le cadre du ruling fiscal 2015.680, ce taux serait déterminé après une analyse statistique des créances par nature sur une période de 5 ans.</p> <p>Cette proposition permettrait de rencontrer la demande de la CWaPE qui consiste à ne pas déresponsabiliser le GRD de faire toutes les démarches pour récupérer l'impayé. ORES estime en effet que ne prendre à charge des CNNC qu'un pourcentage des créances impayées</p>

¹ Le Service des Décisions Anticipées (SDA) en matières fiscales (Ruling) est un service autonome du Service public fédéral Finances (SPF Finances) qui se prononce sur toute demande relative à l'application des lois d'impôt qui relèvent de ses compétences ou dont le SPF Finances assure le service de la perception et du recouvrement (sont visés ici certains impôts régionaux).

			<p>du recouvrement (coût des équipes qui assurent le recouvrement, frais de justice, ...) est porté à charge des charges nettes contrôlables (CNC) et il est dans l'intérêt de tout le monde de pouvoir recouvrer la créance impayée.</p>	<p>pousse le GRD à tenter de recouvrer un maximum les créances qui restent impayées mais permet également à ORES de se prémunir d'un risque qui engendre un coût inévitable malgré toutes les mesures de bonne gestion mises en place.</p> <p>L'écart entre le taux d'irrecouvrabilité constaté en réalité et celui fixé forfaitairement, qu'il soit supérieur ou inférieur, serait imputé à charge des charges nettes contrôlables (CNC), ce qui incite le GRD à recouvrer un maximum de créances impayées.</p> <p><u>Concernant les créances commerciales relatives au gridfee :</u></p> <p>Pour les mêmes raisons que pour les créances reprises ci-dessus, ORES propose que l'impayé qui subsisterait malgré toutes les procédures de recouvrement mises en œuvre soit considéré comme une CNNC.</p> <p>ORES propose que la mise en irrécouvrable d'une créance qui restera impayée soit ajoutée à la liste des charges nettes non contrôlables reprise à l'article 12.</p>
1. Les éléments constitutifs du RA	2.2 Les charges nettes opérationnelles	12	<p>Le revenu autorisé (RA) intègre les recettes issues des Tarifs non périodiques (TNP) au niveau des charges nettes contrôlables (CNC). Il y a dès lors une décorrélation entre l'évolution des TNP qui sont budgétés conformément à l'article 103 et les règles d'évolution des CNC qui évoluent selon les formules reprises à l'article 41. De ce fait, ORES court un risque sur les recettes des tarifs non périodiques (inconnue importante) qui viennent ex ante en déduction des charges nettes contrôlables et qui ne sont pas revues ex post.</p>	<p>ORES demande de neutraliser dans les années de départ les recettes issues des TNP qui viennent aujourd'hui en déduction des charges nettes contrôlables et que ces recettes soient ajoutées à la liste des charges et produits opérationnels non contrôlables reprise à l'article 12.</p>

			<p>Dans un modèle revenue cap au sein duquel le budget maximum des CNC est fixé mécaniquement au départ d'une réalité comptable, si les recettes issues de la facturation des TNP qui viennent en déduction de ces CNC devaient être moins importantes en réalité que celles comprises mécaniquement dans le revenu autorisé, cela grèverait le budget des CNC et imposerait de facto un facteur X complémentaire.</p> <p>L'incertitude sur la recette des TNP va être accentuée par la péréquation imposée par le régulateur au niveau des TNP.</p> <p>Cette recette dépend de volumes non contrôlables dans le modèle de la CWaPE et de tarifs approuvés par la CWaPE et a donc le caractère d'un produit non contrôlable. ORES propose donc de les traiter au même titre que les recettes issues des tarifs périodiques.</p>	
1. Les éléments constitutifs du RA	2.2 Les charges nettes opérationnelles	12	<p>Les coûts et produits de réconciliation qui ne passent pas par FeReSO devraient être repris dans la liste des charges et produits opérationnels non contrôlables au même titre que les charges et produits émanant de factures émises par la société FeReSO dans le cadre du processus de réconciliation.</p> <p>Pour rappel, lors de la remise du Modèle de rapport ex post 2019, la CWaPE avait considéré ces éléments comme des coûts et produits contrôlables en partant du principe qu'ils n'étaient pas repris à l'article 12, §1^{er}, 5° de la méthodologie tarifaire 2019-2023.</p>	<p>ORES demande de neutraliser dans les années de départ les coûts et produits relatifs aux processus de réconciliation qui ne passent pas par FeReSO et qui viennent aujourd'hui en déduction des charges nettes contrôlables.</p> <p>ORES demande d'ajouter ces coûts et produits à la liste des charges et produits opérationnels non contrôlables reprise à l'article 12.</p>

		<p>ORES souhaite réagir à ce reclassement car, bien que ces coûts ou produits ne passent pas par la société FeReSO, il s'agit bien d'un processus de réconciliation.</p> <p>Pour rappel, le processus de réconciliation, appelé communément rest-term, consiste à comptabiliser la quantité d'énergie prélevée sur le réseau du GRD qui n'a pas pu être attribuée à une partie du marché (fournisseur/responsable d'équilibre ou Supplier/BRP). C'est la différence entre l'allocation (qui comporte des incertitudes avec certains volumes estimés) et la réconciliation (qui reprend les volumes relevés).</p> <ul style="list-style-type: none">– On connaît précisément la quantité d'énergie qui a été injectée sur nos réseaux de distribution (=infeed). Elle provient principalement de ce que Elia injecte aux postes à haute tension (HT)– En allocation, on vient attribuer cette quantité aux différents Supplier/BRP actifs sur base de leur portefeuille de clients. Si on ne connaît pas encore le relevé au moment de ce calcul d'allocation, on prend une estimation (sur base de l'historique de consommation du client)– En réconciliation, on vient remplacer les estimations par les volumes relevés, la différence entre l'allocation et la réconciliation représente le volume de rest-term qui est à charge du GRD. Dans ce rest-term, on va retrouver tout ce qui n'a pas pu être mesuré (fraude, oubli de contrat, erreur lors de la relève, problème de compteur, constante erronée, ...)	
--	--	--	--

			<p>Vu la définition du rest-term, ORES estime que les montants relatifs aux autres formes de rest-term que ceux passant par FeReSO sont à considérer comme des charges non-contrôlables. Il s'agit des réconciliations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Réconciliation bilatérale ECS : Réconciliation entre ENGIE et ORES pour corriger des périodes de réconciliation définitivement clôturées (conformément à la convention) ; – Réconciliation avec STAWAG : Clients transfrontaliers belges du secteur EST alimentés par un fournisseur d'énergie allemand STAWAG à qui nous payons leur consommation ; – Réconciliation avec ENOVOS : Fournisseur Luxembourgeois ENOVOS qui alimente l'éclairage public de deux hameaux. 	
1. Les éléments constitutifs du RA	2.2 Les charges nettes opérationnelles	12	<p>« <i>Sont qualifiés de charges et produits opérationnels non contrôlables, les éléments suivants :</i></p> <p>1° ...</p> <p>...</p> <p>8° <i>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>Les modalités pratiques de la mise en œuvre de cette disposition devront être précisées de commun accord entre les GRD et la CWaPE.</p> <p>A titre illustratif, se pose notamment la question du traitement de l'amortissement de la plus-value de réévaluation qui est aujourd'hui considérée comme une dépense non admise (DNA).</p>
1. Les éléments constitutifs du RA	2.2 Les charges nettes opérationnelles	12	<p>ORES renvoie à ses remarques sur les articles 28, 29 et 41 concernant le coût de la dette et le facteur d'indexation.</p>	<p>ORES demande d'ajouter (i) le coût de la dette et (ii) l'inflation à la liste des charges et produits opérationnels non contrôlables reprise à l'article 12.</p>
1. Les éléments constitutifs du RA	3.2 Détermination de la marge bénéficiaire équitable	15	<p>ORES renvoie aux remarques formulées aux articles 24 à 31 concernant le traitement de la plus-value de réévaluation.</p>	<p>ORES demande de reformuler l'article 15 comme suit :</p> <p>« <i>Ex ante, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant</i></p>

				<p>de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :</p> <p>$MBE \text{ budgétée } N = (RAB \text{ budgétée hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation budgétée}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé})$</p> <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - N = année d'exploitation de la période régulatoire ; - RAB budgétée hors plus-value de réévaluation_N = base d'actifs régulés budgétée de l'année N, hors plus-value de réévaluation, déterminée conformément à l'article 22 ; - Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés (en ce compris à la plus-value de réévaluation) déterminé conformément aux dispositions des articles 28 et 29 ; - Plus-value de réévaluation budgétée_N = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 24. »
1. Les éléments constitutifs du RA	3.2 Détermination de la marge bénéficiaire équitable	16	<p>ORES renvoie aux remarques formulées aux articles 24 à 31 concernant le traitement de la plus-value de réévaluation.</p> <p>En outre, il importe de remplacer la référence à la période régulatoire 2019-2023 par la période régulatoire 2024-2028.</p>	<p>ORES demande de reformuler l'article 16 comme suit :</p> <p>« Ex post, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :</p> <p>$MBE \text{ réelle}_N = (RAB \text{ réelle hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation réelle}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé})$</p> <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - N = année de la période régulatoire 2024-2028 ; - RAB réelle hors plus-value de réévaluation_N = base d'actifs régulés réelle de l'année N hors plus-value de réévaluation déterminée conformément à l'article 22 ;

				<p>- <i>Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé, applicable à la base d'actifs régulés (en ce compris à la plus-value de réévaluation) déterminé conformément aux dispositions des articles 28 et 29.</i></p> <p>- <i>Plus-value de réévaluation réelle_N = plus-value de réévaluation réelle de l'année N déterminée conformément à l'article 24. »</i></p>
1. Les éléments constitutifs du RA	3.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés	20	<p>« 3.4.1. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation (...) »</p> <p>§ 2. <i>Ex ante, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements « réseau » visés au § 1^{er} sont, sauf exceptions dûment justifiées par le GRD et approuvées par la CWaPE, établis conformément aux derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE. »</i></p> <p>Comme cela est développé plus amplement ci-dessous (voy. les commentaires sur l'article 41), l'article 4, § 2, 4° du Décret Tarifaire impose à la CWaPE d'adopter « <i>une méthodologie tarifaire qui permet le développement équilibré des réseaux de distribution, conformément aux différents plans d'adaptation et d'investissements</i> » des GRD. La CWaPE doit donc s'assurer que le revenu autorisé de départ, dont les règles de détermination sont contenues dans la méthodologie tarifaire, permettra aux GRD de développer leurs réseaux de manière équilibrée et en conformité aux plans d'adaptation et d'investissement.</p>	<p>ORES demande (i) de confirmer que les investissements en gaz ont été approuvés par la décision du 7 juillet 2022 et peuvent être considérés comme une base valable pour la détermination du revenu autorisé 2024-2028 et (ii) d'approuver le plan d'adaptation en électricité pour la période 2024-2028, dans sa version définitive à remettre pour le 15 septembre 2022.</p>

		<p>Cette exigence implique que la CWaPE examine d'abord les plans d'adaptation et d'investissement des GRD pour qu'elle s'assure ensuite que les règles contenues dans la Méthodologie Tarifaire 2024-2028 créent un cadre accordant aux GRD les moyens suffisants pour réaliser ces adaptations et investissements. À tout le moins, il est requis que les règles de détermination du revenu autorisé tiennent compte des plans d'adaptation et d'investissement des réseaux des GRD.</p> <p>ORES remarque que la CWaPE a approuvé les plans d'investissement pour les réseaux de distribution de gaz naturel pour la période 2023-2028 en date du 7 juillet 2022 (avis CD-22g07-CWaPE-0910 sur les plans d'investissement 2023-2028 des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, p. 29) et qu'elle devra décider sur la version définitive, à remettre pour le 15 septembre 2022 au plus tard, des plans d'adaptation des réseaux de distribution d'électricité pour la même période 2023-2028 (article II.2, § 1^{er}, du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, approuvé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021).</p> <p>Les GRD « <i>sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans [d'adaptation et d'investissement], sauf cas de force majeure ou raison impérieuse qu'ils ne contrôlent pas</i> » (article 15, § 4, du Décret Électricité ; article 16, § 4, du Décret Gaz). Ces investissements relèvent donc des obligations légales qui incombent aux GRD dont ORES.</p>	
--	--	--	--

		<p>Les plans d'investissement approuvés pour le gaz naturel et les plans d'adaptation en cours d'examen pour l'électricité portent notamment sur la période 2024-2028, conformément à la législation et aux demandes de la CWaPE (lignes directrices CD-20a28-CWaPE-0027 du 28 janvier 2020 relatives à l'établissement du plan d'investissement pour la gestion des réseaux de distribution de gaz, p. 2, et avis CD-22g07-CWaPE-0910 précité du 7 juillet 2022, p. 4 pour le gaz naturel ; article 14, 4°, du décret adopté le 4 mai 2022, et lignes directrices CD-22a13-CWaPE-0037 du 13 janvier 2022 relatives à l'établissement du plan d'adaptation pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité, pp. 2 et 6, pour l'électricité). Dans sa décision du 7 juillet 2022 pour le gaz naturel, la CWaPE confirme expressément qu'elle a « <i>analysé l'ensemble des années 2023 à 2028 reprises dans les plans soumis par les GRD</i> » (avis CD-22g07-CWaPE-0910 précité, p. 29).</p> <p>Lorsque la CWaPE mentionne le « <i>caractère indicatif des quantités et montants transmis par ORES pour les années 2024 à 2028</i> » (avis CD-22g07-CWaPE-0910 précité, p. 31), cela signifie uniquement que la CWaPE n'a pas approuvé les « <i>aspects budgétaires [qui] sont davantage investigués dans le cadre des analyses tarifaires (revenus autorisés, tarifs, soldes et business plan éventuels)</i> » (avis CD-22g07-CWaPE-0910 précité, p. 7). Il n'en reste pas moins que la CWaPE a approuvé les investissements dans leurs aspects techniques, et que les GRD doivent veiller à ce que leurs propositions tarifaires correspondent aux investissements mentionnés dans leurs plans</p>	
--	--	--	--

		<p>d'adaptation et d'investissement (lignes directrices CD-20a28-CWaPE-0027 précitées du 28 janvier 2020, p. 2, pour le gaz naturel ; et lignes directrices CD-22a13-CWaPE-0037 précitées du 13 janvier 2022, p. 2, pour l'électricité).</p> <p>Ceci est d'ailleurs reconnu par la CWaPE elle-même lorsqu'elle indique à l'article 20, § 2 de sa proposition de nouvelle méthodologie tarifaire que : « [e]x ante, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements « réseau » visés au § 1^{er} sont, sauf exceptions dûment justifiées par le GRD et approuvées par la CWaPE, établis conformément aux derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE. »</p> <p>Comme indiqué, il est crucial que la CWaPE tienne compte des investissements qu'ORES est tenue d'effectuer lorsqu'elle fixe les règles de détermination du revenu autorisé. La CWaPE doit en effet s'assurer que ce revenu autorisé soit suffisant au regard des investissements identifiés comme nécessaires (voy. les commentaires sur l'article 41).</p> <p>Si par impossible la CWaPE devait considérer qu'elle n'aurait pas encore approuvé les investissements mentionnés pour la période 2024-2028 pour le gaz naturel, malgré sa décision du 7 juillet 2022, ORES solliciterait dans ce cas que la CWaPE se prononce sur ces investissements dans les meilleurs délais, au plus tard en même temps que sa décision sur la version définitive des</p>	
--	--	---	--

			<p>plans d'adaptation pour les réseaux d'électricité, et en toute hypothèse avant l'adoption de la Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028.</p> <p>En effet, la CWaPE doit se prononcer sur les plans d'adaptation et d'investissement également en ce qui concerne la période 2024-2028, afin que les investissements nécessaires puissent être pris en compte dans les propositions de revenu autorisé.</p>	
1. Les éléments constitutifs du RA	3.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés	21	<p>Au niveau des motivations de la CWaPE, ORES s'interroge sur la possible prise en charge de la désaffectation de la plus-value indexation historique alors qu'ORES l'a supprimée depuis 2003 et remplacée par la plus-value iRAB, ce qui pourrait la désavantager par rapport aux GRD wallons qui auraient conservé cette plus-value indexation historique.</p>	<p>Par conséquent, afin de traiter tous les GRD wallons de manière équitable, ORES demande à ce que le traitement de la plus-value indexation historique soit uniforme dans tous les GRD wallons.</p>
1. Les éléments constitutifs du RA	3.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés	24 à 31	<p>ORES comprend du Projet de Méthodologie Tarifaire les éléments suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> a. La diminution sur la période régulatoire 2024-2028 de l'iRAB (plus-value de réévaluation des actifs régulés) de la marge bénéficiaire équitable (MBE), avec une perspective d'exclusion intégrale de l'iRAB au-delà de 2028. Le rendement autorisé de l'iRAB est mentionné dans l'article 30 de la proposition. b. L'inclusion des amortissements de l'iRAB, comme par le passé, dans les coûts budgétés et donc dans les tarifs pour cette période régulatoire. La proposition ne fournit aucune information sur le traitement des amortissements de l'iRAB au-delà de 2028. 	<p>ORES estime que le phasing-out de la rémunération de la plus-value est illégal et demande que l'intégralité de sa RAB soit rémunérée à un taux conforme aux conditions de marché (voir remarques concernant l'article 28) sans distinction entre RAB et plus-value de réévaluation. Ceci afin de maintenir la cohérence par rapport aux décisions antérieures des régulateurs.</p> <p>L'ensemble des articles touchant à cet aspect doit être revu dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 : les articles 15, 16, 28 et 29 doivent être modifiés de sorte que le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation soit également applicable à la plus-value de</p>

			<p>c. Le maintien de l'impôt relatif à la MBE comme seul impôt considéré comme coût non contrôlable. ORES en déduit que les DNA au titre des amortissements de l'iRAB sont considérés comme des charges nettes contrôlables.</p> <p>La CWaPE justifie dans sa <i>Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire</i> la réduction de la marge bénéficiaire équitable relative à la plus-value de réévaluation comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Selon l'article 4, § 2, 8° du Décret Tarifaire, seul le capital investi dans l'actif régulé pourrait être rémunéré. Les plus-values résulteraient d'une opération purement comptable et ne nécessiteraient pas de capital complémentaire ; il n'y aurait pas de coûts de capital associés aux ré-évaluations. • Suite à la décision de la VREG de supprimer progressivement la rémunération sur les plus-values à partir de 2021, le maintien de cette rémunération en Wallonie ne pourrait plus être justifiée. Pour ce faire, la CWaPE fait référence à une étude d'<i>Europe Economics</i> commandée par la VREG. <p>Selon la CWaPE, la plus-value serait une opération purement comptable et les actionnaires n'auraient dépensé aucun capital. Cette affirmation ne correspond cependant pas à la réalité. La plus-value est plus qu'une opération comptable. L'établissement de la RAB initiale est un fondement important de la régulation. Car la RAB en ce compris la plus-value détermine la valeur de</p>	<p>réévaluation, et les articles 30 et 31 doivent en conséquence être supprimés.</p> <p>ORES demande également à la CWaPE de préciser ses intentions sur la prise en compte de l'amortissement de la plus-value dans les tarifs au-delà de 2028.</p>
--	--	--	---	--

		<p>l'entreprise, de la même manière qu'elle détermine la valeur en cas de rachat/vente d'actions. Elle constitue aussi un élément important pour la politique de financement. La RAB sert de garantie dans les financements externes par les banques et/ou investisseurs institutionnels. Il faut également rappeler que les actionnaires investissent dans la société que constitue le GRD et non pas directement dans l'actif régulé. Ne pas rémunérer la plus-value résulterait en une destruction de valeur et donc un appauvrissement collectif des actionnaires – à savoir les communes wallonnes. La démarche s'apparenterait à une expropriation partielle.</p> <p>Dans son deuxième argument la CWaPE invoque l'étude commandée par la VREG. La CWaPE ne fait cependant référence qu'à une citation partielle de l'étude. Dans son étude pour la VREG sur le plafonnement des prix, <i>Europe Economics</i> décrit trois positions possibles pour un régulateur sans pour autant que l'auteur ne prenne position. Au contraire, l'auteur souligne les problèmes potentiels majeurs si la méthodologie venait à être modifiée.</p> <p>Les trois positions mises en avant par l'auteur ne conduisent pas à identifier les plus-values de réévaluation comme un actif distinct et les deux premières ne conduisent pas à les exclure de la rémunération.</p> <p>Par contre l'auteur mentionne plusieurs problèmes en cas de changement d'approche réglementaire. Le premier concerne la destruction de valeur dont mention ci-avant,</p>	
--	--	--	--

		<p>qu'elle concerne toute vente d'actions ou toute dette pour laquelle la RAB a servi de capital implicite ou explicite. La deuxième conséquence négative serait que les consommateurs paieraient moins que ce qu'ils paieraient dans un marché libre et non régulé avec une concurrence efficace.</p> <p>Maintenir les tarifs artificiellement bas introduit une distorsion du marché. La valeur réelle du réseau doit être rémunérée et les tarifs doivent refléter le prix correct.</p> <p>Comme le démontre l'analyse juridique ci-après, les investisseurs doivent être suffisamment confiants dans un cadre réglementaire stable et prévisible. La façon dont le régulateur traite la plus-value est cruciale à cet égard. La proposition de la CWaPE modifie de manière substantielle et négative la rémunération de la RAB, dégradant ainsi la confiance des investisseurs.</p> <p><u>Analyse juridique</u></p> <p>L'origine de la plus-value de réévaluation iRAB a été expliquée ci-dessus dans les remarques relatives à l'article 3, § 3, 16° à 18°, du Projet de Méthodologie Tarifaire. Il en ressort que la plus-value de réévaluation n'est pas une opération purement comptable mais le fruit d'une analyse économique justifiée.</p> <p>Contrairement à ce que la CWaPE prétend, l'article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire ne contredit pas l'analyse économique qui a été acceptée par les régulateurs, les gouvernements et les législateurs du passé. Aucun extrait des travaux préparatoires ni aucun commentaire du</p>	
--	--	--	--

		<p>Décret Tarifaire ne soutient cette proposition. Vis-à-vis de la « rémunération équitable des capitaux investis », l'article 4, § 2, 8°, ne fixe aucune méthode de calcul. Il impose un objectif qui est de « <i>permet[tre] au [GRD] de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme.</i> » La disposition mentionne également certains critères d'appréciation qui sont parfaitement respectés par la plus-value iRAB : « <i>[c]ette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes</i> ».</p> <p>Non seulement la proposition de la CWaPE ne peut pas se prévaloir de l'article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire, mais elle est également contraire à l'article 4, § 1^{er} du même décret.</p> <p>L'article 4, §1^{er} du Décret Tarifaire prévoit que la CWaPE « <i>veille à maintenir la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés</i> ».</p>	
--	--	---	--

		<p>Cette disposition est issue de la législation fédérale², telle que modifiée par la loi du 8 janvier 2012, et a été reprise (et légèrement modifiée) par le législateur wallon lors de l'élaboration du Décret Tarifaire³.</p> <p>Elle interdit à la CWaPE d'exclure la plus-value iRAB de la RAB, alors qu'il a toujours été admis jusqu'à présent que celle-ci en faisait partie. En effet, le texte est clair et restreint la possibilité de la CWaPE de s'écarter de ses décisions antérieures en matière de valorisation des actifs régulés, si une telle modification ne maintient pas la cohérence des décisions successives. À tout le moins, la CWaPE devrait expliquer comment elle parvient à maintenir une cohérence avec les décisions antérieures.</p> <p>Cette conclusion est renforcée par la position que la CREG a exprimée à ce sujet lors de la modification des législations fédérales par la loi du 8 janvier 2012.</p> <p>La CREG avait critiqué l'adoption de ce principe en indiquant qu'elle lui interdisait de modifier la valeur de la RAB :</p> <p><i>« le projet de loi tente de lier le régulateur à des décisions prises durant des périodes réglementaires précédentes, et ce, d'une manière tellement spécifique que l'on peut même y lire une interdiction de modifier la valeur "regulated asset base" (RAB). Pourtant, les directives prévoient expressément que les approbations d'un</i></p>	
--	--	---	--

² Article 12bis, § 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et article 15/5bis, § 9, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations : « La commission [...] veille à maintenir la continuité des décisions qu'elle a prises au cours des périodes réglementaires antérieures, notamment en matière d'évaluation des actifs régulés ».

³ L'ordonnance bruxelloise du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et le décret flamand du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de politique énergétique ne comprennent pas de disposition similaire.

		<p><i>régulateur ne portent pas préjudice à une future utilisation dûment motivée de ses compétences »⁴.</i></p> <p>La CREG avait introduit un recours en annulation devant la Cour constitutionnelle contre la disposition précitée (parmi d'autres), en insistant sur le fait qu'elle devait « <i>pouvoir prendre des décisions tarifaires en rupture avec le passé, par exemple en cas de constat de fraude dans la valorisation des actifs, d'adaptation du caractère incitatif des tarifs, voire de changement de politique. L'instruction émanant de la loi ne semble viser que l'intérêt des gestionnaires de réseau »⁵.</i></p> <p>Dans cette procédure, le Conseil des ministres avait répondu qu'une telle continuité était nécessaire afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à y réaliser les investissements nécessaires, et qu'elle procédait d'un équilibre « <i>entre l'indépendance du régulateur et la nécessité d'assurer le bon fonctionnement du marché énergétique en rassurant les gestionnaires du réseau amenés à procéder à des investissements »⁶.</i></p> <p>La Cour constitutionnelle a rejeté le moyen d'annulation contre les dispositions fédérales précitées en mettant en évidence la nécessité pour les gestionnaires de réseaux de « <i>pouvoir procéder à des investissements à long terme et, dès lors, être assurés d'une certaine stabilité ou prévisibilité des prix et des méthodologies tarifaires »⁷.</i></p>	
--	--	---	--

⁴ *Doc. parl.*, Ch. repr., sess. ord. 2011-2012, n°53-1725/008, p. 74.

⁵ C.C., 7 août 2013, n°117/2013, A.30.2.

⁶ C.C., 7 août 2013, n°117/2013, A.30.3.

⁷ C.C., 7 août 2013, n°117/2013, B.32.3 et B.33.3.

			<p>Pour ce motif, la CWaPE ne peut tirer aucun argument valable de l'évolution de la régulation en Région flamande. En effet, contrairement au Décret Tarifaire wallon, le décret flamand du 8 mai 2009 ne comporte pas de disposition en rapport avec les décisions antérieures en matière de valeur des actifs régulés. Le cadre législatif différent empêche toute comparaison utile.</p> <p>En conséquence, la CWaPE ne peut pas modifier l'évaluation des actifs régulés comme elle l'envisage dans sa proposition (à savoir réduire puis exclure la plus-value iRAB) sans violer l'article 4, § 1^{er} du Décret Tarifaire.</p> <p><u>Analyse comptable</u></p> <p>La CWaPE motive son choix de ne pas rémunérer la plus-value de réévaluation iRAB par le fait qu'elle n'aurait nécessité aucun investissement de capitaux pour les financer mais cela n'est pas correct. En effet, dans diverses opérations de rachat (qu'il s'agisse de réseaux tiers voire de parts), le prix de cession tenait compte de la valeur de la plus-value de réévaluation iRAB.</p> <p>De plus, la CWaPE argue que cette plus-value iRAB ne serait qu'une opération comptable sans substance alors que depuis sa constitution, ORES démontre lors des tests d'impairment annuel des immobilisés que la valeur économique des réseaux est bien plus grande que leur valeur comptable, condition indispensable pour pouvoir acter une plus-value de réévaluation comme stipulé dans l'avis de la Commission des Normes comptables (CNC)</p>	
--	--	--	--	--

		<p>2011/14 : « <i>les sociétés peuvent procéder à la réévaluation de leurs immobilisations corporelles ... lorsque la valeur de celles-ci, déterminée en fonction de leur utilité, présente un caractère certain et durable par rapport à leur valeur comptable.</i> »</p> <p>Outre les éléments ci-avant cités, les propositions de la méthodologie ont des impacts comptables non négligeables qu'il s'agisse des comptes établis aux normes comptables belges ou aux normes comptables internationales qu'ORES établit à des fins de recherche de financement. La question est de savoir si les modalités prévues par la CWaPE peuvent induire la comptabilisation de réductions de valeur et dans ce cas, quelle en serait la hauteur et à quel rythme.</p> <p>Au niveau IFRS, la norme spécifique traitant des dépréciations et réductions de valeur, l'IAS 36 - <i>Dépréciation d'actifs</i> définit la valeur recouvrable d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie) en tant que la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de sortie et sa valeur d'utilité.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le même paragraphe de la norme définit la <u>valeur d'utilité</u> en tant que la <u>valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus d'un actif</u> (ou d'une unité génératrice de trésorerie). • IAS 36-9 stipule qu'une entité doit déterminer à la fin de chaque période de présentation de l'information financière s'il existe un quelconque indice qu'un actif ait pu se déprécier. S'il existe un tel indice, l'entité doit estimer la valeur recouvrable de l'actif. 	
--	--	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> • IAS 36-12 b) considère que les importants changements ayant un effet négatif sur l'entité qui sont survenus au cours de la période, ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique, juridique ou de marché dans lequel l'entité exerce ses activités, ou dans le marché auquel un actif est dédié, peuvent être considérés comme un indice de dépréciation d'un actif. • IAS 36-59 indique qu'une réduction de valeur (ou perte de valeur) est comptabilisée si, et seulement si, la valeur recouvrable d'un actif est inférieure à sa valeur comptable, et dans ce cas la valeur comptable de l'actif doit être ramenée à sa valeur recouvrable. • IAS 36-60 explique que cette perte de valeur est à comptabiliser en résultat net sauf si l'actif est comptabilisé à son montant réévalué selon une autre norme (par exemple, selon le modèle de la réévaluation proposé par IAS 16). Toute perte de valeur d'un actif réévalué doit être traitée comme une réévaluation négative selon cette autre norme. <p>Les normes comptables belges en la matière ne diffèrent pas des dispositions IFRS mentionnées ci-dessus.</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'article 3:42 de l'arrêté royal d'exécution du Code des sociétés et des associations du 29 avril 2019 (AR CSA) prescrit la comptabilisation d'amortissements non récurrents lorsque la valeur comptable des immobilisations dépasse leur valeur d'utilisation : 	
--	--	--	---	--

			<p>« Art. 3:42. § 1^{er}. Les immobilisations corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps font l'objet d'amortissements calculés selon un plan établi conformément à l'article 3:6, § 1^{er}. Elles peuvent notamment faire l'objet d'un plan d'amortissement accéléré, conformément aux dispositions fiscales en la matière. (...) Ces immobilisations font l'objet d'amortissements complémentaires ou non récurrents lorsque, en raison de leur altération ou de modifications des circonstances économiques ou technologiques, leur valeur comptable dépasse leur valeur d'utilisation par la société, l'ASBL, l'ASBL ou la fondation. »</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ceci est également confirmé dans l'avis CNC 2010/15 – <i>Méthodes d'amortissement</i> • L'avis CNC 2011/14 relatif aux plus-values de réévaluation indique les conditions auxquelles une plus-value de réévaluation doit satisfaire avant d'être comptabilisée. L'une des conditions est la condition de rentabilité. Le rapport au Roi précédant l'ancien arrêté royal du 12 septembre 1983, aujourd'hui abrogé, précisait qu'une réévaluation ne se justifie que dans la mesure où la productivité ou la rentabilité de l'actif en question doit générer une rentabilité suffisante permettant la couverture du coût d'amortissement supérieur découlant de la réévaluation. Cette règle a été reprise dans l'article 57 de l'arrêté royal du 30 janvier 2001 	
--	--	--	--	--

			<p>portant exécution du Code des sociétés puis par l'article 3:35 de l'arrêté royal du 29 avril 2019 portant exécution du Code des sociétés et des associations. L'avis de la CNC sur l'article 57 de l'arrêté royal du 30 janvier 2001 précise encore que la rentabilité peut être fixée en escomptant les flux de trésorerie futurs que l'actif concerné générera dans l'avenir, tout comme en IFRS.</p> <p>Sur base des dispositions normatives détaillées ci-dessus, il convient de déterminer si une réduction de valeur doit être comptabilisée dans les comptes d'ORES. Cela serait le cas si la valeur d'utilisation des immobilisations corporelles, y compris la plus-value de réévaluation, était inférieure à leur valeur comptable. La valeur d'utilisation est utilisée tant dans les référentiels comptables belge qu'international afin de déterminer si une réduction de valeur doit être comptabilisée sur un actif. La valeur d'utilisation est généralement définie comme la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs générés par un actif (ou groupe d'actifs) (confirmé par l'avis CNC 2011/14). Dans le cas particulier d'ORES, les flux de trésorerie futurs correspondent aux tarifs payés par les consommateurs, soit les coûts encourus (ici, les amortissements sur les immobilisations corporelles) et la marge bénéficiaire équitable.</p> <p>Deux hypothèses peuvent ainsi être considérées (avec une approche long terme à laquelle ORES ne peut répondre mais qu'il serait judicieux que la CWaPE précise) :</p>	
--	--	--	--	--

- i. La plus-value de réévaluation fait toujours partie de la RAB, et bien qu'elle ne génère plus de MBE, les amortissements de l'iRAB demeurent inclus dans les coûts budgétés et donc dans les tarifs au-delà de 2028 ;
- ii. La plus-value de réévaluation ne fait plus partie de la RAB (de manière similaire aux immobilisations incorporelles qui ne sont pas des projets informatiques autorisés) et donc les amortissements de l'iRAB ne sont plus considérés dans les coûts budgétés au-delà de 2028.

De manière schématique, les flux de trésorerie futurs (en millions d'euros) peuvent être présentés comme suit dans chacune des hypothèses, en comparaison avec la situation actuelle (méthodologies tarifaires antérieures, jusque 2023) :

Flux de trésorerie	Fin 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	(...)	2057
Méthodologie actuelle (rendement sur l'iRAB)	50.5	49.7	48.8	48.0	47.1	46.3	45.5	44.6	43.8 (...)			21.1
Rendement sur iRAB décroissant puis nul	50.5	49.7	40.0	35.7	31.6	27.7	24.1	20.7	20.7	20.7		20.7
Rejet de l'amortissement de l'iRAB >2029		50.5	49.7	40.0	35.7	31.6	27.7	24.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Une actualisation des flux dans la méthodologie actuelle justifie la valeur nette comptable de la plus-value de réévaluation (746 millions d'euros à fin 2021)⁸.

Sur base du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, étant donné la réduction des flux de trésorerie dans les deux hypothèses envisagées, la valeur d'utilisation devient inférieure à la valeur comptable, comme suit :

⁸ Ceci se base sur l'hypothèse que le rendement obtenu actuellement sur les actifs (4,053%) correspond au taux d'actualisation à utiliser dans le test de dépréciation selon les normes comptables. Le taux d'actualisation doit être déterminé pour chaque test de dépréciation. Si le taux de rendement diminue fortement dans le futur et devient inférieur au taux d'actualisation utilisé pour le test, la valeur d'utilisation des actifs (tant la RAB que l'iRAB) pourrait être inférieure à leur valeur comptable, et une dépréciation devrait être enregistrée. Dans le contexte inflationniste actuel, on constate que les taux d'actualisation ont tendance à augmenter significativement, ce qui induirait une perte de valeur très importante.

			<ul style="list-style-type: none"> - sur base d'un taux d'actualisation à 4,053%⁹, une valeur d'utilisation d'environ [confidentiel] d'euros dans le cas où les amortissements de la plus-value de réévaluation sont considérés dans les coûts et donc dans les tarifs, mais que le taux de rendement appliqué à la plus-value est décroissant sur la période 2024-2028, et nul ensuite. Cette valeur correspond aux montants encaissés via les tarifs jusqu'en 2057, qui sont réduits par rapport à la méthodologie actuelle, comme présenté dans le tableau ci-dessus. - sur base d'un taux d'actualisation à 4,053%¹⁰, une valeur d'utilisation d'environ [confidentiel] d'euros dans le cas où la plus-value de réévaluation ne peut plus être amortie dans les tarifs après 2028. Cette valeur correspond aux montants réduits encaissés sur la période 2022-2028, présentés dans le tableau ci-dessus. <p>En conséquence, une réduction de valeur de l'ordre de [confidentiel] devrait être enregistrée en comptabilité, tant pour les comptes consolidés établis en IFRS, que pour les comptes statutaires et consolidés établis en normes comptables belges. Cela réduirait les fonds propres des mêmes montants, soit 15 à 30% des fonds propres (environ 1,9 milliards à fin 2021). Cette analyse chiffrée laisse</p>	
--	--	--	--	--

⁹ Correspondant au rendement obtenu actuellement, dans l'objectif de réaliser une première estimation. Le taux d'actualisation doit être déterminé pour chaque test de dépréciation.

¹⁰ Idem

		<p>supposer un taux d'actualisation équivalent au rendement actuel.</p> <p>Mais sera-t-il toujours raisonnable de considérer que le taux d'actualisation pour un test de dépréciation est identique au taux de rendement, dans le contexte actuel d'augmentation des taux ? Cette hypothèse aura un impact vraiment très important sur la valeur des actifs et donc sur les fonds propres.</p> <p>À noter que le traitement fiscal de la plus-value de réévaluation envisagé dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 n'a pas d'impact immédiat sur les fonds propres, mais réduira d'autant les bénéfices nets et donc les fonds propres d'ORES dans le futur.</p> <p>En complément des développements ci-avant, il convient, premièrement, d'ajouter l'impact de la rémunération liée à la plus-value iRAB sur les covenants financiers auxquels ORES a dû souscrire en regard des financements accordés par la Banque Européenne d'Investissement. En effet une diminution de la MBE a un impact direct sur l'EBITDA d'ORES et donc sur le respect du covenant « <i>EBITDA/service de la dette</i> » qui doit respecter un certain niveau au risque d'un remboursement anticipé de l'emprunt (pour rappel d'un montant de [confidentiel]). Cet élément ne peut pas être négligé.</p> <p>Deuxièmement, cette plus-value de réévaluation constitue un actif de l'entreprise et par conséquent intervient dans la valorisation de l'entreprise. Lorsqu'un</p>	
--	--	--	--

		<p>investisseur acquiert une entreprise et paie une valeur pour ses actifs, c'est parce qu'elle considère que chaque euro de son actif contribuera au rendement que l'investisseur peut attendre de cet actif. Cela signifie que si ORES ne perçoit plus de rémunération pour cet actif, il perd toute sa valeur. Cela signifie que si ORES devait un jour vendre son réseau ou une partie de son réseau (par exemple dans le cas d'un changement de GRD lors d'un renouvellement), cette plus-value de réévaluation n'interviendrait plus dans la valorisation. ORES souhaite que la CWaPE prenne position sur ce point en justifiant sur base d'éléments comptables et financiers quelle serait la valorisation d'un GRD, particulièrement par rapport à sa plus-value de réévaluation, en cas de vente d'un ou d'une partie d'un réseau à un tiers (GRD ou autre société).</p> <p>Troisièmement, si la valeur du réseau devait être impactée par cette suppression de la plus-value de réévaluation et que ORES Assets devait céder son ou une partie de son réseau, ce sont les actionnaires de ORES Assets qui seraient particulièrement impactés par la diminution de la valeur de ORES Assets. L'ensemble des communes actionnaires se verraient privé d'une partie significative de la valeur de vente.</p> <p>Enfin, la suppression de rémunération sur la plus-value de réévaluation constituerait une rupture avec les réglementations précédentes (cf. Analyse juridique), ce qui enverrait un signal extrêmement négatif aux investisseurs et aux banques. En effet, la stabilité réglementaires et la valeur du réseau constituent des</p>	
--	--	--	--

			<p>garanties absolues auprès de ceux-ci. Les gestionnaires de réseaux de distribution sont des entreprises à forte intensité de capitaux qui ont besoin d'un environnement réglementaire stable pour éviter de décourager les investisseurs et accroître les coûts de financement.</p> <p>En conclusion, la proposition de la CWaPE d'exclure progressivement la plus-value iRAB de la base de calcul de la MBE fait courir un risque d'une ampleur inacceptable sur la capacité d'ORES d'accéder aux différentes sources de financement de ses activités (violation de l'article 4, §2, 8°, du Décret Tarifaire) et de se faire évaluer sur les marchés financiers avec une sécurité raisonnable (violation de l'article 4, §1^{er}, alinéa 1^{er}, du même décret).</p>	
1. Les éléments constitutifs du RA	3.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés	28	<p>« Point 3.4.7 Définition des pourcentages de rendement autorisés</p> <p>Article 28. § 1^{er}. <i>Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital.</i></p> <p>§ 2. <i>Le coût moyen pondéré du capital est la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes. Il permet de rémunérer les fonds propres et les dettes ayant servi au financement des actifs régulés du gestionnaire de réseau de distribution et s'applique à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation, telle que définie à l'article 18.</i></p>	<p>ORES demande à la CWaPE reformuler les §§ 1^{er} et 2 de l'article 28 comme suit :</p> <p>« § 1^{er}. <i>Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés (en ce compris à la plus-value de réévaluation) est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital.</i></p> <p>§ 2. <i>Le coût moyen pondéré du capital est la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes. Il permet de rémunérer les fonds propres et les dettes ayant servi au financement des actifs régulés du gestionnaire de réseau de distribution et s'applique à la base d'actifs régulés (en ce compris à la plus-value de réévaluation), telle que définie aux articles 18 et 19. »</i></p> <p>En ce qui concerne le § 3, et comme convenu avec la CWaPE lors de la réunion de concertation du 6 juillet</p>

§ 3. Le coût moyen pondéré du capital est formulé comme suit :

$$CMPC = \frac{E}{E + D} * k_E + \frac{D}{E + D} * k_D$$

Avec :

Composante	Sous composante	Définition
E		Capitaux propres
D		Dette
k_D	Coût de la dette $k_D = r_f + d$	
	r_f	Taux sans risque
	d	Prime de risque crédit, compensant le risque de défaut
k_E	Coût des capitaux propres $k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)$	
	r_f	Taux sans risque
	β_e	Bêta des capitaux propres, couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD
	$k_m - r_f$	Prime de risque de marché

ORES constate le changement de définition du D qui est devenu « dette » au lieu de « dette financière » tel que dans la méthodologie actuelle. Ce changement n'est pas justifié.

Outre la nécessité de revoir les paramètres de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC), la volatilité actuelle des marchés et des taux en particulier impose d'établir un régime de contrôle ex post du coût de la dette. Les écarts qui seront constatés devront constituer des soldes réglementaires, ce qui est non seulement le système le plus honnête vis-à-vis des URD mais également une condition nécessaire au respect de l'article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire. Si la proposition

2022, ORES demande que le « D » réponde à la définition de « Dette financière » comme c'est le cas dans le cadre de la méthodologie 2019-2023.

En ce qui concerne le § 4, ORES demande à la CWaPE de le reformuler comme suit :

« § 4. Les paramètres retenus pour déterminer la valeur du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB (en ce compris à la plus-value de réévaluation) sont les suivants :

Composante	Abréviation	Valeur 2024-2028
Taux sans risque nominal	r_f	3,10 %
Prime de risque de marché	$k_m - r_f$	5,5 %
Bêta des fonds propres	β_e	0,75
Coûts des fonds propres	k_E	7,25 %
Prime de risque de dette		1,05%
Frais de transaction		0,10%
Coût des dettes	k_D	4,25 %
Ratio d'endettement		52,5%
Ratio des fonds propres		47,5%
Coût moyen pondéré du capital	CMPC	5,675 %

En ce qui concerne les différents paramètres concernant les fonds propres, nous renvoyons à l'« Annexe 2 - Coût des fonds propres ».

En ce qui concerne les différents paramètres du coût de la dette, nous renvoyons à l'« Annexe 3 - Coût de la dette ».

ORES plaide pour un système de répercussion du coût de la dette au sein duquel ce coût est considéré comme non contrôlable. Ex ante, la prévision du coût de la dette serait basée sur un taux mixte qui reprendrait à la fois un

			devait être approuvée, il conviendra d'adapter les articles 116 et suivants en conséquence.	<p>taux de 4,25% en ce qui concerne les dettes à refinancer pendant la période 2024-2028 et un taux moyen pour la dette historique (soit celles souscrites avant le 1^{er} janvier 2024) et qui serait pondéré par GRD avec la quote-part ancienne/nouvelle. Ex post, le système de contrôle des coûts non contrôlables par le régulateur s'appliquerait. L'écart entre le coût de la dette budgété et le coût de la dette réel constituera ainsi un solde régulateur qui sera soit une dette tarifaire (passif régulateur) si le coût budgété est supérieur au coût réel, soit une créance tarifaire (actif régulateur) si le coût budgété est inférieur au coût réel.</p> <p>Il y aurait lieu de modifier en ce sens les articles 12 (sur la liste des charges opérationnelles non contrôlables), ainsi que les articles 28 et 29 (pour exclure le coût de la dette de la formule de calcul du CMPC).</p>
		29		ORES demande de remplacer les mots « <i>hors plus-value de réévaluation</i> » par les mots « <i>(en ce compris à la plus-value de réévaluation)</i> ».
		30 et 31		ORES demande de supprimer ces deux articles qui n'ont plus lieu d'être vu les modifications apportées aux articles 15, 16, 28 et 29.
1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	32 § 1 ^{er}	« (...) reflétant le niveau de qualité des services rendus par le gestionnaire de réseau de distribution relatif, pour la période régulatoire 2024-2028, aux indicateurs suivants décrits dans les lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025 :	<p>Afin de tenir compte des éléments qui dépendent réellement du GRD, ORES propose d'adapter ces indicateurs en remplaçant le terme « recevables » par « fondées » et donc de les formuler comme suit :</p> <p>« 2° Le nombre de plaintes fondées pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE ;</p>

		<p>(...)</p> <p>2° <i>Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE ;</i></p> <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, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE ; »</i></p> <p>ORES réitère sa demande formulée dans le cadre des consultations sur les lignes directrices évoquées dans cette disposition. Le GRD rappelle que prendre en compte les plaintes recevables selon les critères du Service de Médiation Régional dans un indicateur induisant une possible minoration du revenu autorisé pour le GRD n'est pas approprié et injustement pénalisant pour le GRD. En effet, un dossier est considéré comme recevable chez le Médiateur si le client démontre des démarches préalables envers son fournisseur d'énergie ET/OU son GRD. Or, le GRD n'a pas forcément eu connaissance de la contestation du client. Le client va d'ailleurs très logiquement plutôt se tourner d'abord vers son fournisseur d'énergie que vers son GRD. L'expérience montre que, très souvent, ORES n'a reçu aucune contestation, que ce soit de la part du client ou de son fournisseur, avant de recevoir le dossier en médiation. Dès lors, il n'est pas correct de considérer que toute plainte recevable reçue par le Médiateur serait dû au fait</p>	<p>3° <i>Le nombre de plaintes fondées par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE ; »</i></p>
--	--	--	---

			<p>que le GRD n’aurait pas été en mesure de traiter la plainte en première ligne en expliquant au client pourquoi la réclamation était injustifiée. Cet indicateur en l’état ne mesure donc pas la qualité du service rendu par le GRD à son client mais plutôt la qualité d’un service sur lequel le GRD n’a pas de prise. La prise en compte des plaintes fondées serait plus pertinente.</p> <p>La CWaPE a notamment mis en avant, pour maintenir la notion de « recevable » et non de « fondée », le préjudice subi par l’utilisateur final ou un désagrément rencontré par ce dernier. Or, en reprenant les plaintes recevables et non les plaintes fondées, ce désagrément n’est pas nécessairement lié à la qualité de service du GRD. Etant donné que cet indicateur a pour objectif de mesurer la qualité de service du GRD, seuls les éléments relevant de son champs d’action devraient être pris en compte pour le terme « qualité ».</p> <p><i>« 4° La fréquence d’interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ; »</i></p> <p>La mise en œuvre de ce KPI étant prévue dans le courant du 2^{ème} semestre 2026, ORES estime que cet aspect devra faire l’objet d’une concertation spécifique au moment de la mise en place de cet indicateur.</p>	<p>En ce qui concerne la disposition suivante :</p> <p><i>« 4° La fréquence d’interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ; »</i></p> <p>ORES se réserve de formuler toute remarque à ce sujet lors de la mise en œuvre de cet indicateur et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l’objectif de manière chiffrée.</p>
--	--	--	--	--

		<p>« 5° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;</p> <p>6° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ; »</p> <p>Les indicateurs relatifs à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux d'électricité sont actuellement uniquement concentrés sur les réseaux moyenne tension. Il n'y a aucun indicateur qui mesure la fiabilité du réseau basse tension alors que celle-ci est également prépondérante pour l'alimentation en électricité des clients du GRD. Il serait également opportun de pouvoir développer un indicateur sur les réseaux gaziers pour le mettre en œuvre dans le cadre de la période réglementaire qui suivra la période 2024-2028.</p> <p>En outre, comme évoqué dans la consultation sur les lignes directrices évoquées dans cette disposition, ORES estime que le nombre d'indicateurs entrant dans le terme « qualité » devrait être limité à quelques indicateurs. Le Projet de Méthodologie Tarifaire en prévoit 9 en 2028 parmi lesquels certains sont redondants ou liés à des facteurs exogènes (notamment des actions de tiers). ORES proposant d'autres indicateurs à prendre en compte pour la période réglementaire 2024-2028 pour mesurer les différents aspects de la qualité, il est proposé de ne pas augmenter le nombre d'indicateurs en supprimant certains.</p>	<p>En ce qui concerne les dispositions suivantes :</p> <p>« 5° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;</p> <p>6° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ; »</p> <p>ORES propose de supprimer les indicateurs 5° et 6° (SAIDI « totale URD » et SAIFI « totale URD ») et de les remplacer par un indicateur sur le nombre de défauts sur le réseau basse tension électricité qui serait intitulé comme suit :</p> <p>« 5° Nombre de défauts sur réseau basse tension électricité par 1.000 EAN »</p> <p>Une proposition de méthode de calcul est reprise à l'« Annexe 4 – Terme Qualité ».</p> <p>Outre l'intérêt de disposer d'un indicateur sur la fiabilité des réseaux basse tension, cet indicateur est beaucoup plus parlant pour les clients particuliers que par exemple l'indisponibilité du réseau SAIDI qui lui mesure la fiabilité du réseau moyenne tension.</p> <p>ORES propose de fixer l'objectif dans les lignes directrices de la CWaPE en concertation avec les GRD et qu'il soit basé sur 5 années roulantes afin de tenir compte des évolutions du secteur (productions décentralisées, mobilité électrique, compteurs communicants, etc.).</p>
--	--	--	---

		<p>Etant donné ces nécessités de disposer d'un indicateur sur la fiabilité des réseaux électricité basse tension et de limiter le nombre d'indicateurs pris en compte dans le terme « qualité », il est proposé de retirer de ce terme les indicateurs 5° et 6° qui intègrent des éléments exogènes au GRD et qui sont donc hors de son contrôle. En effet, qu'il s'agisse des défauts de câble, de ligne ou de cabine causés par un tiers, aucun de ces éléments n'incombe au GRD et ne reflète la qualité des services du GRD.</p> <p><i>« 7° Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ; »</i></p> <p>La mise en œuvre de ce KPI étant prévue dans le courant du 2^{ème} semestre 2027, ORES se réserve de formuler toute remarque à son sujet lors de cette mise en place et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l'objectif de manière chiffrée.</p> <p><i>« 8° Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ; »</i></p> <p>Cet indicateur recoupe l'indicateur 2° « Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par</p>	<p>Si les indicateurs 5° et 6° du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 sont maintenus, ORES se réserve de formuler toute remarque à ce sujet lors de la mise en œuvre de cet indicateur et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l'objectif de manière chiffrée.</p> <p>Vu la proposition ci-dessus de remplacer les indicateurs 5° et 6° par un seul indicateur, le numéro de cet indicateur devra être revu (7° devenant 6°) :</p> <p><i>« 6° Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ; »</i></p> <p>La mise en œuvre de ce KPI étant prévue dans le courant du 2^{ème} semestre 2027, ORES se réserve de formuler toute remarque à son sujet lors de cette mise en place et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l'objectif de manière chiffrée.</p> <p>ORES propose de remplacer l'indicateur repris au 8° (taux de rectification des index relevés/courbes de charge) par un indicateur lié à la transition énergétique. Cet indicateur concernerait le taux d'énergie renouvelable</p>
--	--	--	---

		<p>gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l’Energie de la CWaPE ». Il peut donc être considéré comme redondant.</p> <p>Etant donné qu’aucun indicateur ne mesure l’implication du GRD dans la transition énergétique, ORES propose de remplacer cet indicateur 8°, déjà mesuré par ailleurs dans l’indicateur 2°, pour mettre en place un indicateur lié à cette transition énergétique.</p> <p>L’indicateur proposé concernant la transition énergétique est motivé par la position du Gouvernement wallon concernant les énergies renouvelables, confirmée notamment dans la Déclaration de politique régionale 2019-2024, dans le chapitre 12 « L’énergie », section « La production d’énergies renouvelables » –ainsi que dans l’objectif repris dans le Plan climat énergie (cible 2030)¹¹.</p> <p>Dans le rapport de consultation sur les lignes directrices visées par la présente disposition, la CWaPE rejoint les GRD sur la proposition d’ajouter un indicateur permettant d’inciter positivement les GRD pour leur rôle dans la transition énergétique. Elle précise différentes conditions pour cette mise en œuvre, notamment qu’il y ait une valeur ajoutée d’un point de vue sociétal, que les clients finals ne doivent pas supporter seuls les risques inhérents à des projets de transition énergétique, qu’il doit y avoir des résultats concrets,... Afin de pouvoir rencontrer ces conditions, ORES propose, comme</p>	<p>injectée sur le réseau du GRD et serait intitulé (avec la révision du numéro) :</p> <p><i>« 7° La proportion d’énergie renouvelable injectée sur le réseau du GRD ; »</i></p> <p>Une proposition de méthode de calcul est reprise à l’« Annexe 4 – Terme Qualité ».</p>
--	--	---	--

¹¹ <https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-a.pdf>

		<p>indicateur relatif à la transition énergétique, d'ajouter un indicateur prenant en compte l'énergie renouvelable injectée sur le réseau du GRD. Cet indicateur permettrait de prendre en compte le rôle des GRD dans la création d'un secteur de l'énergie durable.</p> <p>Au contraire des indicateurs prenant en compte la structure et la typologie du réseau (tels la disponibilité, la fréquence, les défauts,...), il est possible de déterminer une cible commune à tous les GRD pour cet indicateur.</p> <p>Il est proposé d'ajouter un indicateur supplémentaire qui serait centré sur la satisfaction des clients finals quant à la réalisation des prestations effectuées par le GRD (travaux réalisés en basse tension et basse pression). Il permettrait de mesurer la qualité de service du GRD dans le cadre de toute réalisation des travaux par une enquête réalisée auprès des clients concernés. Ce qui donnerait une vision de la satisfaction de la clientèle plus large que celle basée uniquement sur les plaintes fondées (et donc issues d'une démarche du client liée à une insatisfaction).</p> <p><i>9° Le taux de perte. »</i></p> <p>La mise en œuvre de ce KPI étant prévue dans le courant du 2^{ème} semestre 2027, ORES se réserve de formuler toute remarque à son sujet lors de cette mise en place et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l'objectif de manière chiffrée.</p>	<p>ORES propose d'ajouter un nouvel indicateur dans le 8° mesurant la satisfaction des clients et qui serait intitulé (avec la révision du numéro) :</p> <p><i>« 8° La satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients basse tension et basse pression ; »</i></p> <p>Une proposition de méthode de calcul est reprise à l'« Annexe 4 – Terme Qualité ». L'objectif serait fixé dans les lignes directrices de la CWaPE en concertation avec les GRD, avec une période de publication au 2^e semestre 2027.</p> <p><i>« 9° Le taux de perte. »</i></p> <p>La mise en œuvre de ce KPI étant prévue dans le courant du 2^{ème} semestre 2027, ORES se réserve de formuler toute remarque à son sujet lors de cette mise en place et de la concertation qui devra la précéder. Il est en effet actuellement impossible de juger le futur résultat et l'objectif de manière chiffrée.</p>
--	--	---	--

1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	32 § 3	<p>« Les indicateurs visés aux points 1° à 3° seront pris en compte pour l'évaluation du terme « qualité » dès l'année 2024, tandis que les indicateurs visés aux points 4° à 6° le seront à partir de l'année 2027 et que les indicateurs visés aux points 7° à 9° le seront à partir de l'année 2028. »</p>	Comme évoqué précédemment, vu les adaptations proposées aux indicateurs, le cas échéant, les numéros et les années d'entrée en vigueur devront être revus en conséquence.
1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	34 § 2	<p>« Article 34, § 2. 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. (...) »</p> <p>La CWaPE demande aux GRD de se concerter et d'établir des plans d'action visant à permettre de collecter et rapporter les données pour les indicateurs qui entreront en vigueur à partir de 2027 et de 2028. La lecture combinée du Projet de Méthodologie Tarifaire et de sa motivation font d'ailleurs apparaître l'introduction de deux plans d'action : l'un en même temps que l'introduction de la proposition de revenu autorisé et l'autre en même temps que l'introduction de la proposition tarifaire.</p> <p>Or, il importe que ce travail de collecte et de préparation des rapports à transmettre à la CWaPE soit réalisé/coordonné par la CWaPE. Il appartient au régulateur de veiller à son caractère homogène, transparent et fiable et de prévoir les processus ad hoc dans des lignes directrices soumises à la concertation avec les GRD. Ce sont en effet des lignes directrices qui</p>	<p>ORES propose de revoir le 1^{er} alinéa de la disposition pour instaurer la mise en place de lignes directrices complémentaires à celles existant actuellement :</p> <p>« § 2. La CWaPE définit, en concertation avec les GRD, dans des lignes directrices, les principes visant à permettre aux GRD 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. »</p>

			<p>doivent définir les données à prendre en compte dans les indicateurs ainsi que les formules à appliquer. Les GRD ne peuvent pas être à la fois partie prenante au processus (puisque l'incitant financier va minorer ou majorer le revenu autorisé) et en être le juge en définissant les plans d'action. Bien entendu, comme évoqué lors de la réunion de concertation du 6 juillet 2022, pour les données provenant du rapport qualité, les 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) doivent être respectés.</p> <p>En outre, comme évoqué précédemment, vu les adaptations proposées aux indicateurs, le cas échéant, les numéros devront être revus en conséquence.</p>	
1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	34 § 3	<p><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>ORES est d'avis que la réalisation d'un audit indépendant est du ressort de la CWaPE ou d'un autre auditeur externe neutre qui a une visibilité globale sur les chiffres de tous les GRD.</p>	<p>ORES propose de formuler l'article comme suit :</p> <p><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 <u>commun à l'ensemble des GRD</u> 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>
1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	35	<p><i>« Article 35. Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés au point 1° à 3° de l'article 32 sont les suivants :</i></p>	

		<p>(...) »</p> <p>Le principe de non-discrimination constitue une ligne directrice imposée par les articles 10 et 11 de la Constitution et rappelée à l'article 4, § 2, 1° du Décret Tarifaire que la CWaPE doit respecter lorsqu'elle décide d'établir la Méthodologie Tarifaire.</p> <p>Le principe de non-discrimination est violé lorsque l'on traite différemment des personnes se trouvant dans des situations comparables, mais aussi lorsque l'on traite de la même manière des personnes se trouvant dans des situations différentes.</p> <p>(...) 1) <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » :</i></p> <p><u>Détermination générale de l'objectif</u></p> <p>Au contraire de tous les autres indicateurs, celui-ci est déterminé à partir d'un objectif annoncé ambitieux issu des rapports qualité 2020 et 2021 et non à partir des données historiques observées. Pour éviter toute discrimination, l'objectif doit être revu en tenant compte d'observations réelles.</p> <p><u>Détermination de l'objectif pour ORES</u></p> <p>Dans la Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE retient un objectif global pour ORES en tant que GRD unique, pour répondre à la demande formulée par</p>	<p>Concernant la disposition suivante :</p> <p>« 1) <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » :</i> »</p> <p><u>Détermination générale de l'objectif</u></p> <p>ORES propose de partir d'une moyenne sur les dernières années (5 ans si possible) et d'adapter l'objectif en conséquence.</p> <p><u>Détermination de l'objectif pour ORES</u></p> <p>ORES propose de se baser sur la donnée calculée au global d'ORES.</p>
--	--	--	---

		<p>ORES notamment dans la consultation sur les lignes directrices. Ceci est d'autant plus correct qu'au cours de la période tarifaire 2024-2028, le rapport qualité sera uniquement rendu globalement pour ORES et non plus par secteur tarifaire.</p> <p>Toutefois, la manière de déterminer l'objectif global en faisant la moyenne de chaque secteur d'ORES n'est pas correcte. Comme expliqué précédemment par le régulateur dans la motivation, il faut tenir compte des différences dans la structure des réseaux et des disparités constatées entre les GRD qui découlent partiellement de leur typologie différente (rural, urbain, mixte, etc). Faire une simple moyenne des secteurs d'ORES fait fi de ces différences. L'objectif devrait également être revu en conséquence.</p> <p><i>2) Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau : ORES Electricité et Gaz : 103 plaintes</i></p> <p><i>3) Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index : ORES Electricité et Gaz : 129 plaintes</i></p> <p>En l'espèce, les GRD sont dans la même situation en rapport avec le taux de plaintes des URD. En fixant des objectifs individualisés alors que tous les GRD se trouvent dans la même situation objective (puisque tous ont disposé des mêmes moyens proportionnels pour investir</p>	<p>Les données à prendre en compte pour déterminer l'objectif pour cet indicateur sont donc les suivantes pour ORES :</p> <table border="1" data-bbox="1518 316 2134 582"> <tr> <td>2016</td> <td>00:38:00</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>00:34:00</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>00:29:00</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>00:29:00</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>00:26:00</td> </tr> <tr> <td>Moyenne 5 ans</td> <td>00:31:12</td> </tr> </table> <p>ORES propose d'adapter en conséquence l'objectif d'ORES:</p> <p><i>« L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » : ORES Électricité : 31 minutes et 12 secondes »</i></p> <p>Concernant les dispositions suivantes :</p> <p><i>2) Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau : ORES Electricité et Gaz : 103 plaintes</i></p> <p><i>3) Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index : ORES Electricité et Gaz : 129 plaintes</i></p> <p>Pour éviter toute discrimination, ORES propose de mettre en place un objectif unique pour tous les GRD, exprimé sous forme d'un pourcentage de plaintes par EAN. Cet</p>	2016	00:38:00	2017	00:34:00	2018	00:29:00	2019	00:29:00	2020	00:26:00	Moyenne 5 ans	00:31:12
2016	00:38:00														
2017	00:34:00														
2018	00:29:00														
2019	00:29:00														
2020	00:26:00														
Moyenne 5 ans	00:31:12														

		<p>dans leurs réseaux conformément aux mêmes obligations légales), la CWaPE viole ce principe de non-discrimination.</p> <p>Un GRD ayant investi considérablement dans son réseau et ses outils pour assurer une bonne qualité de service est doublement pénalisé par le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Par une efficacité moindre estimée, traduite par un facteur X élevé ; et ○ Par un objectif élevé en terme de qualité, soumis à minoration du revenu autorisé s'il ne peut en maintenir le niveau élevé. <p>Il en découle que la qualité de service doit être prise en compte dans la détermination des CNC 2024-2028 (voir commentaire sur l'article 46 ci-dessous). Si cela n'est pas fait, ORES est d'avis que fixer des majorations/minorations de revenus autorisés sur la base d'indicateurs de qualité <u>individuels</u> est discriminatoire.</p> <p>Comme évoqué dans les commentaires sur l'article 32 auquel il est renvoyé, il importe, pour mesurer correctement la qualité des prestations du GRD, de se baser pour cet indicateur sur les plaintes fondées et non les plaintes recevables.</p> <p>Le monde de l'énergie, et donc le contexte dans lequel évoluent les GRD, évolue rapidement. Fixer pour les</p>	<p>objectif est déterminé à partir d'une moyenne sur la base des ratios obtenus pour chaque GRD.</p> <p>ORES demande de remplacer le terme « recevables » par le terme « fondées ».</p> <p>ORES propose également de calculer l'objectif en repartant chaque année d'un historique roulant afin de tenir compte des évolutions du secteur de l'énergie. L'objectif pour l'année 2024 a été calculé à partir des données 2016 à 2020, celle pour l'année 2025 le sera à partir des données 2017 à 2021, etc.</p> <p>Pour 2024, à partir des données reprises à l'« Annexe 4 – Terme Qualité », l'objectif par GRD serait de 0,0075% de plaintes/EAN pour les problèmes d'index et de 0,0144% de plaintes/EAN pour les plaintes fondées hors problèmes d'index.</p> <p>ORES propose en conséquence de reformuler les points 2 et 3 comme suit</p> <p><i>« 2) Le nombre de plaintes fondées pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau est fixé pour 2024 à 0,0075%/EAN. Pour les années suivantes, cet objectif sera fixé selon la même procédure à partir des années :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>- 2017 à 2021 et des codes EAN 2021 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2025</i> <i>- 2018 à 2022 et des codes EAN 2022 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2026</i>
--	--	---	---

			<p>plaintes fondées un historique à partir des données des 5 dernières années et le figer pour la période tarifaire à venir ne permet pas de tenir compte de ces évolutions. Pour pallier ce problème, il est proposé de mettre en place un historique « roulant » qui serait recalculé annuellement. Cela permettrait de tenir compte de l'évolution des technologies qui impactent les activités des GRD telles que par exemple au cours des dernières années les compteurs communicants, l'augmentation des productions décentralisées raccordées aux réseaux des GRD et l'injection ou les problèmes d'injection qui en découlent, la mobilité électrique, les ondes,...</p>	<p>- 2019 à 2023 et des codes EAN 2023 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2027</p> <p>- 2020 à 2024 et des codes EAN 2024 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2028</p> <p>3) Le nombre de plaintes fondées par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes pour les problèmes d'index est fixé pour 2024 à 0,0144%/EAN »</p> <p>Pour les années suivantes, cet objectif sera fixé selon la même procédure à partir des années :</p> <p>- 2017 à 2021 et des codes EAN 2021 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2025</p> <p>- 2018 à 2022 et des codes EAN 2022 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2026</p> <p>- 2019 à 2023 et des codes EAN 2023 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2027</p> <p>- 2020 à 2024 et des codes EAN 2024 pour l'objectif applicable au cours de l'année 2028 »</p>
1. Les éléments constitutifs du RA	4.2. Mesure du niveau de qualité	36 et 37	<p>Comme évoqué précédemment dans les commentaires de l'article 32, vu les adaptations proposées aux indicateurs, le cas échéant, les numéros des indicateurs visés dans ces articles, les références aux historiques de données, la détermination de l'objectif et la prise en compte dans l'incitant financier devront être revus en conséquence.</p>	
2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	1.2. Les charges nettes opérationnelles	41	<p>« Article 41, § 2. Le budget de l'année 2024 des 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 :</p> $CNC\ OSP_{budget\ 2024} = [(moyenne\ (CNC\ OSP_{réelles\ 2019} \times (1+IS_{2020}) ; CNC\ OSP_{réelles\ 2020})) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024})] \times (1+Y_i)$	<p>ORES renvoie à l'annexe 5 pour le détail de ses propositions de formulations alternatives répondant à ces exigences. ORES résume ci-dessous ses principales demandes.</p>

		<p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>CNC OSP_{réelles} 2019 = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;</i> • <i>CNC OSP_{réelles} 2020 = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;</i> • <i>IS₂₀₂₀ = 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> • <i>IS₂₀₂₁ = 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> • <i>IS₂₀₂₂ = 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> • <i>IS₂₀₂₃ = 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.</i> • <i>IS₂₀₂₄ = 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.</i> • <i>Yi = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période réglementaire 2024- 2028.</i> <p>§ 3. <i>Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de</i></p>	<p>- <u>Sur la méthode de calcul des CNC :</u></p> <p>ORES demande à la CWaPE de modifier son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 afin de respecter le Décret Tarifaire, en adoptant des règles de détermination du revenu autorisé qui prennent en compte les plans d'adaptation et d'investissement des réseaux afin de permettre leur développement équilibré. Une approche purement historique de détermination du budget de CNC ne répond pas à cette nécessité. La CWaPE doit tenir compte des investissements nécessaires (tels que prévus dans les plans d'investissements et d'adaptation) lorsqu'elle fixe les règles de détermination du revenu autorisé et approuve ce dernier.</p> <p>Si la CWaPE devait persister dans son approche actuelle, il conviendrait à tout le moins qu'elle explique comment la Méthodologie Tarifaire 2024-2028 garantit le respect de l'article 4, § 2, 4° du Décret Tarifaire et qu'elle démontre que sa méthodologie permet un développement équilibré des réseaux conformément aux plans d'adaptation et d'investissement d'ORES. Cela impliquerait <i>a minima</i> de modifier la période de référence retenue par la CWaPE, puisque la période de référence choisie est manifestement déraisonnable et viole la confiance légitime que la CWaPE a suscitée dans le chef d'ORES par ses engagements pris en 2018 devant la Cour d'appel de Liège.</p>
--	--	---	--

		<p><i>service public est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :</i></p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 5px 0;"> $\text{CNC hors OSP}_{\text{budget 2024}} = \left[\left(\frac{\text{CNC hors OSP}_{\text{réelles 2019}}}{\text{CNC hors OSP}_{\text{réelles 2020}}} \right) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \right] + (\text{CPS}_{2023} \times (1+IS_{2024})) + \text{Correction}_{\text{CPS}_{2023} + \text{CNC additionnelles}_{2024}} \times (1+X_i)$ </div> <p><i>Avec :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>CNC hors OSP_{réelles 2019} = 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> • <i>.....</i> • <i>Correction_{CPS2023} = 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 :</i> $\text{Correction CPS}_{2023} = [\text{CA}_{\text{CPS}_{2023}} - \left(\frac{\text{CA}_{\text{CC et CàB}_{\text{réelles 2019}}}}{\text{CA}_{\text{CC et CàB}_{\text{réelles 2020}}}} \right) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023})] \times (1+IS_{2024})$ • <i>...</i> • <i>X_i = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46.</i> 	<p>- <u>Sur le facteur d'indexation :</u></p> <p>ORES demande d'introduire une indexation différenciée entre les CNC hors immobilisations et les CNC liées aux immobilisations. En ce qui concerne les premières, ORES demande que l'indice santé proposé par la CWaPE dans son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 soit majoré d'au minimum 2% annuellement et ce depuis les années de base 2019/2020. En ce qui concerne les CNC liées aux immobilisations (=les amortissements), ORES accepte de travailler, pour la période 2024-2028, avec l'indice santé non majoré dans la mesure où ces charges dépendent en majeure partie des amortissements du passé.</p> <p>ORES n'est pas demandeuse de réaliser des bonus ou des malus sur des paramètres qu'elle ne contrôle en rien et propose donc que ce risque soit neutralisé par une révision ex post annuelle de la valeur du paramètre d'indexation lors de la fixation des soldes réglementaires. ORES invite la CWaPE à faire passer l'écart entre l'inflation budgétée et l'inflation réelle en solde réglementaire. Il y a lieu de modifier en ce sens l'article 12.</p> <p>- <u>Sur le champ d'application du facteur X :</u></p> <p>ORES demande que le facteur X ne s'applique (i) ni sur les CNC liées aux immobilisations (=les amortissements), (ii) ni sur l'indice santé, (iii) ni enfin sur les CNC additionnelles.</p>
--	--	---	--

		<p>Les §§ 2 et 3 de l'article 41 appellent des commentaires à quatre niveaux :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ne peut pas être fixé sur la base d'une formule d'indexation des CNC réelles des années 2019 et 2020 ; - l'indice santé (IS) est un facteur d'indexation insuffisant qui ne reflète pas l'évolution des coûts d'un GRD ; - le facteur d'efficience X ne peut pas affecter la prise en compte de l'inflation, ni les CNC additionnelles, ni les charges d'amortissement ; - la correction des charges d'amortissement des compteurs intégrées dans les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) n'est pas compréhensible et doit être expliquée par la CWaPE. <p>Avant de faire part de ses commentaires sur la fixation du budget des CNC, ORES souligne que le PV de la réunion de concertation du 6 juillet 2022 mentionne sur le point précis de la correction CPS 2023 que la CWaPE organisera une session d'explication étant entendu qu'ORES ne comprend pas la philosophie de cette correction.</p> <p>L'article 41 soulève de nombreux problèmes qui sont traités au sein de l'annexe 5. ORES se limite ici à faire part de ses observations sur l'enveloppe de charges nettes opérationnelles contrôlables à laquelle le GRD pourra prétendre en 2024 sous l'empire du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028.</p>	<p>- <u>Sur la correction des charges CPS2023 :</u></p> <p>ORES ne peut pas se prononcer sur cet aspect dans le cadre de la présente concertation et ne peut donc pas valider l'article ni formuler de proposition alternative dès lors que la session d'explication ne s'est pas encore tenue. ORES émet donc toutes les réserves quant à cet aspect.</p> <p>ORES est ouverte à continuer la concertation avec le régulateur sur la façon de prendre en compte de la manière la plus correcte possible ses besoins en matière de transition énergétique sur la base du plan industriel qu'elle a établi et qu'elle a exposé à la CWaPE en date du 3 mai 2022.</p>
--	--	--	--

		<p>De manière schématique, la proposition de la CWaPE pour déterminer les charges nettes opérationnelles contrôlables est la suivante : la CWaPE regarde ce qui a été réellement dépensé par chaque GRD individuellement sur les deux premières années de la période régulatoire 2019-2023 (à savoir, les années 2019 et 2020) et effectue une moyenne annuelle de ces seuls résultats pour déterminer les budgets de CNC accordés aux GRD afin qu'ils exécutent leurs obligations légales et mènent à bien la transition énergétique. En d'autres termes, « <i>le niveau initial des coûts contrôlables n'est plus basé sur les estimations budgétaires du GRD mais est basé sur les coûts contrôlables réels comptabilisés par le GRD au cours d'années dites « de référence »</i> » (p. 67 de la Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028).</p> <p>Cette approche purement historique est illégale car elle (i) ne respecte pas l'article 4, § 2, 4°, du Décret Tarifaire, (ii) est discriminatoire, et (iii) est manifestement déraisonnable et contraire aux engagements pris par la CWaPE.</p> <p>L'article 4, § 2, 4° du Décret Tarifaire impose à la CWaPE d'adopter « <i>une méthodologie tarifaire qui permet le développement équilibré des réseaux de distribution, conformément aux différents plans d'adaptation et d'investissements</i> » des GRD. La CWaPE doit donc s'assurer que le revenu autorisé de départ, dont les règles de détermination sont contenues dans la méthodologie tarifaire, permettra aux GRD de développer leurs réseaux de manière équilibrée et en conformité aux plans d'adaptation et d'investissement.</p> <p>Cette exigence implique que la CWaPE examine d'abord les plans d'adaptation et d'investissement des GRD pour qu'elle s'assure ensuite que les règles contenues dans la Méthodologie</p>	
--	--	---	--

		<p>Tarifaire 2024-2028 créent un cadre accordant aux GRD les moyens suffisants pour réaliser ces adaptations et investissements. A tout le moins, il est requis que les règles de détermination du revenu autorisé tiennent compte des plans d'investissements et d'adaptation des réseaux des GRD (voy. les commentaires sur l'article 20).</p> <p>Une approche de détermination des charges nettes opérationnelles contrôlables pour la période 2024-2028 basée exclusivement sur une indexation des coûts historiques sans avoir égard aux nécessités d'adaptation et d'investissements dans les réseaux est donc illégale. En effet, la méthodologie tarifaire ne garantirait pas aux GRD d'obtenir les moyens qui sont nécessaires pour développer de manière équilibrée les réseaux conformément à leurs plans d'adaptation et d'investissement.</p> <p>La CWaPE avait d'ailleurs opté pour des règles de détermination du revenu autorisé différentes pour la méthodologie tarifaire 2019-2023. En effet, « <i>le revenu autorisé initial n'[était] pas fixé purement et simplement sur la base des coûts historiques mais se bas[ait] sur les coûts historiques et leurs évolutions prévisionnelles au cours des années 2016 à 2019</i> » (p. 147 du rapport de consultation de la Méthodologie Tarifaire 2019-2023).</p> <p>ORES demande à la CWaPE de respecter l'article 4, § 2, 4° du Décret Tarifaire et d'adopter des règles de détermination des charges nettes opérationnelles contrôlables qui permettront aux GRD de financer le développement équilibré des réseaux selon les plans d'adaptation et d'investissement préalablement approuvés par la CWaPE. ORES suggère une méthode qui fixe les charges nettes opérationnelles contrôlables sur la base de</p>	
--	--	--	--

		<p>l'estimation des coûts nécessaires pour réaliser les projets contenus dans les plans précités, dont les aspects techniques ont été approuvés (voy. les commentaires sur l'article 20). Il est donc crucial que les règles de détermination du revenu autorisé tiennent compte de ces investissements afin de s'assurer que le revenu autorisé sera suffisant au regard des investissements identifiés comme nécessaires.</p> <p>ORES souligne également que la méthode de la CWaPE qui consiste à se baser sur des niveaux de coûts historiques individuels de chaque GRD sur deux années seulement de la période 2019-2023 pour déterminer le revenu autorisé est discriminatoire. En effet, cette méthode pénalise sans raison objective et acceptable les GRD qui ont moins dépensé en 2019-2020 (pour de multiples raisons, telles qu'une approche prudente en début de période, des gains d'efficience, des reports de projets, etc.). Par exemple, toute chose étant égale par ailleurs, un GRD ayant décidé d'investir dans un projet en 2020 sera placé dans une meilleure situation (car ses coûts historiques seront plus élevés) qu'un GRD ayant décidé d'investir dans le même projet en 2021. Il n'y a pourtant aucune raison objective pour que le GRD ayant investi dès 2020 plutôt que 2021 soit traité de manière plus favorable. De même, des GRD ayant été plus efficaces et ayant dépensé moins que ce qui avait été considéré comme raisonnable par la CWaPE lors de l'approbation des revenus autorisés pour la période 2019-2023 seraient également pénalisés par rapport à d'autres GRD n'ayant réalisé aucune économie par rapport aux budgets accordés.</p> <p>La CWaPE était bien consciente de cette cause de discrimination en 2017, lorsqu'elle rédigeait la méthodologie tarifaire 2019-2023. A cette occasion, elle expliquait en effet</p>	
--	--	--	--

		<p>qu'elle refusait de prendre en compte les coûts historiques réels des GRD :</p> <p><i>« Certains GRD ont réalisé des réductions de coûts gérables entre 2012 et 2017 qui leur ont permis d'établir un budget de coûts gérables pour l'année 2017 inférieur au plafond des coûts gérables hors adaptations (qui correspondent aux coûts gérables réels 2012 indexés) comme indiqué ci-dessus. Il serait dès lors discriminatoire que le montant maximum du revenu autorisé de l'année 2019 tienne compte du budget des coûts gérables des gestionnaires de réseau concernés plutôt que, comme pour les gestionnaires de réseau dont le budget des coûts gérables est équivalent au plafond des coûts gérables de l'année 2017, du plafond des coûts gérables. L'article 39 du projet de méthodologie tarifaire a dès lors été adapté de façon à rétablir l'égalité de traitement entre les gestionnaires de réseau de distribution »</i> (p. 149 du rapport de consultation de la Méthodologie Tarifaire 2019-2023).</p> <p>Au vu de ce qui précède, ORES demande à la CWaPE de rétablir l'égalité de traitement entre les GRD en adaptant le Projet de Méthodologie Tarifaire sur la méthode de détermination des charges nettes opérationnelles contrôlables pour l'année 2024. Il convient en effet de répartir des besoins propres de chaque GRD pour la période à venir afin de se conformer aux dispositions du Décret Tarifaire (notamment l'article 4, §§ 1^{er} et 2, 4^o) et d'éviter tout traitement discriminatoire.</p> <p>Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE utilise les années 2019 et 2020 comme période de référence pour déterminer le revenu autorisé de départ en 2024, ce revenu évoluant ensuite de manière fixe jusqu'en 2028. En d'autres termes, moyennant l'application de certains facteurs (indice santé, FEC, facteur X), ORES disposerait jusqu'en 2028</p>	
--	--	---	--

			<p>d'un revenu basé sur les coûts historiques d'ORES en 2019 et 2020.</p> <p>Cette manière de procéder (i) est contraire aux bonnes pratiques régulatrices, (ii) ne tient pas compte des événements récents et de la rupture avec le passé que représentent les objectifs de transition et d'indépendance énergétique et (iii) viole l'engagement de la CWaPE, consacré dans un arrêt de la Cour d'appel de Liège du 23 octobre 2018, de ne pas isoler certaines années de la période régulatrice 2019-2023 mais au contraire de traiter cette période comme un ensemble indivisible.</p> <p>Premièrement, la manière de procéder est contraire aux bonnes pratiques régulatrices. En effet, lorsqu'un régulateur entend se baser sur les coûts historiques réels d'un GRD (période A) pour déterminer le niveau de ses charges nettes opérationnelles contrôlables lors de la période régulatrice suivante (période B), ce régulateur doit préciser en début de période régulatrice (période A) les années qui seront prises en compte par le régulateur pour déterminer le niveau des charges nettes opérationnelles contrôlables lors de la période suivante (période B). En 2019, la CWaPE n'a jamais informé ORES qu'elle entendait isoler les années 2019 et 2020 du reste de la période régulatrice afin d'en faire les « années de référence » pour la période régulatrice 2024-2028. Au contraire, l'engagement de la CWaPE (voy. ci-dessous) était de traiter l'ensemble de la période régulatrice 2019-2023 comme un ensemble indivisible. En prenant comme années de référence les années 2019 et 2020 pour son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE viole donc les principes de régulation stable et prévisible dans la mesure où elle surprend les GRD avec des années de référence qui</p>	
--	--	--	---	--

		<p>n'avaient pas été annoncées comme telles avant le début de la période régulatoire.</p> <p>Deuxièmement, prendre en considération les années 2019 et 2020 pour les charges nettes opérationnelles contrôlables d'ORES entre 2024 et 2028 manque également de pertinence et de représentativité des coûts auxquels ORES sera exposée entre 2024 et 2028. Tout d'abord, l'année 2019 a été la première année de la première période régulatoire fonctionnant sous le modèle de <i>revenue cap</i>. ORES a souhaité adopter une approche prudente et limiter ses dépenses en début de période régulatoire afin conserver une certaine marge en cas d'évènements imprévus qui auraient eu un impact négatif sur les dépenses d'ORES pendant les autres années de la période régulatoire. La situation actuelle notamment des prix de l'énergie, de l'inflation et des taux d'intérêt, démontre a posteriori toute la pertinence de cette approche. L'année 2020 a été une année où de nombreux projets ont été reportés en raison de la crise du COVID-19 qui a mis un grand nombre d'activités à l'arrêt. Il résulte de ces deux éléments de fait que les coûts réellement supportés par ORES lors de ces deux années ne sont pas représentatifs des coûts auxquels ORES fera face entre 2024 et 2028.</p> <p>Au-delà de ce constat, il est également évident que le monde a subi, depuis 2020, de nombreux bouleversements ayant un impact macro-économique profond. Depuis la fin décembre 2020, le monde a été marqué par la sortie du COVID-19, et les pénuries de matières premières qui y sont liées, par un besoin de plus en plus important de transition énergétique, par la guerre en Ukraine qui met en évidence l'importance d'une indépendance énergétique, sans parler des évènements climatiques sans précédent de juillet 2021. Ces enjeux</p>	
--	--	---	--

		<p>requièrent des investissements massifs dans les réseaux, ce que les coûts historiques réels des GRD en 2019 et 2020 ne permettent pas d'appréhender. Il est donc manifestement déraisonnable d'extrapoler une base de coûts réels de 2019-2020 pour déterminer les moyens dont les GRD auront besoin pour mener à bien les nouveaux défis qu'ils ont la mission de réaliser et qui nécessitent des investissements différents de ceux réalisés en 2019 et 2020 dans le contexte décrit au paragraphe précédent.</p> <p>Enfin, les années de référence retenues par la CWaPE violent également son engagement de traiter la période régulatoire 2019-2023 comme un ensemble indivisible. Pour rappel, en 2018, ORES a retiré son recours en annulation contre la Méthodologie Tarifaire 2019-2023 dès lors que la CWaPE avait accepté, entre autres, qu'ORES « <i>puisse fonctionner dans le cadre d'un réel système de revenue cap et dès lors procéder en permanence à des arbitrages au sein de l'enveloppe globale des coûts considérés comme contrôlables (par exemple entre les différents projets ou entre les différents postes de coûts), ou entre les différentes années de la période régulatoire</i> ». Ces termes figurent dans les conclusions de désistement conjointement signées par les conseils d'ORES Assets et de la CWaPE, disposant chacun d'un mandat spécial signé par ORES Assets et la CWaPE à cet effet, et dans lesquelles la CWaPE s'est expressément engagée à traiter de cette manière les coûts entre 2019 et 2023. L'arrêt de la Cour d'appel de Liège du 23 octobre 2018 (R.G. 2017/RG/889) reprend également ces termes.</p> <p>La CWaPE a donc accepté officiellement qu'ORES puisse reporter certains coûts d'une année à l'autre et a reconnu</p>	
--	--	--	--

		<p>le principe de la perméabilité des différentes années de la période régulatoire 2019-2023. En isolant uniquement les résultats de deux années de la période régulatoire précitée pour calculer les charges nettes opérationnelles contrôlables de la période 2024-2028, la CWaPE viole son engagement et rompt donc la confiance légitime qu'ORES a pu placer dans les engagements de la CWaPE. Pour rappel, le principe de confiance légitime implique que la CWaPE adopte ses décisions en conformité avec ses lignes de conduite, une pratique administrative ou des engagements pris et des promesses faites antérieurement, afin d'éviter de léser les attentes légitimes que l'administré, tel qu'un GRD, met dans l'action de la CWaPE. Le principe de confiance légitime interdit donc à la CWaPE de briser la confiance qu'elle a créée dans le chef du GRD. Les principes de sécurité juridique et de confiance légitime ont aussi été rappelés par la Cour des marchés dans son arrêt du 7 octobre 2020 (R.G. 2019/AR/1833-1835-1836-1837, p. 27).</p> <p>En conclusion, le mode de détermination des charges nettes opérationnelles contrôlables qui se base sur les coûts historiques réels du GRD n'est pas adapté aux défis actuels.</p> <p>Pour les commentaires exhaustifs sur l'article 41, il est renvoyé vers l'« Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé ».</p>	
--	--	---	--

2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	1.2. Les charges nettes opérationnelles	43	GRD	CNC additionnelles 2024	<p>ORES renvoie à l' « Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé » concernant les nombreuses critiques méthodologiques de la détermination du FEC (et par extension les CNC additionnelles) et de la non transparence de son calcul. ORES n'est donc pas en mesure de se livrer à un recalcul de CNC additionnelles.</p> <p>Par ailleurs, ORES souhaite un équilibre global sur l'ensemble des paramètres et est ouverte à continuer la concertation avec le régulateur sur la façon de prendre en compte de la manière la plus correcte possible ses besoins en matière de transition énergétique sur la base du plan industriel qu'elle a établi et qu'elle a exposé à la CWaPE en date du 3 mai 2022.</p> <p>En conséquence, il y a lieu de poursuivre la procédure de concertation sur la méthode de calcul des CNC additionnelles en vue de revoir les montants repris à l'article 43 à la hausse.</p>
			AIEG	217 845 €	
			AIESH	175 785 €	
			ORES ELEC	5 830 174 €	
			RESA ELEC	1 808 308 €	
			REW	144 094 €	
			ORES GAZ	2 482 934 €	
			RESA GAZ	739 875 €	
			<p>ORES demande de modifier les montants repris à l'article 43 pour de nombreuses raisons exposées à l' « Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé » et par application des commentaires sur les articles 41 et 45.</p> <p>En outre, ORES résume sa vision de la transition énergétique aux « Annexe 6 – Proposition alternative au chiffrage des investissements nécessaire » et « Annexe 7 – Benchmarking investissements ».</p> <p>Comme déjà indiqué, la CWaPE a approuvé les investissements prévus dans le plan d'investissement 2023-2028 pour le réseau de distribution de gaz naturel d'ORES et doit se prononcer sur le plan d'adaptation 2023-2028 du réseau de distribution d'électricité avant de fixer la méthodologie tarifaire 2024-2028. Les montants envisagés à l'article 43 du Projet de Méthodologie Tarifaire ne suffisent pas à couvrir les investissements approuvés en gaz et les investissements nécessaires en électricité. Ils doivent être revus à la hausse.</p>		

<p>2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé</p>	<p>1.2. Les charges nettes opérationnelles</p>	<p>44</p>	<p>« Article 44, § 1^{er}. Pour les années 2025 à 2028, le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables 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> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 5px auto;"> $CNC\ OSP_{budget\ 2024} = [(moyenne\ (CNC\ OSP_{réelles\ 2019} \times (1+IS_{2020}) ; CNC\ OSP_{réelles\ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024})] \times (1+Yi)$ </div> <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CNC OSP_N = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public pour l'année N - <p>§ 2. 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> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 5px auto;"> $CNC\ hors\ OSP_N = CNC\ hors\ OSP_{N-1} \times (1 + IS) \times (1 + FECi) \times (1 + Xi)$ </div> <p><u>Avec :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CNC hors OSP_N = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public; - » 	<p>Outre les remarques formulées sur l'article 41, ORES demande de modifier la formule qui permet de déterminer le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables dès lors que :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le facteur X est déraisonnable, disproportionné et inatteignable (voyez les commentaires sur l'article 46) ; - Le facteur X ne peut s'appliquer au FEC ; - Le facteur X ne peut s'appliquer aux charges liées aux investissements (CNI) ou doit être recalculé tenant compte du fait que : <ul style="list-style-type: none"> o ORES ne peut agir que très à la marge sur ces charges sachant qu'elles sont majoritairement la conséquence des investissements du passé ; et o La marge créée par l'indexation doit permettre de réaliser les investissements de renouvellement, le développement des systèmes informatiques, le smart grid et le système de gestion des données ; - L'indexation sur la base de l'indice santé est insuffisante pour couvrir l'évolution des facteurs de production d'ORES. Il convient de majorer l'indice santé sur les CNC hors immobilisation de 2% par an entre 2019/2020 et 2028 pour tenir compte de l'évolution réelle des coûts des facteurs de production d'ORES ; - Le FEC combiné aux années de départ 2019-2020 ne permet pas de couvrir les coûts liés à la
---	--	-----------	--	--

				<p>transition énergétique, à l'objectif d'indépendance énergétique de la Wallonie et à la nécessaire résilience des réseaux (voy. les commentaires sur l'article 45).</p> <p>Nous renvoyons vers l'« Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé ».</p> <p>En outre, ORES résume sa vision de la transition énergétique aux annexes 6 et 7.</p> <p>ORES souhaite un équilibre global sur l'ensemble des paramètres et est ouverte à continuer la concertation avec le régulateur sur la façon de prendre en compte de la manière la plus correcte possible ses besoins en matière de transition énergétique sur la base du plan industriel qu'elle a établi et qu'elle a exposé à la CWaPE en date du 3 mai 2022. Comme déjà indiqué, la CWaPE a approuvé les investissements prévus dans le plan d'investissement 2023-2028 pour le réseau de distribution de gaz naturel d'ORES et doit se prononcer sur le plan d'adaptation 2023-2028 du réseau de distribution d'électricité avant de fixer la méthodologie tarifaire 2024-2028. Les règles d'évolution des CNC au cours de la prochaine période tarifaire doivent être revus en conséquence.</p>
--	--	--	--	--

2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	1.2. Les charges nettes opérationnelles	45	GRD	Facteurs individuels d'évolution des coûts	<p>ORES demande de modifier les taux repris à l'article 45 pour ses réseaux d'électricité et de gaz naturel.</p> <p>ORES ne peut pas accepter ces facteurs individuels d'évolution des coûts car, en raison des vices affectant la méthodologie, la définition et les données utilisées, les facteurs sont insuffisants pour couvrir les coûts de la transition énergétique, de l'objectif d'indépendance énergétique de la Wallonie et de la nécessaire résilience des réseaux.</p> <p>Nous renvoyons à l'« Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé ».</p> <p>En outre, ORES résume sa vision de la transition énergétique aux annexes 6 et 7.</p> <p>ORES renvoie à l'« Annexe 5 - Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé » concernant les nombreuses critiques méthodologiques de la détermination du FEC (et par extension les CNC additionnelles) et de la non transparence de son calcul. ORES n'est donc pas en mesure de se livrer à un recalcul de CNC additionnelles.</p> <p>Par ailleurs, ORES souhaite un équilibre global sur l'ensemble des paramètres et est ouverte à continuer la concertation avec le régulateur sur la façon de prendre en compte de la manière la plus correcte possible ses besoins en matière de transition énergétique sur la base</p>
			AIEG	0,554%	
			AIESH	0,144%	
			ORES ELEC	0,261%	
			RESA ELEC	0,776%	
			REW	0,598%	
			ORES GAZ	0,493%	
			RESA GAZ	0,938%	

ORES considère que le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, en ce qu'il est relatif au calcul des facteurs individuels d'évolution des coûts (FEC), présente de sérieux vices méthodologiques qui le rendent totalement non pertinent pour déterminer les coûts relatifs à la transition énergétique sur la période réglementaire 2024-2028.

- Se basant intégralement sur les travaux d'un consultant qui a refusé, au mépris des bonnes pratiques réglementaires, de travailler dans la clarté, la transparence et l'ouverture à l'égard des GRD, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne remplit pas l'exigence de concertation réelle qu'impose le Décret Tarifaire. Il n'a pas permis aux GRD de se prononcer sur la validité des données et des résultats de S&Co ;
- En se basant intégralement sur les travaux d'un consultant dont le travail est faiblement motivé et non conforme aux exigences du Décret Tarifaire, la CWaPE ne respecte pas les principes généraux de droit et les dispositions légales qui s'imposent à elle ;

			<ul style="list-style-type: none"> - En utilisant (et justifiant) erronément certaines hypothèses qui ont des impacts majeurs sur les résultats, S&Co sous-estime l'impact de la transition énergétique sur les coûts de réseaux et notamment en ce qui concerne l'impact des véhicules électriques sur la pointe de réseaux ; - En définissant de manière partielle la transition énergétique, S&Co ne couvre pas toutes les dimensions de celle-ci dont deux de première importance pour assurer l'indépendance énergétique de la Wallonie que sont le développement du photovoltaïque et la biométhanisation en gaz ; - En appliquant le facteur X sur les amortissements, l'indexation de ceux-ci est rabotée alors que celle-ci est considérée par S&Co comme un moyen pour couvrir les investissements de remplacement des actifs de réseaux ; - En appliquant un facteur X sur le FEC qui représente pourtant de nouveaux moyens à mettre en œuvre par les GRD (des charges additionnelles), la CWaPE vient indûment diminuer les moyens déjà très limités des GRD identifiés pour faire face à la transition énergétique ; - En considérant un scénario de référence qui s'écarte du business case d'ORES sur le smart metering, les coûts additionnels y relatifs sont sous-estimés. 	<p>du plan industriel qu'elle a établi et qu'elle a exposé à la CWaPE en date du 3 mai 2022. Comme déjà indiqué, la CWaPE a approuvé les investissements prévus dans le plan d'investissement 2023-2028 pour le réseau de distribution de gaz naturel d'ORES et doit se prononcer sur le plan d'adaptation 2023-2028 du réseau de distribution d'électricité avant de fixer la méthodologie tarifaire 2024-2028. Les FEC doivent être revus en conséquence à la hausse.</p>
--	--	--	--	---

2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé	1.2. Les charges nettes opérationnelles	46	GRD	Facteurs individuels d'efficience	<p>ORES demande de modifier les taux de facteur X repris à l'article 46 pour ses réseaux d'électricité et de gaz naturel.</p> <p>ORES ne peut pas accepter ces facteurs individuels d'efficience car le facteur d'efficience est fixé à un niveau déraisonnable, disproportionné et non atteignable par ORES. En raison des différents biais que comporte la mesure d'efficience, ORES se voit imposer des réductions de coûts drastiques, largement supérieures à l'effet à la hausse combiné des deux autres paramètres d'évolution des coûts (inflation et FEC). ORES n'est pas en mesure d'identifier la cause de sa prétendue inefficience en raison de l'absence de transparence de l'exercice de S&Co tant au niveau des données que des résultats. Les biais méthodologiques sont nombreux : utilisation d'une méthode de mesure d'efficience unique, absence de prise en compte de la qualité de service, non-standardisation des amortissements, absence de prise en compte de la densité de clientèle ou d'autres variables pouvant expliquer des différences objectives entre GRD mais non neutralisées dans l'exercice, etc.</p> <p>Ces aspects et d'autres sont largement développés à la section 1 « Facteur d'efficience (Facteur X) » de l'« Annexe 5 – Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé » et documentés dans les rapports finaux d'OXERA joints à la réponse d'ORES.</p> <p>Par ailleurs, ORES souhaite un équilibre global sur l'ensemble des paramètres et est ouverte à la concertation avec le régulateur afin de définir une</p>
			AIEG	-0,258%	
			AIESH	-1,657%	
			ORES ELEC	-3,730%	
			RESA ELEC	-1,031%	
			REW	-3,075%	
			ORES GAZ	-4,362%	
			RESA GAZ	-2,033%	

ORES considère que le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, en ce qu'il est relatif au calcul du facteur X, présente de sérieux vices méthodologiques qui le rendent totalement non pertinent pour appliquer des réductions de coûts sur la période régulatoire 2024-2028.

- En imposant des efforts non atteignables par ORES, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 est contraire à l'imposition décrétales de ne pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens, la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des GRD (article 4, § 2, 17°, du Décret Tarifaire) ;
- Se basant intégralement sur les travaux d'un consultant qui a refusé, au mépris des bonnes pratiques réglementaires, de travailler dans la clarté, la transparence et l'ouverture à l'égard des GRD, le projet ne remplit pas l'exigence de concertation réelle qu'impose le Décret Tarifaire. Il n'a pas permis aux GRD de se prononcer sur la validité des données et des résultats de S&Co ;
- En particulier, aucune concertation sur la phase empirique des travaux n'a été menée et les données

			<p>ont été jugées confidentielles par la CWaPE/S&Co, ce qui ne permet notamment pas d'assurer que les données sur lesquelles repose l'exercice de comparaison des coûts sont suffisamment homogènes et fiables pour rendre cet exercice valable (article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - En se basant intégralement sur les travaux d'un consultant dont le travail est faiblement motivé et non conforme aux exigences du Décret Tarifaire, la CWaPE ne respecte pas les principes généraux de droit et les dispositions légales qui s'imposent à elle ; - En ne prenant pas en compte la qualité de service, la mesure d'efficacité n'intègre pas un déterminant de coûts important et ne respecte pas le Décret Tarifaire (article 4, § 2, 15°) ; - En ne testant pas plusieurs modèles, choix d'hypothèses ou de variables et en n'analysant pas la sensibilité des résultats aux choix opérés, S&Co ne respectent pas les bonnes pratiques réglementaires ; - En ne prenant pas en compte la densité différente de la clientèle entre GRD, la standardisation des amortissements et d'autres variables explicatives des coûts ou différences structurelles entre GRD, le Projet ne respecte pas le Décret Tarifaire en ce qu'il ne tient pas compte de différences objectives entre GRD qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers (article 4, § 2, 15°) ; - En favorisant les GRD avec une part de réseau souterrain plus importante contre toute logique de coût, le modèle comprend un biais important ; - En ajoutant un nombre restreint de GRD allemands présélectionnés sans justifier la limitation de 	<p>méthode appropriée pour mesurer l'efficacité des GRD dans un contexte de transition énergétique.</p> <p>A défaut de poursuite et de rectification des travaux de S&Co permettant l'équilibre global évoqué ci-dessus, il y a lieu de fixer un facteur X de 0% pour les réseaux d'ORES.</p>
--	--	--	--	---

			<p>l'échantillon, en utilisant des données d'années différentes lointaines parfois de six ans (2015-2021), l'échantillon ne représente pas des données fiables et homogènes (article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - En sous-estimant les coûts des GRD allemands en 2019/2020, S&Co sous-estime l'efficacité des GRD wallons ; - En utilisant la mesure au premier décile plutôt que la mesure au premier quartile, la CWaPE impose un facteur X excessif et injustifié, bien au-delà de ce qui est jugé approprié par d'autres régulateurs expérimentés en matière de benchmarking. <p>En outre, le facteur X imposé pour la période 2024-2028 est en conflit avec celui imposé sur la période 2019-2023. ORES a réussi tant en 2019 qu'en 2020 à maintenir ses CNC en dessous des revenus autorisés imposés par la CWaPE. Ceux-ci étaient eux-mêmes calculés en imposant un facteur X de 1,5%. Or, sur la base du benchmarking de S&Co, la CWaPE conclut qu'avec les niveaux de coûts réels de 2019 et 2020 (pourtant bien en dessous des niveaux autorisés alors par celle-ci), ORES serait largement inefficace et devrait réaliser des économies de coûts considérables pour gommer cette inefficacité sur la période 2024-2028. Cette approche est inacceptable. La CWaPE doit favoriser une régulation stable et prévisible. Elle ne peut décider un niveau de revenu autorisé et induire dans le chef des GRD une attente légitime de couverture de leurs dépenses qui, une fois qu'elles sont réalisées, sont considérées comme source d'inefficacité par le régulateur lors de la période</p>	
--	--	--	---	--

		<p>régulatoire suivante. Pour fournir des incitants corrects, les méthodologies de la CWaPE doivent être transparentes, prévisibles et cohérentes d'une période à l'autre.</p> <p>Le facteur X s'applique en particulier sur les CNC liées aux amortissements, ce qui soulève un double problème :</p> <ul style="list-style-type: none">- celles-ci sont peu contrôlables et ne sont quasiment pas influençables par les GRD sur la période 2024-2028 car largement tributaires des investissements du passé. L'économie réalisée par ORES doit donc être totalement réalisée sur les CNC hors immobilisation. Il s'agit d'une violation du principe de réflexivité des coûts, selon lequel les tarifs appliqués par le GRD (et donc le budget correspondant) doivent couvrir les coûts de ce dernier augmentés d'une marge bénéficiaire équitable, puisqu'une partie des coûts liés aux investissements du passé ne sera plus répercutée dans les tarifs ;- l'application du facteur X sur les CNC liées aux amortissements annule amplement l'effet du FEC et de l'indexation qui leur sont appliqués alors que 1) l'inflation sur les amortissements est vue par S&Co comme un moyen de couvrir les investissements de remplacement des actifs de réseaux ; 2) le FEC constitue des nouveaux moyens à mettre en œuvre (des charges additionnelles) pour faire face à la transition énergétique et sur lesquelles l'inefficience mesurée en 2019/2020 ne peut être postulée et extrapolée.	
--	--	--	--

<p>2. Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé</p>	<p>2.2.Révision ponctuelle</p>	<p>52 et 53</p>	<p><i>« Article 52, § 1^{er}. 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>Concernant l'article 52, § 1^{er}, 2° ORES constate qu'en cas de modification de subside, il faut rouvrir le revenu autorisé et s'interroge dès lors 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 ?).</p> <p><i>« 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>Concernant l'article 52, § 1^{er}, 3°, ORES suggère d'étendre la période d'analyse de rentabilité à 15 ans comme c'est actuellement le cas dans le cadre du projet spécifique Promogaz.</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><i>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 raisonnabilité visés à l'article 54 de la présente méthodologie ; »</i></p> <p>ORES s'interroge quant à cette disposition particulièrement par rapport au critère « <i>d'un montant équivalent à 2% du revenu autorisé annuel approuvé.</i> » ORES demande des précisions : parle-t-on du revenu autorisé dans sa globalité ? Quelle est l'année de référence ?</p> <p><i>« 5° 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</i></p>	<p>Il y a lieu pour la CWaPE de fournir les précisions requises pour l'application de l'article 52, § 1^{er}, 2° et 4°.</p> <p>ORES demande de reformuler l'article 52, § 1^{er}, 5°, comme suit :</p>
--	--	--	--

		<p><i>(bonus/malus) qu'au niveau des charges et produits non-contrôlables (soldes régulateurs).</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>L'article 52, § 1^{er}, 5° est contraire aux principes de stabilité et de prévisibilité régulatoire, encore récemment consacrés dans l'arrêt de la Cour des marchés du 7 octobre 2020 (2019/AR/1833-1835-1836-1837, p. 27). Il n'est pas acceptable que la CWaPE s'arroge le droit de revoir, même pour le futur, le revenu autorisé du GRD au seul motif que celui-ci réalise des bonus.</p> <p>Cet alinéa est contraire à la méthode de régulation <i>revenue cap</i> qui « a donc pour objectif d'inciter le GRD à opérer d'une manière plus efficiente en limitant ses coûts » (arrêt précité, page 5).</p> <p>Cet alinéa crée par ailleurs un déséquilibre : les contraintes sur les GRD sont extrêmement importantes (facteur X déraisonnable, FEC trop faible, indexation trop faible par rapport à la réalité, etc.). Si malgré ces contraintes, le GRD parvient à dégager un bonus, la CWaPE disposerait du droit de diminuer pour le futur un revenu autorisé déjà faible. Ce système n'est pas incitatif pour les GRD, puisque des gains d'efficience supplémentaires pourraient entraîner une révision à la</p>	<p>« Si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes (...) »</p>
--	--	--	---

		<p>baisse de leur revenu autorisé. Il est également contraire au principe de bonne gestion, selon lequel le GRD dépense moins que prévu en début de période régulatoire pour garder une marge en cas d'évènements défavorables pour la suite de la période régulatoire. Avec ce système, la CWaPE incite les GRD à dépenser l'ensemble de leur budget chaque année, sans garder aucune marge pour faire face à un imprévu sur les années suivantes de la période régulatoire.</p> <p>Enfin, il est choquant que la CWaPE essaie d'inclure cette possibilité de révision dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 après avoir échoué à convaincre le législateur wallon de modifier le Décret Tarifaire sur ce point. En effet, malgré la demande la CWaPE (dans son avis du 18 juin 2021) de modifier l'article 15, § 5, du Décret Tarifaire, le législateur wallon n'a pas souhaité autoriser la CWaPE à réviser le revenu autorisé en cours de période régulatoire en cas d'écart entre les montants budgétés et les montants réels. Cette position du législateur est justifiée au regard des principes de régulation stable et prévisible. Il est inacceptable que la CWaPE s'arroe, par le biais de la Méthodologie Tarifaire 2024-2028, un droit que le législateur a refusé de lui accorder.</p> <p>ORES invite la CWaPE à respecter scrupuleusement l'article 15 du Décret Tarifaire sur les possibilités de révision du revenu autorisé en cours de période régulatoire, afin de ne pas violer le principe de régulation stable et prévisible.</p>	
--	--	---	--

		<p>Il convient dès lors que l'article 52, § 1^{er}, 5°, du Projet de Méthodologie Tarifaire reprenne strictement le texte de l'article 15, § 5, du Décret Tarifaire.</p> <p><i>« § 3. 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 (SR_{bonus} restitué). 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>L'article 52, § 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 est également problématique. Cet article aurait pour effet qu'un GRD qui a été efficient et qui a réalisé des réductions de coûts se verrait refuser une révision de son revenu autorisé même en cas de passage à de nouveaux services alors qu'un GRD qui n'a pas réalisé ces efforts (et ne dégage donc pas un bonus) pourrait prétendre à une augmentation de son revenu autorisé.</p> <p>Cela est discriminatoire. C'est également contraire au principe de réflectivité des coûts, selon lequel les tarifs appliqués par le GRD (et donc le budget correspondant)</p>	<p>ORES demande de supprimer l'article 52, § 3.</p>
--	--	--	---

			<p>doivent couvrir les coûts de ce dernier, augmentés d'une marge bénéficiaire équitable. Ce principe est évoqué dans les textes européens¹² et figure expressément à l'article 4, § 2, 5°, du Décret Tarifaire qui précise que les tarifs reflètent les coûts de réseaux. Or, en vertu de l'article 52, § 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire, les coûts liés aux nouveaux services ne seraient pas reflétés dans les tarifs mais supportés intégralement par le GRD. Enfin, cet article est également contradictoire avec le principe de régulation incitative telle que prônée par le modèle <i>revenue cap</i>.</p> <p>ORES note que la révision prévue aux articles 52 et 53 ne concerne que la révision du revenu autorisé. La révision des tarifs en cours de période régulatoire reste toutefois possible sur la base de l'article 15 du Décret Tarifaire ou d'autres dispositions de la Méthodologie Tarifaire.</p>	
2. Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		54	<p>ORES comprend que selon le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, les charges nettes opérationnelles contrôlables ne feront pas l'objet d'un contrôle de raisonnable, sauf en cas de révision ponctuelle du revenu autorisé.</p> <p>ORES rappelle qu'en vertu des principes de régulation stable et prévisible et de sécurité juridique, un coût non contrôlable jugé comme raisonnable <i>ex ante</i> ne pourrait</p>	ORES demande de reformuler comme suit l'article 54, § 1 ^{er} , al. 2, 3 ^e tiret : « - <i>de l'appréciation du respect des conditions de révision ponctuelle du revenu autorisé visées à l'article 52, §1^{er}, 4° ;</i> »

¹² Voy. le considérant 81 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE ; voy. également le considérant 32 de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE. Ce principe est également consacré par l'article 14, al. 1, du règlement 714/2009, du 13 juillet 2009, sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, et par l'article 13, paragraphe 1, du règlement 715/2009, du 13 juillet 2009, concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

		<p>pas être considéré comme déraisonnable <i>ex post</i>. Dans son avis du 29 janvier 2021 (avis CD-21a29-CWaPE-1875), la CWaPE avait invité le législateur wallon à modifier l'article 4, § 1^{er} du Décret Tarifaire afin de lui permettre de rejeter <i>ex post</i> certains coûts même lorsque ceux-ci ne dépassaient pas le budget initialement approuvé. Le législateur wallon n'a pas donné suite à cette demande, ce qui est justifié par les principes précités de régulation stable et prévisible et de sécurité juridique.</p> <p>En raison de la proposition de modification de l'article 52, il convient également de supprimer, à l'article 54, § 1^{er}, les références à l'article 52, § 1^{er}, 5° et 52, § 3.</p> <p>En ce qui concerne l'article 54, § 2, ORES renvoie au Décret Tarifaire (tel que modifié par le projet de décret adopté le 4 mai 2022) en vertu duquel « <i>La méthodologie tarifaire fixe les critères de rejet de coûts de manière cohérente, précise la manière dont ils seront interprétés par la CWaPE, et garantit qu'ils soient compatibles entre eux et puissent être simultanément respectés par les gestionnaires de réseau de distribution</i> » (art. 4, § 2, alinéa 1^{er}). Cette règle doit être reprise dans la Méthodologie Tarifaire.</p> <p>Quant à l'article 54, § 3, la CWaPE ne peut pas se décharger de ses responsabilités et reporter la charge de la preuve de la démonstration du caractère raisonnable des coûts sur les GRD. En tant qu'autorité administrative, la CWaPE est soumise à l'obligation de motivation</p>	<p>ORES demande d'ajouter l'alinéa suivant à l'article 54, § 2 : « <i>Un élément du revenu autorisé ne peut pas être considéré comme déraisonnable au regard de la présente méthodologie, au motif qu'il ne répond pas à un ou plusieurs de ces critères, lorsque la CWaPE ne démontre pas que le GRD aurait pu simultanément répondre à ce ou ces critères et respecter tous les autres critères précités.</i> »</p> <p>ORES demande de supprimer l'article 54, § 3.</p>
--	--	--	---

			<p>matérielle des actes administratifs. Ainsi, lorsque la CWaPE prend une décision, tel que le refus de prise en compte de certains coûts jugés « déraisonnables » dans le calcul du revenu autorisé, elle doit indiquer les motifs de fait sur lesquels elle se fonde. Ces motifs doivent être adéquats, pertinents et admissibles. Il revient dès lors à la CWaPE de préciser de manière concrète et précise les éléments de fait qui sont à la base de sa décision. C'est à la CWaPE de démontrer concrètement le caractère déraisonnable des coûts qu'elle refuse. En d'autres termes et conformément au droit commun, la charge de la preuve du caractère déraisonnable des coûts repose sur la CWaPE ; et celle-ci ne peut pas se décharger de son obligation de motivation matérielle en tentant de reporter la charge de la preuve sur les GRD.</p> <p>ORES commente les critères de base et leur éclaircissements aux article 55 à 59 ci-dessous.</p>	
2. Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		55	<p>« Article 55. <i>En ce qui concerne le premier critère de raisonabilité (être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux gestionnaires de réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i> »</p> <p>ORES note que le critère de base évolue par rapport à la Méthodologie Tarifaire 2019-2023 qui était libellé comme suit :</p> <p>« Être nécessaires à l'exécution des obligations du gestionnaire de réseau imposées par ou en vertu du</p>	

		<p><i>décret électricité et du décret gaz, ou à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un gestionnaire de réseau prudent et diligent, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable » (art. 8, § 2, 1°).</i></p> <p>La CWaPE reconnaît donc, sous l'empire de la Méthodologie Tarifaire actuellement en vigueur, qu'un coût n'est pas déraisonnable s'il est nécessaire à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un gestionnaire de réseau prudent et diligent, et ce même si ce coût n'est pas nécessaire à l'exécution d'une obligation légale spécifique.</p> <p>Dans ce contexte, et pour garantir le financement des charges des GRD qui répondent à des besoins de sécurité, d'efficacité et de fiabilité du réseau, ORES émet certaines remarques ci-dessous sur les articles 55, a) et b).</p> <p><i>« a) Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte par le gestionnaire de réseau des dispositions des lois, des décrets, de leurs arrêtés d'exécution, de la jurisprudence contraignante et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants. »</i></p> <p>L'article 55, a) doit être reformulé afin de permettre aux GRD de se conformer aux normes techniques qui ne sont pas consacrées par des dispositions légales ou par une jurisprudence contraignante, mais qui sont néanmoins</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de reformuler l'article 55, a), comme suit :</p> <p><i>« Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte par le gestionnaire de réseau des dispositions des lois, des décrets, de leurs arrêtés d'exécution, de la jurisprudence contraignante et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants, ainsi que des usages et des règles de l'art ».</i></p>
--	--	--	---

			<p>les normes techniques reconnues par tous les GRD wallons comme reflétant les règles de l'art (voy. le commentaire relatif à l'article 55, b), ci-dessous).</p> <p><i>« b) Sauf approbation préalable par la CWaPE, les éléments qui résultent d'une volonté de respecter des normes techniques plus strictes que celles imposées par la législation en vigueur sont considérés, en principe, comme déraisonnables. »</i></p> <p>L'article 55, b) doit être supprimé dans la mesure où les GRD doivent respecter certaines normes techniques qui ne sont pas imposées par la législation en vigueur afin de respecter les règles de l'art en matière de distribution d'électricité et de gaz. Par exemple, l'arrêté royal du 28 juin 1971 déterminant les mesures de sécurité à prendre lors de l'établissement et dans l'exploitation des installations de distribution de gaz par canalisations, qui est toujours en vigueur, est dépassé et tous les GRD respectent des normes plus strictes que celles qui y sont contenues. Il n'est pas acceptable que la CWaPE se réserve le droit de rejeter des éléments de coûts qui sont rendus nécessaires par le respect des règles de l'art, même si ces règles ne figurent pas expressément dans des dispositions légales en vigueur. Le critère contenu à l'article 55, b) ne contribue pas au bon fonctionnement du marché, et est donc contraire à l'article 4, § 1^{er} du Décret Tarifaire.</p>	<p>Dans la mesure où il est déjà visé par le point a) de l'article 55, le point b) doit être supprimé.</p>
--	--	--	---	--

		<p><i>« d) Les éléments visant simplement à anticiper une législation ou une réglementation (en ce compris la méthodologie tarifaire suivante) sans justification suffisante sont, en principe, considérés comme déraisonnables, en particulier si c'est au détriment de l'URD. »</i></p> <p>L'article 55, d) empêcherait une gestion en bon père de famille des réseaux. Il est évident que le GRD doit pouvoir anticiper une réglementation qui a été adoptée mais qui n'est pas encore en vigueur. Ce critère de rejet des coûts amènerait les GRD à ne pas être prévoyants et à ne pas s'adapter au cadre réglementaire qui leur deviendra applicable. En outre, dans la mesure où un manque de prévoyance pourrait être reproché aux GRD et servir de motif de rejet de coûts (par ex., art. 58, a) du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028), le critère visé à l'article 55, d) est incompatible avec les autres critères de rejet de coûts</p> <p><i>« e) Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par le GRD au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels la CWaPE n'a pas été concertée sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau de distribution. »</i></p> <p>La CWaPE peut-elle préciser, conformément à l'article 4, § 2, al. 1^{er} du Décret Tarifaire, le critère contenu au point e) ? Quels sont les coûts qui sont visés par cet article ? A</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de supprimer le point d) de l'article 55.</p> <p>ORES invite la CWaPE à supprimer le point e) de l'article 55. A tout le moins, la CWaPE devrait reformuler ce point comme suit :</p>
--	--	--	--

			<p>défaut de transparence, ce critère de rejet de coût devrait être supprimé en vertu de l'article 4, § 2, 1°, du Décret Tarifaire.</p> <p>Une certaine lecture de cet article amènerait par exemple à priver les GRD wallons de la possibilité de récupérer les coûts liés à Synergrid, ce qui serait manifestement déraisonnable et contraire au bon fonctionnement du marché.</p> <p>Tout au plus, dans l'hypothèse où le GRD confierait certaines de ses tâches prévues par ou en vertu de dispositions légales et réglementaires à une filiale constituée avec d'autres associés, la CWaPE pourrait uniquement rejeter les coûts y relatifs dans la mesure où cette délégation ne respecterait pas les conditions de l'article 16, § 8 du Décret Électricité ou de l'article 17, § 9 du Décret Gaz.</p>	<p><i>« les éléments résultants de la délégation de certaines des tâches du GRD prévues par ou en vertu de dispositions légales et réglementaires à sa filiale constituée avec d'autres associés, sans respecter les conditions de l'article 16, § 8, du Décret Electricité ou de l'article 17, § 9, du Décret Gaz, ne sont pas réunies, sont considérés comme n'étant pas nécessaires à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux GRD ».</i></p>
2. Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		57	<p><i>« Article 57. En ce qui concerne le troisième critère de raisonnable (être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes : »</i></p> <p>ORES constate que la CWaPE remplace l'intérêt général dont il est fait mention à l'article 8, § 2, 3° de la Méthodologie Tarifaire 2019-2023 par l'intérêt des URD. ORES rappelle qu'elle gère les réseaux dans l'intérêt général (et donc également dans l'intérêt des URD). L'intérêt des URD ne pourrait pas être interprété comme visant la seule diminution des tarifs à court terme. En</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de confirmer qu'elle n'assimile pas l'intérêt des URD à la seule diminution des tarifs de distribution mais que cet intérêt est également rencontré par les investissements dans les réseaux qui assurent la sécurité, la fiabilité, le développement et la bonne opération des réseaux.</p> <p>La CWaPE doit préciser les conditions d'application des points a), b) et d) de l'article 57 dans la mesure où les critères ne sont pas suffisamment transparents/précis, et à expliquer en quoi ils ne seraient pas déjà couverts par d'autres critères. A défaut, il y a lieu de les supprimer.</p>

		<p>effet, il est de l'intérêt des URD de pouvoir bénéficier de réseaux fiables, développés et sécurisés. Cela demande des investissements dans ces réseaux, ce qui n'est pas compatible avec l'idée d'une diminution à tout prix des tarifs de distribution.</p> <p><i>« a) Tout élément de coût à propos duquel le GRD ne peut démontrer de manière suffisante qu'il a fait l'objet d'une utilisation optimale sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable. »</i></p> <p>La CWaPE peut-elle préciser, conformément à l'article 4, § 2, al. 1^{er} du Décret Tarifaire, le critère contenu au point a) ? Que signifie une « utilisation optimale » ? Comment le GRD peut-il démontrer une utilisation optimale d'un coût ? A défaut de précision, ce critère devrait être supprimé en vertu de l'article 4, § 2, 1^o du Décret Tarifaire. Par ailleurs, si cet article devait manifester la volonté de la CWaPE d'éviter un gaspillage des moyens accordés aux GRD, force est de constater que ce critère de rejet de coûts est déjà prévu à l'article 58, e) de manière plus précise.</p> <p><i>« b) Les éléments qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise du gestionnaire du réseau, mais qui, en raison d'un monopole de droit, ne peuvent être considérés de manière convaincante comme étant intégralement nécessaires aux utilisateurs du réseau seront, en principe, intégralement considérés comme étant déraisonnables. »</i></p> <p>La CWaPE peut-elle préciser, conformément à l'article 4, § 2, al. 1^{er} du Décret Tarifaire, le critère contenu au point</p>	
--	--	---	--

		<p>b) ? Qu'est-ce qu'un coût qui ne peut pas « être considéré de manière convaincante comme intégralement nécessaire aux utilisateurs du réseau » ? Si le coût est propre à la gestion de l'entreprise, est nécessaire pour l'exécution des missions du GRD (voy. l'article 55) et est réalisé au prix du marché (voy. l'article 58, c)), alors la situation de monopole n'est pas un motif pertinent pour considérer ce coût comme déraisonnable.</p> <p>Ce critère n'est pas clair et/ou est redondant avec d'autres critères, et doit donc être supprimé.</p> <p><i>« d) Tous les éléments pour lesquels la CWaPE peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent exclusivement à augmenter le bénéfice de la société et/ou les dividendes versés aux actionnaires au détriment des utilisateurs du réseau seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables. »</i></p> <p>La CWaPE peut-elle préciser, conformément à l'article 4, § 2, al. 1^{er} du Décret Tarifaire, le critère contenu au point d) ? Si le coût est propre à la gestion de l'entreprise, est nécessaire pour l'exécution des missions du GRD (voy. l'article 55) et est réalisé au prix du marché (voy. l'article 58, c)), ORES n'aperçoit pas en quoi le présent critère pourrait justifier qu'un coût soit déraisonnable.</p> <p>Ce critère n'est pas clair et doit être supprimé.</p> <p><i>« f) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est pas la plus avantageuse pour l'URD, sera considéré comme</i></p>	<p>ORES invite la CWaPE à reformuler le point f) comme suit : <i>« le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est</i></p>
--	--	---	--

			<p>déraisonnable et les coûts relatifs à cette opération seront rejetés comme étant déraisonnables.</p> <p>Sont considérées comme alternatives valables, les opérations qui répondent également aux critères de raisonabilité fixés par la présente méthodologie et permettent d'atteindre un résultat équivalent pour la gestion du réseau de distribution. »</p> <p>Le critère du point f) devrait uniquement permettre de rejeter la partie du coût de l'opération qui excède le coût qui aurait été supporté par le GRD s'il avait effectué l'opération de la manière la plus avantageuse pour l'URD.</p>	<p>pas la plus avantageuse pour l'URD, sera considéré comme déraisonnable et la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération réalisé de la manière la plus avantageuse pour les URD sera rejetée ».</p>
2. Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		58	<p>« Article 58. 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 :</p> <p>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. »</p> <p>ORES s'interroge sur la notion de « procédures d'achat efficaces au niveau des coûts ». L'efficacité au niveau des coûts n'est pas toujours le seul critère qui permet de juger de la qualité du résultat d'un marché public.</p> <p>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 ».</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de reformuler le point c) de l'article 58 comme suit :</p> <p>« c) Les coûts qui résultent de la non-application de procédures d'achat efficaces sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnable. »</p>

		<p>« Article 58 : <i>En ce qui concerne le quatrième critère de raisonnable (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>La CWaPE peut-elle préciser, conformément à l'article 4, § 2, al. 1^{er} du Décret Tarifaire, le critère contenu au point e) ? Ce critère n'est pas clair et doit être supprimé.</p> <p>Au minimum, il faudrait préciser que l'exécution manifestement fautive doit être imputable au GRD et non à un tiers.</p> <p>« Article 58 : <i>En ce qui concerne le quatrième critère de raisonnable (ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</i></p> <p><i>f) Les éléments du revenu total qui ont été rejetés et/ou qui font l'objet d'une attestation avec réserve à l'issue du contrôle des comptes annuels par le commissaire du gestionnaire du réseau seront, en principe, rejetés. »</i></p> <p>Le critère contenu à l'article 58, f), n'est pas conforme au droit comptable puisqu'un rapport du commissaire ne permet pas de conclure, de manière automatique, qu'un coût qui justifierait une attestation avec réserve ou même une opinion défavorable ne pourrait pas être évité</p>	<p>La CWaPE doit préciser les conditions d'application du point e) de l'article 58 dans la mesure où ce critère n'est pas suffisamment transparent/précis. A défaut, il y a lieu de le supprimer.</p> <p>Au minimum, il faudrait préciser que l'exécution manifestement fautive doit être imputable au GRD et non à un tiers.</p> <p>Le point f) de l'article 58 doit être reformulé comme suit :</p> <p><i>« Les éléments du revenu total dont la réalité est contestée par le commissaire du gestionnaire du réseau à l'issue du contrôle des comptes annuels seront, en principe, rejetés. »</i></p>
--	--	--	---

		<p>(soit, le quatrième critère de raisonabilité retenu par la CWaPE).</p> <p>En effet, une attestation (ou opinion) avec réserve est exprimée lorsque le commissaire (i) conclut, après avoir recueilli des éléments suffisants et appropriés, que les anomalies, prises individuellement ou en cumulé, ont une incidence significative mais n'ont pas de caractère diffus dans les états financiers, ou (ii) n'est pas en mesure de recueillir des éléments probants suffisants et appropriés sur lesquels fonder son opinion, mais qu'il conclut que les incidences éventuelles sur les états financiers d'anomalies non détectées pourraient être significatives mais ne pas avoir de caractère diffus dans les états financiers (normes ISA 705 révisées).</p> <p>En d'autres termes, une attestation avec réserve est exprimée par le commissaire parce qu'une incertitude existe quant à la valorisation retenue dans certaines rubriques comptables. Cela ne signifie pas que le coût qui fait l'objet de la réserve serait déraisonnable ou pourrait être évité.</p> <p>La référence au rapport du commissaire ne pourrait être utilisée par la CWaPE que lorsque le commissaire conteste la réalité d'un coût dans une opinion défavorable. ORES demande de modifier cet article en ce sens.</p> <p><i>« Article 58 : En ce qui concerne le quatrième critère de raisonabilité (ne pas pouvoir être évités par le</i></p>	<p>Le point g) de l'article 58 doit être reformulé comme suit :</p>
--	--	--	---

			<p>gestionnaire de réseau), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :</p> <p><i>g) Sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucune autre personne agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances. »</i></p> <p>Le point g) de l'article 58 rejette l'effet sur les tarifs des actes manifestement déraisonnables. Il convient que seuls les actes manifestement déraisonnables du GRD (et non d'un tiers) puissent justifier le rejet par la CWaPE d'un coûts. Par exemple, il ne serait pas justifié que le GRD supporte financièrement les conséquences d'actes de détérioration du réseau par un tiers.</p>	<p><i>« Sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables du GRD, dans le sens où aucun autre GRD agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances ».</i></p>
2. Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé		59	<p><i>« Article 59. En ce qui concerne le sixième critère de raisonabilité (ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD), la CWaPE appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents. En tout état de cause, les augmentations de plus de 10 % dans certains postes de coûts qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe, rejetées. »</i></p> <p>L'article 59 ne précise pas la notion de coût historique. Il n'est donc pas suffisamment clair ni transparent, et ce en contrariété avec l'article 4, § 2, 1° du Décret Tarifaire.</p> <p>Par ailleurs, l'impact de l'inflation réelle ne devrait pas permettre à la CWaPE de considérer qu'une</p>	<p>L'article 59 devrait être reformulé comme suit :</p> <p><i>« En ce qui concerne le sixième critère de raisonabilité (ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD), la CWaPE appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents. Pour les charges opérationnelles contrôlables, les coûts historiques pris en compte pour l'appréciation de ce sixième critère seront les coûts réels de l'année précédant (N-1) celle de l'année dont le coût est contrôlé (N), et indexés sur la base de l'indice santé de l'année N. Pour les charges opérationnelles non contrôlables, les coûts historiques pris en compte pour l'appréciation de ce sixième critère seront les coûts budgétés ex ante de l'année N. Les augmentations de plus de 10 %, par rapport aux coûts historiques tels que définis ci-dessus, dans certains postes de coûts qui ne peuvent</i></p>

			augmentation de coût serait déraisonnable. Il convient donc que l'augmentation de plus de 10% visée à cet article se calcule à partir du coût historique auquel un facteur d'indexation réel a été appliqué.	<i>être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe, rejetées ».</i>
--	--	--	--	--

TITRE III LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1. Les tarifs périodiques de distribution	1. Généralités	63	<p>« Article 63. <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>(...)</p> <p>3° <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 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>ORES prend note de la proposition de la CWaPE à l'issue de la réunion de concertation du 6 juillet 2022 qui consiste à supprimer les termes « ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées ».</p> <p>Cependant, ORES est d'avis que le Projet de Méthodologie Tarifaire doit se conformer à l'article 3, § 1^{er}, 2° du Décret Tarifaire : « § 1^{er}. <i>La méthodologie tarifaire précise :</i></p> <p>(...)</p> <p><i>2° les règles d'évolution au cours du temps des volumes et des catégories de charges visées au 1°, y compris la méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans les formules d'évolution ; ».</i></p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2. Les tarifs périodiques de distribution d'électricité Et 3. Les tarifs périodiques de	68 et suivants Et 88 et suivants		<p>ORES émet des réserves par rapport à la mise en œuvre des nouvelles formules tarifaires à dater du 1^{er} janvier 2024 sachant que celles-ci ont de nombreux impacts sur les processus de marché, de comptage et de traitement de données.</p> <p>ORES mettra tout en œuvre pour implémenter les nouvelles formules tarifaires au 1^{er} janvier 2024 mais ne pourra s'engager fermement que lorsqu'elle sera en possession de la version définitive de la méthodologie tarifaire.</p>

	distribution de gaz			<p>Un accord préalable global au niveau du marché sur l'implémentation au 1^{er} janvier 2024 (en ce compris les fournisseurs) et en concertation avec la CWaPE est une condition nécessaire pour la mise en œuvre des nouvelles formules tarifaires.</p> <p>Une disposition devrait dès lors être introduite dans la Méthodologie Tarifaire pour couvrir le cas où la mise en œuvre de nouvelles formules tarifaires au 1^{er} janvier 2024 s'avérerait techniquement impossible.</p> <p>Nous renvoyons à l'« Annexe 8 – Faisabilité technique et le planning de mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire » qui identifie les impacts des différentes mesures tarifaires proposées dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028.</p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.2. Tarifs de prélèvements	70, § 2	<p>Pour les clients avec mesure de pointe dont la puissance de raccordement est supérieure ou égale à 56 kVA et dont la charge est mesurée, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 prévoit la facturation d'un terme de puissance constitué par la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées. De 2021 à 2023, c'est la 11^{ème} pointe qui était facturée. ORES estime que l'utilisation des dix plus hautes pointes est une avancée par rapport à la 11^{ème} pointe ; cette dernière enlevant tout incitant à maîtriser les dix premières pointes et étant pénalisante pour un client qui a un taux d'utilisation constant. Dans le contexte actuel de décentralisation accrue de la production et d'électrification en progression, une utilisation raisonnée de la capacité existante du réseau nous semble primordiale. En moyennant les dix premières pointes, l'impact financier pour le client de ses plus</p>	<p>ORES propose de modifier l'article 70 , § 2, du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p><i>« Article 70 : (...)»</i></p> <p><i>§ 2. Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension BT lorsque le raccordement a une puissance strictement supérieure à 56kVA, T-BT, MT_ou T-MT a deux composantes :</i></p> <p><i>i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la plus haute moyenne des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation.</i></p>

			<p>fortes pointes prélevées reste fort limité. Afin d'inciter davantage le client à participer à une utilisation optimale de la capacité existante du réseau et donc à la limitation des coûts de réseau, ORES suggère que ce soit la pointe maximale du mois qui constitue la base de la facturation. La pointe historique, comptant pour 50% du tarif capacitaire, pourrait quant à elle être basée sur la moyenne des plus hautes pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation. Notre formulation d'article est basée sur cette proposition.</p> <p>Si cette proposition n'est pas acceptable pour la CWaPE, une proposition alternative - mais qui n'a pas la préférence d'ORES - serait de baser uniquement la pointe mensuelle (comptant pour 50% du tarif capacitaire) sur la pointe maximale du mois. La pointe historique, comptant pour les 50% restant, resterait quant à elle telle que définie dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 et donc basée la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées.</p> <p>Ces remarques s'appliquent également à l'article 147, §2.</p>	<p><i>En cas de données partielles pour les onze derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules données disponibles sur cette période. En cas d'absence complète de données, la pointe historique sera calculée sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.</i></p> <p><i>ii. Le tarif pour la pointe du mois, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.</i></p> <p><i>La pointe de puissance à facturer est égale:</i> a. à la puissance maximale mesurée pendant le mois b. à la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge mesurée. »</p> <p>L'article 147, §2, doit être adapté de la même manière.</p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.2. Tarifs de prélèvements	70, § 3 et 73, § 3, 2° et 3°	<p>Pour les clients en basse tension dont le raccordement est inférieur ou égal à 56 kVA, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne prévoit actuellement un terme capacitaire que pour les clients avec compteurs communicants en régime R3 et ce uniquement pendant une certaine période de l'année aux heures de soirée.</p> <p>Ceci nous apparaît insuffisant pour inciter les clients à maîtriser leur demande de puissance sur le réseau. Nous pensons</p>	<p>ORES propose de modifier le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante, de manière à laisser plus de latitude quant aux calibrations des tarifs.</p> <p><i>« Article 70, § 3. Les GRD peuvent, selon les mêmes modalités d'application et selon la même définition du terme capacitaire appliquer un le terme capacitaire applicable aux utilisateurs du réseau basse tension (BT) dont le raccordement est inférieur ou égal à 56kVA.</i></p>

			<p>typiquement aux clients qui installeraient une borne pour véhicule électrique de 22 kW (ou deux bornes de 11 kW). En l'absence de terme capacitaire, ces clients ne sont ni incités à privilégier des bornes moins puissantes ni à ne pas utiliser leur(s) borne(s) en pleine puissance.</p> <p>Par ailleurs, le fait qu'un terme capacitaire s'applique uniquement aux clients avec compteurs communicants en régime R3 risque de rendre ce tarif peu attractif alors que c'est justement celui vers lequel on souhaite diriger les clients dans le cadre de la transition énergétique.</p> <p>Enfin, la logique uniquement saisonnière du terme capacitaire nous semble introduire une complexité additionnelle notamment en termes de lisibilité vers les clients alors que les tarifs proportionnels proposés à l'article 75 ne présentent justement pas de distinction d'une saison à l'autre.</p> <p>Nous proposons dès lors une extension du terme capacitaire sur deux dimensions :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Une application à l'ensemble des clients (particuliers et professionnels) en basse tension. 2) Une application durant toute l'année indépendamment de la plage tarifaire. <p>De manière concrète, ce terme capacitaire pourrait s'appliquer de la manière suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les clients avec compteurs communicants en régime R3, l'approche se basant sur la puissance appelée au-delà des dix premiers kW sur une base quart horaire, telle que proposée dans l'article 70 § 3 	<p>s'applique uniquement aux utilisateurs disposant <u>Dans le cas où ceux-ci disposent d'un compteur communicant qui ont demandé le régime de comptage R3.</u></p> <p>Le tarif, le terme capacitaire s'applique à chacune des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe. Chaque quart d'heure, une puissance moyenne de prélèvement est calculée sur la base des données de consommation quart-horaire.</p> <p>Ce tarif peut être limité à certaines périodes de l'année et à certaines plages horaires et différencié selon le régime de comptage (R1 ou R3). -La période tarifaire de pointe est définie comme la période allant du 1er novembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, de 17h à 22h, y inclus le week-end et les jours fériés.</p> <p>Dans le cas où ceux-ci ne disposent pas d'un compteur communicant, un terme capacitaire peut s'appliquer à la puissance installée ou à une puissance dérivée du profil de consommation du client.</p> <p>Le terme capacitaire applicable aux raccordements inférieurs ou égaux à 56 kVA est constitué de deux composantes :</p> <ol style="list-style-type: none"> i) Le tarif de base, exprimé en €/kWVA, qui est applicable aux dix 11,5 premiers kWVA de puissance appelés sur le réseau basse tension. Ce tarif est fixé à 0 €/kW. ii) Le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kWVA, est applicable à la puissance appelée au-delà
--	--	--	---	--

			<p>nous semble adéquate (moyennant son application sur l'ensemble des quarts d'heures de l'année).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les clients avec compteurs communicants en régime R1, la remontée des données quart horaires dans le cadre de la reconstitution des plages tarifaires en dehors du compteur permettrait de suivre la même approche que pour les clients en régime R3. • Pour les clients ne disposant pas de compteur communicant, le terme capacitaire serait basé sur la puissance installée au-delà de 11,5 kVA (correspondant à la puissance de raccordement standard de RESA) ou sur une fonction de transfert entre énergie et puissance construite sur base de profil standard calibrée pour ce type de client (par exemple formule de Velandier¹). <p>Cette approche permet de rendre l'utilisation rationnelle du réseau en termes de puissance un incitant partagé par tous.</p> <p>Par ailleurs, plutôt que de pénaliser les clients en régime R3 qui seraient les seuls à être impactés par un terme capacitaire, nous favorisons au contraire les clients disposant d'un compteur communicant (en régime R3 ou R1) en leur permettant une gestion plus active de la pointe, la puissance réellement appelée se substituant dans leur cas à la puissance installée dans le calcul de ce terme capacitaire.</p> <p>Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, nous proposons de laisser ces aspects ouverts et les soumettre à une analyse chiffrée aux cours des mois à venir.</p>	<p>des dix premiers 11,5 kWVA. Il est déterminé par chaque gestionnaire de réseau et doit être compris entre 0,25€/kW et 0,5€/kW.</p> <p>ORES est d'avis que les tarifs indicatifs donnés par la CWaPE (0,25 à 0,5 €/kW) sont le bon ordre de grandeur mais préfère réaliser des simulations avant de les figer. Par ailleurs la suppression de ces montants permet de généraliser l'article.</p> <p>Si ces modifications sont adoptées par la CWaPE, les dispositions de l'article 73, § 3, 2° et 3° doivent être adaptées en conséquence :</p> <p><i>« 2° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, § 3, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56kVA, qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. Pour ces utilisateurs de réseau (qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3), l'option 4-5 plages horaires visée à l'article 75 est appliquée.</i></p> <p><i>3° Pour les autres URD dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, ne s'applique pas, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. En</i></p>
--	--	--	---	--

¹ F. Provoost, "Intelligent distribution network design," 2009, p. 333. Ou V. Neimane, "On development planning of electricity distribution networks," 2001, p. 228.

			<p>Plutôt que de parler de ‘registres de comptage’ à l’article 70, § 3, 3°, pour les clients avec 5 plages horaires, il convient de parler ce compteur communicant ou disposant de la possibilité de calculer l’agrégation par plage tarifaire et d’afficher ces données via un portail en ligne ou via un outil utilisant le port de sortie.</p> <p>Ces remarques s’appliquent également aux articles 147, §3, et 148, §3.</p>	<p><i>fonction du type de compteur dont ils disposent, ces utilisateurs de réseau peuvent choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon <u>4-5</u> plages horaires, 2 plages horaires ou 1 plage horaire :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>•<u>4-5</u> plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d’un compteur disposant au minimum de 4 registres de comptages <u>communiquant</u>.</i> <i>•2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d’un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage.</i> <i>•1 plage horaire : ce choix est possible pour l’ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur. »</i> <p>Les articles 147, §3, et 148, §3, doivent être adaptés de la même manière.</p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.2. Tarifs de prélèvements	71, § 3	<p>Le Projet de Méthodologie Tarifaire ne mentionne pas les spécificités liées à la fin de la compensation prévue pour toute installation placée après le 01/01/2024. Il en ressort que le client ne pourra plus bénéficier du service compensation et de valorisation (dérivé de la compensation) après cette date et sera donc repris sous le régime de la commercialisation (revente) de l’injection, dont le principe est de facturer l’injection et le prélèvement séparément au niveau de la commodity. Pour les clients en régime 1, le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 doit mentionner que le plafonnement n’est plus applicable pour les URD qui sont en commercialisation de l’injection et pour toute installation après le 01/01/2024.</p>	<p>ORES propose de modifier l’article 71, §§ 2 et 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p>A l’article 71, § 2, il conviendrait d’ajouter la phrase suivante.</p> <p><i><u>« Les clients en régime de comptage R1 qui ont opté pour la commercialisation de l’injection ne bénéficient pas de ce plafonnement. »</u></i></p> <p>Article 71, § 3, la modification suivante doit être apportée.</p> <p><i><u>« § 3. Un prosumer, pour autant qu’il dispose d’un compteur permettant d’enregistrer ses prélèvements réels d’énergie active brute sur le réseau et pour autant,</u></i></p>

				<p><i>lorsqu'il est équipé d'un compteur communicant, qu'il ait demandé le régime de comptage R3, se verra appliquer une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés. <u>Il en est de même pour tout client en régime de comptage R1 en commercialisation de l'injection.</u> »</i></p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.2. Tarifs de prélèvements	75	<p>ORES accueille positivement la proposition de la CWaPE d'introduire une nouvelle tarification de type Time Of Use adaptée aux évolutions des modes de production et de consommation. Tout en restant dans le modèle proposé, nous souhaitons suggérer une adaptation à cinq plages horaires à la place de quatre et ce dans un souci de meilleure adéquation avec la réalité du réseau.</p> <p>Avec les quatre plages actuellement proposées, notre crainte est de constater un enclenchement simultané de la recharge d'un grand nombre de véhicules électriques à 22h, lorsque la plage du soir, la plus chère, se termine et que les heures de nuit débutent mais que la pointe du réseau n'est pas totalement descendue. Cet effet de recharge synchrone à 22h causerait des problèmes significatifs sur notre réseau.</p> <p>Pour illustrer cet effet, en prenant en compte les hypothèses suivantes (pour les détails voir chapitre 2 correspondant) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Puissance de recharge : 6.5 kW • Distance parcourue avant l'évènement de recharge : 50 km (soit 95% des déplacements des belges (chiffre STABEL)) (évènement de chargement type « top off ») • Consommation moyenne d'un véhicule : 20 kWh /100km 	<p>ORES propose de modifier les dispositions de l'article 75, § 1^{er}, du Projet de Methodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p><i>« Article 75. §1^{er}. Les tarifs proportionnels applicables aux prélèvements d'électricité sur le réseau de distribution basse tension, tels que visés à l'article 73, § 3, 2° et 3°, sont différenciés selon <u>45</u>, 2 ou 1 seule plage horaire. Les heures associées à chaque plage horaire sont définies ci-dessous :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>45</u> plages horaires : <ul style="list-style-type: none"> <i>O Plage des heures du matin : de 6h à 11h<u>10h</u> du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i> <i>O Plage des heures solaires : de 11h<u>10h</u> à 17h<u>16h</u> du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i> <i>O Plage des heures du soir : de 17h<u>16h</u> à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i> <i>O Plage des heures de nuit : de 22h à 6h<u>1h</u> du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i> <i><u>O Plage des heures de nuit profonde: de 1h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</u></i> • 2 plages horaires :

			<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de véhicules électriques : 459.170 • Deux possibilités de recharge : 22h ou 1h <p>Nous obtenons le graphique ci-dessous qui représente le profil moyen journalier de la charge BT quart-horaire, pour l'ensemble des réseaux BT. Cette approche montre l'effet potentiel de la charge des véhicules électriques au niveau du système national quand il s'additionne à la charge « classique » (le profil bleu sur le graphique). Sur la courbe de référence, nous avons ajouté deux scénarios de recharge des véhicules électriques : une recharge qui commence à 22h et une autre recharge qui commence à 1h. Dans le cas d'un signal tarifaire fort, nous avons considéré un coefficient de simultanéité de 60%, ce qui équivaut à 272.502 VE se chargeant simultanément. On peut constater que la recharge de ces véhicules électriques a un impact considérable sur la charge BT du réseau et dépasse dans les 2 scénarios la pointe « classique » du soir. Cependant, on peut aussi voir que si l'on déplace la recharge des véhicules électriques de 22h à 1h du matin (par exemple via des tarifs implicites avec plusieurs plages horaires), nous pouvons limiter la puissance appelée sur le réseau de manière significative. Il faut également remarquer que le temps entre 22h et 1h du matin suffit au chargement de 50 km avec la puissance de la bornes moyennes.</p> <p>Il est donc plus que judicieux de réfléchir à un tarif pouvant répartir un maximum de charges tant à 22h qu'à de 1h du matin, pour limiter le soutirage maximum de puissance.</p>	<p><i>O Plage des heures pleines : de 6h à 11h-10h et de 17h-16h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <p><i>O Plage des heures creuses : de 11h-10h à 17h-16h et de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>1 plage horaire : La plage des heures normales est applicable 24h/24, 7j/7j. »</i>
--	--	--	--	---

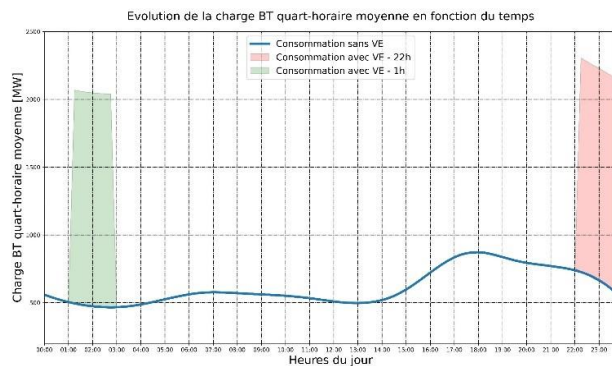


Figure 1 : Recharge des véhicules électriques

Ainsi, nous proposons de rajouter une cinquième plage, dite de nuit profonde, à partir de 1h du matin avec un tarif plus avantageux que celui du tarif de nuit (22h - 01h), fournissant ainsi un incitant à ce qu'un grand nombre de véhicules voient leur recharge planifiée au moment où la pointe sur nos réseaux est la plus basse.

Par ailleurs, comprenant l'intention de la CWaPE de ne pas introduire de saisonnalité dans le tarif, nous proposons également d'adapter la plage des heures solaires pour la faire passer à 10h -16h plutôt que de 11h-17h dans un souci là aussi de meilleure adéquation avec les dynamiques de production (solaire pour lequel à 17h il n'y a plus de production) et de consommation attendues sur notre réseau (la pente de progression de la pointe est importante à 17h).

Les nouvelles plages horaires proposées sont illustrées dans le graphique ci-dessous. Celui-ci représente l'évolution de la

charge BT quart-horaire moyenne en fonction du temps en fonction des différentes plages horaires tarifaires (hors VE). On peut voir qu'à partir de 16h, la courbe commence à s'accroître à nouveau. Il ne semble donc pas judicieux de conserver une plage horaire solaire pour la période 16h-17h qui connaît déjà des consommations importantes. Comme proposé plus haut, il est donc plus pertinent de déplacer la plage horaire solaire d'une heure et par conséquent rallonger la plage horaire du soir d'une heure.

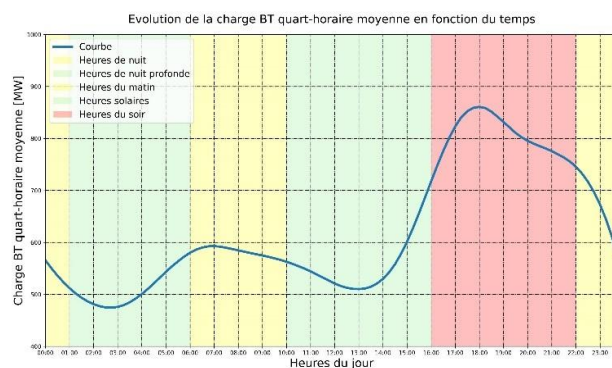


Figure 2 : Proposition des 5 plages horaires tarifaires

Avec ces deux propositions de modification, les horaires associés à chaque plage horaire seraient définis comme suit :

- Plage des heures du matin : de 6h à 10h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures solaires : de 10h à 16h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés
- Plage des heures du soir : de 16h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés

			<ul style="list-style-type: none"> - Plage des heures de nuit : de 22h à 01h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés - Plage des heures de nuit profonde : de 01h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés. <p>Ces plages horaires sont basées sur la proposition de la CWaPE d'entamer l'heure du matin à 6h. Il convient de remarquer que, pour simplifier le modèle de settlement, aligner le début à la tranche du matin avec celle du high low actuel, c'est-à-dire 7h du matin, serait préférable et accélérerait l'implémentation de cette nouvelle structure tarifaire.</p> <p>Les modèles à 2 et 1 plages horaires ne seraient pas modifiés par nos propositions.</p>													
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.2. Tarifs de prélèvements	76	<p>Dans un souci de simplification vis-à-vis du client basse tension, nous proposons de réduire le nombre de tarifs à trois : un tarif bas, un tarif moyen et un tarif haut.</p> <p>Le tarif bas s'appliquerait aux deux plages horaires sur lesquelles on cherche à inciter une concentration des consommations flexibles : la plage des heures solaires et la plage de nuit profonde. En particulier, l'existence de ces deux plages au même niveau de tarif devrait permettre de répartir la charge des véhicules électriques entre, d'une part, du chargement au bureau et/ou télétravail optimisé en heures solaires et, d'autre, part du chargement à la maison optimisé pendant les heures de nuit profonde sans affecter les clients professionnels puisque les heures ouvrables se situent pour la plupart à des tarifs incitatifs : 2h au tarif moyen (de 8h à 10h), 6h au tarif bas (de 10h à 16h) et seulement 2h au tarif haut (de 16h à 18h).</p>	<p>ORES propose de modifier l'article 76 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 de la manière suivante :</p> <p>« Article 76 § 1^{er}. Pour chaque plage horaire définie à l'article Article 755, le gestionnaire de réseau détermine un tarif proportionnel différent. <u>Par défaut, pour les 5 plages horaires, l les tensions tarifaires⁸ entre les différentes plages horaires correspondent aux valeurs reprises dans le tableau ci-dessous⁹ :</u></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><u>4-5 plages horaires</u></th> <th>Régime : R3</th> <th>Régime : R1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Heures du matin</td> <td><u>43,0</u></td> <td><u>43,0</u></td> </tr> <tr> <td>Heures solaires</td> <td><u>01,0</u></td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td>Heures du soir</td> <td>5,0</td> <td>5,0</td> </tr> </tbody> </table>	<u>4-5 plages horaires</u>	Régime : R3	Régime : R1	Heures du matin	<u>43,0</u>	<u>43,0</u>	Heures solaires	<u>01,0</u>	1,0	Heures du soir	5,0	5,0
<u>4-5 plages horaires</u>	Régime : R3	Régime : R1														
Heures du matin	<u>43,0</u>	<u>43,0</u>														
Heures solaires	<u>01,0</u>	1,0														
Heures du soir	5,0	5,0														

			<p>Le tarif moyen s’appliquerait aux deux plages pendant lesquelles on souhaite donner un signal neutre vis-à-vis du consommateur, pas d’incitant ou de dissuasion à la consommation : la plage des heures du matin et celle de nuit.</p> <p>Enfin le tarif haut s’appliquerait à la plage des heures du soir pour laquelle on cherche typiquement à fournir un incitant de réduction de la consommation.</p> <p>Dans cette logique à cinq plages et trois tarifs, ORES propose d’utiliser les tensions tarifaires 1/3/5. Ces tensions sont proposées à défaut de pouvoir démontrer que d’autres tensions permettent d’atteindre au mieux les objectifs du décret tarifaire.</p> <p>§2 : Nous proposons de retirer ce dispositif spécifique aux clients ayant fait le choix du régime de comptage R3 et visant un tarif de distribution nul pendant les heures solaires.</p> <p>Plusieurs éléments nous suggèrent en effet de suivre une certaine prudence par rapport à l’application d’un tarif de distribution à zéro :</p> <p>1) Il est important de ne pas oublier que la plage solaire est une simplification par rapport au niveau réel de production d’énergies renouvelable. La même plage s’applique toute l’année, indépendamment des conditions météorologiques. Donner un incitant aussi marqué de consommation sur cette plage horaire durant les mois d’hiver où la production solaire est limitée pourrait poser problème.</p>	<table border="1"> <tr> <td><i>Heures de nuit</i></td> <td><i>23,0</i></td> <td><i>23,0</i></td> </tr> <tr> <td><i>Heures de nuit profonde</i></td> <td><i>1,0</i></td> <td><i>1,0</i></td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td><i>2 ———— plages horaires</i></td> <td><i>Régime : R3</i></td> <td><i>Régime : R1</i></td> </tr> <tr> <td><i>Heures pleines</i></td> <td><i>N/A</i></td> <td><i>4,2</i></td> </tr> <tr> <td><i>Heures creuses</i></td> <td><i>N/A</i></td> <td><i>2,0</i></td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td><i>1 plage horaire</i></td> <td><i>Régime : R3</i></td> <td><i>Régime : R1</i></td> </tr> <tr> <td><i>Heures complètes</i></td> <td><i>N/A</i></td> <td><i>3,8</i></td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td><i>Exclusifs — de nuit</i></td> <td><i>Régime : R3</i></td> <td><i>Régime : R1</i></td> </tr> <tr> <td><i>Exclusifs — de nuit</i></td> <td><i>1,5</i></td> <td><i>1,5</i></td> </tr> </table> <p><i><u>Les tensions tarifaires des clients avec des compteurs bihoraires, monohoraires et exclusifs de nuit sont déterminées à partir des tensions tarifaires des 5 plages horaires en visant la stabilité tarifaire entre les différentes options de comptages pour des de profils de clients représentatifs.</u></i></p> <p><i><u>Chaque-Le gestionnaire de réseaux peut s’écarter de des tensions pour les cinq plages horaires si ils sont en mesure de démontrer par des simulations tarifaires que d’autres tensions tarifaires permettent de répondre mieux aux objectifs fixés par l’article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire. Les mêmes tensions sur les cinq plages horaires</u></i></p>	<i>Heures de nuit</i>	<i>23,0</i>	<i>23,0</i>	<i>Heures de nuit profonde</i>	<i>1,0</i>	<i>1,0</i>	<i>2 ———— plages horaires</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>	<i>Heures pleines</i>	<i>N/A</i>	<i>4,2</i>	<i>Heures creuses</i>	<i>N/A</i>	<i>2,0</i>	<i>1 plage horaire</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>	<i>Heures complètes</i>	<i>N/A</i>	<i>3,8</i>	<i>Exclusifs — de nuit</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>	<i>Exclusifs — de nuit</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>
<i>Heures de nuit</i>	<i>23,0</i>	<i>23,0</i>																													
<i>Heures de nuit profonde</i>	<i>1,0</i>	<i>1,0</i>																													
<i>2 ———— plages horaires</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>																													
<i>Heures pleines</i>	<i>N/A</i>	<i>4,2</i>																													
<i>Heures creuses</i>	<i>N/A</i>	<i>2,0</i>																													
<i>1 plage horaire</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>																													
<i>Heures complètes</i>	<i>N/A</i>	<i>3,8</i>																													
<i>Exclusifs — de nuit</i>	<i>Régime : R3</i>	<i>Régime : R1</i>																													
<i>Exclusifs — de nuit</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>																													

			<p>2) Un tarif de distribution nul pourrait favoriser un certain nombre de business case d'arbitrage et visant par exemple des charges/décharges rapides dans une optimisation d'algo trading sur les marchés. Une certaine prudence nous semble s'imposer afin d'éviter des effets de bord indésirables sur le réseau.</p> <p>3) Le message d'un tarif de distribution gratuit nous semble trompeur vis-à-vis du grand public et cette gratuité se répercuterait in fine sur les autres consommateurs ne disposant pas d'un compteur communicant.</p> <p>Enfin nous proposons de ne pas figer dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 les tensions tarifaires pour les compteurs bihoraires, mono-horaires et exclusifs nuit afin de laisser plus de latitude dans le calibrage des tarifs pour permettre un calibrage précis assurant la plus grande cohérence possible des tarifs des clients avec différents types de compteurs sur base de profils types.</p> <p>Ces remarques s'appliquent également à l'article 151, §1^{er}.</p>	<p>sont utilisées par l'ensemble des GRD. -10%, à la hausse ou à la baisse de chacune de ces valeurs.</p> <p>§2. Afin d'inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où l'énergie renouvelable est abondante et où les réseaux de distribution et de transport ont des capacités disponibles, le tarif associé aux heures solaires qui est applicable aux utilisateurs de réseau basse tension équipés d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3 (pour lesquels le terme capacitaire prévu à l'article 70, §3, est donc applicable), est égal à zéro (0€/kWh).</p> <p>L'article 151, §1^{er}, doit être adapté de la même manière.</p> <p>⁸ La tension tarifaire est définie comme le quotient de la division entre deux tarifs. Ainsi, le tarif pour les heures de nuit (tension tarifaire égale à 23) est deux trois fois plus élevé que le tarif pour les heures solaires (tension tarifaire égale à 1).</p> <p>⁹ Les valeurs reprises dans le tableau correspondent à la tension tarifaire entre le tarif de la plage horaire correspondante et le tarif des « heures solaires » en régime de comptage R1.</p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.3. Tarifs d'injection	80		Nous renvoyons à la proposition faite au Titre V sur la facturation du réactif pour le transport. La méthode pour la facturation du réactif dans les tarifs de distribution devrait être alignée avec celle pour la refacturation des tarifs de transport d'ELIA.
1. Les tarifs périodiques	2.3. Tarifs d'injection	83	De notre analyse, il ne semble pas pertinent de prévoir de dérogation ou de disposition particulière pour le tarif de	« Article 83. Par dérogation à l'article 82, les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est

de distribution			<p>prélèvement ou d'injection pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution.</p> <p>Nous vous renvoyons à l'« Annexe 9 – Tarification du stockage ».</p>	<p><i>rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour », ni aux installations de stockage d'électricité. Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation. »</i></p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	2.3. Tarifs d'injection	95	<p>Faisant référence aux documents établis par la CWaPE et transmis au Gouvernement wallon, ORES demande la suppression de la colonne « Producteur de gaz – Cabine du producteur » de la grille tarifaire d'injection gaz.</p> <p>ORES et la CWaPE sont en effet d'avis que l'AGW dans sa mouture actuelle est interprétable et qu'une des interprétations est que le producteur en réalisant sa cabine devient responsable du contrôle qualité, du comptage, de l'odorisation et de la détente.</p> <p>Dès lors, une cabine d'injection qui serait la propriété d'un producteur pourrait compliquer la bonne réalisation de certaines tâches dévolues au GRD du fait du Décret Gaz, comme la sécurité et la continuité d'approvisionnement, la sécurité, fiabilité et efficacité du réseau, le comptage des flux de gaz, la pose et l'entretien des compteurs, le contrôle de l'odorisation en application de l'arrêté royal du 28 juin 1971.</p> <p>ORES partage l'avis de la CWaPE que la gestion des cabines d'injection est un métier de gazier, que le GRD doit avoir la maîtrise de la sécurité et que les cabines d'alimentation de clients sont généralement considérées comme des éléments du réseau. Il est donc raisonnable et logique que les cabines</p>	<p>Suppression de la colonne « producteur de gaz – Cabine du producteur » dans la grille tarifaire des tarifs d'injection de gaz et modification des dispositions de l'article 95, § 2, et de l'article 96, § 1.</p> <p>Article 95. <i>« § 1^{er}. Les tarifs d'injection de gaz sur le réseau de distribution sont composés de deux tarifs :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;</i> <i>II. Le tarif pour la gestion du rebours ;</i> <p><i>§2. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est distinct selon que le producteur de gaz possède sa propre cabine d'injection ou utilise une cabine d'injection de son gestionnaire de réseau. »</i></p>

			<p>d'injection sur un réseau de distribution restent l'entière propriété du GRD.</p> <p>La proposition d'adaptation de la Méthodologie Tarifaire va donc dans le sens où seul le GRD peut installer et exploiter des cabines d'injection</p>	
1. Les tarifs périodiques de distribution	3.2. Tarifs d'injection	96	<p>Comme nous l'avons souligné lors de l'élaboration des tarifs 2019-2023, les coûts à couvrir par ces tarifs sont des coûts fixes annuels indépendants de la consommation et contractualisés pour 3 ans.</p> <p>Vu qu'il n'y a aucune proportionnalité entre le coût et le volume, la tarification en €/kWh nous amène à établir un tarif qui ne reflète pas les coûts pour les plus petites unités et/ou qui devient excessif pour les grosses unités et doit donc faire l'objet d'un plafonnement comme c'est le cas aujourd'hui. Un tarif dégressif ne nous paraît pas possible à mettre en œuvre aujourd'hui dans la mesure où il s'agit de clients avec des relèves mensuelles et pour lesquels l'application d'une dégressivité implique un cumul des volumes mois par mois pour appliquer la dégressivité à partir d'un certain volume, cumul que nous ne savons pas opérer dans nos systèmes de facturation.</p> <p>Afin de répercuter les coûts au plus juste aux producteurs, un tarif fixe mensuel a notre préférence en lieu et place d'un tarif proportionnel. Il couvrirait de manière plus fidèle les coûts.</p>	<p>ORES propose la modification suivante de la disposition de l'article 96.</p> <p><i>« Article 96. § 1^{er}. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est proportionnel à la quantité de gaz injectée sur le réseau de distribution et est exprimé en €/kWh mois. Dans le cas d'un producteur possédant sa propre cabine d'injection, le tarif couvre uniquement les coûts liés à l'exploitation du réseau et tient compte des coûts évités par le GRD lié à l'odorisation du gaz. Dans le cas d'un producteur qui utilise une cabine du gestionnaire de réseau de distribution pour injecter du gaz sur le réseau de distribution, le tarif couvre, en plus des coûts liés à l'exploitation du réseau, les coûts d'exploitation de la cabine. »</i></p>
1. Les tarifs périodiques de distribution	3.2. Tarifs d'injection	97	<p>Le principe de fonctionnement d'un système de rebours entre le GRD et GRT est toujours en cours d'étude afin de pouvoir définir les actions prises en charge par chaque partie tout en rationalisant le nombre d'installations au potentiel par poche.</p>	

			<p>Définir un tarif lié à l'utilisation ne nous est aujourd'hui pas possible, ne sachant pas encore qui du GRD et du GRT devra prendre quels frais en charge et surtout comment ceux-ci seront facturés (application unique ou périodique). Il ne nous est donc pas possible à l'heure actuelle de formuler des commentaires pertinents sur la spécification de ce tarif.</p>	
2. Les tarifs non-périodiques de distribution		100, 2°	<p><i>« Chaque tarif non-périodique de distribution comprend : (...) 2° le montant de la prestation ou de la fourniture de matériel, soit directement libellé en euros, soit par renvoi à un autre tarif ; »</i></p> <p>ORES estime cette formulation plutôt ambiguë car le montant d'une prestation ou la fourniture de matériel peut renvoyer à un ou plusieurs tarifs.</p>	<p>ORES propose de modifier l'article de la manière suivante :</p> <p><i>« Chaque tarif non-périodique de distribution comprend : (...) 2° le montant de la prestation ou de la fourniture de matériel, soit directement libellé en euros, soit par renvoi à un <u>ou plusieurs autres tarifs</u> ; »</i></p>
2. Les tarifs non-périodiques de distribution		103	<p><i>« Les tarifs non-périodiques de distribution sont établis pour l'année 2024 et sont ensuite indexés (indice santé) pour les années suivantes de la période régulatoire, l'arrondi au centime étant effectué une seule fois en fin de calcul. Ils sont exprimés en euros et en cents. »</i></p> <p>ORES estime que l'indice santé ne couvrira pas à lui seul l'évolution du coût des différentes prestations offertes par le GRD. En effet, force est de constater que les coûts relatifs aux services tiers (coûts matières et entrepreneurs par exemple) augmentent bien au-delà de l'indice santé.</p> <p>ORES souhaite donc ajouter un facteur conjoncturel complémentaire permettant de couvrir l'ensemble des risques liés à l'évolution des coûts.</p>	<p>ORES demande de modifier l'article de la manière suivante conformément à l'« Annexe 5 – Analyse critique des paramètres d'évolution du Revenu Autorisé » :</p> <p><i>« Les tarifs non-périodiques de distribution sont établis pour l'année 2024 et sont ensuite indexés pour les années suivantes de la période régulatoire <u>suivant un facteur d'indexation global composé de l'indice santé majoré de 2%</u>, l'arrondi au centime étant effectué une seule fois en fin de calcul. Ils sont exprimés en euros et en cents. »</i></p>

2. Les tarifs non-périodiques de distribution		103	Vu l'inflation actuelle, il faut prévoir la possibilité d'introduire une demande de révision de l'indexation des tarifs non-périodiques en fonction de l'évolution conjoncturelle durant toute la période tarifaire concernée. Cette révision ne porterait cependant que sur l'indice santé avec un seuil d'activation prédéfini et serait basée uniquement sur les estimations N+1 émises par le Bureau fédéral du Plan en année N.	<p>ORES propose de modifier l'article de la manière suivante :</p> <p><u>« Le GRD pourra le cas échéant introduire, auprès du régulateur, une demande de révision de l'indice santé (en N+1) tel que défini ci-dessus durant la période régulatoire, dans le cas où ce dernier subirait une variation supérieure à 1% par rapport à l'indice santé budgété initialement. »</u></p>
2. Les tarifs non-périodiques de distribution		104 § 2	<p><u>« § 2. Les tarifs non-périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne : (...) »</u></p> <p>ORES précise toutefois que l'art. 95 de la Méthodologie Tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 mentionne ce qui suit :</p> <p><i>« Au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non périodiques de distribution à l'échéance du 1^{er} janvier 2024. Les tarifs non périodiques visés par le présent article sont ceux les plus fréquemment facturés, lesquels sont couverts par les thématiques suivantes :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d'habitat ;</i> <i>2° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;</i> <i>3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;</i> <i>4° les actes de comptage ;</i> <i>5° les coupures ;</i> <i>6° les études de détail et d'orientation. »</i> 	<p>En cohérence avec ce qui a été décidé dans la Méthodologie Tarifaire 2019-2023 et dans une recherche d'efficacité, ORES demande de modifier l'article de la manière suivante :</p> <p><u>« Les tarifs non-périodiques les plus fréquemment facturés couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>1° les tarifs pour les raccordements basse tension ;</i> <i>2° les tarifs de raccordement gaz basse pression ;</i> <i>3° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;</i> <i>4° 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> <i>5° les études de détail et d'orientation ;</i> <i>6° les tarifs pour le raccordement de station CNG.</i> <p><u>Les thématiques relatives aux actes de comptage et aux coupures et réouvertures seront quant à elles</u></p>

			<p>Il n'est pas concevable aujourd'hui d'aboutir à une harmonisation de la totalité des prestations couvrant les thématiques listées ci-dessus pour l'ensemble des GRD.</p> <p>Outre l'ampleur du travail, cette harmonisation requerrait des moyens financiers disproportionnés par rapport à l'objectif, ce qui est à contre-courant du modèle d'efficience imposé par la CWaPE.</p> <p>ORES s'est en effet organisé afin de répondre aux points 1° à 4°, 7° et 9° de l'art. 104 du Projet de Méthodologie Tarifaire pour 2024-2028 et ne peut se permettre, à ce stade, de modifier l'étendue de l'harmonisation/uniformisation.</p> <p>L'ensemble des GRD wallons proposent par ailleurs de traiter les points 5° et 6° de l'art. 104, proposé d'ici le 1^{er} janvier 2025.</p>	<u><i>uniformisées/harmonisées à l'horizon du 1^{er} janvier 2025.</i></u> »
2. Les tarifs non-périodiques de distribution		104 § 2, 8°	<p><i>« 8° les tarifs pour le raccordement de borne de recharge électrique ; »</i></p> <p>Selon ORES, ce type de prestation est à considérer comme un raccordement « classique » (aucune nécessité de procéder à une distinction tarifaire à ce stade). En effet, ORES ne souhaite pas prévoir de tarification spécifique en fonction de l'usage et souhaite donc maintenir le principe fondamental de tarification indépendante de l'usage. En outre, cette prestation n'a jamais été évoquée au sein de l'art. 95 de la Méthodologie Tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 (cfr. Point précédent).</p>	ORES demande de supprimer le point 8° de l'art. 104 § 2.
2. Les tarifs non-périodiques		106 § 1 ^{er}	<i>« Pendant la période régulatoire 2024-2028, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour</i>	ORES propose de modifier l'article de la manière suivante :

de distribution			<p><i>harmoniser et uniformiser les tarifs non-périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1^{er} janvier 2024. »</i></p> <p>Il n'est pas concevable aujourd'hui d'aboutir à une harmonisation et uniformisation de la totalité des tarifs non-périodiques pour l'ensemble des GRD.</p> <p>Outre l'ampleur du travail, cette harmonisation requerrait des moyens financiers disproportionnés par rapport à l'objectif, ce qui est à contre-courant du modèle d'efficience imposé par la CWaPE.</p> <p>ORES suggère dès lors de se pencher sur les prestations (non encore visées par l'art. 104) couvrant, par exemple, 70% du total des recettes annuelles des tarifs non périodiques du GRD. Cette approche permet d'allier aussi bien la notion de fréquence que des montants des articles harmonisés/uniformisés.</p>	<p><i>« Pendant la période réglementaire 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 1^{er} janvier 2024 <u>couvrant au minimum 70% des recettes annuelles du GRD issues de tarifs non-périodiques de distribution (hors trans-HT, prestations diverses et déplacements d'installations).</u> »</i></p>
-----------------	--	--	--	--

TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1. Les catégories d'écarts	116	ORES renvoie aux commentaires formulés sur les articles 12, 28, 29 et 41.	Il y a lieu d'ajouter les sources de soldes régulateurs correspondant aux modifications demandées par ORES reprises aux articles 12, 28, 29 et 41.
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.2. L'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables	120 à 122	<p>Les formules de couloir et les paramètres proposés par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 sont identiques à celles et ceux de la période 2019-2023 à l'exception, en gaz, de la référence au HUB101 qui a été remplacée par le TTF101.</p> <p>Comme nous l'avons exposé lors de la réunion de concertation du 6 juillet 2022, dans un contexte de très grande volatilité sur les marchés de l'énergie, la formule de couloir expose les GRD à un risque très important de malus lorsque ceux-ci réalisent des clics pour acheter leur énergie.</p> <p>D'après des contacts informels avec nos fournisseurs, la volatilité actuelle sur les marchés de l'énergie risque de pousser les primes de risque à la hausse dans les futurs contrats d'achats d'énergie avec des impacts potentiels importants sur les formules et paramètres d'achats des pertes. Il est en outre probable que les fournisseurs imposent des contrats de type Take or Pay pour neutraliser le risque sur les volumes d'achat. Dans le</p>	<p>Vu le contexte très incertain et très volatile actuel des marchés de l'énergie, ORES propose de considérer les coûts résultant des prix d'achats d'énergie issus des marchés publics comme des éléments intégralement non contrôlables, et donc non soumis à un système de bonus-malus.</p> <p>Il n'est en effet pas de la volonté d'ORES de réaliser des bonus-malus sur des facteurs qui sont totalement hors de son contrôle.</p> <p>Il y a donc lieu de supprimer les articles 120 à 122 du Projet de Méthodologie Tarifaire ainsi que l'annexe 11 confidentielle. En conséquence, les charges d'achats d'électricité et de gaz naturel seront des charges non contrôlables soumises au régime « non particulier » de l'article 119. La condition de fixation des prix par voie de procédure d'achat efficace est inscrite à l'article 58, c) et s'appliquera en tant que critère de raisonabilité.</p>

			<p>contexte très incertain actuel des marchés de l'énergie et les prix très élevés que nous constatons aujourd'hui, après certains contacts avec les fournisseurs, ORES n'a pas encore lancé ses appels d'offres pour les années 2025 et ultérieures. Il est en outre probable que des marchés sur plusieurs années ne soient plus possibles dans le futur.</p> <p>En ce qui concerne la référence au TTF101, ORES n'a pas d'objection à passer au TTF101 qui est une référence qui apparaît plus transparente et qui est utilisée par les fournisseurs. ORES souligne cependant que son contrat pour 2024 fait encore référence au HUB101. Il apparaît aussi que le prix du TTF est pour l'instant plus élevé par rapport à d'autres cotations en raison des flux de gaz plus importants ouest-est, dus à la diminution des flux provenant de Russie.</p> <p>Concernant 2024, passer à un contrat d'achat de gaz indexé TTF engendrera une modification du contrat qui risque d'augmenter le prix d'achat. ORES suggère donc de garder la référence au HUB101 pour 2024.</p>	<p>Comme alternative, ORES propose de laisser les formules et paramètres d'achat de l'annexe 11 confidentielle ouverts jusqu'aux résultats des soumissions des fournisseurs pour les appels d'offres et d'aligner ces paramètres sur les résultats des appels d'offres ainsi que de maintenir un couloir de 20% autour du prix d'achat.</p> <p>Il y aurait alors lieu de supprimer l'annexe 11 confidentielle (envisagée comme future annexe 10 confidentielle à la Méthodologie Tarifaire) et de modifier les articles 120 à 122 proposés pour indiquer que les valeurs des paramètres a à j seront fixées après la communication par tous les GRD des résultats des appels d'offres pour les années 2025 à 2028.</p>
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.5. L'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable	126	<p>ORES invite la CWaPE à respecter le prescrit de l'article 4, § 2, 12° du Décret Tarifaire en vertu duquel « les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs ». Il convient donc que la CWaPE prévoie un mécanisme de révision <i>ex post</i> du coût de la dette tel que prévu <i>ex ante</i> dans le mécanisme CMPC afin qu'ORES n'ait pas à</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de considérer que le coût de la dette constitue un coût non contrôlable soumis à solde régulateur <i>ex post</i>.</p>

			supporter (ou ne bénéficie pas de) une variation du coût réel de la dette sur lequel elle n'a pas de contrôle.	
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.6. Le terme « qualité »	127	<p>« Article 127 § 1^{er}. La valeur maximale (en cas de majoration)/minimale (en cas de minoration) du terme « qualité » pour chaque GRD et pour chaque année est reprise dans le tableau ci-dessous : »</p> <p>Sur le caractère symétrique du terme « qualité » Il serait opportun, pour assurer un caractère incitatif, que ces indicateurs soient évolutifs en fonction de l'atteinte du résultat.</p> <p>Sur la valeur absolue maximale/minimale du terme « qualité » Les montants des valeurs absolues maximales et minimales sont faibles et constituent donc un faible incitant pour les GRD. Par ailleurs, nous ne parvenons pas à recalculer les montants par GRD. La mise en place d'un incitant différent par EAN par GRD nous pose question.</p> <p>Vu la proposition de suppression de 3 indicateurs et l'instauration de 3 autres indicateurs (voir les commentaires aux articles 35 à 37), les valeurs absolues maximales et minimales du terme « qualité » devront être revues en conséquence.</p>	<p>Sur le caractère symétrique du terme « qualité » ORES propose que l'incitant financier soit évolutif.</p> <p>A titre d'illustration, l'atteinte à 90% d'un objectif doit procurer X% de l'incitant financier déterminé et non l'entièreté.</p> <p>La présente disposition doit donc être modifiée pour tenir compte de ce caractère évolutif.</p> <p>Sur la valeur absolue maximale/minimale du terme « qualité » ORES demande à la CWaPE de fournir le détail chiffré ayant permis de déterminer la valeur absolue maximale/minimale par GRD. Vu les difficultés évoquées pour le recalcul des montants par GRD, il nous est impossible de formuler une proposition alternative. La CWaPE doit communiquer des informations complémentaires pour qu'une concertation réelle puisse avoir lieu à ce sujet. En outre, il y a lieu de revoir les valeurs absolues maximales et minimales du terme « qualité » pour intégrer les propositions de modifications des articles 35 à 37.</p>
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.6 Le terme « qualité »	127	« Article 127 § 2. La valeur du terme « qualité » est décomposée par indicateur de qualité selon la pondération reprise dans le tableau ci-dessous et conformément au plan d'action défini à l'article 34 »	Le tableau repris au § 2 de l'article 127 doit être revu en fonction des ajouts et suppressions de certains indicateurs (voir modifications proposées des articles 35 à 37).

			Vu la proposition de suppression de 3 indicateurs et l'instauration de 3 autres indicateurs (voir les commentaires aux articles 35 à 37), la pondération de la décomposition par indicateur de qualité.	
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.6 Le terme « qualité »	127	<p>« Article 127 § 3. <i>Sur la base de la valeur maximale/minimale du terme « qualité » fixée au § 1^{er} et de la pondération fixée au § 2 du présent article, le tableau suivant reprend, pour chaque GRD, la valeur de chaque indicateur de qualité par an, arrondi à la centaine. »</i></p> <p>Il est renvoyé aux commentaires de l'article 127, § 1^{er} relatifs à la valeur absolue maximale/minimale du terme « qualité ».</p>	Le tableau repris au § 3 de l'article 127 doit être revu en fonction des ajouts et suppressions de certains indicateurs (voir modifications proposées des articles 35 à 37).
1. Le traitement des écarts entre le budget et la réalité	1.6 Le terme « qualité »	130	<p>« Article 130. § 2. <i>Les gestionnaires de réseau de distribution ont la responsabilité de transmettre à la CWaPE des indicateurs harmonisés, c'est-à-dire basés sur des données harmonisées et calculés strictement conformément aux lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19110-CWaPE-0025, et basés sur des données homogènes, transparentes et fiables. »</i></p> <p>Comme évoqué lors de la réunion de concertation du 6 juillet 2022, il n'appartient pas aux GRD de veiller à transmettre des indicateurs harmonisés ni de s'assurer que ces données sont homogènes. La responsabilité des GRD est de transmettre des données correspondant aux</p>	<p>ORES propose de revoir la formulation de cet article comme suit :</p> <p>« <i>Les gestionnaires de réseau de distribution ont la responsabilité de transmettre à la CWaPE des indicateurs calculés strictement conformément aux lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19110-CWaPE-0025, et basés sur des données transparentes et fiables. »</i></p>

			définitions données par la CWaPE dans des lignes directrices.	
2. La procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité et la révision du tarif pour les soldes régulatoires		136		ORES propose que le calendrier de la procédure de contrôle des rapports tarifaires ex post fasse l'objet d'une concertation entre la CWaPE et l'ensemble des GRD. Cela devrait être mentionné dans un nouveau § 11, qui préciserait qu'à défaut d'accord entre la CWaPE et les GRD à l'issue de cette concertation, les délais prévus aux §§ 1 à 10 serait d'application.

TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1. Les charges et tarifs de refacturation des charges du réseau de transport d'électricité	2. Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité	Articles 140 et suivants	<p>I. Contexte et description du problème</p> <p>La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables (qui sont par nature incertaines et fluctuantes) dans les réseaux de distribution crée de nombreux défis pour les gestionnaires de réseaux. Parmi ces défis, le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) rencontre des difficultés croissantes pour prévoir les échanges réactifs avec les réseaux de distribution. En effet, l'introduction d'unités de production dans les réseaux de distribution a rendu les flux de puissance bidirectionnels, modifiant la consommation réactive bien connue des réseaux de distribution.</p> <p>Ces dernières années, les opérateurs ont constaté que ces échanges réactifs se font de plus en plus des réseaux de distribution vers le réseau de transport, c'est-à-dire que les réseaux de distribution agissent de plus en plus comme des charges capacitatives vis-à-vis du réseau de transport.</p> <p>Ces phénomènes sont bien connus de l'ensemble des GRT européens et des dispositions spécifiques ont d'ailleurs été prises dans les règlements de raccordement des charges (DCC) et unités de production (RfG). Ces règles ont été incorporées dans le règlement technique fédéral ainsi que dans la convention de</p>	<p>ORES propose d'introduire dans la grille tarifaire de transport un tarif de refacturation de l'énergie réactive selon la zone dans laquelle se trouve le client, de type :</p> <p>Tarif zone jaune : X EUR/kVArh Tarif zone rouge : Y EUR/kVArh</p> <p>Cela peut se faire par l'ajout d'un nouvel article ou adaptation de la grille tarifaire.</p> <p>Des modalités d'application de ces tarifs définiront les zones et conditions d'application de ces tarifs.</p> <p>II. Proposition</p> <p>A. Description</p> <p>Pour les clients équipés de compteur AMR, nous proposons d'appliquer la formule tarifaire suivante. Application pour chaque 1/4h d'une pénalité « énergie réactive » si, pour le 1/4h considéré, l'absorption ou la fourniture de puissance réactive dépasse un seuil de la puissance active en absorption ou en injection (tangente phi). Les seuils sont (sens anti-horlogique) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Premier cadran (consommation – inductive) <ul style="list-style-type: none"> o Zone orange : Compris entre 33% et 75% (facteur de puissance compris entre 0,95 et 0,80) o Zone rouge : En cas de ratio supérieur à 75% (facteur de puissance < 0,80)

collaboration. L'objectif est de freiner la dégradation de la situation. La figure 1 montre l'évolution du nuage de point 1/4h dans le diagramme P-Q montrant que celui-ci s'étend et « descend » vers la zone capacitive.

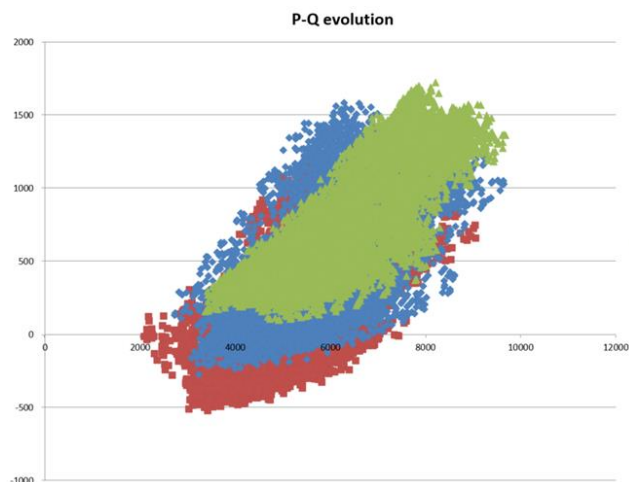
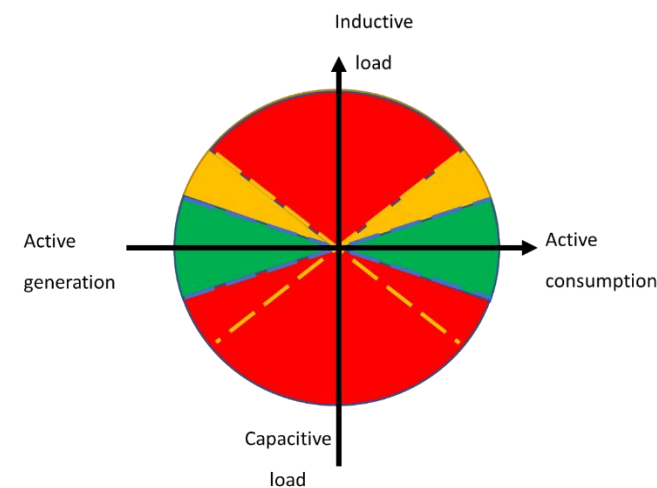


Figure 1: Evolution du diagramme P-Q au niveau fédéral

Les niveaux de tension étant fortement impactés par les « flux » de puissance réactive, notamment pour les lignes de transport à très haute tension, il est crucial pour le GRT d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à limiter la production d'énergie capacitive même si celui-ci respecte globalement les impositions réglementaires. Ce qui est parfaitement compréhensible quand on constate des nuages de points 1/4h comme ceux de la zone du Luxembourg de la figure 3 qui est pratiquement exclusivement dans la zone « réactive capacitive ».

- Deuxième cadran (injection – inductive)
 - o Zone orange : Compris entre 33% et 75% (facteur de puissance compris entre 0.95 et 0.80)
 - o Zone rouge : En cas de ratio supérieur à 75% (facteur de puissance < 0.80)
- Troisième cadran (injection – capacitive)
 - o Zone rouge : si ratio > 33% (facteur de puissance inférieur à 0.95)
- Quatrième cadran (consommation -capacitive)
 - o Zone rouge : si ratio > 33% (facteur de puissance inférieur à 0.95)



La tension tarifaire entre la zone jaune et la zone rouge pourrait être de 1.5 (rouge = 1.5 jaune).

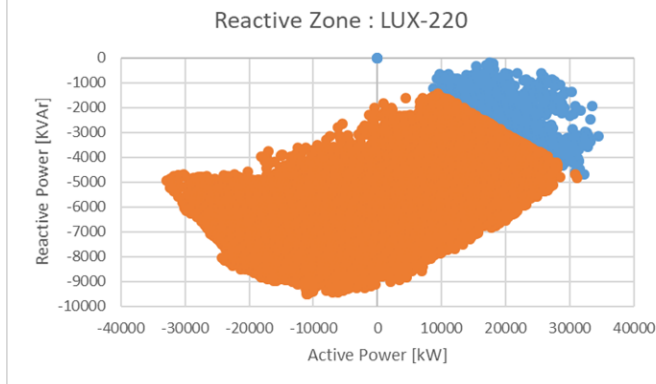


Figure 2: Réactif de la zone Luxembourg

Dans la tarification des frais de transport, ELIA a donc modifié son approche pour pénaliser les injections de réactifs tant au niveau local (un poste HT1/HT2) que zonal (une poche regroupant plusieurs postes HT1/HT2).

La figure 2 montre l'ordre de grandeur des montants des pénalités pour les postes d'ORES.

Gestion du réactif

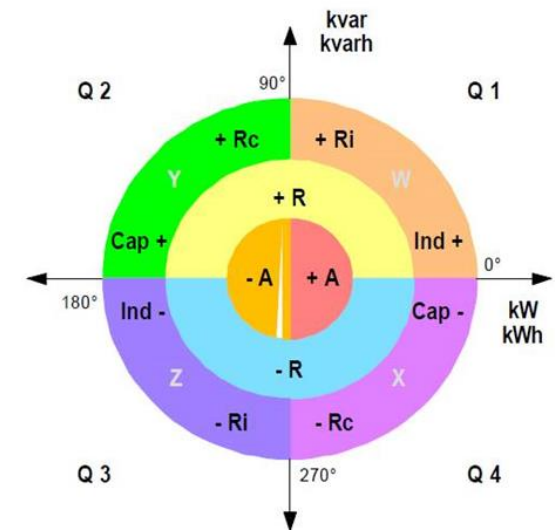
Row Labels	Sum of Total Local	Row Labels	Sum of Total Zonal
Grand Total	2.680.072,92 €	Grand Total	€ 2.867.376,56
TOP 5 des Postes		TOP 5 des zones	
VILLE 15	€ 276.811,84	LUX-BCLEST-70	€ 952.433,64
BEVER 15	€ 179.385,83	LUX-CENTR-70	€ 490.479,66
PONDR 15	€ 168.683,82	LUX-220	€ 368.403,91
NEUFC 15	€ 167.078,04	NAM-ACHEN-70	€ 326.762,51
CIERR 15	€ 123.486,61	LUX-NORD-70	€ 255.019,87
Row Labels	Sum of Total Lo	Sum of Total Zo	Total
Grand Total	2.680.072,92 €	2867376,562	5.547.449,48 €
Top 5 sur total Local et Zone			
VILLE 15	276.811,84 €	348.659,35 €	625.471,20 €
BEVER 15	179.385,83 €	256.175,89 €	435.561,72 €
NEUFC 15	167.078,04 €	195.212,37 €	362.290,41 €
CIERR 15	123.486,61 €	220.308,81 €	343.795,41 €
BUTGE 15	115.910,30 €	169.744,52 €	285.654,83 €

Figure 3: Analyse de la facturation ELIA pour le réactif (ORES)

B. Exemples

1. Données générales

Convention des registres des compteurs :



Tarif zone jaune : 0.015 EUR/kVARh

Tarif zone rouge : 0.0225 EUR/kVARh

Exemple 1

Pour 1/4h, le compteur d'un champ éolien enregistre les données suivantes :

Données comptage

A+	A-	I+	C+	I-	C-
0	1.500,00		600,00		

Limite Zone verte

A+	A-	I+	C+	I-	C-
0	1.500,00	-	495,00	495,00	0

			<p>Quand bien même la facture de réactif est considérée, à juste titre, comme un coût non contrôlable (et péréquaté au niveau wallon), force est de constater que la structure tarifaire du réactif des GRD en Région wallonne ne donne pas le bon indicateur vers nos clients.</p> <p>En effet, le système actuel est uniquement basé sur une pénalité globalisée sur le cosinus phi et ne permet pas de faire la distinction entre le « réactif inductif » et le « réactif capacitif ».</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">Limite Zone Orange</th> </tr> <tr> <th>A+</th> <th>A-</th> <th>I+</th> <th>C+</th> <th>I-</th> <th>C-</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>1.500,00</td> <td>-</td> <td>1.125,00</td> <td></td> <td>1.125,00</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Energie réactive à facturer</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>zone jaune</td> <td>0</td> <td>105</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>zone rouge</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Facturation</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>zone jaune</td> <td>1,58 €</td> </tr> <tr> <td>zone rouge</td> <td>- €</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>1,58 €</td> </tr> </tbody> </table>	Limite Zone Orange						A+	A-	I+	C+	I-	C-	0	1.500,00	-	1.125,00		1.125,00	Energie réactive à facturer					zone jaune	0	105	0	0	zone rouge	0	0	-	-	Facturation		zone jaune	1,58 €	zone rouge	- €	Total	1,58 €
Limite Zone Orange																																													
A+	A-	I+	C+	I-	C-																																								
0	1.500,00	-	1.125,00		1.125,00																																								
Energie réactive à facturer																																													
zone jaune	0	105	0	0																																									
zone rouge	0	0	-	-																																									
Facturation																																													
zone jaune	1,58 €																																												
zone rouge	- €																																												
Total	1,58 €																																												
1. Les charges et tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité	2.1 Péréquation tarifaire	141	<p>§ 2</p> <p>La CWaPE motive la suppression des charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation par le fait que la réussite de la mise en œuvre de la péréquation et l'expérience acquise ne permettent plus de justifier des charges de 250.000 € pour la mise en route du fonctionnement du mécanisme.</p> <p>Si les 250.000 € de la mise en route du fonctionnement du mécanisme ne se justifient plus, le GRD ou l'entité qui sera mandaté pour représenter les autres GRD et réaliser toutes les tâches de la procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité ainsi que de la procédure d'approbation du solde régulateur global de transport sera confronté à des frais. Qu'il s'agisse de la</p>	<p>Il est proposé de maintenir une rémunération de 125.000 € qui sera attribuée au GRD mandaté par les autres GRD.</p> <p>Pour se faire, il est proposé de compléter le paragraphe 2 de cet article 141 par la phrase suivante :</p> <p><i>« Les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation visé au § 1^{er} du présent article peuvent, après approbation par la CWaPE, être ajoutées aux charges nettes d'utilisation du réseau de transport et, par conséquent, être couvertes par les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces charges administratives sont plafonnées à un montant global de 125.000 EUR par an pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. »</i></p>																																									

			collecte des informations auprès des autres GRD puis leur traitement, de la préparation de la proposition commune de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ainsi que de la grille tarifaire dans le respect des lignes directrices de la CWaPE, du calcul des écarts individuels et globaux entre les charges et recettes budgétées par rapport aux charges et recettes réelles ou encore de la préparation des réponses aux questions de la CWaPE pendant les deux processus, toutes ces missions prennent du temps. Il est donc important qu'une rémunération soit prévue afin de garantir le bon fonctionnement de ce processus.	
2. La procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport		154 à 156		ORES propose que le calendrier de la procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport fasse l'objet d'une concertation entre la CWaPE et le GRD mandaté (ou l'entité mandatée) par les GRD. Cela devrait être mentionné dans un nouveau § 5, qui préciserait qu'à défaut d'accord entre la CWaPE et le GRD mandaté (ou l'entité mandatée), les délais prévus aux §§ 1 à 4 seront d'application.
4. La procédure d'approbation du solde régulateur global de transport		161		ORES propose que le calendrier de la procédure d'approbation du solde régulateur global de transport fasse l'objet d'une concertation entre la CWaPE et le GRD mandaté (ou l'entité mandatée) par les GRD. Cela devrait être mentionné dans un nouveau § 5, qui préciserait qu'à défaut d'accord entre la CWaPE et le GRD mandaté (ou l'entité mandatée) par les GRD à l'issue de cette incertitude, les délais prévus aux §§ 1 à 4 seront d'application.

ANNEXE 1 : MOTIVATION DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

Comme il apparaît des commentaires sur les articles du Projet de Méthodologie Tarifaire, ORES est en désaccord avec la CWaPE sur de nombreux points de motivation repris en annexe 1 du projet. Il n’y a pas lieu de reprendre ici tous ces points de désaccord, qui sont déjà traités dans d’autres parties de ce formulaire de réaction. Aucune acceptation d’ORES ne peut être déduite de l’absence remarque sur un motif particulier inscrit dans l’annexe 1.

Titre		Chapitre	Section	Numéro (exemple 3.1.2.)	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation

ANNEXE 2 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) TABLEAUX - RELATIFS À LA PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ – ÉLECTRICITÉ

Commentaire général sur les annexes 2 à 10 : ORES émet certains commentaires ponctuels sur le contenu des annexes 2 à 10 dans les sections suivantes afin d'en améliorer la qualité. Toutefois, les commentaires ci-dessous ne sont pas exhaustifs et ne reprennent pas les impacts des commentaires précédents relatifs aux articles de la Méthodologie Tarifaire. Aucune acceptation d'ORES ne peut être déduite de l'absence remarque sur un élément des annexes 2 à 10.

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 4.1	Tous les GRD ne sont pas prévus dans le tableau à double entrée.	Pouvons-nous procéder comme par le passé ? Le GRD adapte le tableau en fonction des GRD pour lesquels des factures de transit ont été émises ou reçues.
TAB 5	La formule du calcul de la marge équitable ne semble pas correcte (liens vers TAB00 et traitement spécifique de la Plus-Value de réévaluation de la RAB).	ORES demande à la CWaPE de modifier cette formule.
TAB 7 à 7.2	ORES s'interroge sur la plus-value apportée par ces tableaux quant à l'évolution bilancielle et ne voit pas les liens qui pourraient être faits avec le revenu autorisé et la façon dont il est construit.	ORES propose de supprimer ces tableaux.
TAB 4.3	Faut-il prévoir un rest-term sachant qu'il est impossible de le prévoir correctement pour une période si lointaine ?	ORES propose de ne pas prévoir de budget pour le rest-term comme c'était le cas pour le gaz dans le cadre de la proposition tarifaire 2019-2023.
TAB 4.12	Vu la conjoncture actuelle, ORES attire l'attention de la CWaPE sur la difficulté d'estimer le prix de vente du gaz sur la période 24-28.	La CWaPE aurait-elle un prix de vente à nous suggérer ?

ANNEXE 3 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) TABLEAUX - RELATIFS À LA PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ – GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 5	La formule du calcul de la marge équitable ne semble pas correcte (liens vers TAB00 et traitement spécifique de la Plus-Value de réévaluation de la RAB).	ORES demande à la CWaPE de modifier cette formule.
TAB 7 à 7.2	ORES s'interroge sur la plus-value apportée par ces tableaux quant à l'évolution bilancielle et ne voit pas les liens qui pourraient être faits avec le revenu autorisé et la façon dont il est construit.	ORES propose de supprimer ces tableaux.
TAB 4.3	Faut-il prévoir un rest-term sachant qu'il est impossible de le prévoir correctement pour une période si lointaine ?	ORES propose de ne pas prévoir de budget pour le rest-term comme ça a été le cas en gaz dans le cadre de la proposition tarifaire 2019-2023.
TAB 4.9	Vu la conjoncture actuelle, ORES attire l'attention de la CWaPE sur la difficulté du CLIC sur le prix d'achat du gaz.	
TAB 4.12	Vu la conjoncture actuelle, ORES attire l'attention de la CWaPE sur la difficulté d'estimer le prix de vente du gaz sur la période 24-28.	La CWaPE aurait-elle un prix de vente à nous suggérer ?

ANNEXE 4 : MODÈLE DE RAPPORT TARIFAIRE EX POST - TABLEAUX - ÉLECTRICITÉ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB3.2	Vérification (cellule F26) : Nous pensons que le montant de la vérification doit correspondre aux montants des corrections du TAB9 cellule D26.	A modifier par la CWaPE.
TAB5.1	En colonne H, pas de formule de sous-total au niveau du Gridfee et Régularisations.	A ajouter par la CWaPE.
TAB5.1	Tous les GRD ne sont pas prévus dans le tableau à double entrée.	Pouvons-nous procéder comme par le passé ? Le GRD adapte le tableau en fonction des GRD pour lesquels des factures de transit ont été émises ou reçues.
TAB9	Lignes 26 à 30 - Corrections du Chiffre d'Affaires distribution. Ces données ne sont pas disponibles par niveau de tension. Nous avons un montant TOTAL. => les contrôles des Synthèses des écarts par niveau de tension ne tombent pas à 0.	Seul le montant total des corrections du Chiffre d'Affaires distribution doit être fourni.
TAB9.1	Il n'y a pas de formule de somme en cellule G71 « Sous-total infeed ».	A ajouter par la CWaPE.
TAB9.1	Colonnes C à H - lignes 94/109/119 => Erreur formules intitulés colonnes.	A corriger par la CWaPE.
TAB9.1	Colonnes J à M => les formules qui calculent l'évolution en % entre 2 années ne sont pas prévues partout.	A compléter par la CWaPE.
TAB3	Les liens vers le TAB9 ne sont pas corrects.	A corriger par la CWaPE.
TAB5.5		Les modalités pratiques de ce tableau devront être précisées de commun accord entre les GRD et la CWaPE. A titre illustratif, se pose notamment la question du traitement de l'amortissement de la plus-value de réévaluation qui est aujourd'hui considérée comme une dépense non admise (DNA).

<p>TAB8</p>	<p>ORES ne comprend pas la logique de ce tableau. En effet si ORES fait mieux que l'objectif fixé (pour le cas présent, une durée pour le SAIDI "propre GRD" moins élevée) cela génère un passif régulateur alors qu'en cas de durée plus élevée, la formule telle que prévue dans les rapports ex-post semble générer un actif régulateur.</p> <table border="1" data-bbox="392 422 1317 651"> <thead> <tr> <th></th> <th>Montant EUR</th> <th>Objectifs</th> <th>REALITE 2024</th> <th>SOLDE REGULATOIRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SAIDI = propre GRD =</td> <td>111.200</td> <td>00:24:43</td> <td></td> <td>111.200</td> </tr> <tr> <td>SAIFI = propre GRD =</td> <td>111.200</td> <td>00:00:00</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>SAIDI = totale URD = hors catégories 7.b et 8</td> <td>111.200</td> <td>00:00:00</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>SAIFI = totale URD = hors catégories 7.b et 8</td> <td>111.200</td> <td>00:00:00</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)</td> <td>370.800</td> <td>0%</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Taux de rectification des index relevés/courbes de charge</td> <td>278.100</td> <td>0</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau</td> <td>92.700</td> <td>103</td> <td></td> <td>92.700</td> </tr> <tr> <td>Nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution</td> <td>148.300</td> <td>129</td> <td>100</td> <td>148.300</td> </tr> <tr> <td>Taux de perte</td> <td>148.300</td> <td>0</td> <td></td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td>1.483.000</td> <td>0</td> <td></td> <td>352.200</td> </tr> </tbody> </table>		Montant EUR	Objectifs	REALITE 2024	SOLDE REGULATOIRE	SAIDI = propre GRD =	111.200	00:24:43		111.200	SAIFI = propre GRD =	111.200	00:00:00		0	SAIDI = totale URD = hors catégories 7.b et 8	111.200	00:00:00		0	SAIFI = totale URD = hors catégories 7.b et 8	111.200	00:00:00		0	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	370.800	0%		0	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	278.100	0		0	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	92.700	103		92.700	Nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	148.300	129	100	148.300	Taux de perte	148.300	0		0	TOTAL	1.483.000	0		352.200	<p>ORES demande à la CWaPE de corriger ce tableau pour qu'il corresponde aux règles fixées notamment à l'article 129 du Projet de Méthodologie Tarifaire.</p>
	Montant EUR	Objectifs	REALITE 2024	SOLDE REGULATOIRE																																																					
SAIDI = propre GRD =	111.200	00:24:43		111.200																																																					
SAIFI = propre GRD =	111.200	00:00:00		0																																																					
SAIDI = totale URD = hors catégories 7.b et 8	111.200	00:00:00		0																																																					
SAIFI = totale URD = hors catégories 7.b et 8	111.200	00:00:00		0																																																					
Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	370.800	0%		0																																																					
Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	278.100	0		0																																																					
Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	92.700	103		92.700																																																					
Nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	148.300	129	100	148.300																																																					
Taux de perte	148.300	0		0																																																					
TOTAL	1.483.000	0		352.200																																																					
<p>Généralité</p>	<p>ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait que la comparaison entre les réalités 2023 et 2024 sera biaisée par le changement de méthodologie.</p>																																																								
<p>TAB4.1.1</p>	<p>ORES s'interroge quant à la nécessité de renseigner les variables relatives aux OSP étant donné qu'elles n'impactent plus les calculs de soldes régulatoires et de bonus-malus.</p>	<p>ORES propose de supprimer les variables relatives aux OSP.</p>																																																							
<p>TAB 5.3</p>	<p>La CWaPE nous a demandé dans les rapports tarifaires ex-post pendant la période 2019-2023 de reclasser les coûts et produits liés à des réconciliations autres que FeReSo en coûts contrôlables dès lors que ces éléments n'étaient pas expressément repris dans la liste des charges non contrôlables.</p>	<p>Vu qu'il s'agit bien de réconciliations, ORES propose de reprendre ces éléments dans la liste des charges et produits non contrôlables.</p>																																																							

ANNEXE 4 : MODÈLE DE RAPPORT TARIFAIRE EX POST - ANNEXES - ÉLECTRICITÉ

Annexe	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
Annexe 10 Simul TMT	Il s'agit de profil de client type MT.	La CWaPE doit modifier les titres et les profils des clients types.
Annexe 10 Simul TMT post solde	Il s'agit de profil de client type MT.	La CWaPE doit modifier les titres et les profils des clients types.

ANNEXE 5 : MODÈLE DE RAPPORT TARIFAIRE EX-POST - TABLEAUX - GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 3.2	Les graphiques ne sont pas adaptés pour le gaz car les axes correspondent à des notions relatives à l'électricité.	La CWaPE doit adapter l'ensemble des graphiques.
TAB 3.2	Nous pensons que le montant de la vérification (en cellule I27) devrait correspondre aux montants des corrections du TAB9 (cellule D22).	A modifier par la CWaPE.
TAB 9	Les lignes 23 à 27 - Corrections du Chiffre d'Affaires distribution. Ces données ne sont pas disponibles par tranche de clients. => les contrôles des Synthèses des écarts par niveau de tension ne tombent pas à 0, montant non repris en ligne 39. => pas de somme des corrections (cellule C22 – D22).	Seul le montant total des corrections du Chiffre d'Affaires distribution doit être fourni.
TAB 3	Les liens vers le TAB9 ne sont pas corrects.	A corriger par la CWaPE.
TAB 5.3	La CWaPE nous a demandé dans les rapports tarifaires ex-post pendant la période 19-23 de reclasser les coûts et produits liés à des réconciliations autres que FeReSo en coûts contrôlables.	Vu qu'il s'agit bien de réconciliations, ORES propose de requalifier ces montants en non-contrôlables.
TAB 5.5		Les modalités pratiques de ce tableau devront être précisées de commun accord entre les GRD et la CWaPE. A titre illustratif, se pose notamment la question du traitement de l'amortissement de la plus-value de réévaluation qui est aujourd'hui considérée comme une dépense non admise (DNA).

ANNEXE 5 : MODÈLE DE RAPPORT TARIFAIRE EX-POST - TABLEAUX – GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 8	ORES ne comprend pas la logique de ce tableau. En effet si ORES fait mieux que l'objectif fixé (pour le cas présent, une durée pour le SAIDi "propre GRD" moins élevée) cela génère un passif régulateur alors qu'en cas de durée plus élevée, la formule telle que prévue dans les rapports ex-post semble générer un actif régulateur.	ORES demande à la CWaPE de corriger ce tableau pour qu'il corresponde aux règles fixées notamment à l'article 129 du Projet de Méthodologie Tarifaire.
TAB 4.1.1	ORES s'interroge quant à la nécessité de renseigner les variables relatives aux OSP étant donné qu'elles n'impactent plus les calculs de soldes régulateurs et de bonus-malus.	ORES propose de supprimer les variables relatives aux OSP.
Annexe 10	Synthèse simul post solde - problème dans les lignes « IV. Tarif pour les soldes régulateurs », ces lignes ne reprennent pas le nouveau solde.	La CWaPE doit corriger les liens.
Annexe 10	Simulations tarif post solde – pour l'année 2024 : À partir du client type T4, les liens pour les tarifs sont liés avec les grilles tarifaires initiales. Au niveau du « Supplément pour gaz porté » pour le client type T4, le lien va rechercher le tarif du client type T3.	La CWaPE doit corriger les liens.
Annexe 10	Simulations tarif post solde – pour les années 2025 à 2028 : Pour tous les clients type, les liens pour les tarifs sont liés avec les grilles tarifaires initiales. Au niveau du « Supplément pour gaz porté » pour le client type T4, le lien va rechercher le tarif du client type T3.	La CWaPE doit corriger les liens.

ANNEXE 6 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) TABLEAUX - RELATIFS AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES – ÉLECTRICITÉ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB1	Colonne C pour les années 2025 à 2028, le calcul du pourcentage se base sur le total 2024.	La CWaPE doit adapter les formules pour que les postes du budget soient comparés au total de l'année à laquelle ils se rapportent.
TAB1.1	En électricité les soldes 2015 à 2018 ne sont pas totalement affectés. Or, aucune des cellules à remplir par le GRD n'est prévue pour une proposition d'affectation de ces soldes.	La CWaPE doit prévoir des cellules à remplir par le GRD colonnes C à F lignes 34 et 38 à 43 pour l'affectation des soldes électricité pour les années 2015 à 2018.
TAB2	Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public : Dans la PT2019-2023 ce poste se composait : <ul style="list-style-type: none"> - Charges nettes contrôlables OSP - Charges et produits non-contrôlables OSP - Marge équitable OSP Dans le modèle de rapport 2024-2028, ce poste ne prend plus en compte la marge équitable OSP (Le détail marge équitable OSP/Hors OSP n'existe plus dans le TAB1 du MDR Ex-ante Tarifaire qui correspond au TAB8 du MDR Ex-ante RA). La marge équitable OSP en 2024-2028 se retrouvera dans les Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution.	La CWaPE doit adapter le TAB1 afin de distinguer la marge équitable relative aux OSP (= Tarif OSP).
TAB2	Colonne C pour les années 2025 à 2028, le calcul du pourcentage relatif aux Recettes relatives aux tarifs d'injection se base sur le TOTAL Revenu Autorisé 2024.	La CWaPE doit adapter les formules pour que les Recettes relatives aux tarifs d'injection soient comparées au TOTAL Revenu Autorisé de l'année concernée.

ANNEXE 6 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES – ÉLECTRICITÉ

Annexe	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB3	Erreur de formule Ligne 90 « Sous-total infeed ».	La CWaPE doit reprendre la ligne 87 « Injection Grands postes Elia/RTE (kWh) (signe négatif) » dans la formule de Somme de la ligne 90.
TAB3	Colonnes J à N ligne 103 : il manque des formules de calcul d'évolution.	A ajouter par la CWaPE.
TAB3.1	Erreur de formule Ligne 41 « Prélèvement kWh ».	La CWaPE doit reprendre la ligne 46 « Exclusif de nuit (kWh) » dans la formule de Somme de la ligne 41.
TAB3.3	Erreur de formule Ligne 33 « Sous-total infeed ».	La CWaPE doit reprendre la ligne 30 « Injection Grands postes Elia/RTE (kWh) (signe négatif) » dans la formule de Somme de la ligne 33.
TAB4.1.2	Erreur de formule en cellule M60 « Tarifs pour les soldes régulatoires » en BT, lien avec cellule R46 du TAB4.1.1.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule T46 du TAB4.1.1.
TAB4.2.2	Erreur de formule en cellule M60 « Tarifs pour les soldes régulatoires » en BT, lien avec cellule R46 du TAB4.2.1.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule T46 du TAB4.2.1.
TAB4.3.2	Erreur de formule en cellule M60 « Tarifs pour les soldes régulatoires » en BT, lien avec cellule R46 du TAB4.3.1.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule T46 du TAB4.3.1.
TAB4.4.2	Erreur de formule en cellule M60 « Tarifs pour les soldes régulatoires » en BT, lien avec cellule R46 du TAB4.4.1.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule T46 du TAB4.4.1.
TAB4.5.2	Erreur de formule en cellule M60 « Tarifs pour les soldes régulatoires » en BT, lien avec cellule R46 du TAB4.5.1.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule T46 du TAB4.5.1.

ANNEXE 6 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES – ÉLECTRICITÉ

TAB4.X.2	<p>Les grilles tarifaires TAB4.X.1 propose un tarif « D. Terme proportionnel / c. 1 plage horaire / Heures normales » pour la « BT / Avec facturation du terme capacitaire / Raccordements > 56 kVA (Anciennement BT avec mesure de pointe) » (Cellule R35).</p> <p>Il est aussi possible d'encoder des volumes pour ce type de consommation TAB3.1 ligne 33.</p> <p>Les TAB4.X.2 : Synthèses des produits prévisionnels issus des tarifs de prélèvement 2024-28, ne prévoient pas les recettes liées à ce type de consommation.</p>	<p>La CWaPE doit adapter les TAB4.X.2 : Synthèses des produits prévisionnels issus des tarifs de prélèvement 2024-28.</p> <p>La CWaPE doit ajouter les formules adéquates dans les cellules M et N23.</p>
TAB5	Erreur de formule en cellule M12 « Terme fixe » en BT, lien avec cellule D10 du TAB3.3.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule D11 du TAB3.3.
	Erreur de formule en cellule M22 « Terme fixe » en BT, lien avec cellule E10 du TAB3.3.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule E11 du TAB3.3.
	Erreur de formule en cellule M32 « Terme fixe » en BT, lien avec cellule F10 du TAB3.3.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule F11 du TAB3.3.
	Erreur de formule en cellule M42 « Terme fixe » en BT, lien avec cellule G10 du TAB3.3.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule G11 du TAB3.3.
	Erreur de formule en cellule M52 « Terme fixe » en BT, lien avec cellule H10 du TAB3.3.	La CWaPE doit ajouter un lien avec la cellule H11 du TAB3.3.
TAB7.1	Erreur de formule en colonne B à partir de la ligne 46, lien erroné avec cellules du TAB4.2.2 (année 2025), TAB4.3.2 (année 2026), TAB4.4.2 (année 2027) et TAB4.5.2 (année 2028).	La CWaPE doit modifier les liens avec les cellules du TAB4.2.2, TAB4.3.2, TAB4.4.2, TAB4.5.2.

ANNEXE 6 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES – ÉLECTRICITÉ

TAB7.2	Erreur de formule en colonne B à partir de la ligne 46, lien erroné avec cellules du TAB4.2.2 (année 2025), TAB4.3.2 (année 2026), TAB4.4.2 (année 2027) et TAB4.5.2 (année 2028).	La CWaPE doit modifier les liens avec les cellules du TAB4.2.2, TAB4.3.2, TAB4.4.2, TAB4.5.2.
TAB7.3	Erreur de formule en colonne B à partir de la ligne 46, lien erroné avec cellules du TAB4.2.2 (année 2025), TAB4.3.2 (année 2026), TAB4.4.2 (année 2027) et TAB4.5.2 (année 2028).	La CWaPE doit modifier les liens avec les cellules du TAB4.2.2, TAB4.3.2, TAB4.4.2, TAB4.5.2.
TAB7.4	Erreur de formule en colonne B à partir de la ligne 46, lien erroné avec cellules du TAB4.2.2 (année 2025), TAB4.3.2 (année 2026), TAB4.4.2 (année 2027) et TAB4.5.2 (année 2028).	La CWaPE doit modifier les liens avec les cellules du TAB4.2.2, TAB4.3.2, TAB4.4.2, TAB4.5.2.
TAB7.5 & 7.6	Profils théoriques (détaillés en page 147 de la motivation).	Pourrait-on disposer des données de base permettant de calculer la répartition des volumes prélevés sur les différentes plages horaires pour les quatre profils théoriques repris dans la motivation au TABLEAU 57 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS-TYPE RLP3500, SLP 3500, RLP 5000 ET SLP 5000 SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024 ?
TAB7.5 & 7.6	Rechargement véhicules électriques.	Pourrait-on disposer de la valeur de la consommation annuelle totale associée aux 4 profils de recharge de VE (kWh par an pris en compte par la CWaPE et ajouté aux profils réels retenus pour la détermination des nouveaux profils-type) ainsi que des hypothèses de calcul de cette valeur ?

ANNEXE 7 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) TABLEAUX - RELATIFS AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES - GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB A	Annexe 9 : « <i>Un fichier excel permettant la comparaison des tarifs non-périodiques 2019-2023 avec ceux de l'année 2017 ainsi qu'une note explicative détaillant et justifiant les modifications proposées à travers la proposition de tarifs non-périodiques 2019-2023.</i> » : ORES présume qu'il s'agit d'une erreur matérielle en ce qui concerne les années renseignées.	<i>Un fichier excel permettant la comparaison des tarifs non-périodiques 2024-2028 avec ceux de l'année 2023 ainsi qu'une note explicative détaillant et justifiant les modifications proposées à travers la proposition de tarifs non-périodiques 2024-2028.</i>
TAB A	Annexe 10 : « <i>Pour chaque modification/changement proposé à l'annexe 7, veuillez communiquer un tableau de comparaison de l'application des tarifs avant et après la modification dans un cas de figure précis de façon à simuler l'impact financier de la modification proposée</i> » : ORES constate que l'annexe 7 porte sur les tarifs périodiques et ne comprend donc pas le lien avec les tarifs non-périodiques.	Annexe 10 à supprimer en ce qui concerne le volet « Tarifs non-périodiques ». Il faut préciser dans le texte que le tableau concerne la « comparaison de l'application des tarifs <u>périodiques</u> avant et après ... ».
TAB 1	Dans les cellules D39 à D61 (pour l'année 2025), les calculs font la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2025.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D63 à D64 (pour l'année 2025), les calculs font la comparaison avec le total avec solde régulateur approuvés à affecter de l'année 2024 au lieu de 2025.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D69 à D91 (pour l'année 2026), les calculs font la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2026.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D93 à D94 (pour l'année 2026), les calculs font la comparaison avec le total avec solde régulateur approuvés à affecter de l'année 2024 au lieu de 2026.	La CWaPE doit corriger les formules.

ANNEXE 7 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES - GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 1	Dans les cellules D99 à D121 (pour l'année 2027), les calculs font la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2027.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D123 à D124 (pour l'année 2027), les calculs font la comparaison avec le total avec solde régulateur approuvés à affecter de l'année 2024 au lieu de 2027.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D129 à D151 (pour l'année 2028), les calculs font la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2028.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 1	Dans les cellules D153 à D154 (pour l'année 2028), les calculs font la comparaison avec le total avec solde régulateur approuvés à affecter de l'année 2024 au lieu de 2028.	La CWaPE doit corriger les formules.
TAB 2.1	<p>Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public :</p> <p>Dans la PT2019-2023 ce poste se composait de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Charges nettes contrôlables OSP - Charges et produits non-contrôlables OSP - Marge équitable OSP <p>Dans le modèle de rapport 2024-2028, ce poste ne prend plus en compte la marge équitable OSP (Le détail marge équitable OSP/Hors OSP n'existe plus dans le TAB1 du MDR Ex-ante Tarifaire qui correspond au TAB8 du MDR Ex-ante RA).</p> <p>La marge équitable OSP en 2024-2028 se retrouvera dans les Coûts imputés au tarif d'acheminement.</p>	La CWaPE doit adapter le TAB1 afin de distinguer la marge équitable relative aux OSP (=Tarif OSP).

ANNEXE 7 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES - GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 2.1	La cellule C26 en 2025 fait la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2025.	La CWaPE doit corriger la formule.
TAB 2.1	La cellule C41 en 2026 fait la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2026.	La CWaPE doit corriger la formule.
TAB 2.1	La cellule C56 en 2027 fait la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2027.	La CWaPE doit corriger la formule.
TAB 2.1	La cellule C71 en 2028 fait la comparaison avec le total de l'année 2024 au lieu de 2028.	La CWaPE doit corriger la formule.
TAB 4.1.2	En ligne 7 - I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution : La formule reprend deux fois « gaz acheminé par conduites ».	La CWaPE doit faire la somme des lignes 8 à 10.
TAB 4.1.2	En colonne w « Volume/Capacité » pour la tranche CNG : En ligne 16, une formule va rechercher les quantités en ligne 13.	La formule doit reprendre les données de la ligne 11.
TAB 4.2.2	En colonne w « Volume/Capacité » pour la tranche CNG : En ligne 15, la formule va rechercher les quantités en ligne 10 diminuées des quantités exonérées.	La formule doit reprendre les données de la ligne 11 diminuées des quantités exonérées.

ANNEXE 7 : MODÈLE DE RAPPORT (EX ANTE) ANNEXES - RELATIVES AUX TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES - GAZ

Tableau	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
TAB 4.3.2	En colonne w « Volume/Capacité » pour la tranche CNG : En ligne 15, la formule va rechercher les quantités en ligne 10 diminuées des quantités exonérées.	La formule doit reprendre les données de la ligne 11 diminuées des quantités exonérées.
TAB 4.4.2	En colonne w « Volume/Capacité » pour la tranche CNG : En ligne 15, la formule va rechercher les quantités en ligne 10 diminuées des quantités exonérées.	La formule doit reprendre les données de la ligne 11 diminuées des quantités exonérées.
TAB 4.5.2	En colonne w « Volume/Capacité » pour la tranche CNG : En ligne 15, la formule va rechercher les quantités en ligne 10 diminuées des quantités exonérées.	La formule doit reprendre les données de la ligne 11 diminuées des quantités exonérées.
TAB 4.5.2	Les volumes capacité de la ligne 16 pour toutes les tranches reprennent les volumes de la taxe de voirie (soit les volumes diminués des volumes exonérés).	La formule de cette ligne concernant les volumes pour toutes les tranches doit reprendre les volumes de la ligne 11.

ANNEXE 8 : MODÈLES DE GRILLES POUR LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Titre	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
ELEC Prélèvement		Il faut mentionner qu'il s'agit de prix HTVA.
ELEC Injection		Il faut mentionner qu'il s'agit de prix HTVA.

ANNEXE 9 : MODÈLES DE GRILLES POUR LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION DE GAZ

Titre	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
Prélèvement		Il faut mentionner qu'il s'agit de prix HTVA.
Injection		Il faut mentionner qu'il s'agit de prix HTVA.

ANNEXE 10 : MODÈLES DE GRILLES POUR LES TARIFS DE REFACTURATION DES COÛTS D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation ou correction éventuelle du tableau
	Il faut mentionner qu'il s'agit de prix HTVA.

ANNEXES AU PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE 2024-2028

Lignes directrices CD-22e27-CWaPE-0039 : Notice méthodologique et rapports spécifiques des commissaires requis dans le cadre de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (document soumis à concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution du 1^{er} juin 2022 au 31 août 2022)

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
1. Objectif			<p><u>1^{er} alinéa :</u> Il est toujours fait référence à la période régulatoire 2019-2023. La phrase actuellement reprise dans le projet est la suivante :</p> <p><i>[« (...) découlent de l'article 172 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023. »]</i></p>	<p>La référence à la période régulatoire 2019-2023 doit être remplacée par celle à la période régulatoire 2024-2028. La phrase doit devenir :</p> <p><i>[« (...) découlent de l'article 172 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028. »]</i></p>
3. Définitions			<p><u>Alinéa 2 :</u> Il est toujours fait référence à l'ancien arrêté du Gouvernement wallon approuvant le règlement technique (celui de 2011). La phrase actuellement reprise dans le projet est la suivante :</p> <p><i>[« Les définitions contenues dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, (...) »]</i></p>	<p>Cette référence doit être remplacée par celle au nouvel Arrêté du Gouvernement wallon approuvant le règlement technique. La phrase doit devenir :</p> <p><i>[« Les définitions contenues dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, (...) »]</i></p>
3. Définitions			<p><u>Alinéa 3, 4° :</u> Le renvoi à la méthodologie tarifaire 2024-2028 est erroné. L'article 3, § 3 9° de la méthodologie tarifaire 2019-2023 définit le terme « clé de répartition ».</p>	<p>Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, le terme « clé de répartition » est défini à l'article 3, § 3, 6° et non 7°. Cette référence doit en conséquent être remplacée comme suit :</p>

		<p>L'article 3, § 3, 7° de la méthodologie tarifaire 2024-2028 définit le terme « décret électricité ».</p> <p>La phrase actuellement reprise dans le projet est la suivante :</p> <p>[« (article 3, § 3, 7°, de la méthodologie tarifaire 2024-2028) »]</p>	<p>[« (article 3, § 3, 6°, de la méthodologie tarifaire 2024-2028) »]</p>
3. Définitions		<p><u>Alinéa 3, 6° :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Une erreur de forme est reprise dans la période tarifaire (2014 au lieu de 2024). - L'article 3, § 3 28° de la méthodologie tarifaire 2019-2023 définit le terme « sociétés liées ». <p>L'article 3, § 3, 29° de la méthodologie tarifaire 2024-2028 définit le terme « solde régulateur ».</p> <ul style="list-style-type: none"> - Il est proposé de simplifier la formulation de ce point pour ne conserver que la référence à la disposition actuelle du Code des sociétés et des associations comme repris dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 <p>La phrase actuellement reprise dans le projet est la suivante :</p> <p>[« « sociétés liées » : la ou les sociétés lié(es) au gestionnaire de réseau au sens de l'article 11, 1° du code des sociétés (article 3, § 3, 29°, de la méthodologie tarifaire 2014-2028). À la suite de l'adoption du nouveau code des sociétés, cette définition est désormais reprise à l'article 1 :20, 1°, du Code des sociétés ; »]</p>	<p>Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, le terme « sociétés liées » est défini à l'article 3, § 3, 28° et non 29°.</p> <p>La formulation suivante est proposée :</p> <p>[« « sociétés liées » : la ou les sociétés lié(es) au gestionnaire de réseau au sens de l'article 1:20, 1° du code des sociétés et des associations (article 3, § 3, 28°, de la méthodologie tarifaire 2024-2028) ; »]</p>

<p>4. Notice méthodologique</p>		<p><u>4.1. Objectif</u> <u>Alinéa 2</u> La référence à l'article du décret électricité doit être revue, il n'existe pas d'article 8, § 1^{er}, 2°bis.</p> <p>La phrase actuellement reprise dans le projet est la suivante : [« l'article 8, § 1^{er}, 2°bis, du décret du 12 avril 2001 précité »]</p>	<p>Le paragraphe concerné est le § 2bis et non le § 1^{er}, 2°bis. La formulation doit devenir identique à celle utilisée dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, à savoir : [« l'article 8, § 2bis, du décret du 12 avril 2001 précité »]</p>
---------------------------------	--	--	---

TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ

Chapitre	Section	Article	Remarque ou question	Proposition ou nouvelle formulation
		163	<p><i>« Art. 163, §2 : § 2. Les règles régulatrices visées par la présente méthodologie sont d'application pour toute la période régulatoire. Toute modification de ces dispositions ne pourra être prise par la CWaPE qu'après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution. »</i></p> <p>Cette disposition est illégale. L'article 3, §3, al. 2 et 3 du Décret Tarifaire rappelle : <i>« La méthodologie tarifaire reste en vigueur pendant toute la période régulatoire, en ce compris la clôture des soldes relatifs à cette période. En cours de période régulatoire, des modifications à la méthodologie tarifaire sont applicables moyennant accord explicite, transparent et non discriminatoire entre la CWaPE et les gestionnaires de réseaux de distribution. Après l'adoption de la méthodologie tarifaire et jusqu'à la fin de la période régulatoire y relative, l'adaptation par la CWaPE de la méthodologie tarifaire induite par la mise en conformité de celle-ci à de nouvelles dispositions législatives et réglementaires ne requiert pas qu'il soit procédé à une nouvelle concertation et consultation publique et ne nécessite pas l'accord visé à l'alinéa précédent. ».</i></p> <p>L'article 163, § 2, octroie à la CWaPE une faculté de modification de la méthodologie tarifaire 2024-2028 qui va plus loin que ce que le Décret Tarifaire autorise et viole également le principe de stabilité régulatoire consacré à l'article 4, § 1^{er} du Décret Tarifaire.</p>	<p>ORES demande à la CWaPE de supprimer l'article 163, §2 du projet de Méthodologie Tarifaire. Alternativement, la CWaPE doit remplacer l'article 163, §2, par l'intégralité du texte des alinéas 2 et 3 de l'article 3, § 3 du Décret Tarifaire :</p> <p><i>« La méthodologie tarifaire reste en vigueur pendant toute la période régulatoire, en ce compris la clôture des soldes relatifs à cette période. En cours de période régulatoire, des modifications à la méthodologie tarifaire sont applicables moyennant accord explicite, transparent et non discriminatoire entre la CWaPE et les gestionnaires de réseaux de distribution.</i></p> <p><i>Après l'adoption de la méthodologie tarifaire et jusqu'à la fin de la période régulatoire y relative, l'adaptation par la CWaPE de la méthodologie tarifaire induite par la mise en conformité de celle-ci à de nouvelles dispositions législatives et réglementaires ne requiert pas qu'il soit procédé à une nouvelle concertation et consultation publique et ne nécessite pas l'accord visé à l'alinéa précédent. »</i></p>

Annexe 1 - Créances impayées

Les créances sur le Gridfee sont traitées séparément, voir le dernier titre de la présente note.

I. Mécanisme des réductions de valeur

Afin de diluer la charge financière que représentent les créances impayées, ORES utilise le mécanisme des réductions de valeur au sein de sa comptabilité. Ces créances ayant un caractère parfois douteux voire irrécouvrable sont provisionnées sur une période de deux ans selon des intervalles définis. Un taux de non-recouvrement (TX) calculé par nature de créances est mis à jour annuellement et constitue la base des montants passés en provision.

	Taux de non-recouvrement au 31.12.21		
		$0 < X < 91j$	0%
		$91j \leq X < 181j$	25% de TX
		$181j \leq X < 271j$	50% de TX
		$271j \leq X < 361j$	75% de TX
		$361j \leq X < 721j$	100% de TX
		$721j \leq X$	100%
Travaux	45,00%		
Fraudes	59,00%		
IAC (inactifs avec consommation)	58,00%		
Energie	57,00%		

II. Recouvrement

Au sein des différents services de facturation chez ORES, plusieurs cellules se consacrent au recouvrement.

La procédure de recouvrement se caractérise, dans un premier temps, par l'envoi automatique d'un premier rappel (après 22 jours) et d'une mise en demeure (après 15 jours). Ensuite, des tentatives de contact sont établies par les agents par téléphone (appel/sms) ou par mail. Des facilités de paiement sont également octroyées au client via des plans de paiement. Si, après 90 jours, la créance est toujours impayée, le dossier est alors transféré au service Juridique avec deux issues possibles : la vente de la créance à une société de recouvrement dans les prochains lots ou bien la mise à disposition à un huissier de justice pour un suivi plus prononcé.

En moyenne, il est à noter que la vente de créances permet une récupération de 30% de la créance impayée. Cependant, certaines créances ne peuvent pas être vendues pour diverses raisons telles que la faillite, une preuve d'insolvabilité émanant d'un huissier, la disparition, le décès sans héritier, etc.

III. Proposition de traitement comptable et réglementaire

ORES met tout en œuvre via ses équipes et via des moyens juridiques pour recouvrer ses créances impayées. ORES ne conteste pas que le coût de cette activité de recouvrement est une charge contrôlable au sein des revenus autorisés.

Néanmoins, si le client décide de ne pas payer malgré tous les moyens mis en œuvre par ORES, il ne peut raisonnablement être considéré que c'est le seul fait d'ORES et qu'elle devrait en assumer la conséquence via la prise en charge totale au niveau de ses OPEX contrôlables.

ORES propose dès lors qu'un pourcentage forfaitaire moyen d'irrécouvrabilité (compte tenu des différents types de créances) soit considéré comme une charge nette non contrôlable (CNNC). Conformément au tableau repris ci-dessus, ORES propose un taux de 60%. L'écart entre le taux d'irrécouvrabilité constaté en réalité et celui fixé forfaitairement, qu'il soit supérieur ou inférieur, serait imputé à charge des charges nettes contrôlables (CNC).

Cette proposition permettrait de rencontrer la demande de la CWaPE qui consiste à ne pas déresponsabiliser le GRD de faire toutes les démarches pour récupérer l'impayé. ORES estime en effet que ne prendre à charge des CNNC qu'un pourcentage des créances impayées pousse le GRD à tenter de recouvrer un maximum les créances qui restent impayées mais permet également à ORES de se prémunir d'un risque qui engendre un coût inévitable malgré toutes les mesures de bonne gestion mises en place.

IV. Exemple chiffré fictif

Prenons l'exemple de l'ensemble des créances sur les Travaux impayées depuis 250 jours pour un montant de 1.000.000 € HTVA. Son taux de non-recouvrement sera donc de 45% conformément aux taux repris dans le tableau ci-dessus.

Après 90 jours, une première écriture de provision pour créances douteuses est passée pour un montant de $(25\% \times 45\%) \times 1.000.000\text{€} = 112.500\text{€}$. Après 180 jours, une seconde écriture de ce même montant sera à nouveau imputée et ainsi de suite conformément aux intervalles repris dans le tableau ci-dessus.

Suite aux tentatives infructueuses de recouvrement et une fois l'irrécouvrabilité certaine, les créances sont passées en irrécouvrables et les dotations aux réductions de valeur sont extournées. Pour les besoins de l'exemple, nous considérons que la totalité des créances n'a pu, in fine, être recouvrée.

Conformément au taux forfaitaire d'irrécouvrabilité retenu de 60% (voir le titre III. Proposition de traitement comptable et réglementaire), la mise en irrécouvrable est scindée en mise en irrécouvrable – opex contrôlables et mise en irrécouvrable – opex non contrôlables.

Nature comptable 634 : dotation réduction de valeur	Nature comptable 642 : irrécouvrable OPEX contrôlables	Nature comptable 642 : irrécouvrable OPEX non contrôlables
112.500 € 112.500 €	400.000 €	600.000
Nature comptable 634 : reprise de réduction de valeur		
	225.000 €	

V. Créances sur Gridfee

Concernant les flux Gridfee, ORES applique une méthode différente pour gérer la question des créances impayées. Une méthode individualisée des créances sur base du comportement et de la santé financière des clients est en effet appliquée.

Afin de contrôler le risque de nos impayés, ORES a mis en place différents processus :

- Une procédure de rappel (+19 jours) et mise en demeure (+33 jours) complétée par un suivi particulier pour les fournisseurs en défaut de paiement. En effet, des contacts par mail ou par téléphone sont directement entrepris en cas de retard de paiement.
- Un monitoring régulier est réalisé aboutissant à l'élaboration de reportings mensuels ou ponctuels démontrant la situation des fournisseurs d'énergie et de ses éventuels impayés.
- Un suivi complémentaire est également réalisé sur base d'actualités ou d'informations reçues/constatées sur l'état de santé d'un fournisseur.

A défaut d'une régularisation suite aux processus mis en place, le GRD peut endiguer cette situation d'impayés via la suspension du contrat d'accès et le lancement du processus de substitution. Or, le GRD ne dispose de cette possibilité qu'en respectant des délais précis.

En effet, comme mentionné à l'article 10.8 du contrat d'accès, le GRD ne peut suspendre le contrat d'accès qu'en cas de retards de paiement récurrents (2 mois ou plusieurs mois, pas nécessairement consécutifs, pendant une même année calendrier) du Détenteur d'accès pour, soit le montant principal, soit les intérêts ou autres coûts éventuellement prévus dans le contrat. Dès lors, le Détenteur d'accès sera considéré de plein droit en défaut et le GRD aura le droit, après avoir pris contact avec le Détenteur d'accès et lui avoir signifié une mise en demeure par envoi recommandé, de suspendre totalement ou partiellement l'accès au réseau du Détenteur d'accès après un délai de 10 jours ouvrables suivant la date de l'envoi postal de cette lettre (le cachet de la poste faisant foi) à moins que

le Détenteur d'accès n'ait, endéans ce délai de 10 jours payé toutes les sommes dues suivant la procédure prévue à cet effet.

Par conséquent, le GRD n'est en mesure de stopper cette situation d'impayés que dans un délai de 5 mois à partir de la date de la facture (en sachant que la facturation est établie en M+1).

Exemple de détermination de la période de non-maitrise des impayés (risque)

- **Date facture** : 15/08 pour les décomptes à facturation de 07.2022
- **Date à laquelle le détenteur d'accès est considéré de plein droit en défaut de paiement** : 15/10 (2 mois d'impayés consécutifs) à facturation 08.2022, facturation 09.2022
- **Date à laquelle le GRD a la possibilité de la suspension du contrat** : 15/11 (délai pour la concertation avec le régulateur + délai de 10 jours ouvrables relatif à la mise en demeure à facturation 10.2022)
- **Date de facturation de 11.2022** (mois de la suspension de contrat) : 15/12 à Facturation 11.2022

Proposition de traitement réglementaire

Si en définitive, un fournisseur devait être dans l'incapacité d'honorer sa dette et si la créance d'ORES vis-à-vis de celui-ci devait donc s'avérer être une créance impayée à passer en irrécouvrable, ORES estime que cette charge devrait être considérée comme une charge non contrôlable.

Annexe 2 – Coût des fonds propres

(article 28 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028)

Dans son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE définit le coût des fonds propres comme étant le taux sans risque, additionné d'une prime de risque du marché multipliée par un coefficient bêta couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD. La prime de risque du marché se définissant comme étant la différence entre l'espérance de rendement sur le marché et le taux sans risque.

Comme le précise le Décret Tarifaire (art 4, § 2, 8°) :

« [...] La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes; ».

Le coût des fonds propres doit donc être fixé de manière à permettre au GRD de rémunérer les associés ayant investi dans le réseau à hauteur du risque encouru. La CWaPE dans sa motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire, en son point 3.3.2, le confirme en reconnaissant :

« Le projet de méthodologie tarifaire assure un taux de rendement stable et suffisant aux actionnaires dans la mesure où :

- ce taux est garanti pour cinq ans (la période réglementaire 2024-2028), ce qui est donc comparable à un taux fixe ;*
- la marge bénéficiaire équitable est appliquée aussi bien aux investissements réalisés en cours de période réglementaire qu'à ceux qui ont été financés par le passé (et n'ont pas encore été amortis) ».*

C'est ainsi que la CWaPE propose un **coût des fonds propres à hauteur de 3,98%**, résultant de la somme d'un taux sans risque fixé à **0,93%** et d'une prime de risque du marché de **4,30%** ajusté du bêta de **0,71**, sans révision ex post.

Le taux de rémunération des fonds propres est manifestement insuffisant.

Premièrement, les investisseurs ne fourniront des capitaux aux réseaux d'énergie que si le rendement espéré est plus élevé que le rendement espéré sur des investissements de même niveau de risque. Les droits des investisseurs en fonds propres au remboursement en cas de problème ou de faillite de la société, sont subordonnés aux droits des investisseurs en dettes, ce qui entraîne que les investissements en fonds propres sont plus risqués que les investissements en dette. Dès lors, le rendement des investissements en fonds propres doit contenir une prime permettant de compenser le risque pris par l'investisseur et la différence de rendement par rapport aux investissements en dette.

Au cours du mois de juin 2022, le rendement des obligations d'entreprises allemandes a dépassé le taux de 3,98% proposé par la CWaPE pour le coût des fonds propres¹. Ceci met en évidence le rendement que les investisseurs peuvent s'attendre à obtenir avec des investissements dans la dette (avec une prise de risque plus faible) par rapport à un investissement en fonds propres dans un GRD wallon, ce qui va à l'encontre des principes financiers de base.

Deuxièmement, bien que la méthodologie actuelle garantisse un taux stable pour les cinq années de la période régulatoire, ce n'est pas le cas si l'on considère une période plus longue. En effet, si on compare le coût des fonds propres sur la période régulatoire actuelle (5,503%) et celui proposé par la CWaPE pour la prochaine période régulatoire (2024-2028), on se rend compte que celui-ci chute de plus de 27% alors même que les rendements des obligations d'Etat sont eux en hausse, ce qui envoie un signal négatif aux investisseurs : la **stabilité** étant un pilier fondamental de tout investissement.

Quant à la stabilité, nous nous référons également au Décret Tarifaire (art 4, § 1^{er}) :

« La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable. »

Au-delà des déclarations du régulateur et au vu des conditions actuelles de marché, ORES constate que la valeur des paramètres fixés par le régulateur dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne rencontre pas les motivations expressément précitées dans le sens où elles n'assurent pas un taux de rendement stable et suffisant. La CWaPE ne respecte donc pas le prescrit de l'article 4, 1^{er} et §2, 8° du Décret Tarifaire.

ORES détaille ci-après ses conclusions.

Le taux sans risque

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul du coût des fonds propres, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'Etat belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022.

Cette approche historique de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé, pour la période régulatoire 2024-2028, est de 0,93%.

Si le GRD n'a pas d'objection majeure sur le modèle CMPC, il remet en cause le résultat obtenu qui ne prend pas en compte le niveau actuel des taux et la courbe des taux à terme.

Afin d'assurer au GRD une rémunération répondant aux attentes du marché, le régulateur doit être attentif à fixer des valeurs pour les paramètres non pas sur base de données historiques mais représentatives des prévisions faites par les analystes pour les années futures. Le coût des fonds propres est en effet un paramètre prospectif.

¹ NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028) – Rendements obligataires d'entreprises allemandes en juin 2022 basée sur des données de la Bundesbank.

En outre, la durée prise en compte pour le calcul de la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans par la CWaPE, s'étale du 26/03/2012 au 24/03/2022. Durant cette période, la Banque centrale européenne, pour gérer les suites de la crise financière de 2008, avait lancé en janvier 2015 un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises. En injectant chaque mois des dizaines de milliards d'euros dans les banques, la BCE a facilité l'accès au crédit pour les entreprises et les particuliers et boosté la consommation et les emplois.

En appliquant son programme de rachat, la BCE a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations corporates à des niveaux historiquement (et artificiellement) bas².

Roland Gillet³ le souligne, à propos de l'évolution des taux allemands, dans un interview accordé à L'ECHO le 10 juillet 2022 : «...nous avons essayé d'estimer quel aurait été le taux allemand en l'absence des interventions musclées de la BCE, notamment les achats d'actifs (QE). La réponse : au lieu d'être négatifs, les taux auraient été compris entre 1,5% et 2,5%, selon la période. ... ».

La BCE a mis fin au programme de rachat le 30 juin 2022 et a augmenté dans la foulée ses taux directeurs de + 0,5% marquant de cette manière « la fin de l'argent gratuit ».

Le resserrement monétaire de la BCE, et plus largement des banques centrales, a eu des conséquences pour les taux d'emprunt.

Ainsi l'Agence fédérale de la dette a procédé le 2 août 2022⁴, pour la première fois depuis 8 ans, à une émission de titres de dette à court terme à taux positif. Auparavant, le 22 mai dernier⁵, l'Etat belge émettait des OLO à 10 ans à un taux d'intérêt de 1,569% (la dernière fois que ce niveau avait été atteint était en juin 2014).

Le taux sans risque proposé par la CWaPE intègre les effets de la politique d'assouplissement quantitatif de la BCE, alors que, et au moment où, cette dernière y met fin. L'approche de la CWaPE n'est donc pas justifiée pour la période 2024-2028.

De ce qui précède, le taux sans risque de 0,93% proposé par la CWaPE ne reflète absolument pas le taux sans risque réel qui sera probablement observé pendant la période réglementaire 2024-2028.

Les rendements observés des obligations de l'Etat belge à 10 ans donnent d'ailleurs en date du 17 août 2022 une valeur de 1,672%. Sur les 52 dernières semaines d'observation, la valeur est passée d'une valeur minimale négative de -0,174% à une valeur maximale positive de +2,567%, illustrant non seulement la forte volatilité des marchés mais également la tendance haussière.

Le taux sans risque ainsi proposé par la CWaPE correspondrait aujourd'hui à une maturité au mieux de 5 ans, ce qui est totalement incohérent avec l'horizon de temps d'un investissement dans une activité d'infrastructure telle que les GRD. Une maturité de 20 ou 30 ans pour le taux sans risque pourrait d'ailleurs aussi se justifier au vu de cet horizon de temps⁶.

Par voie de conséquence, la fixation du taux sans risque à 0,93% par la CWaPE est manifestement erronée.

Le GRD propose donc à la CWaPE de retenir, pour le taux sans risque, la moyenne arithmétique des valeurs prévisionnelles du taux OLO des années 2024 à 2027 issues de la publication du Bureau Fédéral

² Cf. Rapport Tandem 07-2022 page 14.

³ Interview de Roland Gillet – journal L'ECHO 10 juillet 2022.

⁴ L'ECHO 02 août 2022.

⁵ L'ECHO 23 mai 2022.

⁶ Cf. Rapport Tandem 07-2022, p.13.

du Plan intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » publié en juin 2022. Cette référence est d'ailleurs utilisée par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 pour estimer l'indice santé (cf. Chapitre 2 - Point 1.2.1.3 C. Indexation des coûts réels).

	2024	2025	2026	2027	Moyenne arithmétique
Taux d'intérêt à court terme (Euribor, 3 mois) (%)	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,6%
Taux d'intérêt à long terme (OLO, 10 ans) (%)	1,8%	2 %	2,2%	2,4%	2,1%

(source : Bureau Fédéral du Plan - Perspectives économiques 2022-2027 (juin 2022) – Chiffres clés pour l'économie Belge)

Il convient en outre de corriger ce taux, pour refléter correctement l'horizon d'investissement du GRD (amortissement réglementaire en 50 ans, le plus souvent), en prenant en compte l'écart de taux entre les obligations (OLO) à 10 ans et les obligations (OLO) à 20 et 30 ans, respectivement +48 pb et +53 pb⁷. Le GRD propose de retenir un écart de 0,50%.

Par ailleurs, les taux mentionnés ci-dessous sont les taux sans risque belges fédéraux. Or la notation financière (« credit rating ») accordée par l'agence de notation Moody's à la Région wallonne où sont situés les réseaux régulés par la CWaPE se trouve trois crans plus bas (A3 vs Aa3) que celle accordée à l'Etat fédéral, générant un écart de rendement de 0,5%⁸ qu'il convient dès lors d'ajouter aussi au taux sans risque.

Le GRD propose de retenir le taux sans risque de 3,1% pour la période réglementaire 2024-2028 afin de s'aligner sur les prévisions du Bureau Fédéral du Plan, l'horizon d'investissement du GRD et le profil de risque de la Région wallonne (comparé à celui de l'Etat fédéral belge).

La prime de risque du marché

Le Projet de Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028 calcule une prime de risque du marché selon une moyenne arithmétique des primes de risque de marché, sur base d'une série de données historiques compilées par deux professeurs de la London Business School, Elroy Dimson et Paul Marsh, et le directeur du London Share Price Database, Mike Staunton (appelé ci-dessous « DMS »).

Cette approche de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux des estimations *forward looking* et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé, pour la période réglementaire 2024-2028, est de **4,30%**.

⁷ Taux d'application le 21 août 2022 :

- 10 ans 1,86 % - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-10-jaar.510138581.html>

- 20 ans : 2,34% - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-20-jaar.510138591.html>

- 30 ans : 2,39 - <https://www.lecho.be/les-marches/actions/olo30jaar.510138601.html>

⁸ Cf. Rapport Tandem 07-2022, p.23.

Les principales objections du GRD concernent le choix de l'approche, à savoir une moyenne des rendements excédentaires historiques ainsi que la source de données, à savoir DMS comme précisé ci-dessus.

D'abord, l'utilisation des primes de risque de marché historiques a le défaut d'ignorer les conditions actuelles du marché et de supposer que le rendement supplémentaire en actions, par rapport au taux sans risque, est constant au fil du temps. Plusieurs études universitaires ou d'économistes des principales banques centrales (BCE et Bundesbank, notamment)⁹ réalisées sur ce sujet démontrent que ce n'est pas le cas. Par ailleurs, la détermination séparée de la prime de risque du marché et du taux sans risque est sujette à des incohérences car les deux sont liés (la prime de risque marché est une fonction du taux sans risque).

Ensuite, l'utilisation d'une seule méthode (rendements historiques) et d'une unique source de données (DMS) pour calculer la prime de risque du marché apparaît comme un biais méthodologique.

La comparaison réalisée par la société NERA¹⁰ indique que lorsque les régulateurs utilisent les « rendements excédentaires historiques », il est courant d'envisager des méthodes supplémentaires pour déterminer la prime de risque du marché. Les régulateurs reconnaissent d'ailleurs implicitement une sous-estimation de la prime de risque du marché par cette méthode.

Il existe en effet plusieurs modèles de calcul basés soit sur des rendements historiques, soit sur des rendements prospectifs. Il existe également des données de primes de risque de marché obtenues sur base d'enquêtes auprès d'investisseurs. Parmi tous les modèles, seulement un d'entre eux considère une prime de risque du marché très stable dans le temps : le modèle basé sur les rendements excédentaires historiques utilisé par la CWaPE. À contrario, les autres modèles montrent une augmentation de la prime de risque du marché allant parfois jusqu'à 8%.

En ce qui concerne la collecte de données sur les rendements excédentaires historiques, il existe différentes sources de données de qualité variable et soumises à différentes hypothèses (ex : pondération, pays, traitement des valeurs manquantes, élimination des valeurs aberrantes...) qui peuvent générer des écarts importants sur les résultats.

La CWaPE justifie l'utilisation de la source de données DMS par l'utilisation de cette même source par des pays limitrophes, notamment le régulateur allemand. Cependant, l'utilisation de cette source de données DMS en Allemagne a été critiquée par les auteurs de cette source de données, eux-mêmes. Ceux-ci ont critiqué l'interprétation faite par le régulateur allemand et ont recommandé une prime de risque du marché de 6,70%¹¹.

Selon NERA¹², cette base de données DMS manque de transparence et certains résultats ne sont pas plausibles.

En outre, la période de référence utilisée par la CWaPE pour calculer la prime de risque du marché, à savoir 1900-2021, inclut deux guerres mondiales qui ont vu les taux de rendement chuter à des niveaux records. Ce modèle de calcul, pris pour les 80 premières années (de 1900 à 1980, donc) offre un

⁹ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹⁰ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹¹ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹² Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

rendement de 0% alors que si l'on ne considère que les 40 dernières années, le rendement s'élève au-delà de 9%¹³.

La CWaPE reprend, dans son « *Annexe 1 – Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire* » un tableau de comparaison entre les différents régulateurs européens. Nous remarquons que, premièrement, les taux proposés par le régulateur anglais n'y figurent pas et que dès lors, les taux repris dans ce tableau sont les taux européens les plus bas. Deuxièmement, le taux le plus bas repris dans ce tableau, qui laisse penser que le taux calculé par la CWaPE est acceptable, concerne, non pas un distributeur d'électricité et de gaz mais bien un transporteur, ce qui l'exclut de facto de la comparaison compte tenu des différences significatives entre un transporteur national et un distributeur wallon. En excluant le transporteur, la moyenne des primes de risque du marché de ce tableau serait significativement au-dessus de 4,30%.

La Belgique n'étant pas un marché isolé, une perspective géographique plus large pourrait aussi être adoptée lors de la détermination de la prime de risque.

Enfin, l'utilisation d'un modèle prospectif nous semble opportune dans la mesure où ces méthodes permettent d'obtenir les meilleures estimations de la prime de risque du marché **attendue**. La méthode que nous préconisons est le Dividend Discount Model tel que proposé par Aswath Damodaran¹⁴. Cette méthode consiste à calculer une prime de risque du marché sur base de toutes les sociétés du S&P500 et d'ajouter une prime de risque correspondant au pays. Le résultat de cette méthode donne une prime de risque de marché pour la Belgique entre 7,6% et 8% (en fonction de la méthode d'évaluation de la prime de risque pays). Le modèle « Earnings Yields », également modèle ex-ante, délivre une MRP¹⁵ comprise entre 6,19% à 6,76%. Ces résultats sont exposés dans le Rapport Tandem 07-2022 en pages 35 à 38.

Tandem reprend également dans son rapport la moyenne européenne des primes de risque de marché. Celle-ci est comprise entre 5,2% et 5,5%.

Quant à NERA, sur base de corrections apportées au modèle DMS, il obtient une prime de risque de marché corrigée à 5,6% et chiffre la moyenne européenne à 5,38%.

Sur ces bases, la fixation de la prime de risque du marché à 4,30% par la CWaPE est manifestement erronée.

ORES propose de retenir une prime de risque du marché de 5% pour la période régulatoire 2024-2028 afin de s'aligner sur un taux de rendement du marché attendu, de tenir compte des modèles reconnus et des recommandations des experts consultés ; tout en maintenant un rendement total acceptable.

Le coefficient Bêta

Le bêta est calculé comme la covariance de la valeur de l'action de la société relativement à la valeur d'un panier d'actions représentant le marché. Il mesure la corrélation entre l'action de l'entreprise et le marché.

¹³ Cf. Rapport Tandem 07-2022, p. 42.

¹⁴ Cf. Rapport Tandem 07-2022, p. 36.

¹⁵ Market risk premium.

Les GRD wallons n'étant pas cotés en bourse, il n'est pas possible de mesurer le risque spécifique de chaque GRD wallon directement et de calculer leur bêta. Raison pour laquelle la CWaPE a estimé le risque systémique d'un GRD wallon en utilisant un groupe d'entreprises comparables actives dans le secteur et cotées en bourse. Le bêta ajusté a été estimé par régression (covariance/variance) de la valeur de l'action de ces sociétés sur la valeur de leur indice de référence.

ORES émet plusieurs observations sur la méthode de calcul et le résultat obtenu.

La qualité d'une analyse statistique dépend de la qualité des données sources. Dans le cas de l'estimation du bêta d'une action, il est essentiel que les cours des actions et les rendements des actions qui rentrent dans l'analyse reflètent l'évaluation des entreprises étudiées sur le marché. Si l'action est rarement négociée ou pas négociée, le prix ne reflète pas l'évaluation de l'entreprise mais plutôt une hypothèse des fournisseurs de données qui maintiennent généralement les prix constants par rapport au dernier jour de négociation. Ce problème est parfois appelé « prix périmé ». On peut s'attendre à ce que l'intégration des rendements des actions illiquides dans l'estimation du bêta des actions introduise un biais à la baisse. Dès lors, il est recommandé de vérifier si une action dont le bêta doit être estimé est suffisamment liquide. Si ce n'est pas le cas, il convient de l'exclure du groupe d'entreprises comparables. Dans le groupe d'entreprises comparables retenu par la CWaPE, il apparaît que les actions de la société italienne Acsm-Agam SpA ne satisfont pas à ce test. La CWaPE devrait donc exclure cette société du groupe de pairs. En procédant de la sorte, le bêta moyen des actions passe de 0,71 à 0,73¹⁶.

ORES relève aussi l'absence de prise en compte, dans le modèle utilisé par la CWaPE, de la structure du capital des comparateurs internationaux. Or, la structure du capital a un effet significatif sur le coût des capitaux propres. Il apparaît opportun de tenir compte de la structure du capital dans le modèle de calcul du bêta. Dans son rapport, NERA fait le constat que les sociétés de référence présentent un risque financier inférieur à celui que la CWaPE suppose pour les GRD. Ils proposent une méthodologie de recalcul des coefficients bêta sur base de la structure de capital. Ces corrections, une fois qu'elles sont réalisées, augmentent le bêta de 0,71 à 0,85¹⁷.

L'utilisation d'indices boursiers comme marché de référence pour estimer le bêta d'actions d'entreprises internationales ne semble pas adéquate. Il nous semble plus approprié d'utiliser un indice boursier européen comme marché de référence comme le Stoxx Europe 600. Cette correction conduit à une augmentation du bêta de 0,71 à 0,89¹⁸.

Par ailleurs, la période de référence fixée à 5 ans (2017-2021) est faite sans tenir compte de la pertinence statistique des résultats et les données journalières qui sont utilisées sont sujettes à une marge d'erreur plus importante. Il serait utile de prendre une période de référence en fonction de la pertinence statistique des résultats, à savoir 2 ans, 3 ans ou 5 ans et de privilégier des données hebdomadaires¹⁹.

Enfin, la CWaPE reprend, dans son « *Annexe 1 – Motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire* » un tableau de comparaison entre les taux retenus par les différents régulateurs européens. Nous remarquons que le taux le plus bas repris dans ce tableau concerne les activités de transport et non de distribution, ce qui l'exclut de facto de la comparaison compte tenu des différences significatives entre

¹⁶ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹⁷ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹⁸ Cf. NERA, 30 août 2022, Examen critique du projet de méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau électricité et gaz de la CWaPE (2024-2028).

¹⁹ Cf. Rapport Tandem, 07-2022, p. 31.

un transporteur national et un distributeur wallon. Ce faisant, la moyenne des bêta de ce tableau serait significativement au-dessus de 0,71.

Pour ces différents motifs, la fixation du coefficient bêta à 0,71 par la CWaPE est manifestement erronée.

Sur base des différentes estimations précitées, ORES propose d'utiliser 0,75 comme valeur pour le bêta.

Cette valeur est également la valeur préconisée par Tandem en page 32 de son rapport.

Notons que l'utilisation d'un bêta identique pour l'activité Électricité et Gaz ne nous paraît pas justifiée car l'activité de gaz devient plus risquée (risque volumes, stranded assets,...) et donc plus difficilement finançable.

Annexe 3 - Coût de la dette

(article 28 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028)

Dans son Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE introduit une nouvelle base de calcul du coût de la dette avec un taux sans risque identique à celui utilisé pour la rémunération des fonds propres auquel elle ajoute une prime de risque de dette.

Le Décret Tarifaire impose que « *les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, so[ie]nt répercutées dans les tarifs* » (art. 4, § 2, 12°). Le coût de la dette doit donc être fixé de manière à ce que le GRD puisse recouvrer le coût réel de sa dette – et ni plus ni moins - dans la mesure où celui-ci peut être assimilé à des conditions de marché. La CWaPE dans sa motivation du projet de méthodologie tarifaire en son point 3.3.2 le confirme en reconnaissant :

« ... il a la garantie pour chaque nouvel investissement, d'obtenir un pourcentage de rendement rendant possible à la fois la rémunération des fonds propres et le remboursement des dettes du GRD... la CWaPE s'est assurée, lors de la fixation du pourcentage de rendement autorisé, que celui-ci soit cohérent par rapport aux attentes actuelles du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable... le projet de méthodologie tarifaire a défini un coût de la dette basé sur les attentes du marché... »

La CWaPE propose ensuite un coût de la dette à hauteur de 1,70%, résultant de la somme d'un taux sans risque fixé à 0,93% et d'une prime de risque sur la dette de 0,77%, sans mécanisme de révision *ex post*.

Lors de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023, ORES avait attiré l'attention du régulateur sur les conséquences et les risques potentiels associés à l'abandon du principe d'*embedded cost* qui permet d'éviter des bonus (ORES n'a pas vocation à faire des bonus sur ses charges financières) ainsi que des malus (qui pourraient être un frein à l'investissement et impacter le niveau de qualité du service aux URD).

ORES conclut cependant, au-delà des déclarations de la CWaPE et au vu des conditions actuelles de financement sur les marchés financiers, que la valeur des paramètres fixés par le régulateur dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 ne rencontre pas les objectifs annoncés dans le sens où elles ne répondent pas aux attentes du marché et que dès lors la CWaPE ne respecte pas le prescrit de l'article 4, §2, 8°, du Décret Tarifaire¹. Vu la formule CMPC utilisée par la CWaPE, sans mécanisme de révision *ex post*, l'article 4, § 2, 12° du Décret Tarifaire est également violé puisque les coûts de financement externes d'ORES ne sont pas strictement compensés par le coût de la dette retenu par la

¹ Cet article prévoit : « *la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes* ».

CWaPE. Si les coûts de financement externes d'ORES dépassent le coût de la dette retenu par la CWaPE dans sa formule, ils viendront en déduction de sa marge bénéficiaire équitable. Dans une formule CMPC, qu'ORES ne remet pas en cause, il convient donc que le coût de la dette retenu soit suffisamment réaliste pour ne pas priver le GRD de la marge bénéficiaire équitable à laquelle il a légalement droit.

ORES détaille ci-après ses conclusions.

Le taux sans risque

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul de la dette, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'Etat belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022.

Cette approche de longue période permet, selon la CWaPE, de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas.

Le taux proposé, pour la période réglementaire 2024-2028, est de 0,93%.

Si le GRD n'a pas d'objection majeure sur le modèle CMPC, il remet en cause le résultat obtenu qui ne prend pas en compte le niveau actuel des taux et la courbe des taux à terme, ce qui fait courir un risque non maîtrisable pour le GRD.

Les taux d'intérêt applicables au financement des nouveaux besoins dépendent des conditions de marché prévalant au moment où la dette est contractée.

ORES a pu par un monitoring constant et des choix constructifs depuis 2019, structurer sa dette actuelle d'une manière telle qu'elle n'est pas impactée par une forte volatilité des taux.

Cette sensibilité très faible à une variation des conditions de marché ne vaut cependant que pour la dette historique mais pas pour la nouvelle dette à contracter ou à refinancer sur la période 2024-2028.

C'est la raison pour laquelle le régulateur doit être attentif à fixer une valeur de paramètres non pas sur la base de données historiques mais sur la base des prévisions faites par les analystes pour les années futures.

En effet, la durée prise en compte pour le calcul de la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans par la CWaPE, s'étale du 26/03/2012 au 24/03/2022. Durant cette période, la Banque centrale européenne (BCE), pour gérer les suites de la crise financière de 2008, avait lancé en janvier 2015 un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises. En injectant chaque mois des dizaines de milliards d'euros dans les banques, la BCE a facilité l'accès au crédit pour les entreprises et les particuliers, et a boosté la consommation et les emplois.

En appliquant son programme de rachat, la BCE a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations *corporates* à des niveaux historiquement (et artificiellement) bas².

² Cfr. « Rapport Tandem 07-2022 » page 14.

Roland Gillet³ le souligne, à propos de l'évolution des taux allemands, dans un interview accordé à L'ECHO le 10 juillet 2022 : «...nous avons essayé d'estimer quel aurait été le taux allemand en l'absence des interventions musclées de la BCE, notamment les achats d'actifs (QE). La réponse : au lieu d'être négatifs, les taux auraient été compris entre 1,5% et 2,5%, selon la période. ... ».

La BCE a mis fin au programme de rachat le 30 juin 2022 et a augmenté dans la foulée ses taux directeurs de + 0,5% marquant de cette manière « *la fin de l'argent gratuit* ».

Le resserrement monétaire de la BCE, et plus largement des banques centrales, a eu des conséquences pour les taux d'emprunt.

Ainsi l'Agence fédérale de la dette a procédé le 2 août 2022⁴, pour la première fois depuis 8 ans, à une émission de titres de dette à court terme à taux positif. Auparavant, le 22 mai dernier⁵, l'Etat belge émettait des OLO à 10 ans à un taux d'intérêt de 1,569% (la dernière fois que ce niveau avait été atteint était en juin 2014).

Or, dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, le taux sans risque proposé par la CWaPE intègre les effets de la politique d'assouplissement quantitatif de la BCE, alors que, et au moment où, cette dernière y met fin. Il en résulte que le taux sans risque de 0,93% proposé par la CWaPE sous-estime le taux sans risque qui sera observé pendant la période réglementaire 2024-2028.

Ce qui précède est confirmé par les données récentes. Les rendements observés de l'obligation de l'Etat belge 10 ans donnent en date du 29 août 2022 une valeur de 2,139%. Sur les 52 dernières semaines d'observation, la valeur est passée d'une valeur minimale négative de -0,174% à une valeur maximale positive de +2,567%, illustrant non seulement la forte volatilité des marchés mais également la tendance haussière.

Le coût de la dette ainsi proposé par la CWaPE correspondrait aujourd'hui à une maturité au mieux de 5 ans, ce qui serait dangereux d'un point de vue gestion des risques financiers pour les GRD mais également contraire aux bonnes pratiques de marché (>= 10 ans) pour les sociétés qui ont des programmes d'investissement sur le long terme comme ORES.

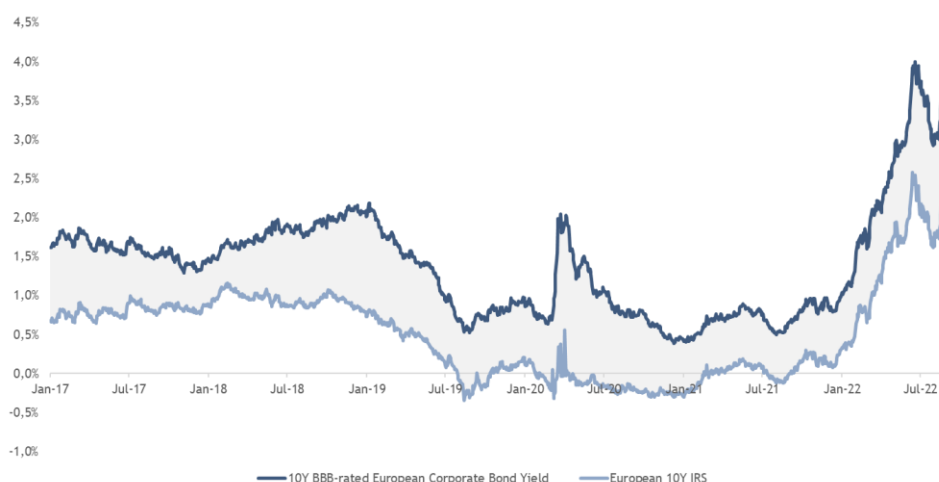
Selon les courbes de marché connues en mai déjà, le coût de la dette d'un émetteur de rating A devrait sensiblement augmenter dans les prochaines années et devrait passer de 0,9% pour de la dette à 10 ans à 2,1% en moyenne au cours des 10 années à venir, voire plus haut encore selon des estimations plus récentes (Bureau fédéral du Plan).

ORES en veut pour preuve le tableau ci-joint (source Reuters - août 2022) qui démontre à suffisance la hausse des paramètres de marché au cours des 5 dernières années et l'augmentation plus que substantielle depuis le début de l'année 2022.

³ Interview de Roland Gillet – journal L'ECHO 10 juillet 2022.

⁴ L'ECHO 02 août 2022.

⁵ L'ECHO 23 mai 2022.



A défaut de violer le Décret Tarifaire, la CWaPE ne peut pas faire reposer sur le GRD les conséquences négatives d’une mauvaise calibration du coût de la dette dans la formule CMPC.

Le GRD propose donc à la CWaPE de partir, pour le taux sans risque, de la moyenne arithmétique des valeurs prévisionnelles du taux OLO à long terme (10 ans) des années 2024 à 2027 issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » et publiée en juin 2022. Cette référence est d’ailleurs utilisée par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 pour estimer l’indice santé (cfr. Chapitre 2 - Point 1.2.1.3 C. Indexation des coûts réels).

	2024	2025	2026	2027	Moyenne arithmétique
Taux d’intérêt à court terme (Euribor, 3 mois) (%)	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,6%
Taux d’intérêt à long terme (OLO, 10 ans) (%)	1,8%	2 %	2,2%	2,4%	2,1%

(Source : Bureau Fédéral du Plan - Perspectives économiques 2022-2027 (juin 2022) – Chiffres clés pour l’économie Belge)

Ensuite, il convient de corriger ce taux pour refléter correctement l’horizon d’investissement du GRD (amortissement réglementaire en 50 ans, le plus souvent), en prenant en compte l’écart de taux entre les obligations (OLO) à 10 ans et les obligations (OLO) à 20 et 30 ans, respectivement +48 pb et +53 pb⁶. ORES propose de retenir un écart de 0,50%.

Par ailleurs, les taux mentionnés ci-dessus sont les taux des emprunts obligataires émis par l’Etat fédéral belge. Or, la notation financière (« Credit Rating ») accordée par l’agence de notation Moody’s à la Région wallonne se trouve 3 crans plus bas que celle accordée à l’Etat fédéral belge (A3 vs Aa3). La différence entre ces deux notations se traduit par un écart entre les rendements des obligations émises par l’Etat fédéral belge et la Région wallonne sur le marché secondaire. Les prêteurs tiennent

⁶ Taux d’application le 21 août 2022 :

- 10 ans 1,86 % - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-10-jaar.510138581.html>
- 20 ans : 2,34% - <https://www.lecho.be/les-marches/bourses/olo-20-jaar.510138591.html>
- 30 ans : 2,39 - <https://www.lecho.be/les-marches/actions/olo30jaar.510138601.html>

compte de cet écart (*credit spread*) dans le taux proposé quand la Région wallonne emprunte sur les marchés financiers. Ce point est abordé par le Ministre Wallon du Budget et des Finances, des Aéroports et des Infrastructures sportives, dans la réponse formulée le 14 avril dernier à des questions écrites sur la gestion de la dette. En outre, il dit ceci en substance : « ...Il faut cependant rester attentif à une possible augmentation des spreads, notamment à cause de la dégradation de Moody's et du déficit de la Région ... »⁷.

Les prêteurs (qu'il s'agissent des banques ou du marché obligataire) procèdent de la même manière quand les GRD s'adressent aux marchés des capitaux. Une prime de risque complémentaire est intégrée au *spread* pour tenir compte du caractère régional wallon attaché au GRD.

L'écart moyen de rendement entre les obligations émises par la Région wallonne et l'Etat fédéral belge, ayant des durées de vies résiduelles entre 5 et 20 ans, est de **0,50%**⁸.

Or, le taux sans risque pris en considération par la CWaPE est le taux sans risque de l'Etat fédéral belge.

Il semble dès lors logique de compléter la prime de risque de ce différentiel de taux.

ORES demande donc que la CWaPE majore le taux sans risque proposé d'un montant de minimum 50 pb pour tenir compte de cette spécificité géographique.

Au vu des dernières données prévisionnelles disponibles, il convient d'adapter le taux sans risque de la formule CMPC à 3,1% (soit 2,1%, moyenne prévisionnelle des OLO 10 ans + 0,5%, écart Région Wallonne vs Etat fédéral belge + 0,5%, référence des taux à 20-30 ans) pour la période réglementaire 2024-2028 afin de s'aligner sur le coût réel qui sera, si les prévisions du Bureau Fédéral du Plan se révèlent exactes, la base du financement et/ou du refinancement pour le GRD.

La prime de risque de la dette

Le Projet de Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028 fixe une prime de risque de dette déterminée sur une base normative.

« ... Il s'établit donc à 1,70% soit 0,93% (taux sans risque) plus 0,77% (prime de risque sur la dette) pour chaque année de la période réglementaire 2024-2028.

La CWaPE a estimé la prime de risque de dette de 0,77% en référence à un index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de rating BBB+/BBB-, index Bloomberg IGEEUB10.

L'évolution du spread sur les OLO 10 ans sur la période de 10 ans 2012-2022 ... la moyenne de ce spread est de 0,77%. La CWaPE retient cette valeur comme prime de risque sur la dette pour la période 2024-2028. »

⁷ Cf. la question écrite du 28 janvier 2022 du parlementaire Antoine André au Ministre du Budget et des Finances, des Aéroports et des Infrastructures sportives sur les conséquences pour la Région wallonne du relèvement des taux d'intérêt sur les marchés internationaux, [Le Parlement de Wallonie \(parlement-wallonie.be\)](http://www.parlement-wallonie.be).

⁸ Cf. « Rapport Tandem 07-2022 » page 23.

Quoique le GRD ne remette pas en question le modèle CMPC choisi par le régulateur - communément utilisé dans la plupart des pays européens -, les éléments suivants doivent être soulignés.

La CWaPE s'appuie sur un indice composite estimé sur des données du passé et non sur des données prévisionnelles comme elle devrait le faire selon les bonnes pratiques de marché (art. 4, §2, 12° du Décret Tarifaire) afin de rendre compte des conditions de marché applicables lors de la période 2024-2028.

Or, comme largement développé dans l'« Annexe 2 – Coût des fonds propres », la politique de la BCE a eu comme conséquence une réduction globale des coûts de financement et des spreads de crédit compris dans ce coût. Elle consistait pour l'essentiel en :

- des taux directeurs négatifs, ayant entraîné un aplatissement de la courbe des taux, aussi bien long terme que court terme.
- un vaste programme d'achat d'obligations (Quantitative Easing) émises par les Etats, puis par les entreprises, par lequel elle a maintenu les rendements des obligations souveraines et des obligations corporates à des niveaux historiquement bas.

Ces politiques ont à présent pris fin. En utilisant ces références passées, on peut penser que la CWaPE part du principe que les interventions de la BCE n'ont eu que peu d'influence sur les marchés, ce qui n'est pas le cas. L'impact est réel sur les taux sans risque et semblable sur la hauteur des marges de crédit.

La prime de risque sur la dette proposée par la CWaPE, 0,77% pour un financement 10 ans bullet, serait celle du marché pour un emprunteur affichant un rating BBB.

Cette prime résulte d'une moyenne constatée des émissions sur les marchés internationaux de grands émetteurs qui influencent cette moyenne à la baisse du fait de leur taille.

ORES constate que sur la période 2019-2021, la prime de risque sur la dette (qui se traduit sous forme de spread) a une valeur qui s'approche en effet de ce chiffre mais pour une maturité moyenne beaucoup plus courte.

Les émissions sur ces marchés internationaux que le régulateur prend comme référence ne rencontrent pas les conditions de financement (passé et futur) des GRD wallons :

- Elles ne sont pas le fait de « petits » émetteurs comme certains GRD wallons qui, vu leur taille et leurs besoins de financement, n'ont pas accès à ces marchés ;
- Ces petits émetteurs ont eu recours partiellement voire totalement au financement bancaire au travers de banques belges, mais ce marché est tellement étroit et spécifique qu'il ne peut servir de référence lorsque les montants à financer sont très importants. D'autant plus à l'avenir vu les besoins croissants liés à la transition énergétique pour le secteur des utilities ;
- Les émetteurs de taille plus moyenne, comme ORES et RESA qui se financent partiellement sur le marché obligataire à défaut de trouver auprès des banques les montants et les maturités souhaitées dans le cadre d'une gestion saine des risques financiers, sont handicapés par leur taille. En effet, les émissions de moins de 500 millions euros sont considérées par les investisseurs institutionnels comme peu liquides et de ce fait réclament une prime d'illiquidité complémentaire au spread, ce qui gonfle la prime de risque. Cette prime d'illiquidité est chiffrée par les banquiers à hauteur d'une moyenne de 30 pb. Le régulateur peut se faire confirmer ce chiffrage auprès des 4 grandes banques belges ;

- Un exemple récent démontre à souhait l'écart qu'il peut y avoir entre un spread théorique et le spread exigé par le marché : c'est l'émission réalisée fin juin dernier par Fluvius qui a payé un spread de 175 pb (1,75%) pour une émission obligataire à 10 ans. Or, Fluvius bénéficie d'une qualité crédit meilleure qu'ORES (et d'un rating officiel) ;
- Les GRD wallons, relevant tous du secteur public ou assimilé, subissent un effet de cascade qui se reflète dans la marge de crédit finale - dû au rating de la Région wallonne, plus faible que celui des Etats pris en référence par la CWaPE dans son comparatif. Or, les investisseurs tiennent compte implicitement de la couverture ou la garantie que pourraient apporter les Etats ou Régions dans le support d'un GRD défaillant. Cette approche est également suivie par les agences de notation.

ORES reprend également ci-dessous les différentes primes de risques retenues par les régulateurs en Belgique, en France et aux Pays-Bas.

Régulateur	Prime de risque de la dette	Pays ou Région	Rating du pays ou région selon la structure de rating de Moody's
CREG	0,70% (prime pour le surplus de fonds propres)	Belgique	Aa3
VREG	0,84%	Région flamande	Aa2
ACM	1,17%	Pays-Bas	Aaa
CRE	0,90%	France	Aa2
Brugel	1%	Bruxelles Capitale	Aa2
CWaPE	0,77%	Région wallonne (2021)	A3

Il est à noter que, dans la liste ci-dessus, seule la Wallonie est dans la catégorie « A » et au niveau le plus bas de celle-ci.

Il se vérifie qu'un rating plus faible implique pour l'Etat ou la Région un coût de financement plus élevé. Ceci vaut entre autres dans les financements de la Région wallonne versus l'Etat fédéral belge.

ORES précise également que d'autres régulateurs européens (CRE, ACM et VREG) ont estimé ces dernières années des primes de risque de dette supérieures à ce que propose la CWaPE allant de 0,84% à 1,17%.

Comme évoqué ci-dessus, un autre GRD belge, Fluvius, a réalisé une émission fin juin 2022 avec une prime de risque s'élevant à 175 pb pour une maturité de 10 ans. ORES estime que cette prime de risque exigée par les investisseurs est probablement élevée même si les conditions actuelles de marché reflètent cette tendance à la hausse des spreads de crédit. Fin août 2022, la Banque BNP Paribas Fortis a estimé le taux pour une émission similaire pour ORES à 4,5%.

Par contre la prime de risque de la dette proposée par le régulateur est totalement hors marché et viole les prescrits du Décret Tarifaire.

L'exposition d'ORES à cette évolution défavorable des conditions de marché est d'autant plus préoccupante que plus de 48% de son encours de dette doit être renouvelé sur la période 2024-2028, sans compter la nouvelle dette à contracter pour la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique et traduite dans les plans d'adaptation.

Indépendamment du cas de Fluvius, et sur la base des divers arguments et illustration graphique évoqués ci-dessus, ORES demande que la prime de risque de la dette soit adaptée à la hausse. ORES est prête à relever le défi de se financer sur base d'une prime de risque de minimum 1,05%, défi important – voire impossible - au vu des conditions de marché actuelles, justifiant ainsi un exercice ex-post.

Solutions alternatives

La CWaPE, à défaut d'adapter la valeur des paramètres précités alors que le contexte est à la hausse du coût de la dette attribuable à des conditions de marché, pourrait opter afin d'assurer un partage plus équilibré du risque de financement/refinancement entre GRD et consommateurs, pour un système de fixation du coût de la dette différent.

Le "Rapport Tandem 07-2022" que la CWaPE pourra trouver annexé au présent formulaire envisage d'autres pistes, notamment un système de cap-floor dans des seuils à convenir à l'instar de ce que le régulateur propose pour la couverture d'achat des pertes en réseau voire l'application d'une correction *ex post*.

Le "Rapport Tandem 07-2022" met également en exergue l'évolution des conditions de marché ainsi que les prévisions d'évolution de taux. ORES invite donc la CWaPE à parcourir ce rapport indépendant illustratif de ce que sont aujourd'hui les meilleures estimations des conditions de marché et à motiver ses choix au regard de ces estimations.

Au vu des circonstances macro-économiques actuelles (et de la volatilité qui en découle), la CWaPE pourrait également convenir de ré-évaluer la valeur des paramètres régulièrement jusqu'à ce qu'ils soient définitivement fixés pour la période 2024-2028. En effet, il existe une possibilité que la situation actuelle ne soit que transitoire et que les taux en particulier finissent par se stabiliser à un niveau différent de celui auquel ils se trouvent aujourd'hui. ORES rappelle que le GRD n'a pour objectif que de couvrir le coût réel de sa dette, ni plus ni moins.

ORES plaide pour un système de la dette au sein duquel le coût est non contrôlable. Ex ante, la prévision du coût de la dette serait basée sur un taux mixte qui reprendrait à la fois un taux de 4,25% en ce qui concerne les dettes à refinancer pendant la période 2024-2028 et un taux moyen pour la dette historique (soit celles souscrites avant le 1^{er} janvier 2024) et qui serait pondéré par GRD avec la quote-part ancienne/nouvelle. Ex post, le système de contrôle des coûts non contrôlables par le régulateur s'appliquerait.

Frais de transaction

Le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 supprime les coûts de transaction pour les frais d'emprunt présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Les coûts de transaction visent à rémunérer les coûts auxquels sont confrontés les entreprises lorsqu'elles contractent une dette. Ces coûts peuvent être externes ou internes.

Les coûts externes sont de 3 types, comme expliqué par la VREG dans sa méthodologie tarifaire 2021-2024⁹ :

- Les frais engagés pour l'émission de titres. Ils peuvent être liés aux frais d'élaboration du prospectus, aux frais de conseils, aux frais à payer à l'autorité de régulation du marché pour la procédure d'approbation du prospectus, à la rémunération des intermédiaires financiers qui organisent le placement des titres ainsi que ceux qui se chargent des paiements ou encore les frais de cotation des titres sur les marchés financiers.
- Les frais liés à la dette. Il s'agit par exemple des frais périodiques tels que les facilités de crédit ou des frais généraux tels que les frais administratifs externes, les frais de trésorerie ou encore les frais juridiques.
- Les coûts liés à une notation. Il peut s'agir de coûts ponctuels ou de coûts périodiques à payer à une agence de notation.

Les coûts internes sont notamment des coûts de personnel relatifs :

- à la préparation des informations financières et non-financières à mettre à disposition des investisseurs ou des agences de notation de manière périodique (telles que rapport annuel, rapport semestriel, développement et mise à jour d'une page internet dédiée aux investisseurs, informations nécessaires aux investisseurs...) ou de manière ponctuelle (par exemple pour la préparation des prospectus ou des conventions y liées) ;
- à la préparation et à la tenue des réunions avec les investisseurs ou les agences de notation.

Dans la motivation du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, la CWaPE justifie la suppression de ces coûts par la nature de ces coûts, à savoir qu'ils ne sont pas récurrents.

De tels frais ont réellement été engagés par ORES au cours de la période 2019-2023. Qu'il s'agisse de frais engagés pour l'émission de titres en 2020, 2021 et 2022 pour des opérations ponctuelles (demande auprès de détenteurs d'obligations pour prolonger la durée de vie d'obligations, émission de nouvelles obligations ou analyse de la mise en place d'un NSV) ou de manière périodique/récurrente entre 2019 et 2022 (notamment pour les banques en charge du paiement des intérêts ou du remboursement des obligations existantes, pour les publications à réaliser dans les journaux à destination des investisseurs,...). Des frais liés à la dette ont aussi été engagés (lignes de crédit, frais de trésorerie,...). En outre, les frais de transaction internes deviennent de plus en plus importants. A la demande d'un investisseur qui a instauré un rating privé sur le groupe depuis juillet 2014, ORES doit fournir annuellement à une agence de notation les éléments nécessaires à la détermination de ce rating qu'elle ne connaît pas. Le site d'ORES comprend une partie dédiée aux investisseurs¹⁰, partie à laquelle renvoie également le site d'ORES Assets.

⁹ Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024 – Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding, p. 30.

¹⁰ <https://www.ores.be/informations-statutaires>.

La mise en place de la Finance Durable qui va s'imposer sous l'impulsion de l'Union européenne va avoir des conséquences majeures sur les modes de financement des GRD :

- Emission obligatoire verte, emprunt bancaire vert ou émission obligatoire 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^{ème} opinion par un auditeur externe, 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.

Il en découle donc que les coûts de transaction vont encore augmenter, cette augmentation pouvant être plus importante pour certains GRD wallons. C'est le cas d'ORES Assets et de RESA qui, de par leurs tailles, répondront au minimum à deux des trois critères¹¹ qui s'appliqueront pour déterminer les grandes entreprises qui devront se conformer aux obligations de reporting de la Taxonomie, de la publication d'informations et de rapports en matière de durabilité par les entreprises, etc. Il s'agira à la fois de coûts internes, voire externes, qui seront nécessaires à la mise en place de la réponse aux prescrits légaux en matière d'informations à mettre à disposition (coûts juridiques ou éventuels coûts de consultance pour réaliser les analyses de double matérialité, par exemple, coûts informatiques pour le développement des outils nécessaires au reporting, coûts de l'auditeur externe qui devra certifier les informations rapportées,... ainsi que les coûts du personnel qui sera impliqué dans la mise en place de ces nouveaux reportings obligatoires).

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).

Ces coûts de transaction doivent en conséquence être maintenus et cela, au minimum comme la VREG le fait, pour les frais de transaction externes.

Comme relevé par Europe Economics dans son étude pour la VREG¹², l'ajustement des coûts de la dette pour tenir compte des coûts de transaction est une approche standard utilisée par des régulateurs européens.

Article 28

ORES recommande un taux sans risque de minimum 3,10% augmenté d'une marge de crédit d'une valeur de 105 pb. ORES insiste aussi sur la grande volatilité actuelle des marchés et des taux en particulier qui préconise un exercice ex post sur le coût de la dette.

Il est également recommandé de maintenir les coûts de transaction tels qu'ils existent dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, mais de les réduire à 0,10% et de revoir les paragraphes 3 et 4 en conséquence.

¹¹ Critères basés sur le total du bilan, le chiffre d'affaires et le nombre de membres du personnel.

¹² Europe Economics, Cost of Capital calculation for Electricity and Gas DSO's in Flanders, 7 February 2020, p. 4.

Annexe 4 - Terme Qualité

Contenu :

Le nombre de défauts sur réseaux basse tension électricité par 1.000 EAN	2
Le pourcentage d'énergie renouvelable injecté sur le réseau du GRD	3
La satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients basse tension et basse pression	5
Le nombre de plaintes fondées par EAN	6

Le nombre de défauts sur réseaux basse tension électricité par 1.000 EAN

Scope :

Pannes sur les réseaux basse tension électricité (BT)

Nombre d'EAN électricité

Processus/méthodologie de calcul :

- Formule : nombre de pannes BT/1.000 EAN
- On entend par BT, les réseaux inférieurs ou égal à 1.000 V
- Nombre de pannes BT :
 - Seules les pannes suivant délais « urgents » sont reprises (intervention dans les 2h, imminente,...)
 - Exclusion des localités dont le GRD n'est pas propriétaire mais sur lesquelles il opère
 - Seul un certain type de pannes est retenu dans la base de données appels clients :

BE0	Sans courant + dégâts extérieur
BE3	Sans courant - Haute tension
BE4	Sans courant
BE5	Sans courant + voisins
BE8	Problème de tension (urgent)
BL5	Sans courant - Interactive Voice Response (le client arrive sur un message automatique du call center)
BL6	Problème TCC urgent : télécontrôle passage exclusif nuit + bi-horaire

- Les demandes jugées inutiles sont exclues
- Les reports ou annulations de demande d'intervention sont également exclus
- Les tickets pour lesquels un dépassement des délais légaux d'intervention est observé ET pour lesquels des circonstances météorologiques exceptionnelles ont été décrétées sont exclus
- Les causes suivantes sont également exclues :
 - Client responsable de la panne
 - Coupures planifiées
 - Client budget : 0 €
 - Défaut de paiement
 - Fraude

Historique :

- Voici les statistiques depuis 2016 pour ORES Assets
- Le résultat de 2021, en augmentation, est majoritairement dû aux intempéries exceptionnelles de juillet

ORES Assets	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nb pannes / 1.000 EAN	6,94	6,62	6,44	6,59	6,58	7,52

Objectif (Cible) :

La cible doit être fixée dans les lignes directrices de la CWaPE, en concertation avec les GRD Elle doit être basée sur 5 années roulantes afin de tenir compte des évolutions du secteur de l'énergie (productions décentralisées, mobilité électrique, compteurs communicants,...)

Période de publication visée : qu'elle soit fixée par la CWaPE en concertation avec les GRD

Le pourcentage d'énergie renouvelable injecté sur le réseau du GRD

Scope :

Energie renouvelable qui a été injectée sur le réseau à partir des unités de productions décentralisées raccordées aux réseaux des GRD

Processus/méthodologie de calcul :

Actuellement, la donnée suivante est transmise à la CREG :

L'énergie transitée issue de productions locales par rapport à l'énergie transitée sur le réseau totale

Détail du calcul :

- kWh Infeed : total de l'énergie injectée sur les réseaux d'un GRD. En provenance principalement des postes haute tension du GRT (Elia ou RTE), des échanges entre GRD et des productions locales
- kWh Productions locales : volumes injectés sur les réseaux d'un GRD par les différentes unités de productions locales décentralisées raccordées à ces réseaux (éoliens, photovoltaïque)
 - Avant 11/2021 (MIG4) : uniquement les volumes des productions locales mesurées (télérelève 15' ou mensuelle)
 - Après 11/2021 (MIG6) : ajout des productions locales photovoltaïques <10kVA non mesurées. Le volume est estimé sur base de la puissance installée et d'un profil de production estimé (source Elia)

Remarque :

Pour calculer uniquement le pourcentage d'énergie renouvelable qui a transité sur le réseau, il faut comparer le total d'infeed aux volumes d'énergie qui proviennent des sources renouvelables ci-dessous :

- énergie solaire
- énergie éolienne
- énergie hydraulique
- biomasse
- géothermie

Pour ce faire, il est proposé de se baser sur les chiffres remis à la CWaPE dans l'Annexe III, par exemple :

ITEMS - ORES Namur		Injections	
		Nombre de MWh injectés	Nombre de points concernés
<u>Sur le réseau du GR concerné :</u>		<u>§ 1 - A ne compléter que si existence d'un code EAN spécifique pour injection</u>	
<u>1. Par des unités de production (de + de 10 kVA) du type</u>	hydraulique	44.180,020	16
	éolien	539.384,785	34
	biomasse	1,978	1
	cogénération	1.707,339	8
	photovoltaïque	24.744,962	279
	autres		

Attention, il s'agit ici uniquement des productions >10kva, il faut ajouter les productions <10kva.

Historique :

Energie transitée issue de productions locales par rapport à l'énergie transitée sur le réseau totale :

Année	kWh Infeed	kWh Productions locales	ORES Assets % Productions locales
2018	10.915.579.529	1.793.460.434	16 %
2019	11.109.669.273	2.163.489.866	19 %
2020	10.743.199.457	2.390.218.601	22 %
2021	11.127.408.588	2.173.301.224	20 %

Objectif (Cible) :

La cible doit être fixée dans les lignes directrices de la CWaPE, en concertation avec les GRD
Période de publication visée : qu'elle soit fixée par la CWaPE en concertation avec les GRD

La satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients basse tension et basse pression

Scope :

Les travaux client (basse tension (BT) et basse pression (BP))

Processus/méthodologie de calcul :

- À partir de la question « Globalement, comment évaluez-vous la qualité de notre service ? »
- Adressée au client par mail ou SMS après exécution des prestations

Remarques :

- Le taux de participation proposé doit être égal ou supérieur à 15 %
- L'année de la réponse fait office d'année de référence de l'indicateur

Historique :

Voici les données pour ORES Assets



Trois ans pour permettre à l'ensemble des GRD de l'établir (01/01/2024 au 31/12/2026) ou alors prochaine période tarifaire si nécessité d'un historique de cinq ans

Objectif (Cible) :

La cible doit être fixée dans les lignes directrices de la CWaPE, en concertation avec les GRD

Période de publication visée : à fixer au 2^{ème} semestre 2027

Le nombre de plaintes fondées par EAN

Le nombre de plaintes fondées pour les problèmes d'index

Proposition de calcul :

Tenir compte du volume d'EAN et faire une moyenne pour l'ensemble des GRD, ce qui porterait l'objectif commun dans ce cas-ci à 0,0075% de plaintes

Plaintes Index Serv régional médiation									
	2016	2017	2018	2019	2020	Moy	EAN 2020	Cible Cwape	Cible Cwape vs EAN's
AIEG	3	0	0	2	1	1,20	26056	2	0,0077%
AIESH	0	2	2	1	1	1,20	20690	2	0,0097%
ORES	117	113	98	86	115	105,80	1939669	103	0,0053%
RESA	27	41	24	30	29	30,20	700923	29	0,0041%
REW	3	0	1	0	1	1,00	18338	2	0,0109%
								Cible :	0,0075%

Le nombre de plaintes fondées par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index

Proposition de calcul :

Tenir compte du volume d'EAN et faire une moyenne pour l'ensemble des GRD, ce qui porterait l'objectif commun dans ce cas-ci à 0,0144% de plaintes

Plaintes hors index Serv régional médiation									
	2016	2017	2018	2019	2020	Moy	EAN 2020	Cible Cwape	Cible Cwape vs EAN's
AIEG	6	7	3	0	4	4,00	26056	6	0,0230%
AIESH	2	1	3	4	3	2,60	20690	4	0,0193%
ORES	140	149	151	99	105	128,80	1939669	129	0,0067%
RESA	237	48	50	51	53	87,80	700923	83	0,0118%
REW	0	4	1	2	1	1,60	18338	2	0,0109%
								Cible :	0,0144%

Annexe 6 - Proposition alternative au chiffrage des investissements nécessaires pour le réseau électricité

Introduction

L'approche de S&Co pour déterminer l'augmentation des revenus autorisés par le facteur FEC est incorrecte. En effet, celle-ci part du postulat que l'analyse de l'augmentation de la pointe globale (voir à ce sujet l'ensemble de l'argumentaire d'ORES présenté à l'annexe 5) serait suffisante pour déterminer les investissements futurs (via une augmentation du revenu autorisé). Or, les effets de la transition énergétique seront concentrés de manière très locale, ce qu'une approche globale ne peut correctement prendre en compte. Ores, comme ses collègues GRD, retient donc l'évolution de la pointe locale, à la maille de l'asset considéré, comme base d'analyse.

La proposition alternative d'ORES est conforme aux logiques des plans d'adaptation, ainsi qu'à l'article 4, §2, 4° du Décret Tarifaire, à savoir : Partir des besoins identifiés en investissements du réseau pour couvrir les demandes des clients, les remplacements pour vétusté auxquels s'ajoutent les investissements nécessaires pour l'amélioration de la résilience des réseaux et ceux liés à la transition énergétique. Cette proposition permet de mettre en évidence les besoins supplémentaires d'investissement et donc de revenu autorisé.

Le premier chapitre du présent document a pour objectif de démontrer l'impact principalement local de la transition énergétique sur les réseaux de distribution BT. Pour cela, ORES se focalisera sur les 2 principaux déclencheurs de cette transition sur ses réseaux : la mobilité électrique (véhicule électrique (VE) et Plug-In Hybride (PHVE)) et la production d'électricité décentralisée (Photovoltaïque (PV)).

Le deuxième chapitre détaillera le plan d'investissement en mettant en évidence les différentes motivations d'investissement et posera les différentes hypothèses prises. Pour ce qui est de la transition énergétique, ce chapitre présentera l'approche ciblée et pragmatique suivie par ORES. L'effet des pompes à chaleur, bien que faisant partie des différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, ne sera pas couvert ici car son impact est encore relativement marginal à l'horizon 2028 voire 2030.

Le chapitre 3 fera la synthèse de ces différents éléments du plan industriel reprenant l'ensemble des motivations d'investissement. Pour la période 2024-2028, les écarts significatifs avec la période tarifaire 2019-2023 seront mis en évidence.

Table des matières

Article I. Impact local de la transition énergétique	3
Section I.1 Impact des Véhicules Electriques	3
(a) Nombre de VE et de PHVE	3
(b) Effets sur le réseau BT	7
Section I.2 Impact de la production décentralisée	13
(a) Evolution du nombre et la puissance installée des PDC en BT	13
(b) Effets sur le réseau BT	15
(c) Conclusion sur l'impact des productions décentralisées	16
Article II. Plan d'investissement	17
Section II.1 Clarification des motivations	17
Section II.2 Investissements « Transition énergétique »	18
(a) Introduction	18
(b) Réseau BT	18
(c) Réseau HT	29
Section II.3 Investissements en résilience	30
(a) Introduction	30
(b) Réseau BT	31
(c) Réseau HT	32
Section II.4 Investissements « Vétusté »	36
Section II.5 Investissements « Clients et autres »	36
Article III. Synthèse du plan industriel	37

Article I. Impact local de la transition énergétique

Section I.1 Impact des Véhicules Electriques

Dans cette partie, ORES reprendra et affinera les réponses apportées en 2019 et 2020 au questionnaire de S&Co. En effet, entre 2019 et 2022, le contexte autour des VE a fortement progressé.

(a) Nombre de VE et de PHVE

(i) Rappel des hypothèses de 2019 pour S&CO

Le point de départ de l'approche d'ORES pour sa réponse à S&Co était le plan air climat (voir figure 1¹).

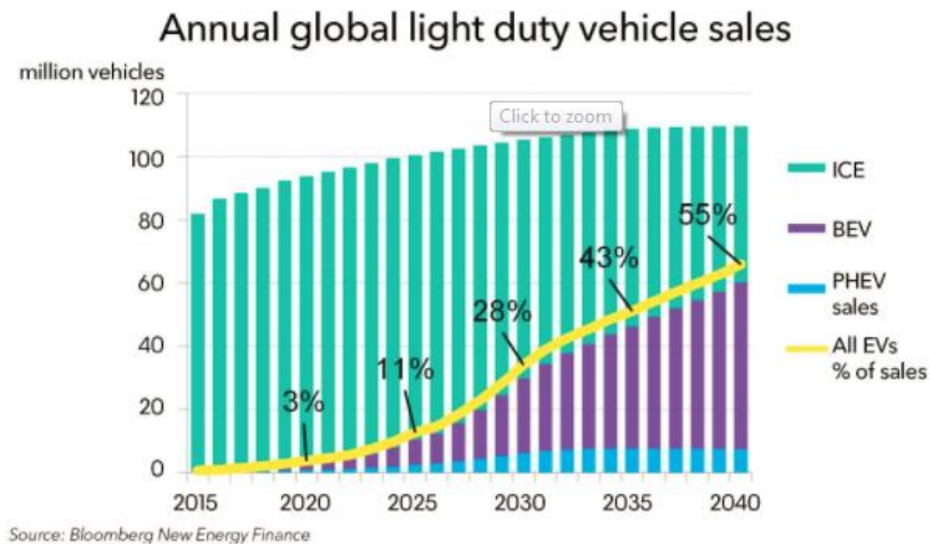
Types de Véhicules	%	Nombre de Véhicules particuliers	Nombre d'infrastructures de chargement
Full électriques	19,00%	351.500	6900 Points de charge publics
Hybrides (Plug-in)	5,00%	92.500	
Hybrides (Non Plug-in)	13,00%	240.500	
MAG	18,00%	333.000	220 Stations publiques
Hydrogène	1,00%	18.500	20 Stations publiques
Essence	27,00%	499.500	
Diesel	17,00%	314.500	

Figure 1 : Plan Air Climat

¹ Le terme « possédée » a été élargi pour prendre en compte les VE qui ont un conducteur qui réside en Wallonie (en tentant ainsi de comptabiliser aussi les véhicules de leasing).

Pour faire la distinction entre plug in hybride et Full électrique dans l'évolution annuelle demandée, il est fait référence à l'étude Bloomberg² (voir figure suivante) et à l'étude réalisée en Synergrid par Baringa.

Figure 2 : Etude Bloomberg



On y voit que la part de marché des plug-In hybride plafonne après 2030 mais que, en première approximation, la progression est linéaire sur la période 2020 -2030. Tandis que la progression des Full électrique est exponentielle.

Sur base de ces hypothèses, ORES avait fourni le tableau suivant à S&Co (avec une quote-part ORES de 85%).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre de BEV	24.415	32.554	44.391	60.668	82.124	110.978	150.930	204.199	276.705
Nombre de PHEV	6.375	13.600	20.825	28.050	35.275	42.500	49.725	56.950	64.175
Nombre total VE	30.790	46.154	65.216	88.718	117.399	153.478	200.655	261.149	340.880

De manière incompréhensible, S&Co avait estimé que les hypothèses d'ORES étaient non valides, notamment sur le pourcentage de VE / PHVE ORES comparativement à la Wallonie (85% vs 73%), ce qui donnait le tableau suivant (2029 et 2030 extrapolés) :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nombre de BEV	10.558	29.006	44.298	62.143	83.598	110.418	145.375	190.170	249.194	243.457	271.598
Nombre de PHEV	18.030	13.847	16.254	20.230	25.405	32.084	40.931	52.304	67.310	62.963	69.192
Nombre total VE	28.588	42.853	60.552	82.373	109.003	142.502	186.306	242.474	316.504	306.420	340.789

² BLOOMBERG : BNEF's annual long-term forecast of global electric vehicle (EV) adoption to 2040. <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>

On peut constater que cette différence d'interprétation revient, dans le cas de S&Co, à retarder de 2 ans le nombre de véhicules attendus.

(ii) *Nouvelles hypothèses*

Depuis ces études, plusieurs annonces et décisions tant européennes que nationales ont été prises et influencent de manière beaucoup plus importante les résultats. Citons par exemple l'interdiction de la production des voitures à moteur thermique en 2035 et l'incitation (fiscale) de passage à des véhicules neutres en carbone pour les voitures de société pour 2026. Cette dernière décision est cruciale vu la part importante des voitures de société en Belgique (24% de la flotte et 60% des immatriculations selon les statistiques de la FEBIAC 2020). ORES a présenté à la CWaPE l'étude de CLIMACT qui propose un scénario crédible, validé par le SPF économie, pour atteindre la neutralité carbone. Cette étude et plus particulièrement le scénario CORE95, est celle utilisée pour le plan d'adaptation et le plan industriel d'ORES. La figure suivante montre l'évolution du nombre de VE et de PHVE pour la Wallonie.

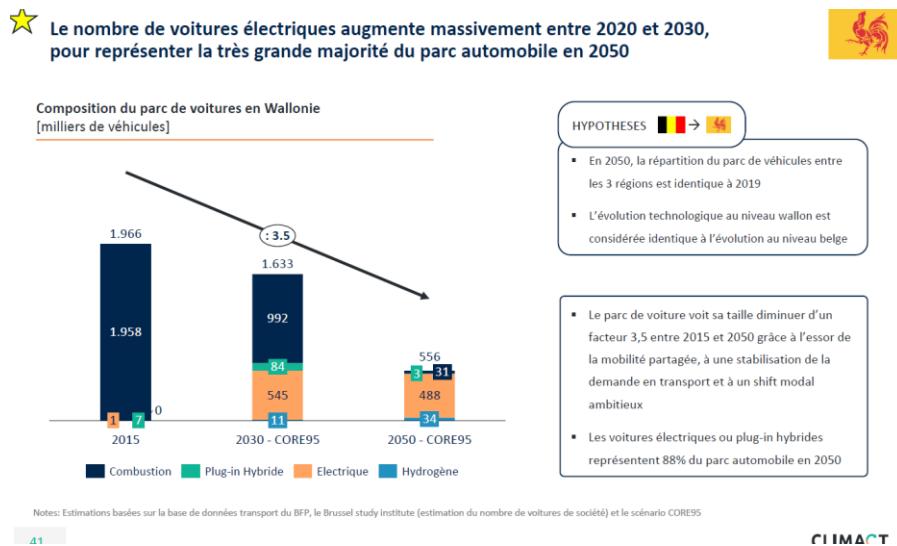


Figure 3 : CLIMACT scénario évolution des VE et PHVE

On constate donc que le nombre de VE et PHVE est supérieur de plus de 40% à celui du PACE et donc à celui de la réponse d'ORES à S&CO³.

³ D'autant plus que cette étude ne prend pas en compte les annonces et potentielles décisions du Fitfor55 ou de Repower EU impliquant encore plus de réduction de la consommation de carburant et donc de facto un changement plus radical en termes de technologie de voiture.

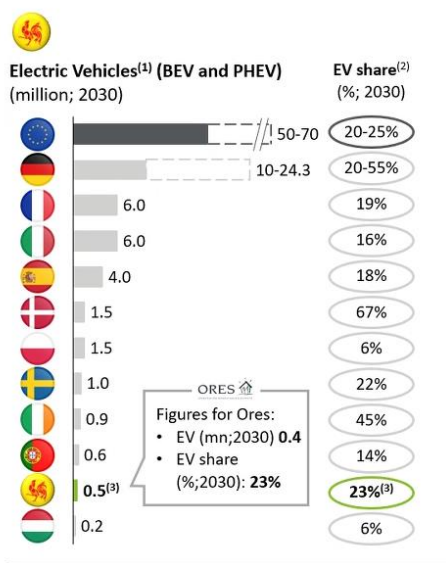
Donc sa nouvelle hypothèse de VE et PHVE est 545 000 et 84 000 au niveau wallon ce qui donne pour ORES le tableau suivant (ORES = 73% de la Wallonie) :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nombre de BEV	15.466	42.489	64.890	91.030	122.459	161.746	212.953	278.571	365.032	381.441	397.850
Nombre de PHEV	15.979	12.272	14.405	17.929	22.515	28.434	36.274	46.354	59.652	60.486	61.320
Nombre total VE	31.445	54.761	79.295	108.959	144.973	190.180	249.227	324.924	424.685	441.927	459.170

Enfin, dans son communiqué de presse du 16/06/2022, le Ministre wallon de l’Energie a repris les projections de la FEBIAC mettant le nombre de VE à 720 000 pour la Wallonie.

On constate donc que le scénario de CLIMACT peut constituer une base objective et raisonnable, voire prudente, pour l’établissement des impacts sur le réseau.

Ces projections situent la Wallonie dans la médiane de la fourchette de pénétration des véhicules électriques ou hybrides rechargeable selon le rapport de Deloitte (joint à la présente réponse) sur les taux de pénétration des VE en Europe (voir tableau ci-après). ORES retient donc la valeur de 424 685 VE fin 2028.



(b) Effets sur le réseau BT

(i) Introduction

Il est nécessaire de mettre en avant la nécessité de considérer l'effet des VE d'abord et avant tout sur le réseau BT. Une approche générale de type « *estimation d'une fonction de coûts* » ne permet pas de saisir la portée de ces effets.

On peut trouver dans la brochure technique du CIRED sur la planification des réseaux à une ère de la mobilité électrique⁴ une justification des thèses d'ORES :

- D'abord en constatant que c'est la charge privée (et donc à partir du réseau BT) qui est largement dominante.
- Ensuite en tentant de capter la puissance moyenne des bornes de chargement.
- En poursuivant par analyser l'effet statistique différent entre un grand nombre (approche d'un réseau de transport) et un nombre restreint (sur un feeder BT).
- En regroupant toutes ces informations pour cibler les zones devant être analysées en termes d'impacts et donc d'investissements.

(ii) Prédominance de la charge privée

La figure suivante illustre la répartition attendue des bornes de recharge, quant à leur emplacement d'installation, classées en zones publiques, sous-publiques, privées et lieux de travail sur l'exemple de la Grèce. Les données en Allemagne confirment également que 92% des véhicules électriques se garent chez eux dans un garage ou un parking privé. Par conséquent, pour la planification du réseau, la charge privée est la plus contraignante car il existe une probabilité très élevée que l'événement de charge se produise aux heures de pointe sur un réseau BT déjà chargé.

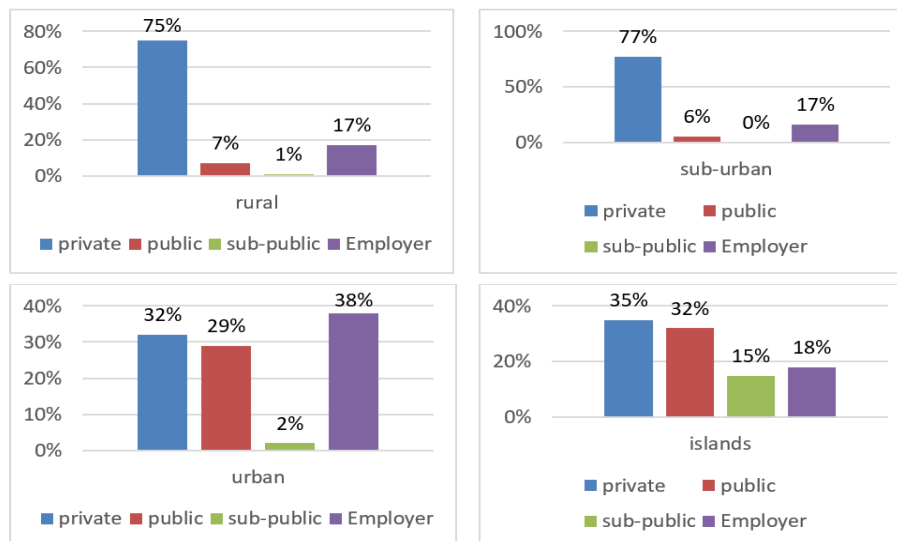


Figure 4 : distribution des évènements de chargement pour un VE

⁴ WG 2018-1 LOAD MODELLING AND DISTRIBUTION PLANNING IN THE ERA OF ELECTRIC MOBILITY, juillet 2021 disponible sur <http://www.cired.net/files/download/275>.

Pour l'ensemble des pays européens, il apparaît que la recharge à domicile sera prédominante.

La figure 4 montre également qu'il y a une disparité entre les zones d'habitats. Or la Wallonie se caractérise par une densité de population qui la classe en rural ou péri-urbain mais également des centres urbains. Pour une planification efficace, il conviendrait donc de différencier ces différentes zones d'habitats car les effets ne seront pas les mêmes.

Il est donc pertinent de faire l'hypothèse que l'impact de la charge de VE va se cristalliser à partir du réseau BT et plus particulièrement à partir de zones résidentielles.

(iii) Installation de chargement à prendre en compte

Maintenant qu'il est établi que l'impact sera principalement (et presque exclusivement) au niveau de la BT, il convient d'analyser la charge supplémentaire à prendre en compte à ce niveau d'équipement. Un aperçu de la situation dans les pays européens peut guider ORES dans son choix.

- En Autriche, en 2030, la part prévue des voitures particulières électriques sera d'environ 27% sur la base du nombre de voitures particulières. Pour la recharge à domicile, la répartition suivante des puissances de recharge sera attendue : 24% (3,6 kW), 50% (11 kW) et 26% (22 kW).
- En France, la puissance de recharge pour les particuliers est supposée être de 3,7 – 7,4kW avec une tendance vers le chargeur 7,4 kW.
- En Allemagne, l'installation de systèmes de recharge doit être déclarée quelle que soit la puissance considérée, conformément à l'ordonnance sur le raccordement au réseau. Les installations de recharge d'une puissance nominale totale de 12 kVA sont soumises à approbation et doivent en outre être préparées pour le contrôle à distance par le GRD. D'un point de vue technique et économique, la recharge en mode 2 (11 kW) devrait être prédominante pour la recharge à domicile.
- En Slovénie, un ménage peut installer un chargeur EV d'une puissance active nominale de 22 kW, mais la puissance de connexion principale, les fusibles principaux, sont dans le cas d'une connexion domestique limités à 14 kW. Les bornes sont donc majoritairement de 7,4 kW ou 11 kW (dans ce dernier cas avec un dispositif de smart charging).
- En Espagne, l'installation de chargeurs de 3,7 à 7,4 kW est prévue dans le secteur domestique. En général, tant que le VE peut être complètement rechargé pendant la nuit, il n'y a pas de demande client pour des puissances de recharge plus élevées.

Pour la Wallonie, compte tenu du modèle de déplacement quotidien moyen (moins de 50 km en tenant compte des mesures supplémentaires pour inciter à l'utilisation des transports en commun) et de la consommation moyenne de 20 kWh/100 km, l'énergie nécessaire par jour est d'environ 10 kWh. En conséquence, sur le site www.ores.be, ORES préconise généralement les chargeurs de 3,7 à 7,4 kW. Toutefois, force est de constater que les clients choisissent d'installer majoritairement des points de recharge de 7,4 kW et que les demandes pour des puissances de 11 kW ne sont pas négligeables.

Les plus récentes estimations suggèrent plutôt la répartition suivante :

	Puissance bornes de chargement privée (en kW)			
	3,7	7,4	11	22
% de marché	0,4	0,5	0,08	0,02

Soit une moyenne de 6,5 kW où il est à noter que les équipes de Fluvius prennent une moyenne de 7,4 kW. Notre hypothèse reste donc assez conservatrice au regard des benchmark et une adaptation sera probablement nécessaire sur base des statistiques de vente des bornes à domicile.

Il est également à noter que, sur base du retour des équipes d'ORES, de nombreux clients utilisant une Nissan Leaf ou une Renault Zoe éprouvent des difficultés à utiliser leur borne de chargement quand le réseau de distribution est en régime IT (qui n'est plus le standard ORES). D'après les informations d'ORES, ce problème, lié à un contrôle de la stabilité de la tension phase-terre, est assez fréquent pour les véhicules d'entrée de gamme. Le réseau 3,230 V devenant une exception européenne, les constructeurs ne l'envisageraient plus dans leur conception de voiture.

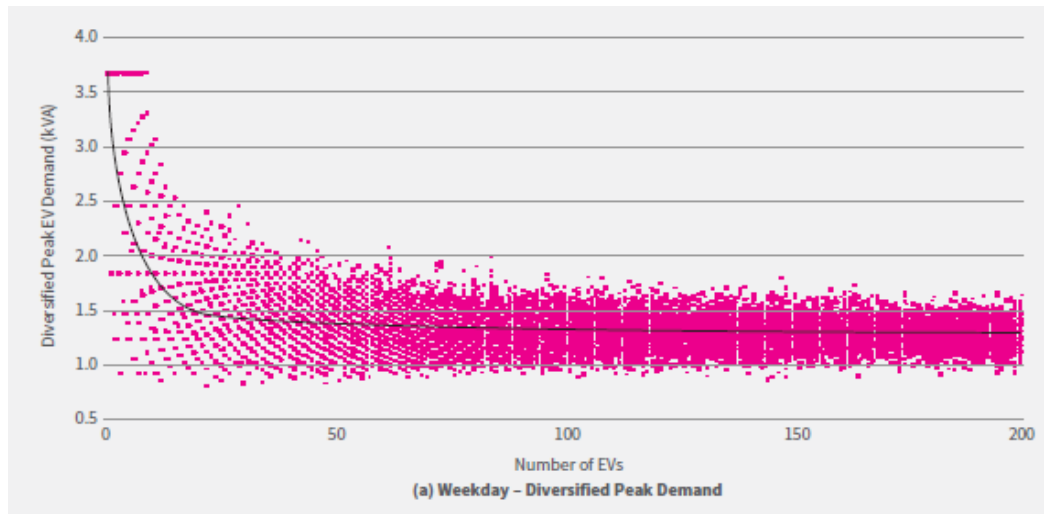
(iv) Effets statistiques du nombre de VE

Le foisonnement désigne le fait que les variations des demandes individuelles des consommateurs ou des productions individuelles se compensent partiellement si bien que les variations de la demande totale ou de la production totale sont atténuées par rapport aux variations individuelles. Il en découle, qu'au moment de la pointe, celle-ci est inférieure à la somme des puissances individuelles.

C'est un phénomène qui est largement utilisé pour la planification des réseaux HT mais qui peut poser problème au niveau du réseau BT s'il n'est pas utilisé à bon escient.

En effet, le coefficient de foisonnement est directement lié au nombre de VE raccordés. La figure⁵ suivante illustre cela.

⁵ EA Technology, The University of Manchester, Western Power Distribution: My Electric Avenue: November 2015 (charging point 3.7 kW).



Il convient donc d'être prudent quand de tels coefficients sont communiqués car ils dépendent de la zone étudiée (et donc du nombre de VE considérés) mais également de l'hypothèse de puissance moyenne de chargement.

La figure suivante donne le coefficient de foisonnement utilisé par un gestionnaire de réseau allemand⁶ et illustre bien cette distinction.

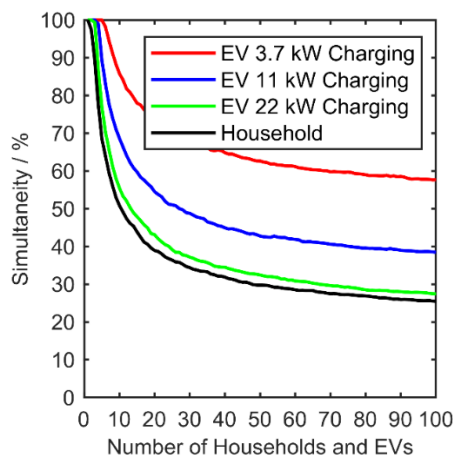


Figure 5 : coefficient de foisonnement en fonction de la puissance de charge

Ainsi pour un feeder BT qui alimente 10 VE, le coefficient de foisonnement est de l'ordre de 80% si la puissance de chargement est de 11 kW (soit en équivalence 8,8 kW/VE) mais de 95% en cas de bornes de 3,7 kW (3,5 kW/VE). Tandis que le coefficient de foisonnement pour une transformateur d'une cabine HT/BT de 60 clients est de l'ordre de 45% avec des chargeurs de 11 kW(soit 4,95 kW/VE) et 60% pour des chargeurs de 3,7kW (soit 2,22 kW/VE).

⁶ P. Wiest und D. R. K. Groß, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur Analyse der Gleichzeitigkeit von Elektromobilität,“ in Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2018, Berlin, 2018

Le tableau ci-dessous montre différents coefficients kW / VE utilisés dans différentes études. L'étude de Baringa est en cours de révision pour intégrer les nouveaux éléments explicités ci-dessus. Sans une compréhension des hypothèses de départ et de la zone d'étude, aucune comparaison n'est possible.

scénario	Synergrid - BARINGA (2019)	ORES (2018) (*)	SCHWARTZ (2020)	ELIA adequacy (2020) (**)	Science direct (2022) (***)	FLUVIUS (2022) (****)	Synergrid - BARINGA (2022)	ORES (2022) ^(v)
L	0,50	0,90	0,30	0,10	0,39	2,96	En construction	2,52
H	1,62	1,81	0,80	1,25	1,33	4,44		3,9

(*) Réponse d'ORES à Schwartz (base étude CIRED 2018) (voir également slide suivant)

(**) 20201120_Accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility (considering smart charging and V2G)

(***) Rahman, S., Khan, I. A., Khan, A. A., Mallik, A., & Nadeem, M. F. (2022). Comprehensive review & impact analysis of integrating projected electric vehicle charging load to the existing low voltage distribution system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 153, 111756 (note: result focus on Nordic region and 0,33 => day ahead spot price in Sweden)

(****) [investeringsplan-2023-2032.pdf \(fluvius.be\)](#) page 31: 7,4 * 0,6 = 4,44 (sur la BT) 7,4 * 0,4 = 2,96

(v) Pour illustration en appliquant le coefficient à un circuit BT dans la Moyenne (répartition des chargeurs: voir tableau)



	3,7	7,4	11	22
H	0,9	0,08	0,02	0
L	0,4	0,5	0,08	0,02

Au lieu de se référer à un coefficient de foisonnement général et/ou à une puissance équivalente, il est beaucoup plus correct de choisir le facteur qui correspond à la partie de réseau qui doit être analysée.

Ainsi, pour juger de la nécessité d'un investissement en BT, il est particulièrement incorrect d'utiliser un coefficient qui sert à l'étude du réseau de transport, ce qu'a pourtant fait S&Co.

A titre de comparaison, pour un feeder BT (moyenne de 15 clients par circuit) le coefficient équivalent serait de (voir dernière colonne du tableau ci-dessus) : H : 60%*6,5= 3,9 kW/VE (L : 60%*4,2=2,52 kW/VE si on considère une prépondérance du chargement à 3,7kW).

(v) Conclusion de la partie sur les VE

Les hypothèses de nombre de VE et de coefficient de foisonnement tels que présentées par S&Co sont incorrectes tant au niveau de la méthode qu'à la lumière des nouveaux éléments présentés au début de ce chapitre.

L'impact des VE concernera essentiellement le réseau BT. Pour en déterminer les effets de manière déterministe (pour chaque câble BT), il faut pouvoir disposer d'estimations du nombre de VE par circuit et par cabine (via la connectivité), et de leur puissance (au minimum leur puissance moyenne).

Avec ces données, il est possible d'estimer le flux de puissance nécessaire à la pointe en utilisant le coefficient de foisonnement adéquat et une digitalisation du réseau BT (digital twin), et d'injecter ces éléments dans des outils de simulation BT.

Ne disposant pas encore de ces outils, ORES a néanmoins pu réaliser un projet pilote sur une centaine de cabines dont les résultats confirment cet impact important sur les réseaux BT. Par ailleurs, un second pilote

sur Aye, basé sur la mesure des compteurs communicants, indique aussi que ORES est déjà à saturation sur plusieurs départs BT.

Afin de pouvoir évaluer l'impact en quantités sur l'ensemble du réseau, une approche basée sur les secteurs statistiques et la connaissance des assets d'ORES a été utilisée.

Ces différents éléments seront présentés au chapitre 2 sur le plan industriel d'ORES.

Section I.2 Impact de la production décentralisée

Sur le réseau BT, ORES peut prendre comme raccourci que les moyens de production décentralisée (PDC) sont exclusivement les unités photovoltaïques placées sur les toits des habitations. En effet, en raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. micro-éolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. micro-cogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen termes.

Tout comme la partie précédente, ORES partira des hypothèses qui ont prévalu pour répondre à S&Co et y apportera de nouveaux éléments.

(a) Evolution du nombre et la puissance installée des PDC en BT

Dans la réponse à S&Co, ORES avait pris l'hypothèse pour les unités inférieures à 10 KVA d'un taux de croissance de 3%/an, qui correspond au minimum observé depuis 2016.

Ce choix était motivé par la perception que le tarif prosumer et les attentes du gouvernement réorienteraient la croissance des productions décentralisées vers d'autres gammes de puissance.

ORES doit constater que ces hypothèses ne se sont pas vérifiées et que la croissance de ce genre d'unité « résidentielle » reste très soutenue, probablement « boostée » notamment par les prix élevés de l'énergie. La figure suivante montre le nombre de nouvelles installations mises en service depuis 2015.

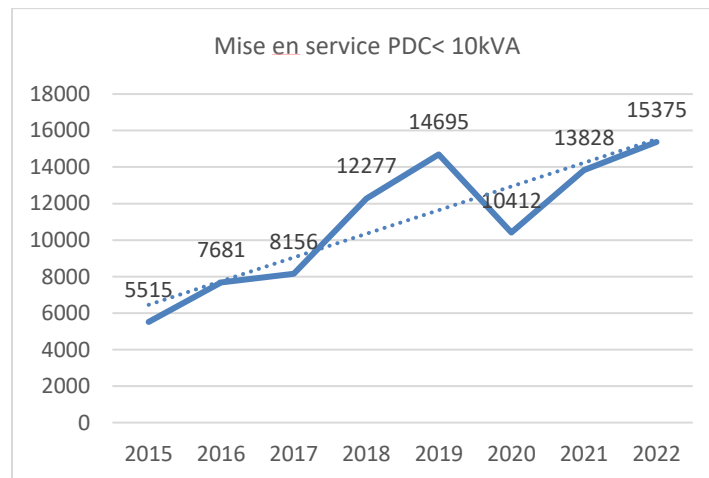


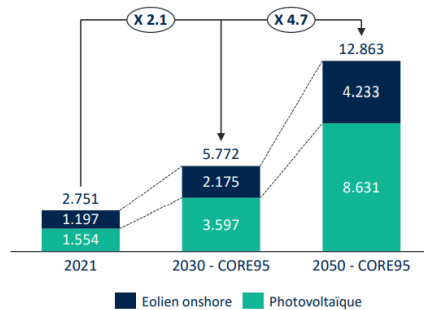
Figure 6 : nombre d'installation PDC<10 KVA /an

En outre, le scénario CLIMACT CORE95 montre l'absolue nécessité de continuer à développer en Wallonie les unités de productions décentralisées renouvelables avec un doublement de la puissance installée d'ici 2030 (voir figure suivante).

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

47 Note: ne comprend pas la production d'électricité à partir de biométhane ni les moyens de stockage distribués
Source: Étude « Scénarios bas-carbone 2050 », Climact et SPF Environnement, 2020 et Observatoires Eolien et Photovoltaïque, Energie Commune, 2022 **CLIMACT**

Figure 7 : Evolution de la puissance de production renouvelable en Wallonie

En combinant ces informations, une projection de la puissance installée selon les différentes catégories de puissances a été réalisée. Les traits en pointillés montrent la projection faite pour S&Co et en trait plein la nouvelle projection.

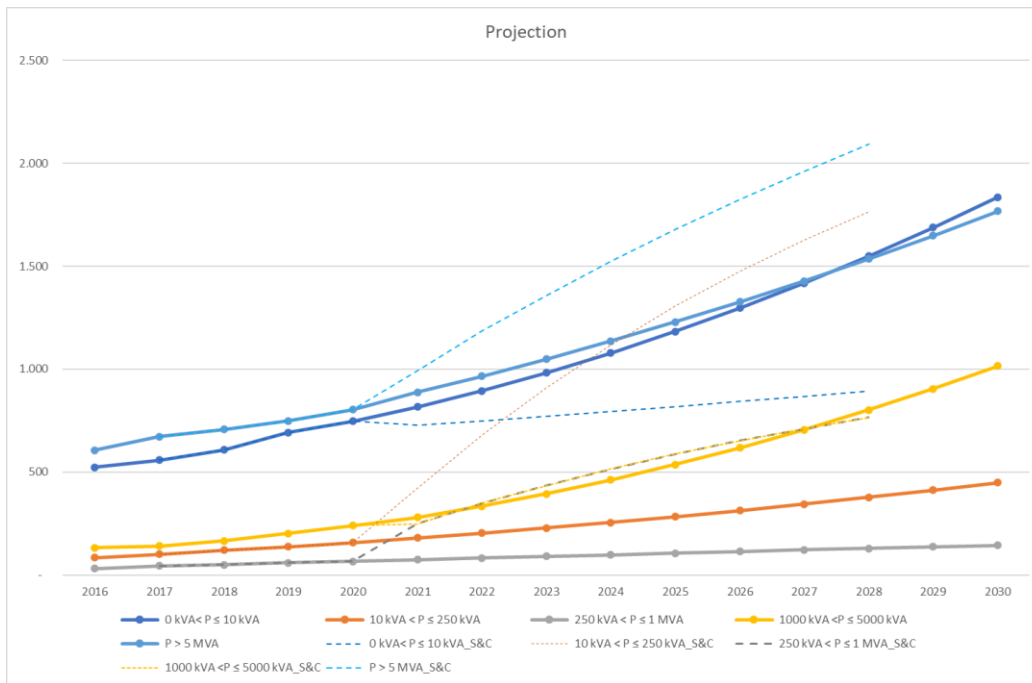


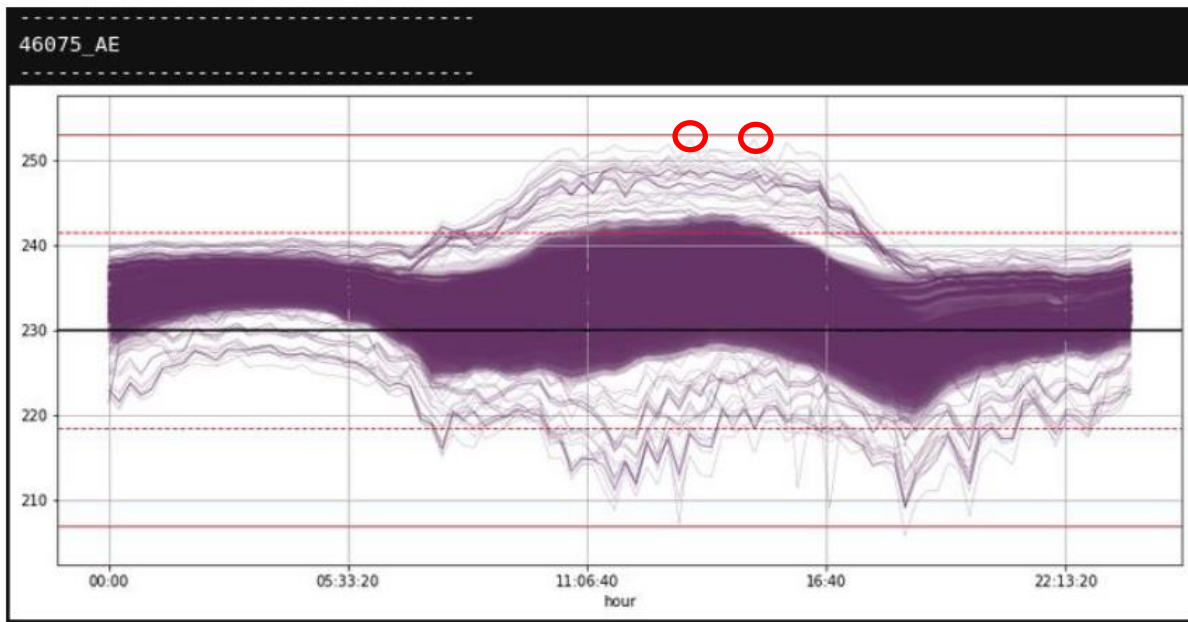
Figure 8 : Nouvelle projection puissance PDC en Wallonie

Les productions photovoltaïques concernent, au 01/01/2022, 10,8% des EAN BT. Avec ces projections, en 2030, ORES devrait être à 25% avec environ 360 000 installations d'une puissance unitaire de 5 kWc de moyenne.

(b) Effets sur le réseau BT

Les congestions causées par les productions décentralisées sur la BT se marquent par une tension qui sort des limites opérationnelles.

La figure suivante montre les excursions de la tension sur un départ BT au cours de l'année, excursions mesurées à partir des compteurs communicants. On peut observer qu'un seul compteur pendant 2x1h a rencontré une tension impliquant une mise en sécurité de l'onduleur. Avec l'augmentation du nombre de PV installé, ces problèmes seront de plus en plus fréquents si rien n'est fait en termes d'investissement réseau puisque l'autoconsommation individuelle ou collective ne limitera qu'en partie l'injection des PV.



*Le nuage de courbes représente l'enveloppe des tensions superposées
heure par heure, pour chaque compteur*

En l'absence d'un panel de compteurs intelligents⁷ suffisamment étendu pour pouvoir tirer des enseignements utiles (statistiquement valable et non biaisée), la mesure de la congestion des réseaux BT se perçoit via les plaintes des clients dont les onduleurs se mettent en sécurité à cause d'une tension trop élevée.

Ainsi, le nombre de plaintes relatives à des problèmes de tension, bien qu'encore sous contrôle, montre une progression importante (voir figure ci-après). En outre, ces plaintes se traduisent de plus en plus par la nécessité de réaliser en urgence des investissements importants. Ces investissements sont nécessaires mais leur moment n'est pas dicté par des impératifs d'efficacité et/ou de priorités globales.

⁷ En outre, les informations « qualité de la tension » n'ont pas été remontées dans les systèmes d'ORES au début de déploiement car celui-ci s'est focalisé sur les fonctionnalités marchées.

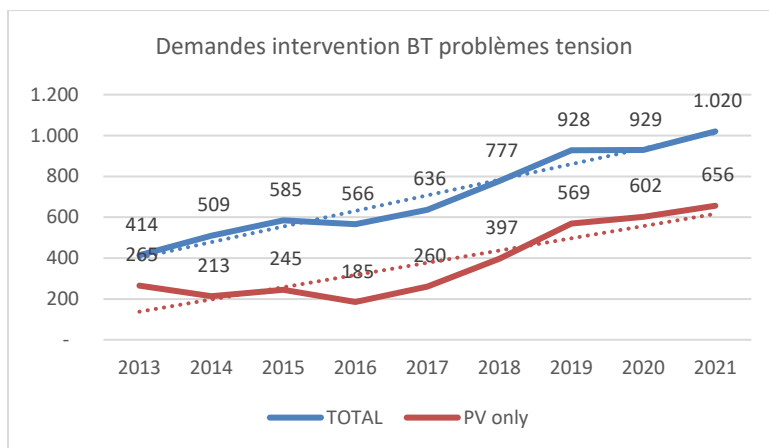


Figure 9 : Evolution du nombre de plaintes BT

Ces plaintes se concentrent dans les zones rurales et péri-urbaines là où se situent les habitations type maison unifamiliale.

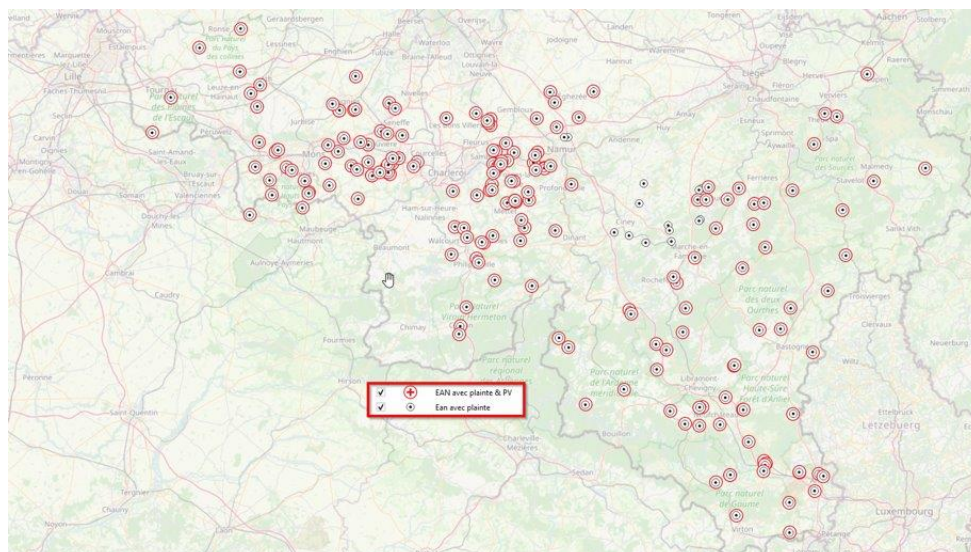


Figure 10 : Localisation des plaintes tension 2021

Il apparaît donc que l'augmentation du nombre de PV sur le réseau BT implique des investissements de renforcement en zone rurale et péri-urbaine. De plus, contrairement à ce qu'affirme la méthode S&Co, la production décentralisée ne va pas avoir d'effet de réduction de la pointe (et donc demande moins d'investissement) car lorsque celle-ci apparaît soit en soirée soit en hiver, les PV ne produisent pas.

(c) Conclusion sur l'impact des productions décentralisées

La progression continue du raccordement d'unité de production sur la BT nécessite des investissements ciblés dans les zones rurales et péri-urbaines. Un ciblage vous est présenté dans le plan industriel d'ORES.

Article II. Plan d'investissement

Section II.1 Clarification des motivations

Dans ce chapitre, les investissements sont motivés d'une manière différente de celle utilisée par la CWaPE pour les plans d'adaptation, en s'approchant de la découpe utilisée pour les benchmarking de manière à rendre la comparaison avec les GRD européens plus aisée.

Il convient donc de comprendre les motivations comme suit :

- Investissements « Transition énergétique » : Investissements qui ont pour objet le renforcement de la capacité d'accueil des réseaux aux nouveaux usages (production décentralisée, véhicule électrique et pompe à chaleur).
- Investissements « Résilience » : La résilience est définie comme étant la capacité à retrouver un fonctionnement normal après une perturbation. Il s'agit des investissements qui soit permettent de réduire la fréquence des interruptions (fréquence de pannes) soit permettent un rétablissement plus rapide.
- Investissements « Vétusté » : Investissements liés aux impositions légales (p.ex. remplacement du matériel ouvert en HT, remplacement de compteurs...), à l'amélioration de la sécurité des collaborateurs d'ORES ou encore liés à des classes d'assets dont la pyramide des âges requiert une gestion sur le long terme pour éviter de léguer aux générations futures des assets en quantité importante qui pourraient très rapidement présenter des défaillances importantes.
- Investissements « Clients et autres » : Investissements qui font suite à des demandes de déplacement d'installation, de raccordement de client, de parc d'activité économique, de lotissement...

Comme toute découpe, celle-ci est purement conventionnelle. ORES s'est à chaque fois efforcée de reprendre en motivation principale ce qui lui paraissait l'élément le plus critique.

Section II.2 Investissements « Transition énergétique »

(a) Introduction

Partant de la définition de cette motivation, l'ensemble des politiques techniques qui visent à améliorer les capacités d'accueil des réseaux BT et HT y sont regroupées. L'approche relative à la BT est décrite de manière plus fine car celle-ci est la plus en rupture par rapport aux pratiques passées d'ORES.

(b) Réseau BT

(i) Ciblage des zones géographiques pour analyse d'investissement

Dans sa réponse à S&Co, ORES a exposé son approche.

ORES remarquait, sur la base d'études académiques⁸, que la vitesse de progression des nouvelles technologies et des marchés associés (d'abord les PV, maintenant les véhicules électriques) pouvait s'estimer à partir du profil socio-économique des clients, en commençant par les profils les plus aisés (c-à-d les personnes de la médiane supérieure des revenus)⁹. Elles diffusaient ensuite vers les autres profils. Afin de faire le lien entre ces profils et le réseau, une découpe géographique était nécessaire.

Le secteur statistique est le niveau territorial le plus détaillé utilisé par Statbel¹⁰ pour ses statistiques et ses publications. Les contours de ces secteurs sont également disponibles sur leur portail open data. La Belgique est ainsi découpée en zones, découpe qui, depuis 1981, est réalisée sur base de caractéristiques structurelles d'ordre social, économique, urbanistique ou morphologique. Il a été retouché pour l'Enquête socio-économique de 2001 afin d'épouser les modifications des limites communales et afin d'intégrer les grandes modifications de l'utilisation du sol. C'est donc une traduction sur le territoire d'une certaine réalité socio-économique. A partir du moment où des zones géographiques sont délimitées, il devient possible de les intégrer dans les études de planifications d'ORES et de faire ce lien.

Le territoire d'ORES reprend 7466 secteurs statistiques (sur 9874 secteurs statistiques wallons). Dans un souci d'efficacité, ces secteurs statistiques sont regroupés (cluster) selon plusieurs critères.

A chacun de ces clusters, ORES attribue une évolution différenciée des nouveaux usages de consommation et/ou de production mais également les rattache au réseau BT jusqu'à la cabine qui les alimente.

⁸ Par exemple

- Sovacool, B. K., Axsen, J., & Kempton, W. (2017). The future promise of vehicle-to-grid (V2G) integration: a sociotechnical review and research agenda. *Annual Review of Environment and Resources*, 42, 377-406.
- Sierzchula, W., Bakker, S., Maat, K., & Van Wee, B. (2014). The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption. *Energy Policy*, 68, 183-194.
- Li, W., Long, R., Chen, H., & Geng, J. (2017). A review of factors influencing consumer intentions to adopt battery electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 318-328.

⁹ C'est bien entendu une très forte approximation car les critères d'adoption d'un VE ou des PV sont multiples. Il est toutefois assez remarquable que cette catégorie en regroupe plusieurs comme, outre la capacité d'investissement, un niveau d'éducation plus élevé, être le public cible des premiums pour les VE, volonté de reconnaissance de leur image, etc. C'est notamment ce qui se retrouve sous le vocable de « theory of diffusion of innovation (DOI) » Voir à ce sujet Rogers, E. M. (2010). *Diffusion of innovations*. Simon and Schuster.

¹⁰ https://statbel.fgov.be/sites/default/files/files/opendata/Statistische%20sectoren/Secteur%20stat-FR_tcm326-174181.pdf

Courant 2020, après la réponse à S&Co, ORES a affiné les techniques de Cluster avec l'UCLouvain en cherchant un optimum qui s'est avéré être 4 regroupements reprenant les dimensions de densité de la population, des revenus (revenu imposable par habitant), et de la composition de ménage.

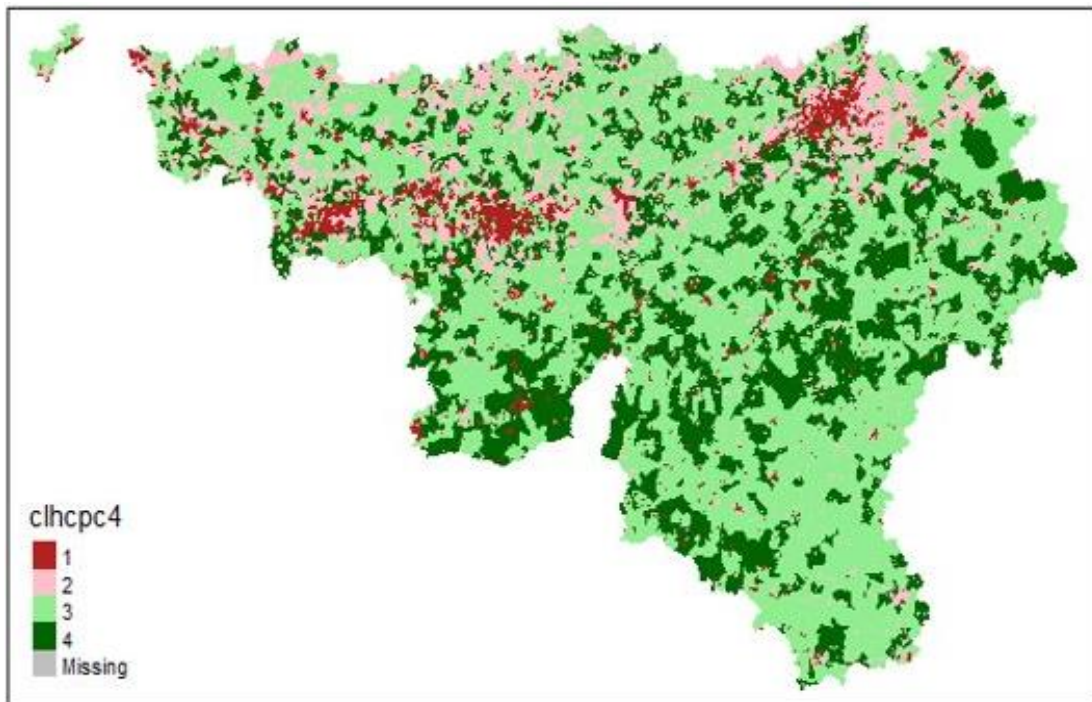


Figure 11 : Découpe des secteurs statistiques de la Wallonie en 4 clusters

Les clusters 2 et 4 correspondent généralement à des zones rurales et péri-urbaines. A ces clusters, ORES a ajouté les projections pour 2030 du nombre de VE repris à la première section du présent document. Le résultat de cette approche est une projection (qu'il faut prendre avec prudence) par circuit BT du nombre de VE et de PV attendu pour 2030 et 2050.

Les clusters 2 et 4 qui sont dans le Q3 du ratio VE/EAN (soit les clusters ayant un ratio VE/EAN supérieur à 75% des clusters wallons) sont considérés comme dignes d'analyse (appelé critique), soit 704 secteurs statistiques.

Bien que cette approche soit principalement orientée VE, ORES constate qu'elle reflète bien les plaintes BT avec ou sans PV (64% des plaintes sont dans un secteur statistique « Critique »). Dans le cadre de son plan industriel, ORES a donc retenu ce ciblage comme prioritaire pour répondre aux contraintes nouvelles tant des VE que du PV comme le montre la figure suivante.

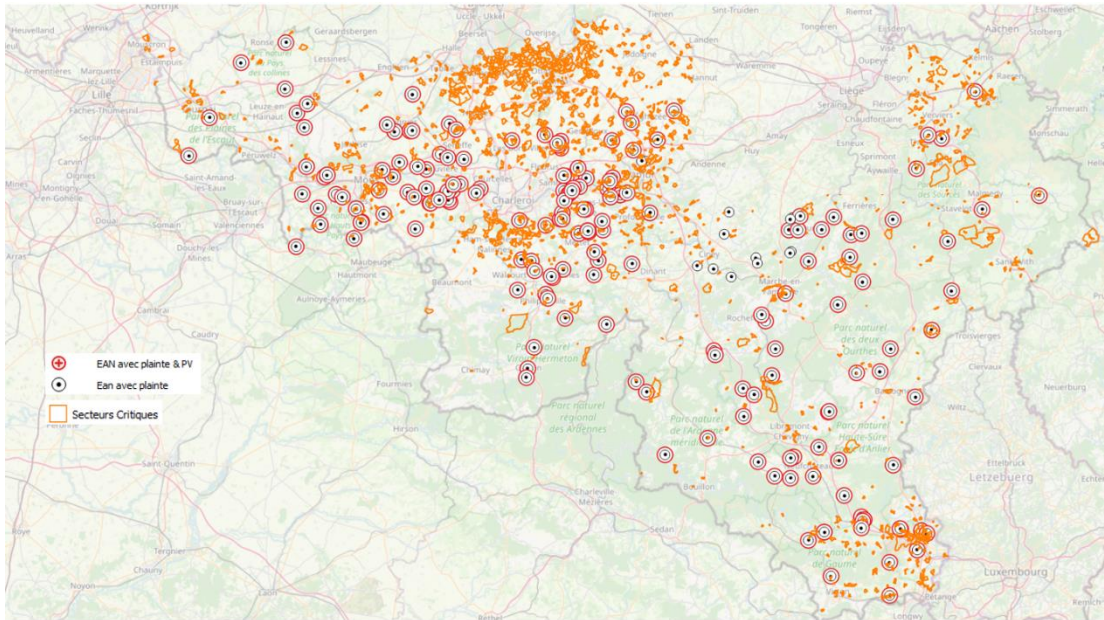


Figure 12 : Mapping entre plainte et secteur critique

Avec une moyenne de 3,5 cabines par secteur statistiques, les secteurs « critiques » correspondent à un peu plus de 10% du réseau d'ORES. Cela ne signifie pas que le reste du réseau ne va pas connaître des problèmes de congestions mais que ceux-ci seront moins probables d'ici 2030.

(ii) Etudes du réseau BT

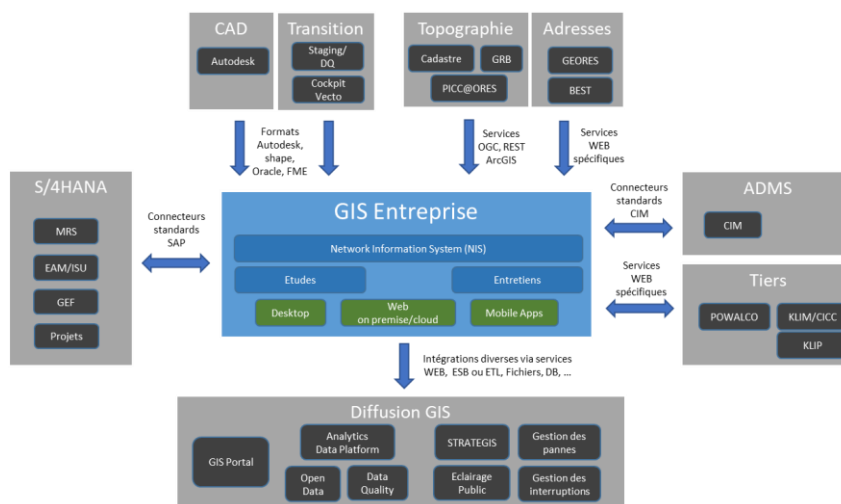
1) Généralités

ORES ne dispose pas à ce jour de la capacité de réaliser des études spécifiques sur l'ensemble de ses réseaux BT (pour tous les circuits BT) ni même sur ces zones prioritaires. Cet état de fait tient tout autant de la digitalisation très incomplète des circuits BT (il n'y a pas de « digital twin » en BT contrairement à la HT) que d'une connaissance statistique très partielle du comportement actuel des clients qui y sont raccordés (ORES a les SLP mais elles sont valables au niveau régional ou national (pas au niveau du circuit BT) et la pénétration des compteurs communicants est insuffisante et biaisée (car fonction de critères imposés par le décret et non pas techniques) pour l'affiner.

L'objectif d'ORES est bien de pouvoir réaliser ces études spécifiques sur l'ensemble du territoire dans les prochaines années et différents outils et méthodes sont actuellement en cours d'évaluation. Pour cela plusieurs démarches sont entreprises et décrites ci-dessous.

1. Comme expliqué dans le plan d'adaptation d'ORES (point 4.2.8.3 Programme Smart Grid), le GIS deviendra à terme l'application maîtresse et unique pour la description des réseaux, leurs topologies fines (le chemin par lequel passe l'électron ou la molécule de gaz) et les assets qui les composent, assurant ainsi une plus grande complétude et qualité des données nécessaires pour l'activation et l'utilisation de fonctionnalités avancées de gestion dynamique et prévisionnelle des flux d'énergie sur les réseaux. Comme présenté sur le schéma ci-dessous, le GIS d'entreprise aura une position centrale dans l'écosystème ORES. En outre, il jouera un rôle prédominant dans l'intégration et la

diffusion des données d'assets au sein et hors de l'entreprise. Sa mise en œuvre va démarrer cette année et produira progressivement ses effets. Une priorité aux réseaux BT sera bien évidemment apportée.



2. En parallèle de cela, des études statistiques sur base d'un échantillon toujours plus grand (et non biaisé) des données des compteurs communicants, vont permettre de mieux identifier le comportement des clients d'ORES.
3. En outre, pour ce qui est des charges futures de VE, ORES travaille activement sur la mise en place d'une plateforme wallonne (démarche intégrée au sein du programme « Marché ») permettant la gestion des données des différents points de recharge pour leur intégration dans le marché de l'énergie (connu sous le nom de Energy Roaming Operator et qui vous a été présenté courant 2022). Ceci afin de se préparer au rôle attribué au GRD par le projet de modification du décret électricité voté le 4 mai 2022. Dans un souci d'efficacité, ces démarches sont entreprises sur base d'un projet commun avec RESA.
4. Il est à noter que pour ce qui est des pompes à chaleur, les informations de base sont moins répandues. Il en résulte une difficulté pour appréhender cet usage. A part pour les nouveaux lotissements et pour les nouvelles constructions où cette technologie s'impose déjà, comme le présente CLIMACT dans son étude, la transition énergétique sur le besoin en chauffage sera décalée par rapport à celle de la mobilité. ORES restera bien entendu attentive, mais sur cette base il semble qu'elle dispose d'un peu plus de temps.
5. Enfin, le comportement des unités de production PV est bien connu maintenant, même si les différentes formes de partage d'énergie pourraient légèrement le modifier.

Pour l'établissement de son plan industriel et du plan d'adaptation, ORES a utilisé les éléments qui sont déjà en sa possession :

1. Une digitalisation du réseau BT d'une centaine de cabines et des circuits BT y afférents.
2. Les données de plusieurs centaines de compteurs communicants pour lesquels ORES a obtenu le mandat du client pour l'utilisation de leur courbe de charge, notamment dans le cadre de projets sur les communautés d'énergie, sur l'Internet de l'Energie ou lors du projet de déploiement de ces nouveaux compteurs.

3. Pour les VE :
 - a. La projection par circuit du nombre de VE qui permet l'utilisation de coefficients de foisonnements correspondant, ou
 - b. Les courbes de charge des GRD européens (p.ex. la brochure technique CIRED déjà citée au chapitre 2), ou
 - c. Des courbes de charges pour les simulations dans certains articles scientifiques.
4. Pour les pompes à chaleur : Simulateur basé sur des articles scientifiques.
5. Pour les PV
 - a. La projection par circuit du nombre de PV.
 - b. Les courbes de production historiques.

Avec ces éléments, ORES a testé 100 cabines reprises des secteurs statistiques prioritaires du chapitre 2. Les résultats sont repris ci-après. Sur cette base, ORES expliquera ensuite comment ces résultats sont traduits en termes d'approche technique et financière dans son plan industriel.

2) Simulations sur 100 cabines

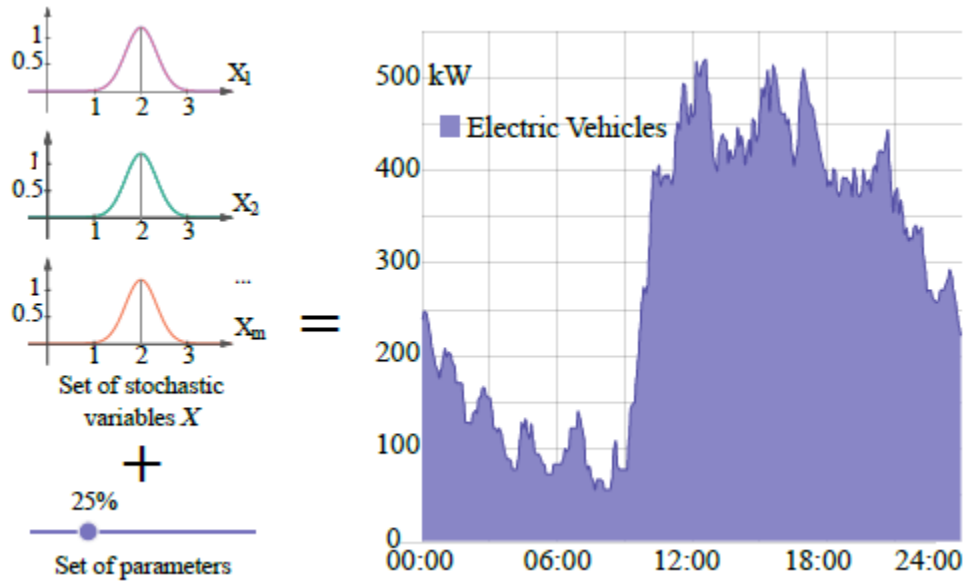
a) Présentation de l'outil Grid Scope

Les simulations ont été réalisées avec l'outil Grid Scope de Nexxlab¹¹ qui réalise des simulations réseau en appliquant des profils stochastiques de charge personnalisés (profil quart d'heure) auxquels des nouvelles charges et capacités de production, telles que les véhicules électriques et les panneaux photovoltaïques, sont ajoutées. En termes de calculateur de réseau, Grid Scope se base sur Pandapower (outil en open source) qui permet de déterminer les variations de tensions et courant sur le réseau.

Chacune des charges est modélisée pour représenter des comportements réels, en utilisant des distributions de probabilité provenant par exemple des SLP ou de bases de données de comptage existantes en open source, et combinées avec des paramètres affinés définis par l'utilisateur.

Les valeurs échantillonnées à partir des distributions de probabilité décrites précédemment génèrent des profils de comportement pour chaque client qui peuvent être regroupés dans un scénario. Pour les véhicules électriques, les différents facteurs sont : la distribution des modèles de chargeur, la distance parcourue et le temps de retour. Une méthodologie similaire est utilisée pour générer la charge de puissance pour les autres équipements.

¹¹ CIRED 2021 Conference, GRID SCOPE – AN ONLINE PLATFORM FOR BETTER DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING
Dr. Benoit Mattlet^{1*}, Dr. Xavier Bustamante Mparsakis¹, Olivier Piraux¹

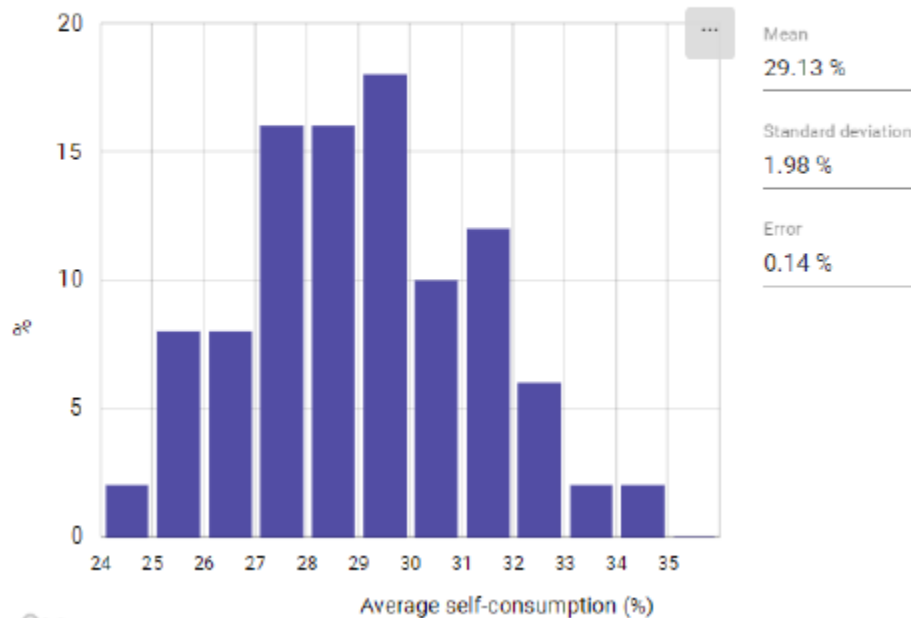


Pour un scénario donné, Grid Scope exécute plusieurs échantillonnages (jusqu'à plus de 1000) pour une configuration sélectionnée (méthode de Monte Carlo). La même méthode est appliquée pour les autres scénarios. Par conséquent, le calcul du flux de puissance est effectué sur les échantillons des scénarios qui ont été générés. Cela permet une analyse stochastique de tous les résultats de flux de puissance.

Une distribution de probabilité des résultats de flux de puissance respectifs est disponible pour chaque variable calculée de ces simulations. Par exemple, pour une configuration arbitraire, la figure suivante affiche la quantité calculée d'autoconsommation. L'analyse de la méthode de Monte Carlo fournit la distribution de probabilité de l'autoconsommation sur tous les scénarios calculés, et fournit également la moyenne de l'autoconsommation, son écart et l'erreur commise sur ces valeurs.

Monte Carlo analysis results

Self-consumption distribution



b) Présentations des simulations réalisées

Pour les simulations de 100 cabines, Nexxlab et ORES ont opté pour :

- Une simulation de 100 jours équivalents par scénario.
- Au niveau des scénarios.
 - Pointe de prélèvement hivernale avec 2 répartitions de puissance de chargeur.

3,7	7,4	11	22
0,9	0,08	0,02	0
0,4	0,5	0,08	0,02

- Pointe d'injection été.
- Le nombre de VE est celui des projections qu'ORES a faites pour le secteur statistique correspondant à la cabine HT/BT (uniquement les VE avec batterie, les hybrides n'ont pas été pris en compte).
- Les évènements de charge suivent les statistiques de déplacement et d'arrivée au domicile au niveau fédéral belge.
- Pour le PV, ORES a sélectionné les critères suivants :
 - un taux minimal de 23% (#PV/#EAN).
 - s'il y a déjà plus de 23% de PV, le taux devient 75%.
 - si le taux est supérieur à 75%, plus d'augmentation.
- Toutes les charges sont en triphasées, ce qui va donc sous-estimer les problèmes que nous rencontrerons dans la réalité.

- Les infractions sont définies comme étant :
 - Toute déviation de plus de 8% par rapport à la tension normale chez un client pendant un intervalle de 15 minutes. Ce chiffre est retenu car l'étude ne tient pas compte du câble de raccordement ni de la variation de la tension au niveau du réseau HT qui induit une déviation supplémentaire.
 - Tous les dépassements de plus 90% du courant admissible des câbles
- D'un point de vue de représentation des résultats et pour le classement des topologies :
 - « Vert » : moins de 4 infractions en moyenne par semaine hivernale (scénario 1 et 2) ou par semaine estivale (pour le scénario 3).
 - « Orange » entre 1 et 7h (entre 4 et 28 infractions).
 - « Rouge » plus de 7h (plus de 28 infractions).
 Pour la classification, pour une topologie donnée, c'est le pire résultat entre les scénarios 1,2 ou 3 qui est pris en compte.

Ces scénarios sont donc assez conservateurs par rapport aux conséquences sur le réseau et les clients.

Le classement des topologies est présenté dans l'annexe technique B.

De manière globale, ORES constate que :

- Pour les résultats des différentes topologies :
 - 54% sont en vert (ce qui représente quand même un nombre d'infractions par semaine inférieur à 4)
 - 11% sont en orange
 - 35% sont en rouge
- 97% des infractions sont des infractions de tension
- Les infractions sont concentrées sur les mêmes clients et dans les mêmes tranches horaires (soir pour les semaines hivernales et après-midi pour les semaines été)
- Très peu d'infractions en 400V

Une topologie particulière (cabine **3005744**) avec un ratio VE 31% et un taux de PV important 75% a été analysée pour voir l'impact d'une conversion en 400V. Alors que cette cabine rencontrait 185 infractions en hiver et 2599 infractions en été, plus aucune n'a été simulée quand le réseau passe en 400V. Cela démontre qu'une telle conversion vers un réseau bien équilibré est une réponse adéquate au problème lié à la transition énergétique.

3) Traduction des simulations en politiques techniques d'investissement

Les simulations présentées dans la partie précédente montrent que le réseau BT dans les zones prioritaires sera soumis à de fortes contraintes et que des investissements sont nécessaires sans attendre pour permettre à nos clients de s'inscrire dans la transition énergétique en conservant un haut niveau de qualité de service.

Il convient à ce stade de se rappeler que ces simulations n'ont porté que sur une partie des secteurs prioritaires et que les hypothèses prises sont optimistes si l'on les compare à d'autres études des GRD

voisins (Fluvius estime par exemple devoir renforcer 40% de son réseau BT). Toutefois, les enseignements suivants peuvent être tirés :

1. Le réseau 3,230 V n'a plus les réserves de capacité nécessaires pour accepter l'ensemble de la transition énergétique dans les zones où celle-ci sera rapide et disruptive. Dans les cabines avec le plus haut ratio VE/habitation (c'est-à-dire celle avec un taux de pénétration de plus de 30%), 11 cabines sont en 230 V et 11 sont en 400 V. Trois des cabines en 400V rencontrent des problèmes contre 5 cabines en 230V.
2. Les circuits BT ayant des sections qui ne permettent pas le transport de minimum 250 A conduisent à des congestions (soit une section inférieure à 95mm² Al ou 70 mm² Cu). 97% des problèmes surviennent sur ces sections de câbles.

Ne disposant pas de simulations pour l'ensemble du réseau, ORES a établi une grille de correspondance entre les différents éléments ci-dessus cités et sa base d'assets.

A l'intérieur des secteurs statistiques « critiques », ORES distingue les cabines/feeder qui :

- Priorité 1 : qui sont en 3,230 V.
- Priorité 2 : qui ont un régime de neutre IT.

Pour chacun des feeders et cabines de ces secteurs statistiques prioritaires, nous avons analysé la politique technique la plus optimale. Il en découle les variations de solutions ci-après décrites.

Pour les réseaux 3,230 V alimentant les secteurs statistiques prioritaires et pour lesquels un passage en 3N, 400 V combiné quand c'est nécessaire à une augmentation de la section permet globalement de résoudre les problèmes de capacité d'accueil (tant pour les VE que pour le PV), ORES a opté pour une approche pragmatique qui recherche toujours l'optimum technico-économique :

- Si le réseau 230 V a plus de 50 ans :
 - *Solution Technique appliquée* : Ce réseau est remplacé par un réseau 3N400V et les clients sont également convertis (conversion totale avec pose). Il convient dès lors de raccorder l'ensemble des clients de ces circuits en 3N, 400V et le cas échéant de convertir leur installation à cette nouvelle tension pour permettre la désaffectation de ce câble de plus de 50 ans.
 - *Identification des assets*
 - Réseau aérien :
 - ◆ Réseau aérien en 50 mm² cuivre (généralement trois conducteurs) car il combine l'ensemble des critères (faible section, 3 conducteurs) (149 525m).
 - ◆ Réseau aérien Aluminium avec section < 95 mm² (512 251 m).
 - Réseau souterrain :
 - ◆ Réseau à 3 conducteurs (73 227 m).
 - ◆ Réseau avec isolation papier plomb (14 920 m).

◆ Réseau à faible section (9 837 m).

- Si le réseau 230 V a un âge compris entre 25 et 50 ans :
 - *Solution technique appliquée* : un nouveau câble alimenté en 3N400 est posé en parallèle de l'infrastructure existante. Les clients passent progressivement, en fonction de leur demande, d'une alimentation à une autre jusqu'à atteindre une « masse critique » où l'ensemble des clients restant est converti et l'ancien câble désaffecté (politique dite de "couverture" en 400V). Dans ce cas-ci, les câbles de ces circuits ont des sections suffisantes et 4 conducteurs. Cette approche permet d'assurer aux clients demandeurs la capacité nécessaire sans devoir réaliser la conversion en 3N,400 V de l'ensemble des clients raccordés.
- Si le réseau 230 V a moins de 25 ans :
 - *Solution technique appliquée* : il est déjà compatible pour être alimenté en 3N400V (câble et ligne avec 4 conducteurs et la majorité des clients ont une installation intérieure convertible). Cette conversion est réalisée en une fois et les clients passent en 3N,400V sans pose d'un nouveau câble pour réduire les coûts d'investissement.

Quand une conversion est nécessaire, il y a également le renouvellement des branchements vétustes. Les transformateurs uniquement 230 V (à trois bornes au secondaire) sont également à remplacer. ORES a également prévu un budget forfaitaire pour la modification des installations intérieures triphasées si celles-ci ne sont pas compatibles. Ce forfait est fixé à 200 €/raccordement et 500 €/raccordement en triphasé, basé sur des expériences pilotes et des entrevues avec des électriciens.

Les quantités de cette politique technique sont présentés au tableau suivant (quantité totale sur l'ensemble de la période 2023-2038).

Type d'asset	Unité	Quantité	Budget
Réseau Aérien – Longueurs à poser pour conversion	m	512.251	37.512.142 €
Réseau Cuivre Nu vétuste à poser pour conversion	m	149.525	10.949.716 €
Réseau Souterrain à remplacer pour conversion	m	111.112	9.205.630 €
Branchements Aérien à remplacer suite CuNu	pc	1.775	634.953 €
Branchements Aérien à remplacer suite pose aérien	pc	16.205	5.796.853 €
Branchements Souterrain à remplacer suite pose	pc	5.247	10.713.692 €
Réseau Aérien – Longueurs à poser pour couverture	m	596.156	43.656.505 €
Réseau Souterrain – Longueurs à poser en couverture	m	468.482	38.804.459 €
Nbre d'EAN Tri 230V à convertir	pc	64.992	32.496.000 €
Nbre d'EAN Mono 230V à convertir	pc	39.272	7.854.400 €
Nbre de tableau TGBT à remplacer pour passer en 400 V	pc	2.362	17.067.908 €
Nbre de transfos à remplacer (3-4 bornes cab. IT)	pc	72	747.885 €
Total budget			215.440.143 €

Pour la période 2024-2028 (avec 2023 comme référence), cela se traduit par les enveloppes suivantes (volumes) :

Postes budgétaires	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Basse tension aérienne [m]	m	6.290	12.579	18.869	31.448	44.028	56.607	169.821
Basse tension souterraine [m]	m	2.898	5.796	8.694	14.490	20.286	26.082	78.246
Conversion branchements Mono	Pce	196	393	589	982	1.374	1.767	5.301
Conversion branchements Tri	Pce	325	650	975	1.625	2.275	2.925	8.775
TGBT remplacés	Pce	12	24	35	59	83	106	319
Rempl. raccordements BT (réseau aérien)	Pce	90	180	270	450	629	809	2.428
Rempl. raccordements BT (réseau souterrain)	Pce	26	53	78	131	184	236	708
Transformateurs	Pce	0	1	1	2	3	3	10

A la fin de la période 2024-2028, ORES aura réalisé 14% du volume estimé de travaux dans cette politique technique.

(iii) *Compteurs digitaux (smart meter)*

Les éléments qui précèdent sont le fruit de simulations et de prospectives. Il est essentiel pour ORES de pouvoir suivre ces évolutions et les conséquences sur son réseau.

ORES a acquis la certitude que ce suivi ne pourra se réaliser sans une pénétration suffisante des compteurs communicants qui permettent de comprendre les nouveaux comportements des clients vis-à-vis du réseau et d'avoir un relevé exhaustif de la qualité de tension.

En outre, plusieurs projets en cours, dont celui mené avec ODITE mais également des travaux à l'ULiège¹² montrent que cette connaissance affine la digitalisation du réseau BT en permettant de connaître les phases de raccordement de la clientèle. Cette connaissance permet un meilleur équilibrage du réseau et un meilleur suivi de la connectivité (relation entre point de raccordement – feeder BT – Cabine HT/BT).

De ces travaux, ORES a conclu qu'un taux de 80% de pénétration de compteurs digitaux à l'horizon 2030 devrait lui permettre de capturer ces bénéfices à terme.

Bien que cette approche soit directement liée à la transition énergétique, comme la CWaPE demande un suivi particulier pour ces investissements, ORES continuera à les suivre séparément.

¹² Voir la thèse de Frédéric Olivier et plus particulièrement son article Olivier, F., Ernst, D., & Fonteneau, R. (2017). Automatic phase identification of smart meter measurement data. In CIRED 2017.

(c) Réseau HT

(i) Câble de faible section

Les évolutions de charges en prélèvement sur le réseau HT sont bien entendus reliées à celles du réseau BT. Il y a également lieu de tenir compte de l'évolution des consommations industrielles où une plus forte composante électrique est attendue.

En outre, les injections de productions décentralisées vont continuer à croître (voir figure 8).

En conséquence, les câbles et lignes de faibles section vont constituer des goulots d'étranglement.

En termes de gain en efficacité, les dernières études réalisées ont mis en évidence, qu'en moyenne, il était possible de rationaliser l'infrastructure du réseau HT et d'atteindre un ratio de 0.9 entre les longueurs posées par rapport aux longueurs existantes.

ORES a donc considéré que les câbles HT à faible section devaient être remplacés pour 2038 :

Cela correspond à 1.697 km dont :

- Câble Cuivre avec une section $\leq 35 \text{ mm}^2$: 1.660 km
- Câble Alu avec une section $< 50 \text{ mm}^2$: 37 km

Soit un total de poses (compte tenu du facteur 0,9) de 1.527 km. Pour la période tarifaire 2024-2028, ORES a estimé une progression comme suit :

Poste budgétaire	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Haute tension souterrain	30.000	40.000	60.000	80.000	100.000	110.636

(ii) Tension d'exploitation inférieure à 10 kV

Le réseau d'ORES comporte encore quelques poches de réseau HT en 6 kV dans le Brabant Wallon et dans le Tournaisis. Cette tension implique le transport de courant important, ce qui constitue assez rapidement un risque de congestion (sans omettre l'impact au niveau des pertes techniques).

Depuis de nombreuses années, ORES prépare cette transition et il ne reste que 440 km de câble dont la tension d'isolement ne permet pas une conversion en 11 voire 15 kV. ORES estime qu'il est temps de parachever de manière volontariste cette conversion compte tenu des effets de la transition énergétique d'ici 2038.

De même, le matériel de coupure doit parfois être aussi remplacé (risque de claquage des isolateurs) ainsi que les transformateurs de puissance. Certains anciens raccordements de client HT doivent également être modifiés à la charge du GRD (leur contrat de raccordement historique ne prévoyant pas la conversion).

Les différentes quantités à remplacer pour 2038 sont à trouver dans le tableau suivant :

Type d'asset	Unité	Quantité	Budget
Matériel de coupure à remplacer	Pc (cabines)	26	1.564.563 €
Longueur de câble HT (tension isol < 11 kV)	km	397	62.074.920 €
Transformateurs réseau à remplacer	pc	128	1.329.576 €
Transformateurs client à remplacer	pc	32	913.942 €
Total budget			65.883.001 €

Pour la période 2023-2028, cela se traduit comme suit :

Type d'asset	Unité	Quantité	Budget
Matériel de coupure à remplacer	Pc (cabines)	6	452.064 €
Longueur de câble HT (tension isol < 11 kV)	km	117	18.294.120 €
Transformateurs réseau à remplacer	pc	30	311.620 €
Transformateurs client à remplacer	pc	12	281.788 €
Total budget			19.339.592 €

(iii) Raccordement de productions décentralisées

ORES a classé les investissements de raccordement de productions décentralisées importantes dans la motivation transition énergétique.

Y sont reprises les unités de plus de 5 MVA (TransHT) avec un budget annuel constant de 7.5 M€/an.

Section II.3 Investissements en résilience

(a) Introduction

Comme le montre la définition de cette motivation, ORES cherche à remplir deux objectifs : 1) réduire le nombre de défaillances et 2) permettre une remise en service plus rapide.

Ces 2 objectifs sont guidés par les constats suivants :

- La transition énergétique fait que l'énergie électrique prend une part plus importante pour les citoyens et les entreprises. Son « utilité » (au sens économique) est plus grande. Les impacts des défaillances auront des impacts plus grands pour les clients d'ORES notamment en ce qui touche leur mobilité (recharge des VE).

- Le réchauffement climatique tend à rendre plus fréquents les évènements météorologiques sévères (tempête, inondations, ...). Le consensus scientifique est que cette fréquence va encore augmenter (voir les rapports du GIEC).

(b) Réseau BT

Au niveau du réseau BT, force est de constater que c’est principalement le réseau aérien qui présente un risque élevé au niveau des évènements météorologiques et principalement ceux avec des conducteurs nus.

Pour les secteurs statistiques qui ne sont pas repris comme prioritaires, cela concerne 1.523 km de réseau et 38.075 branchements (calculé sur base historique d’un remplacement de 25 branchements par km de pose).

Pour la période 2024-28, ORES a réparti les quantités comme montré au tableau suivant :

Poste budgétaire	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Basse tension aérienne	m	75.000	80.000	90.000	100.000	100.000	98.000
Raccordements BT aériens	Pce	1.875	2.000	2.250	2.500	2.500	2.450

Pour ce qui concerne l’amélioration de la résilience par une diminution du taux de défaillance (**hors des secteurs statistiques prioritaires**), il est reconnu que les anciens câbles papier plomb sont en fin de vie technique.¹³ Ainsi, le second rapport cité montre que ces câbles BT sont particulièrement sensibles à l’humidité (la gaine extérieure devenant poreuse avec le temps), ce qui n’est pas le cas des câbles à isolation plastiques (PE ou PVC). La troisième référence indique que ce sont les accessoires (jonctions et dérivations) qui sont à l’origine d’une grande partie des défaillances. Or ces accessoires, comme les dérivations, sont sensibles au vieillissement causé par les différents cycles thermiques ce qui entraîne des séquences de dilatation et de constriction. Les résines contenues dans ces accessoires en vieillissant deviennent moins élastiques. Des espaces se forment et l’humidité peut s’introduire, dégradant l’isolation papier et causant un défaut. ORES a estimé que les câbles à isolation papier posés avant 1980 n’offrent plus une fiabilité suffisante et doivent être remplacés à la fin de 2038.

Cela concerne 202 km et 5 050 branchements à renouveler.

¹³ Quelques références

1) Nemati, H. M., Sant’Anna, A., Nowaczyk, S., Jürgensen, J. H., & Hilber, P. (2019). Reliability evaluation of power cables considering the restoration characteristic. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105, 622-631.
 2) Rowland, S. M., & Wang, M. (2008). Fault development in wet, low voltage, oil-impregnated paper insulated cables. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 15(2), 484-491.
 3) Zhou, C., Yi, H., & Dong, X. (2017). Review of recent research towards power cable life cycle management. *High Voltage*, 2(3), 179-187.

Pour la période 2024-28, cela se traduit par le tableau suivant :

Poste budgétaire	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Basse tension souterraine	m	5.000	7.500	10.000	12.500	13.000	14.000
Raccordements BT souterrains	Pce	125	188	250	313	325	350

(c) Réseau HT

(i) La fiabilisation des points d'interface entre ELIA et ORES

D'un point de vue criticité, les points d'interface avec ELIA sont les assets les plus importants d'ORES. De leur fiabilité dépend l'ensemble d'un feeder HT si ce n'est de l'interface toute entière.

En coordination avec ELIA, ORES a un plan de renouvellement du matériel qui permet à la fois de fiabiliser ces points d'interface, d'améliorer la sécurité de leur personnel respectif, et d'augmenter la capacité d'accueil du renouvelable. Pour ce dernier, l'augmentation de la puissance installée en renouvelable doit être suivie en termes d'apport en puissance de court-circuit. Comme actuellement, ce sont principalement des moyens de production avec de l'électronique de puissance (et non pas de alternateurs comme pour les cogénérations), cet apport est bien sous contrôle. C'est la raison pour laquelle ORES a opté pour la motivation « Résilience » plutôt que « Transition énergétique ».

Le programme d'investissement dans cette politique technique est bien connu de la CWaPE (voir tableau ci-dessous pour rappel).

Poste budgétaire	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Bies TCC	Pce	1	3	3	4	3	4
Cellules postes	Pce	26	34	54	42	31	66
Protections postes	Pce	34	40	73	53	40	70
Pose HTS ¹⁴	m	1950	2000	2800	3270	3500	2500

¹⁴ Pose HT pour transférer l'alimentation du feeder de l'ancienne cellule à la nouvelle.

(ii) *La smartisation du réseau*

Dans la définition de la résilience ORES a introduit la capacité de pouvoir rétablir rapidement en cas de défaillance. La smartisation du réseau, c'est-à-dire équiper le réseau de capteurs et de moyens de télécommande, entre parfaitement dans cette partie de la définition.

ORES a estimé que l'optimum de télécommande reprenait les éléments suivants :

- Les cabines équipées de disjoncteur doivent être télésignalées et télécommandables
- 1 cabine sur 5 sur un feeder HT doit être télésignalée et télécommandable

Pour réaliser ces télésignalisations et télécommandes (principalement pour les cabines équipées de disjoncteurs), un réseau fiabilisé de télécom est nécessaire. En effet, en cas de blackout total, les réseaux de communication commerciaux ne garantissent pas un fonctionnement au-delà de 4h.

D'un point de vue quantité et budget pour la période 2024-2028, il y a :

Poste budgétaire	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre de cabines de transformation	Pce	74	77	88	92	94	100
Bâtiments cabine¹⁵	Pce	8	8	10	10	8	6
Basse tension souterraine (sorties)	Pce	7.400	7.700	8.800	9.200	9.400	10.000
RTU's + no-break en cabine	Pce	74	77	88	92	94	100
Modems de communication & accessoires	Pce	74	77	88	92	94	100
Transformateurs MT/BT	Pce	8	8	10	10	8	6
Pose réseau gaine	m	125.000	125.000	125.000	125.000	125.000	125.000
Pose fibre optique	m	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Pose cable téléphonie	m	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000

¹⁵ L'ancien bâtiment cabine ne permet pas toujours l'installation du nouveau matériel et particulier pour la partie SMART

(iii) *La fiabilisation du réseau HT aérien*

Pour les mêmes raisons que celles évoquées pour la BT, le réseau aérien HT doit être fiabilisé.

Il faut cependant distinguer deux réalités géographiques et de densité de charge.

Au NORD du SILLON SAMBRE-MEUSE : (hors Namur & Luxembourg)

Il reste relativement peu de longueurs qui sont encore en aérien. Un enfouissement de la totalité des réseaux d'avant 1975 (tant en Cuivre qu'en Almelec) est envisageable. ORES a constaté lors de ces enfouissements qu'un point de sectionnement ou cabine sur 5 devait également être remplacé. Cela correspond à :

- Inventaire '21 HTA < 1975 : **428 km**
 - Longueur à remplacer HTS : $428 * 0,9 * 1,4 = 539 \text{ km HTS}$
 - Nbre cabines SECT + armoire : $539/5 = 108 \text{ cabines}$

Au SUD du SILLON SAMBRE-MEUSE :

Dans cette partie de la Wallonie, le réseau aérien est encore très important et est un optimum économique pour les territoires à faible densité de charge.

ORES a choisi une approche classique d'enfouissement des lignes en cuivre (considérant qu'un km de ligne est remplacé par 1.4km de câble auquel ORES applique le coefficient d'efficacité de 0.9). Cela donne le résultat suivant :

- Enfouissement TOTAL du CuNu UNIQUEMENT
 - Inventaire CuNu '21 : 446 km
 - Longueur à remplacer HTS : $446 * 0,9 * 1,4 = 562 \text{ km HTS}$
 - Nbre cabines SECT + armoire : $562/5 = 112 \text{ cabines}$

Par contre, quand il s'agit d'un réseau en ALMELEC, ORES a considéré que celui d'avant 1975 n'offrait plus la fiabilité attendue, particulièrement en cas de phénomène météorologique important. ORES a testé avec succès le placement d'un réseau aérien avec des conducteurs pré-assemblés isolés. Il est économique que 80% du réseau à remplacer le soit par cette technologie, le solde étant enterré. Ce qui donne en termes de quantité et budget¹⁶ :

- Inventaire '21 ALMELEC < 1975 : 590 km
 - Longueur à remplacer HTA : $80% * 590 * 0,9 = 425 \text{ km HTA}$
 - 850 poteaux (2/km)
 - Longueur à remplacer HTS : $20% * 590 * 0,9 * 1,4 = 149 \text{ km HTS}$
 - Nbre cabines SECT + armoire : $149/5 = 30 \text{ cabines}$

¹⁶ ORES est bien entendu consciente que cela demande des démarches de dérogation auprès de la CWaPE.

Pour la période 2024-2028, cette politique de fiabilisation du réseau aérien revient à :

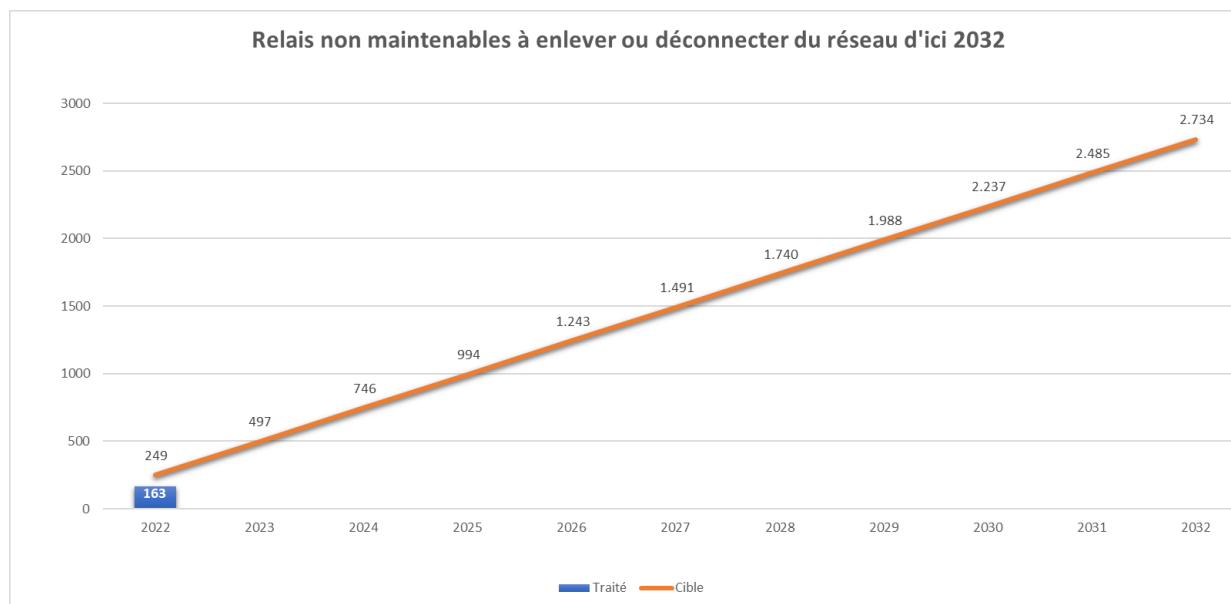
Poste budgétaire	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Remplacement haute tension aérienne	5.000	10.000	15.000	20.000	25.000	31.818
Poteaux	10	20	30	40	50	64
Enfouissement haute Tension aérienne	59.999	64.999	69.999	74.999	79.999	81.818
Nombre de cabines de transformation	12	13	14	15	16	16
Nombre de bâtiments (cabines transfo.)	12	13	14	15	16	16

(iv) La fiabilisation des relais de protection

Lors d'analyse de déclenchement sur le réseau HT, ORES a constaté que certaines familles de relais de protection ne fonctionnaient plus correctement. En effet, lors d'un défaut soit ces relais ne le détectent pas correctement soit leur ordre de déclenchement arrive trop tard au disjoncteur associé. Quand cela arrive, c'est la protection en amont qui interrompt le défaut causant une perturbation plus importante (plus de clients coupés) que si la protection avait fonctionné normalement.

ORES a identifié ces familles et prévu un programme de remplacement tel que montré ci-après.

Au total, plus de 2.500 relais de protection en postes/cabines doivent être remplacés d'ici 2032.



Les relais à remplacer sont quant à eux listés selon différentes priorités (technologie matériel, vétusté, relais direct/indirect...).

- Pour les relais dans les postes interfaces avec ELIA et assimilés : 200 relais par an (Prix unitaire : 9.077 €).
- Pour les relais dans les autres cabines : 50 relais par an (prix unitaire : 8.756 €).

Section II.4 Investissements « Vétusté »

On retrouve dans cette motivation les politiques techniques suivantes (quantité moyenne pour 2023-2038) :

- Politique d'entretien du réseau HT aérien : 1.825 km (entre 95 et 130 km /an).
- Politique de rénovation du matériel de coupure (arrêté royal et sécurité du personnel) : plus de 6.675 cabines concernées au total (une moyenne de 417 cabines/an).
- Remplacement de câbles souterrains BT (avant 1980) : 1.310 km et 32.750 branchements (soit 80 km/an et 2050 branchements/an).
- Remplacement de lignes aériennes BT (avant 1960) : 718 km et 17.950 branchements ((soit 45 km/an et 1125 branchements/an).
- Remplacement des transformateurs suites à la nouvelle législation (règlement (UE) 2019/1021 du Parlement européen et du Conseil du 20/06/2019) : minimum 850 transformateurs seraient potentiellement concernés (soit 53 transformateurs /an).

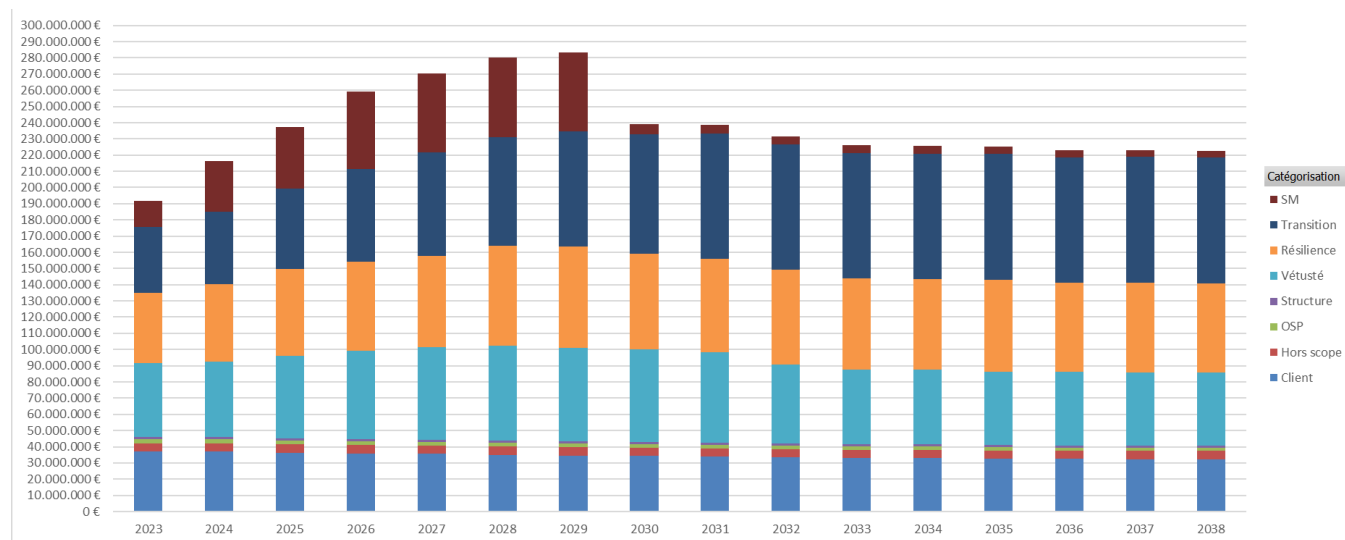
La CWaPE pourrait s'interroger sur la différence de date pivot entre les politiques techniques BT souterrain et BT aérien. En effet, ORES a estimé que le réseau BT souterrain était principalement présent en milieu urbain. Or, dans cet environnement, il y a eu beaucoup de travaux d'autres impétrants (comme les télécoms) ce qui tend à fragiliser ces liaisons. Il s'agit d'une politique « en bon père de famille » que de remplacer ces équipements après plus de 55 ans, soit largement après leur durée d'amortissement comptable. Les contraintes au niveau du réseau aérien sont moins fortes. Ces classes d'assets requièrent une gestion sur le long terme pour éviter de léguer aux générations futures des quantités importantes qui pourraient très rapidement présenter des défaillances importantes et dégrader brutalement la résilience des réseaux.

Section II.5 Investissements « Clients et autres »

Pour cette motivation ORES reprend les moyennes de volume d'investissements des années précédentes. Dans cette motivation, même si cela est assez anecdotique, ORES a également tenu compte de poses d'amélioration de la structure du réseau HT pour 10 km par an.

Article III. Synthèse du plan industriel

Compte tenu de l'ensemble des éléments et politiques techniques explicitées aux chapitres précédents, ORES arrive à un plan industriel en euros constants¹⁷ comme présenté à la figure suivante :



Ce plan industriel comprend en réalité deux périodes. La première (de 2024 à 2028) est une phase de progression qui répond à deux impératifs :

- Monter en régime les chaînes logistiques et les ressources humaines (en compétences et en nombres, en interne et en externe) dans un contexte où ces deux dimensions sont sous pression ;
- Disposer de meilleures informations (notamment grâce à la progression de la pénétration des compteurs communicants) sur l'impact réel de la transition énergétique notamment en ce qui concerne les besoins en chaleur (pompe à chaleur).

La seconde période (de 2029 à 2038) est celle de la stabilisation des investissements en réseau au niveau qui aura été atteint en fin de 2028 et à un niveau supérieur de 30% à celui de la période actuelle.

Pour la totalité de la période 2024-2028, l'augmentation cumulée des investissements est de 305 M€¹⁸ (soit 61 M€/an en moyenne tout en n'omettant pas que c'est sur une période de progression). Cette augmentation sur la totalité de 2024-2028 est de 31%. Dans l'annexe 7, nous présentons une série de benchmarking montrant que cette augmentation est tout à fait comparable à celle des autres GRD européens.

¹⁷ Par Euros constants, il faut comprendre que la référence est 2021.

¹⁸ Comme il s'agit d'euros constants, il faut voir cette augmentation comme une augmentation du volume de travail.

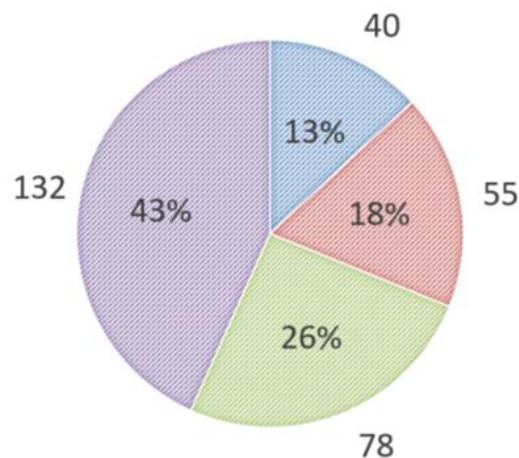
Pour comparer avec les périodes tarifaires précédentes, il n'est pas possible de faire parfaitement correspondre ces motivations d'investissements. Toutefois, globalement, en prenant 2023 comme étant représentatif du budget moyen de la période tarifaire 2019-2023, cette augmentation est principalement la conséquence de (par ordre d'importance) :

- Compteurs communicants
- Transition énergétique
 - Remplacement des faibles sections en HTS
 - Pour les secteurs statistiques prioritaires, accélération du remplacement du réseau BT et passage en 400 v (selon les modalités expliquées précédemment)
 - Conversion du réseau < 10 kV
- Résilience
 - Accélération de l'enfouissement HTA
 - Accélération du remplacement du réseau BT aérien cuivre nu
 - Smartisation du réseau
- Vétusté
 - Des rattrapages dans les remplacements de cabines HT/BT (matériel ouvert, Tyke, Magnefix MD).
 - Des investissements en BT souterrain.
 - Des remplacements de transformateurs suite à la nouvelle législation & relais de protection en postes et cabines.

En synthèse, les augmentations se répartissent comme suit :

ECART SUR L'ENSEMBLE DE LA PÉRIODE (EN M€)

■ Vétusté ■ Résilience ■ Transition ■ SM



Cette approche est pour ORES une alternative plus réaliste de l'évolution des besoins en investissement que les résultats d'un facteur FEC.

Dans l'annexe 7, ORES présente une série d'études montrant que cette augmentation est tout à fait comparable à celle des autres GRD européens.

En outre, ORES a donné en toute transparence dans le présent document l'ensemble des éléments de chiffrage. Il est demandé à la CWaPE de tenir compte de ces chiffres étayés pour fixer les CNC additionnelles, ou leur méthode de détermination, dans la Méthodologie Tarifaire 2024-2028.

Annexe technique A : Tableau des différents modèles de voitures électriques

Marque / Model	Battery capacity	Range NEDC	Range EPA	Range WLTP	conversion NEDC	Range ref	conso moyenne (kWh/km)
BMW i3 2014	22,00	190	130		68%	130	0,17
Chevrolet Spark EV 2015	18,40		132			132	0,14
Citroen C-Zero 2014	14,50	150	107			107	0,14
Fiat 500e 2015	24,00		140			140	0,17
Ford Focus electric 2015	23,00	162	122		75%	122	0,19
Honda FIT EV 2014	20,00		132			132	0,15
Jaguar i Pace 2018	90,00		480			480	0,19
Kia Soul EV 2015	27,00	212	150		71%	150	0,18
Mercedes B-class electric 2015	36,00	200	140		70%	140	0,26
Mitsubishi i-MiEV 2014	16,00	160	100		63%	100	0,16
Nissan Leaf (Visia) 2015	24,00	199	135		68%	135	0,18
Nissan Leaf (Acenta) 2016	30,00	250	172		69%	172	0,17
Nissan e-NV200 2015	24,00	170	121			121	0,20
Peugeot iOn 2014	14,50	150	107			107	0,14
Renault Zoe 2015	22,00	240	171			171	0,13
Renault Zoe R110	41,00		300			300	0,14
Smart fortwo ED 2014	17,60	145	109		75%	109	0,16

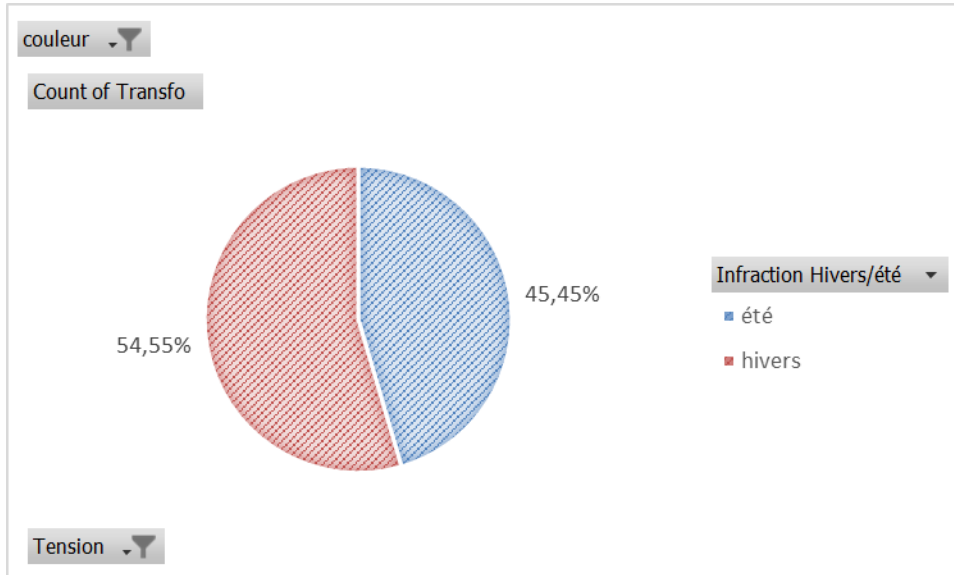
Tesla Model S 2015	85,00	502	426		85%	426	0,20
Volkswagen e-Golf 2015	24,20	190	134		71%	134	0,18
Volkswagen e-Up! 2013	18,70	160	114			114	0,16
Peugeot E 208	50,00			340		340	0,15
Peugeot E 2008	50,00			340		340	0,15
DS3 e-tense	50,00			340		340	0,15
Seat Mii Electric	36,80			260		260	0,14
Opel corsa e	50,00			330		330	0,15
Tesla Model Y	75,00			440		440	0,17
Polestar 2	78,00			450		450	0,17
Volvo XC40	78,00			400		400	0,20
VW ID Cross	83,00			500		500	0,17
Tesla Model S 2020	100,00		647			647	0,15
Audi Etron 2019	95,00			436		436	0,22
Ford Mustang Mach E	98,80			420		420	0,24
BMW i4	80,00			600		600	0,13
Porsche Taycan	93,40			463		463	0,20
SMart fortwo ED 2020	17,60			119		119	0,15

Annexe technique B : Résultats des simulations Nexxlab et classement des topologies

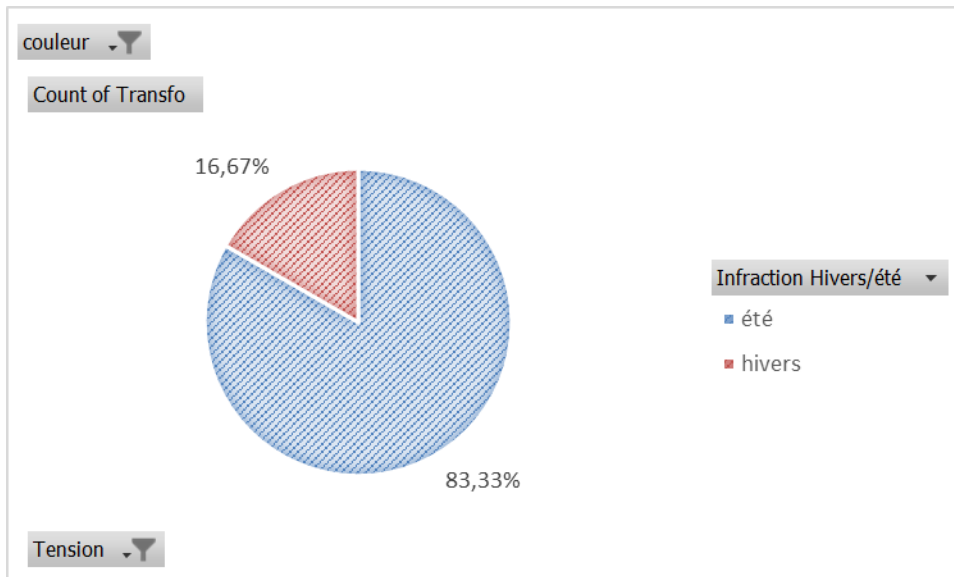
Aperçu des résultats

L'échantillon comprend 67% de cabines en 230 V et 33% en 400V.

Pour les cabines rouges, les problèmes principaux surviennent (d'une courte majorité) en hiver (effet de VE).



Pour les cabines oranges, les problèmes principaux sont largement en été (effet des PV).



90% des problèmes (cabines orange et rouge) sont exploitées en 230 V.

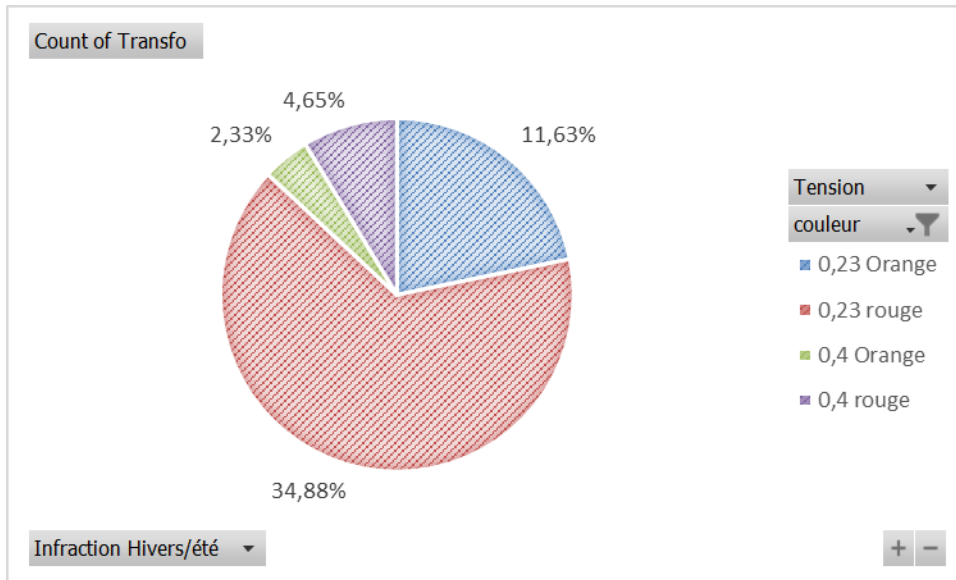


Tableau de classement

		Scénario A		Scénario B		Scénario C							
Tran sfo	Ten sion	sous- tension	sur- coura nt	sous- tension 2	sur- couran t2	sous- tension 3	sur- couran t3	sur- tensio n	infractions hebdomadaire (moyenne)	Colon ne11	infractions hebdomadaires (hiver)	infractions hebdomadaires (été)	infractions hebdomadaires (max)
5000 399	<u>0,23</u>	<u>69207</u>	<u>11983</u>	<u>72772</u>	<u>12298</u>	<u>5698</u>	<u>996</u>	<u>0</u>	<u>3144</u>		<u>5819</u>	<u>469</u>	<u>5819</u>
4030 128	<u>0,23</u>	<u>77625</u>	<u>458</u>	<u>82609</u>	<u>1080</u>	<u>18863</u>	<u>17</u>	<u>24327</u>	<u>4343</u>		<u>5662</u>	<u>3024</u>	<u>5662</u>
3009 535	<u>0,23</u>	<u>73464</u>	<u>0</u>	<u>80181</u>	<u>0</u>	<u>10582</u>	<u>0</u>	<u>7824</u>	<u>3333</u>		<u>5378</u>	<u>1288</u>	<u>5378</u>
4010 030	<u>0,23</u>	<u>5396</u>	<u>0</u>	<u>9371</u>	<u>0</u>	<u>232</u>	<u>3490</u>	<u>70529</u>	<u>2857</u>		<u>517</u>	<u>5198</u>	<u>5198</u>
3001 079	<u>0,23</u>	<u>15397</u>	<u>0</u>	<u>9524</u>	<u>0</u>	<u>1202</u>	<u>21</u>	<u>43509</u>	<u>2002</u>		<u>872</u>	<u>3131</u>	<u>3131</u>
3005 744	<u>0,23</u>	<u>2298</u>	<u>0</u>	<u>2974</u>	<u>0</u>	<u>403</u>	<u>0</u>	<u>36720</u>	<u>1392</u>		<u>185</u>	<u>2599</u>	<u>2599</u>
5002 981	<u>0,23</u>	<u>408</u>	<u>0</u>	<u>572</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>30647</u>	<u>1090</u>		<u>34</u>	<u>2145</u>	<u>2145</u>
3000 267	<u>0,23</u>	<u>119</u>	<u>0</u>	<u>26</u>	<u>0</u>	<u>81</u>	<u>147</u>	<u>29223</u>	<u>1033</u>		<u>5</u>	<u>2062</u>	<u>2062</u>
3002 181	<u>0,23</u>	<u>9</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>0</u>	<u>6</u>	<u>190</u>	<u>27663</u>	<u>975</u>		<u>1</u>	<u>1950</u>	<u>1950</u>
3001 680	<u>0,23</u>	<u>18089</u>	<u>0</u>	<u>23059</u>	<u>0</u>	<u>4755</u>	<u>3</u>	<u>16940</u>	<u>1480</u>		<u>1440</u>	<u>1519</u>	<u>1519</u>
3000 261	<u>0,23</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>168</u>	<u>13735</u>	<u>487</u>		<u>0</u>	<u>973</u>	<u>973</u>
3000 282	<u>0,23</u>	<u>79</u>	<u>0</u>	<u>424</u>	<u>0</u>	<u>59</u>	<u>0</u>	<u>11308</u>	<u>407</u>		<u>18</u>	<u>796</u>	<u>796</u>

<u>3007</u> <u>660</u>	<u>0,23</u>	<u>8029</u>	<u>4</u>	<u>14536</u>	<u>66</u>	<u>256</u>	<u>0</u>	<u>316</u>	<u>416</u>	<u>792</u>	<u>40</u>	<u>792</u>
<u>3002</u> <u>143</u>	<u>0,23</u>	<u>8427</u>	<u>0</u>	<u>8314</u>	<u>0</u>	<u>914</u>	<u>0</u>	<u>52</u>	<u>327</u>	<u>586</u>	<u>68</u>	<u>586</u>
<u>4013</u> <u>111</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2831</u>	<u>5352</u>	<u>286</u>	<u>0</u>	<u>573</u>	<u>573</u>
<u>3003</u> <u>604</u>	<u>0,23</u>	<u>7</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>6454</u>	<u>226</u>	<u>0</u>	<u>452</u>	<u>452</u>
<u>5000</u> <u>669</u>	<u>0,23</u>	<u>3812</u>	<u>45</u>	<u>4053</u>	<u>18</u>	<u>398</u>	<u>0</u>	<u>442</u>	<u>168</u>	<u>277</u>	<u>59</u>	<u>277</u>
<u>4053</u> <u>812</u>	<u>0,23</u>	<u>3705</u>	<u>0</u>	<u>2218</u>	<u>0</u>	<u>205</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>111</u>	<u>207</u>	<u>14</u>	<u>207</u>
<u>4031</u> <u>003</u>	<u>0,23</u>	<u>2929</u>	<u>19</u>	<u>2499</u>	<u>12</u>	<u>188</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>102</u>	<u>191</u>	<u>13</u>	<u>191</u>
<u>4040</u> <u>433</u>	<u>0,23</u>	<u>2537</u>	<u>0</u>	<u>2444</u>	<u>0</u>	<u>156</u>	<u>0</u>	<u>12</u>	<u>93</u>	<u>174</u>	<u>12</u>	<u>174</u>
<u>3000</u> <u>144</u>	<u>0,23</u>	<u>4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2409</u>	<u>84</u>	<u>0</u>	<u>169</u>	<u>169</u>
<u>3001</u> <u>094</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>7</u>	<u>2279</u>	<u>80</u>	<u>0</u>	<u>160</u>	<u>160</u>
<u>3002</u> <u>186</u>	<u>0,23</u>	<u>1330</u>	<u>0</u>	<u>2796</u>	<u>0</u>	<u>355</u>	<u>0</u>	<u>57</u>	<u>87</u>	<u>144</u>	<u>29</u>	<u>144</u>
<u>3002</u> <u>920</u>	<u>0,23</u>	<u>800</u>	<u>0</u>	<u>630</u>	<u>0</u>	<u>179</u>	<u>0</u>	<u>1278</u>	<u>76</u>	<u>50</u>	<u>102</u>	<u>102</u>
<u>3002</u> <u>190</u>	<u>0,23</u>	<u>2322</u>	<u>0</u>	<u>383</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>47</u>	<u>95</u>	<u>0</u>	<u>95</u>
<u>5000</u> <u>797</u>	<u>0,23</u>	<u>1817</u>	<u>28</u>	<u>806</u>	<u>18</u>	<u>26</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>48</u>	<u>93</u>	<u>2</u>	<u>93</u>
<u>5002</u> <u>429</u>	<u>0,23</u>	<u>1161</u>	<u>0</u>	<u>1497</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>47</u>	<u>93</u>	<u>0</u>	<u>93</u>

<u>4010</u> <u>255</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1008</u>	<u>35</u>	<u>0</u>	<u>71</u>	<u>71</u>
<u>4030</u> <u>129</u>	<u>0,23</u>	<u>957</u>	<u>0</u>	<u>905</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2</u>	<u>33</u>	<u>65</u>	<u>0</u>	<u>65</u>
<u>5050</u> <u>198</u>	<u>0,23</u>	<u>1067</u>	<u>0</u>	<u>598</u>	<u>0</u>	<u>202</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>36</u>	<u>58</u>	<u>14</u>	<u>58</u>
<u>3003</u> <u>497</u>	<u>0,23</u>	<u>60</u>	<u>180</u>	<u>457</u>	<u>837</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>27</u>	<u>54</u>	<u>0</u>	<u>54</u>
<u>5000</u> <u>339</u>	<u>0,23</u>	<u>13</u>	<u>0</u>	<u>106</u>	<u>0</u>	<u>463</u>	<u>0</u>	<u>93</u>	<u>22</u>	<u>4</u>	<u>39</u>	<u>39</u>
<u>4013</u> <u>666</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>552</u>	<u>19</u>	<u>0</u>	<u>39</u>	<u>39</u>
<u>4031</u> <u>527</u>	<u>0,23</u>	<u>834</u>	<u>0</u>	<u>92</u>	<u>0</u>	<u>20</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>17</u>	<u>32</u>	<u>1</u>	<u>32</u>
<u>3001</u> <u>535</u>	<u>0,23</u>	<u>192</u>	<u>0</u>	<u>722</u>	<u>0</u>	<u>156</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>21</u>	<u>32</u>	<u>11</u>	<u>32</u>
<u>5000</u> <u>014</u>	<u>0,23</u>	<u>105</u>	<u>9</u>	<u>21</u>	<u>16</u>	<u>383</u>	<u>5</u>	<u>0</u>	<u>16</u>	<u>5</u>	<u>27</u>	<u>27</u>
<u>4013</u> <u>115</u>	<u>0,4</u>	<u>566</u>	<u>0</u>	<u>120</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>12</u>	<u>24</u>	<u>0</u>	<u>24</u>
<u>3000</u> <u>120</u>	<u>0,23</u>	<u>213</u>	<u>0</u>	<u>184</u>	<u>0</u>	<u>251</u>	<u>0</u>	<u>4</u>	<u>16</u>	<u>14</u>	<u>18</u>	<u>18</u>
<u>3000</u> <u>327</u>	<u>0,23</u>	<u>35</u>	<u>0</u>	<u>97</u>	<u>4</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>225</u>	<u>10</u>	<u>5</u>	<u>16</u>	<u>16</u>
<u>3008</u> <u>940</u>	<u>0,23</u>	<u>349</u>	<u>0</u>	<u>29</u>	<u>0</u>	<u>40</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>13</u>	<u>3</u>	<u>13</u>
<u>5000</u> <u>108</u>	<u>0,23</u>	<u>6</u>	<u>0</u>	<u>21</u>	<u>0</u>	<u>126</u>	<u>0</u>	<u>12</u>	<u>5</u>	<u>1</u>	<u>10</u>	<u>10</u>
<u>4013</u> <u>600</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>120</u>	<u>0</u>	<u>4</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>8</u>

<u>3001</u> <u>638</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>118</u>	<u>4</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>8</u>
<u>5050</u> <u>901</u>	<u>0,23</u>	<u>51</u>	<u>0</u>	<u>148</u>	<u>0</u>	<u>9</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>4</u>	<u>7</u>	<u>1</u>	<u>7</u>
<u>5002</u> <u>567</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>72</u>	<u>0</u>	<u>127</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>3</u>	<u>7</u>	<u>0</u>	<u>7</u>
<u>5000</u> <u>899</u>	<u>0,23</u>	<u>82</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>65</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>4</u>	<u>3</u>	<u>5</u>	<u>5</u>
<u>5000</u> <u>361</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>36</u>	<u>0</u>	<u>54</u>	<u>11</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>1</u>	<u>3</u>
<u>3000</u> <u>146</u>	<u>0,23</u>	<u>6</u>	<u>0</u>	<u>60</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>2</u>
<u>3002</u> <u>182</u>	<u>0,23</u>	<u>9</u>	<u>0</u>	<u>54</u>	<u>0</u>	<u>7</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>0</u>	<u>2</u>
<u>4031</u> <u>788</u>	<u>0,23</u>	<u>24</u>	<u>0</u>	<u>10</u>	<u>0</u>	<u>26</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>2</u>
<u>4021</u> <u>435</u>	<u>0,23</u>	<u>2</u>	<u>0</u>	<u>35</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>1</u>
<u>5001</u> <u>003</u>	<u>0,23</u>	<u>24</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>1</u>
<u>4010</u> <u>417</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>6</u>	<u>0</u>	<u>5</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
<u>5000</u> <u>518</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>11</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4010</u> <u>418</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>3</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>3001</u> <u>326</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>3000</u> <u>196</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>

<u>4031</u> <u>014</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4013</u> <u>668</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>3000</u> <u>350</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>3007</u> <u>106</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4013</u> <u>667</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5002</u> <u>388</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5000</u> <u>562</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4013</u> <u>051</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5000</u> <u>051</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5000</u> <u>383</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5002</u> <u>049</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4031</u> <u>846</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4021</u> <u>561</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>5002</u> <u>582</u>	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>4052</u> <u>573</u>	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>

4013 672	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5002 343	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5002 008	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5050 077	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
4031 515	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5002 568	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5001 915	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
3000 115	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
3002 206	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5010 546	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
4053 944	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
3001 594	<u>0,23</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
4013 078	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5001 973	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
5000 625	<u>0,4</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>

<u>5000</u> <u>591</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>5051</u> <u>044</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>5051</u> <u>575</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>3000</u> <u>145</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>3005</u> <u>749</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4013</u> <u>603</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>3002</u> <u>325</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4013</u> <u>164</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4013</u> <u>403</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4013</u> <u>404</u>	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4031</u> <u>793</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>5002</u> <u>333</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>4030</u> <u>138</u>	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Annexe 7 - Benchmarking investissements

Pertinence du plan industriel ORES (électricité) par des éléments de benchmark au niveau européen

1. Introduction

ORES n'est pas le seul gestionnaire de réseau de distribution (GRD) à avoir réalisé un exercice de traduction des ambitions climatiques européennes sur son territoire et une analyse des impacts de ces ambitions sur son réseau de distribution¹. De nombreux autres GRD européens se sont lancés dans une démarche similaire : **Fluvius** en Flandre, mais aussi les GRD de 10 autres pays européens via le bureau de consultance **Monitor Deloitte** (mandaté par la coupole européenne « EDSO for Smart Grids ») le soulignent.

Un rapport du consultant Arthur D Little daté d'avril 2022 (intitulé « *Disruption is now* ») souligne le rôle crucial et critique des entreprises de réseaux dans l'atteinte des objectifs de décarbonisation.

« The mission then for energy grid firms is to create future-proofed energy infrastructures that can accommodate a wide range of technologies such as intermittent and decentralized generation ...the decisions these operators make will not only have massive investment implications ...many DSOs more than doubling their Capex in their new strategic plans.... »

Ces différentes études ont chiffré le taux d'accroissement des investissements nécessaires pour assurer la transition énergétique conformément aux engagements climatiques pris au niveau européen. Toutes arrivent à la même conclusion :

- L'accroissement des capacités de production de sources d'énergie renouvelable à raccorder au réseau et l'augmentation des usages électriques (comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur permettant un passage des énergies fossiles vers des énergies d'origine renouvelable) conduisent à une croissance de la consommation finale d'électricité ;
- Par conséquent, le surcroît d'électricité amené à transiter dans le futur via les réseaux de distribution exige une augmentation, un renforcement et une « smartisation » de ces derniers.

Tant l'étude de Fluvius que celles de Deloitte et Arthur D Little concluent à la nécessité d'augmenter significativement (entre 50 et 70%) les investissements sur le réseau électrique par rapport à la décennie précédente pour rendre possible la transition énergétique. On peut donc dire qu'au regard de ces études, **l'impact de la méthodologie tarifaire 2024-2028 sur la capacité des GRD wallons à réaliser les indispensables investissements liés à la transition énergétique est particulièrement stratégique pour la Région wallonne.**

¹ Etude du cabinet conseil Climact (2022).

2. Le nouveau contexte européen

En 2015, l'Accord de Paris marque un tournant historique avec l'engagement global de la communauté internationale pour un monde neutre en carbone d'ici 2050. C'est lors de cette COP21 (Conference Of Parties) que les différents pays ont pris des engagements en termes de décarbonation. L'Europe s'y est montrée particulièrement ambitieuse.

En effet, dans son « 2030 Climate and Energy Framework », l'Europe s'est engagée dès 2015 à :

- Une réduction de 40% de ses émissions de CO₂ par rapport au niveau de 1990 ;
- 32% de part d'énergies renouvelables ;
- Au moins 32.5% d'efficacité énergétique.

En septembre 2020, la Commission européenne a revu ces objectifs à la hausse avec son « European Green Deal² » et s'est engagée à réduire ses émissions de CO₂ non pas de 40%, mais de 55% d'ici 2030 par rapport à l'année 1990. Cette nouvelle ambition, revue à la hausse, n'est pas sans conséquences pour les objectifs wallons (concrétisés dans le Plan Air Climat Énergie, soit le « PACE ») et pour les investissements que les GRD vont devoir réaliser dans la modernisation et le renforcement de leurs réseaux de distribution. En effet, une telle ambition en termes de décarbonation exige plus des réseaux électriques au cœur du système énergétique, ces réseaux devant être (i) modernisés et renforcés, (ii) prêts à accueillir davantage de production d'énergie renouvelable intermittente et délocalisée, et (iii) capables de répondre à une consommation accrue (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.).

Plus récemment, dans sa Communication du 18 mai 2022, la Commission européenne, à la demande du Conseil européen, a présenté son plan « REPowerEU » visant à rendre l'Europe indépendante des combustibles fossiles russes bien avant 2030. En effet, les nouvelles réalités géopolitiques (invasion de l'Ukraine par la Russie) obligent l'Europe à accélérer radicalement la transition vers une énergie propre (plus d'électrification et d'énergies renouvelables), à accroître l'indépendance énergétique de l'Europe vis-à-vis des fournisseurs peu fiables et des combustibles fossiles volatils (plus de diversification des sources d'approvisionnement) et à réaliser plus d'économies d'énergie.

C'est pourquoi la Commission propose de faire passer à **45%** l'objectif actuel de l'UE à l'horizon 2030 en matière d'énergies renouvelables. Cela porterait la capacité totale de production d'énergies renouvelables à **1 236 GW** d'ici à 2030, et non plus à **1 067 GW** d'ici à 2030, comme envisagé dans le paquet « FIT 55 ». En matière d'énergies renouvelables, il s'agirait de stimuler encore plus le déploiement de l'énergie photovoltaïque et viser à mettre en service, d'ici à 2025, plus de **320 GW** d'énergie solaire photovoltaïque nouvellement installée, soit plus de deux fois le niveau actuel, et près de **600 GW** d'ici à 2030.

En matière de mobilité la Commission voudrait également prendre des mesures plus drastiques et alors qu'on attendait initialement la fin des voitures neuves à moteur thermique pour 2040, l'échéance a finalement été avancée de cinq ans. En juin 2022, le parlement européen a soutenu la révision des normes d'émission de CO₂ pour les véhicules particuliers et utilitaires légers neufs, dans le cadre du paquet « Fit 55 pour 2030 ».

Le texte adopté³ qui constitue le mandat de négociation du Parlement avec les États membres, exprime le soutien des députés à la proposition de la Commission visant à atteindre une mobilité

² Pacte vert pour l'Europe.

³ <https://www.europarl.europa.eu/news/fr/press-room/20220603IPR32129/soutien-a-l-objectif-de-zero-emission-pour-les-voitures-et-camionnettes-en-2035>.

routière à émission nulle d'ici à 2035 (un objectif de réduction de 100% des émissions pour l'ensemble de la flotte de l'UE par rapport à 2021 pour les voitures particulières neuves et les véhicules utilitaires légers neufs). Des objectifs intermédiaires de réduction des émissions d'ici à 2030 seraient fixés à 55% pour les voitures et 50% pour les camionnettes.

Quel que soit l'âge du réseau des pays, le niveau des ambitions en termes de renouvelable et d'usages électriques, le taux d'avancement du déploiement des compteurs communicants, les conclusions des différentes études européennes menées jusqu'ici aboutissent toujours au même constat : **la transition énergétique nécessite d'importants investissements supplémentaires dans le réseau.**

3. L'étude de Deloitte (Europe)

Au sein d'EDSO for Smart Grids (couple des GRD européens d'électricité) et en collaboration avec Eurelectric (l'association sectorielle qui représente les intérêts communs de l'industrie de l'électricité au niveau européen), des GRD de 10 pays différents⁴ ont commandité une étude à Monitor Deloitte sur le chiffrage de l'investissement nécessaire dans les réseaux électriques pour atteindre les ambitions européennes précitées. Sur la base de données empiriques de ces 10 pays, l'étude datée de janvier 2021 a pu réaliser, par extrapolation, une évaluation des investissements nécessaires sur les réseaux d'électricité européens. Elle conclut à un besoin d'investissement de 375 à 425 milliards d'euros jusqu'en 2030. En avril 2021, ORES a fait appel à Monitor Deloitte pour actualiser l'étude au cas particulier du GRD wallon. L'application du modèle développé par le consultant confirme les conclusions d'un important besoin d'investissements complémentaires (cfr rapport Deloitte annexé).

En effet, tout comme dans l'étude commandée par ORES à Climact, le rôle central joué par les réseaux de distribution dans la transition énergétique est mis en avant. Les GRD vont être un des piliers d'un marché de l'énergie moins dépendant des ressources fossiles. L'étude conclut également que pour avoir des réseaux adaptés aux besoins d'un système électrique de plus en plus décarboné, décentralisé et numérisé, « ***il est urgent d'accélérer les investissements dans les réseaux de distribution européens*** ».

En conclusion, l'étude a calculé **la nécessité d'augmenter les investissements dans les réseaux de 50 à 70% dans les années 2020 par rapport à la décennie précédente**. Il est à noter que ce type d'investissements génère d'autres avantages sociétaux, comme par exemple la création d'emplois locaux.

L'étude d'Arthur D. Little met en exergue les mêmes éléments de conclusions.

Une part importante de ces besoins d'investissement est liée à la transition énergétique en cours : d'une part, les extensions et les remplacements liés à l'intégration des énergies renouvelables variables telles que le solaire et l'éolien, et d'autre part, l'électrification progressive de l'industrie, des transports et des bâtiments.

Concrètement, au niveau européen (EU27), cela signifie :

- **Plus qu'un doublement de la capacité installée en termes de renouvelable** : quelque 510 GW de nouvelles capacités de renouvelable installées, ce qui fera un total de près de 940 GW

⁴ Allemagne, France, Italie, Espagne, Pologne, Suède, Hongrie, Danemark, Portugal, Irlande.

installés en 2030 (et au niveau européen près de 70% seront connectés au réseau de distribution⁵). Sur le territoire où opère ORES, Climact évoque un doublement de la production renouvelable entre 2021 et 2030. Au niveau européen, les résultats sont variables d'un pays à l'autre : l'étude Deloitte calcule par exemple, entre 2017 et 2030, une croissance de ces capacités variant entre 55% de croissance pour des pays comme l'Allemagne à 300% pour le Danemark.

- **Une forte évolution de la demande d'électricité** au niveau de l'EU27, avec une augmentation moyenne de 1,8%/an⁶ entre 2017 et 2030. Au terme de cette période, la prévision de demande totale est estimée à 3530 TWh avec quelque 50 à 70 millions de véhicules électriques (25% du parc passagers⁷), 40 à 50 millions de pompes à chaleur et des processus industriels progressivement électrifiés. Alors qu'au niveau européen, Monitor Deloitte a extrapolé une croissance de la consommation finale d'électricité de plus de 40% entre 2020 et 2030, ORES a été plus mesurée dans ses perspectives d'investissements en se projetant sur une croissance de 24% seulement. En ce qui concerne le taux de pénétration des véhicules électriques d'ici 2030, les études de Climact et Deloitte obtiennent des résultats convergents : 33% selon Climact en Wallonie et 25% selon Deloitte au sein des différents pays européens précités.

Une maîtrise des demandes de pointe grâce à des programmes de flexibilité a été prise en compte dans le calcul des investissements nécessaires sur le réseau afin d'optimiser ces derniers.

Le réseau de distribution électrique est clairement au centre de ce défi dans la mesure où :

- Son infrastructure permet plus d'électrification.
- Les unités renouvelables se connectent majoritairement au réseau de distribution et pas au réseau de transport.
- Il endosse un rôle de facilitateur pour la flexibilité et la gestion de la demande.

...

Enfin, la modernisation des infrastructures est également à analyser à l'aune de leur vieillissement. L'étude de Deloitte révèle qu'environ un tiers des réseaux de l'UE a déjà plus de 40 ans. Cette proportion devrait dépasser les 50% d'ici à 2030. Pour ORES, la moyenne d'âge des équipements est de 36 ans pour le réseau BT et 31 ans pour le réseau HT, mais il y a de grandes disparités. Par exemple, le réseau HT aérien a une moyenne d'âge de 42 ans.

Le bureau de consultance Deloitte Monitor a identifié 3 catégories d'investissement des GRD indispensables dans les années à venir afin de :

1. *Planifier & optimiser les investissements à réaliser*
 - a. *Anticiper et optimiser les investissements : connaître et surveiller son réseau est essentiel pour anticiper les besoins d'investissement et optimiser la planification, etc.*
 - b. *Faciliter l'exécution des investissements : réduire le temps d'exécution, etc.*
2. *Assurer la sécurité d'approvisionnement et l'automatisation ce qui suppose les éléments suivants :*

⁵ Chez ORES c'est en moyenne 85,7% (85% de l'hydraulique, 76,5% de l'éolien, 83% de cogénération et 100% du photovoltaïque).

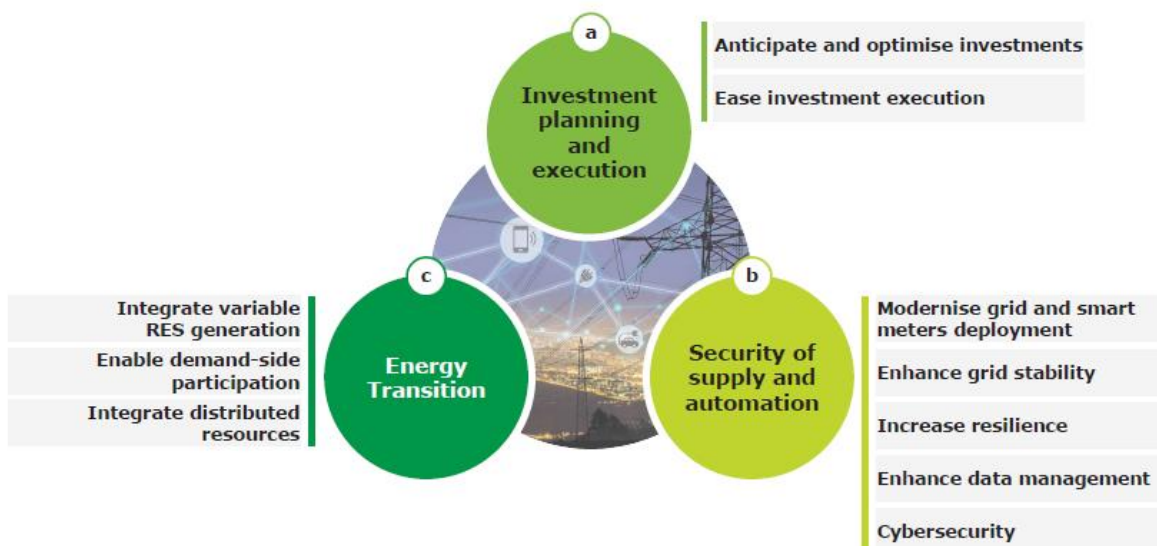
⁶ La fourchette de croissance est comprise entre 0.7% de croissance par an pour l'Italie et 6,1% pour le Danemark.

⁷ Les hypothèses variant d'un pays à l'autre, allant de 6% de pénétration en Hongrie à 67% au Danemark.

- *Moderniser le réseau et déployer les compteurs intelligents : atténuer l'obsolescence technologique, augmenter la connaissance des besoins et du comportement du consommateur et du réseau BT, permettre la flexibilité (par exemple, flexibilité de la production, flexibilité des batteries EV).*
 - *Améliorer la stabilité du réseau : réduire la saturation des équipements, contrôler l'instabilité du réseau BT, les déséquilibres du réseau, etc.*
 - *Améliorer la résilience : garantir la qualité de l'approvisionnement lorsque les catastrophes naturelles et les phénomènes météorologiques extrêmes se multiplient.*
 - *Améliorer la gestion des données : collecter, valider, stocker, protéger et traiter efficacement de grandes quantités de données.*
 - *Améliorer la cybersécurité : protection contre les cyberattaques de plus en plus nombreuses et sophistiquées.*
3. *Permettre la transition énergétique : les GRD doivent relever de nouveaux défis pour intégrer des quantités massives de nouvelles énergies renouvelables et de RED, et la flexibilité :*
- *Contrôler les déséquilibres du réseau dus à une plus grande pénétration des sources d'énergies renouvelables intermittentes, etc.*
 - *Intégrer les ressources de plus en plus décentralisées qui nécessitent une numérisation des données, etc.*
 - *Permettre la participation des clients et donc la gestion de la demande : gérer l'augmentation de la demande de pointe, etc.*

2 Power distribution grids are facing several challenges regarding investments, security of supply and automation, and the Energy Transition

Main power grid challenges



L'autre variable déterminante est le taux de pénétration des compteurs communicants (smart meters) qui permettra d'augmenter l'observabilité du réseau, d'offrir des services de flexibilité qui permettent une gestion de la demande et donc une optimisation des investissements. L'étude Deloitte montre

que **40% des investissements nécessaires sont alloués à ces derniers types d'investissement dits de modernisation, digitalisation et déploiement des compteurs communicants.**

À cet égard, la Wallonie est très en retard par rapport à ses pays voisins dans le déploiement des compteurs communicants et l'impact de cette variable risque d'être conséquent sur les besoins en investissements.

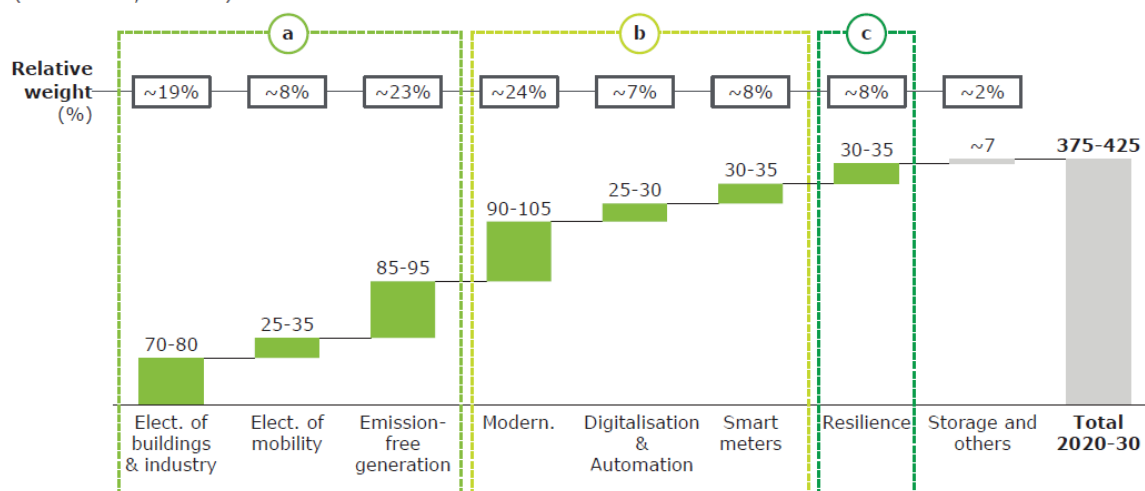
Enfin, des investissements pour rendre le réseau plus résilient face aux conséquences du changement climatique et dans la cybersécurité sont également nécessaires.

En conclusion, les investissements prévus augmentent de 50 à 70% en raison de l'électrification, l'intégration des renouvelables et la digitalisation. Cela correspond à une fourchette de 375-425 milliards d'euros au niveau européen pour un scénario dit « cost efficient » qui tient compte des mesures de flexibilité.

La distribution des sources de cette fourchette de coûts pour les investissements nécessaires d'ici 2030 est présentée ci-dessous. L'étude fournit pays par pays les détails sur une base d'analyse chiffrée et détaillée.

3 Distribution grids will require 375-425 €bn of investments during 2020-2030 in EU27+UK

EU27+UK DSO investments in power distribution grids breakdown per relevant investment drivers
(nominal €bn; 2020-30)

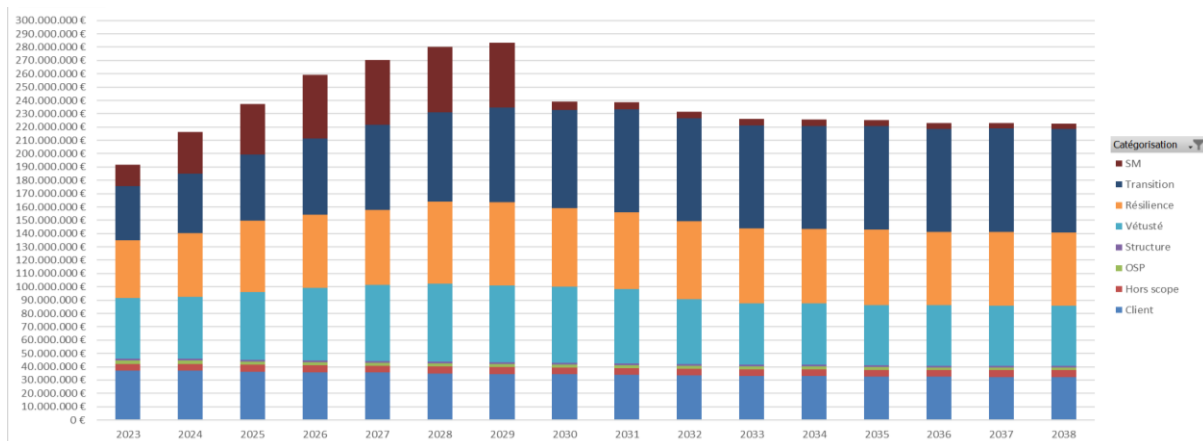


We consider cost-effectiveness in our scenario through load flexibility measures, e.g. smart EV charging (i.e. diversified EV charging) reducing the economic impact of electrification of mobility

La Wallonie étant fortement en retard par rapport aux autres pays européens en terme de déploiement de compteurs communicants, la part de budget consacrée aux « smart meters » sera proportionnellement plus conséquente.

Le plan industriel élaboré par ORES reflète ces résultats. Le graphique⁸ ci-joint traduit ce plan par catégorie de familles d'investissements et la similitude est marquante.

⁸ Le lecteur est renvoyé à l'« Annexe 6 - Proposition alternative au chiffrage des investissements nécessaires » où les détails de ce plan industriel sont détaillés.



4. L'étude de Fluvius (Flandre)

Pour la première fois, Fluvius (en Flandre) est passé d'un plan d'investissement sur 3 ans à un plan d'investissement sur 10 ans (*investeringplan 2023-2032*⁹) afin de pouvoir poursuivre et accélérer la transition énergétique. A l'instar des recommandations de Deloitte pour les autres pays¹⁰, l'étude de Fluvius identifie le besoin d'un budget supplémentaire de **4 milliards par rapport au BAU de 7 milliards pour les dix années à venir (soit un accroissement de 57%)**. L'autre nouveauté de ce plan présenté par Fluvius est qu'il a été construit avec d'autres parties prenantes afin d'aboutir à une vision d'avenir intégrée et cohérente des différents grands acteurs économiques : la FEBIAC pour le transport et les véhicules électriques, le VOKA pour l'industrie, l'ODE pour les capacités renouvelables, etc., ont ainsi apporté leur contribution à la réalisation du plan d'investissement de Fluvius.

Ensemble, Fluvius et ces acteurs ont également identifié les différentes étapes pour arriver à une société neutre en carbone en 2050. Cela signifie, comme pour tous les autres pays, moins de combustibles fossiles et plus d'usages électriques – et donc par conséquent une augmentation de la consommation d'électricité. À court terme (2030), les auteurs de l'étude prévoient près de 1,5 million de véhicules électriques sur les routes flamandes (sur 3.85 millions de voitures personnelles prévues en 2050) et 100.000 bornes de rechargement. À partir de 2030-2035, une croissance forte des pompes à chaleur est également attendue.

La qualité du réseau actuel et la qualité future désirée influencent également fortement le niveau d'investissement requis. Or, il est important de souligner que Fluvius part d'une situation actuelle très favorable en termes de qualité (voir graphe ci-dessous qui reprend les congestions potentielles par commune à l'heure actuelle).

⁹ <https://www.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>.

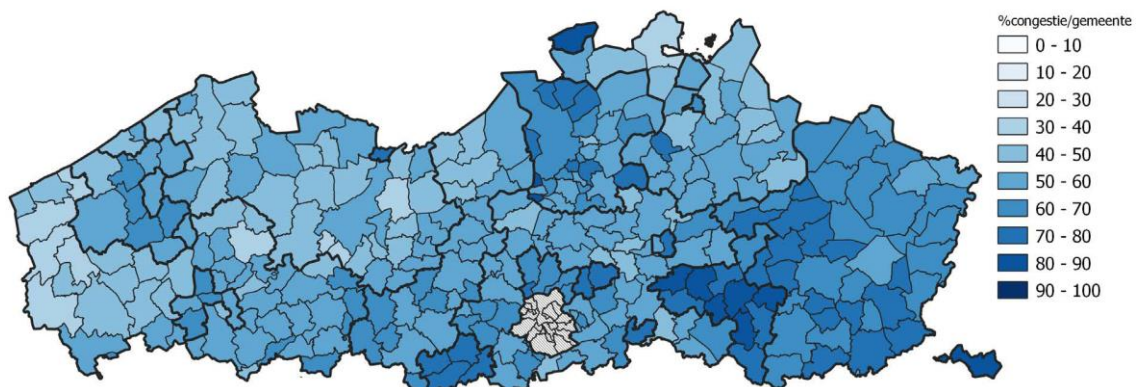
¹⁰ +50% à 70% d'investissement supplémentaire dans les réseaux dans la décennie à venir, voir pages précédentes.

Actueel aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente)

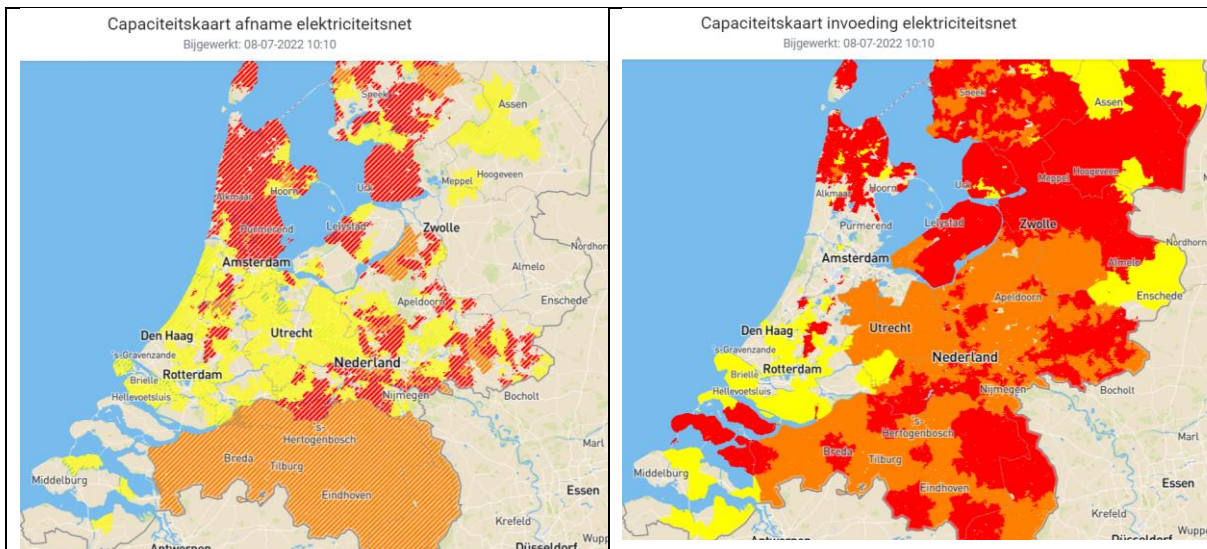


Malgré cela, pour faire face à toutes les nouvelles évolutions et garder la même qualité de réseau qu'aujourd'hui, le GRD flamand a calculé qu'il est nécessaire de renforcer 40% du réseau BT (30.000 km à renforcer) et MT, ainsi que d'envisager le placement de nouveaux transformateurs. Si ces investissements supplémentaires ne sont pas réalisés et qu'on s'en tient au BAU, Fluvius indique que des problèmes de congestion vont apparaître, tel qu'indiqué sur la carte ci-dessous (2035). Cette situation serait sans précédent et intolérable pour une clientèle (résidentielle et professionnelle) habituée à un très haut niveau de qualité de service.

2035 - aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente)



Cette perspective n'est ni exagérée ni irréaliste. Certains pays, comme les Pays-Bas, plus avancés en termes de transition énergétique (pénétration des véhicules électriques et capacités de renouvelables) y font déjà face actuellement. C'est pourquoi leur régulateur leur demande aujourd'hui de mettre à jour en continu une carte reprenant les zones de congestion. On voit clairement que le jaune et rouge qui identifient des congestions structurelles potentielles et actuelles sont déjà très nombreuses.

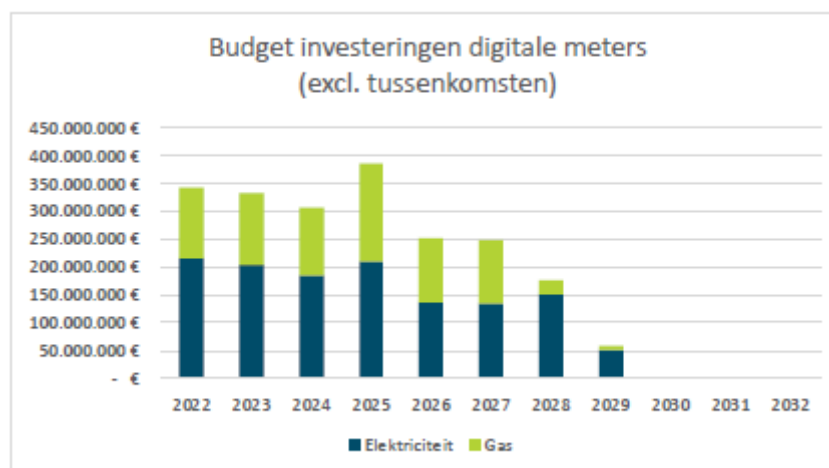


Signification des codes couleurs

- Transparent : pas (encore) de problème
- Jaune : pénurie de capacité de transport/distribution imminente, un régime d'enchères ajusté s'applique
- Orange : notification préalable de l'encombrement structurel
- Rouge : congestion structurelle, les nouvelles demandes ne seront pas honorées

Fluvius prend en compte la finalisation, dès 2030, de son déploiement de compteurs communicants afin de faciliter la transition énergétique, de permettre de nouveaux usages, la flexibilité, la participation des consommateurs à la transition mais aussi de mieux planifier les investissements nécessaires.

Ci-dessous, ORES reprend les investissements nécessaires (par an) pour que Fluvius puisse finaliser son déploiement de compteurs communicants.



Cette adaptation/renforcement/modernisation/ « smartisation » de leur réseau, chiffrée à 4 milliards d'investissements supplémentaires par rapport aux 7 milliards prévus, est donc bien en adéquation avec les perspectives fournies par l'étude de Deloitte : 57% au niveau local en Flandre versus 50 à 70% d'accroissement au niveau de l'Europe des 27.

Fluvius indique également dans sa conclusion trois facteurs nécessaires à la transition énergétique :

- Une bonne collaboration entre tous les acteurs publics et économiques ;
- Une chaîne d'approvisionnement fonctionnelle et efficace ;
- Une main d'œuvre qualifiée disponible sur le marché du travail.

5. L'étude de l'Agence Internationale de l'Energie

Dans son tracking report de novembre 2021 sur le smart grid¹¹, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) insiste également sur la nécessité d'investissements très conséquents dans les réseaux et l'importance d'une évolution de l'état d'esprit des régulateurs du marché : **leur nouveau défi est d'éviter le sous-investissement dans les réseaux de distribution.**

"In the last 20 years, especially in advanced economies, the traditional mindset of electricity networks regulators has been to avoid the risk of over-investing in well-meshed electricity systems in which a small number of large utility-scale generators supply electricity for slow-growing consumer demand. This is not the situation anymore, however, as variable, decentralised and small renewable generators are rapidly penetrating the system and demand growth expectations are rising quickly owing to electrification of the industry, buildings and transport sectors.

*Considerably higher investments are therefore needed in electricity grids, as they are the backbone of this profound transition, being the principal enablers of flexibility and supply security. **Legal and regulatory frameworks should shape a change in mindset, avoiding the risks of under-investment and bottlenecks by improving integrated planning processes (for supply, demand and flexibility) and establishing adequate remuneration to incentivise smart grid deployment.***

Governments, regulators and utilities should facilitate the adoption of novel assets for distribution system operators, including technical options such as advanced voltage and reactive power controls, closed-loop operations and non-wire alternatives such as flexibility services and distributed stand-alone storage systems. They should also explore advanced tools for cost-benefit analysis of investments in managing distributed energy resources.

Governments, regulators and utilities should define the roles and operational boundaries of all relevant stakeholders and foster new business models, including those that involve aggregators, virtual power plants and circular solutions, to create a more efficient and sustainable grid."

Même si l'AIE constate que, à la suite entre autres de la pandémie de COVID-19, les investissements dans les réseaux ont diminué pour la quatrième année consécutive en 2020 au niveau mondial, en 2021, les investissements dans les réseaux électriques devraient augmenter de 10 %, surtout en Europe, en Chine et aux États-Unis. En effet, dans la plupart des plans de relance ambitieux sont inclus des politiques visant à obtenir des réseaux plus résilients, plus intelligents mais surtout pouvant accueillir une production d'électricité renouvelable et décentralisée.

¹¹ <https://www.iea.org/reports/smart-grids>.

Ci-dessous, ORES a repris des passages traduits en français des constats de l'AIE qui appellent également à investir massivement et au plus vite dans les réseaux pour assurer la transition énergétique.

« Dans le scénario "émissions zéro carbone d'ici à 2050", l'AIE conclut que **les niveaux d'investissement dans les réseaux triplent d'ici à 2030**, en particulier en faveur des réseaux intelligents et des investissements numériques, qui devraient représenter environ 40 % du total des investissements au cours de cette décennie.

En Europe, les plans d'extension et de renforcement du réseau pour 2021-2030 constituent la base d'une augmentation des investissements, soutenue par des programmes de relance économique. **Alors que le plan d'ambition climatique 2030 de la Commission européenne, publié en septembre 2020, prévoit des investissements annuels dans le réseau d'environ 70 milliards d'USD au cours de la période 2021-2030 (soit plus du double des dépenses de 2011-2020), les investissements devraient être encore plus élevés en raison de son plan Fit for 55 de juillet 2021, qui vise à réduire les émissions en 2030 de 55 % par rapport à 1990 (contre une réduction de 40 % pour le plan précédent).**

L'AIE souligne l'importance plus générale des politiques et des réglementations visant à mobiliser les investissements dans les réseaux en encourageant les connexions au réseau, notamment pour les nouveaux projets éoliens et solaires, en simplifiant les procédures de mise à disposition de terrains publics pour les infrastructures électriques, en accélérant les délais de réponse et en repensant les procédures d'autorisation pour les petites catégories de projets.

La révolution numérique dans l'économie a également un impact sur le secteur de l'électricité. De plus en plus de gouvernements, de services publics et de fabricants adoptent les technologies numériques, qu'il s'agisse de déployer des actifs matériels tels que des compteurs intelligents, des sous-stations numériques et des bornes de rechargement de VE intelligentes ou d'utiliser des solutions logicielles telles que l'intelligence artificielle, la tarification dynamique et la technologie blockchain.

Il sera essentiel d'étendre, de moderniser et de numériser les réseaux électriques afin de mettre en commun toutes les ressources de flexibilité disponibles pour soutenir la transition rapide vers un approvisionnement en électricité à faible émission de carbone du scénario "émissions nettes nulles en 2050".

Ces investissements - dans les actifs et les logiciels destinés à soutenir les compteurs intelligents, l'automatisation des réseaux, la recharge des véhicules électriques et d'autres applications - devraient combiner connectivité, interopérabilité et cybersécurité, en tirant parti de l'internet des objets pour améliorer la gestion du système électrique tout en rendant les décisions des services publics plus éclairées et plus efficaces.

Le niveau mais aussi la vitesse de mobilisation des investissements doivent augmenter, car les dépenses consacrées aux réseaux de transport et de distribution doivent être effectuées parallèlement aux investissements dans l'électrification et les énergies renouvelables, afin que la nouvelle demande et la capacité de production puissent être mises en ligne sans goulots d'étranglement. Il est également nécessaire de financer les technologies et les systèmes qui augmentent la flexibilité de la demande, comme indiqué dans la section consacrée à la réponse à la demande.

L'atteinte des objectifs "net zéro" nécessitera une vague d'investissements.

Partout dans le monde, les événements météorologiques extrêmes de 2021 ont mis en évidence les risques pour la sécurité énergétique que le changement climatique introduit, et l'importance d'investir dans des réseaux électriques plus résilients. En raison des tempêtes hivernales au Texas, des cyclones

aux Fidji et en Indonésie, et des inondations en Belgique, Allemagne et en Chine, des millions d'entreprises et de foyers ont été privés d'électricité pendant des jours, voire des semaines.

Mais les réseaux électriques ont également du mal à faire face aux fortes tensions causées par les vagues de chaleur et les faibles précipitations. Plusieurs pays, dont les États-Unis, le Canada et l'Irak, ont été gravement touchés par des températures exceptionnellement élevées en 2021. Dans le même temps, des précipitations inférieures à la moyenne et un temps sec prolongé suscitent des inquiétudes quant à la production d'hydroélectricité dans diverses régions du monde, notamment au Brésil, en Chine, en Inde et en Amérique du Nord.

Ces défis soulignent le besoin urgent de politiques et d'investissements solides et bien planifiés pour améliorer la sécurité des systèmes électriques. Les systèmes électriques doivent être rendus plus résistants aux effets du changement climatique, et plus efficaces et flexibles à mesure qu'ils intègrent de plus grandes quantités d'énergie solaire et éolienne, ce qui sera essentiel pour atteindre des émissions nettes nulles à temps afin d'éviter des impacts encore plus graves du changement climatique.

Au cours des 20 dernières années, en particulier dans les économies avancées, l'état d'esprit traditionnel des régulateurs de réseaux électriques a été d'éviter le risque de surinvestir dans des systèmes électriques bien maillés dans lesquels un petit nombre de grands générateurs de service public fournissent de l'électricité pour une demande des consommateurs à croissance lente. Ce n'est toutefois plus le cas aujourd'hui, car les générateurs variables, décentralisés et de petite taille alimentés par des énergies renouvelables pénètrent rapidement dans le système et les prévisions de croissance de la demande augmentent rapidement en raison de l'électrification des secteurs de l'industrie, des bâtiments et des transports.

Des investissements beaucoup plus importants sont donc nécessaires dans les réseaux électriques, car ils constituent l'épine dorsale de cette profonde transition, étant les principaux catalyseurs de la flexibilité et de la sécurité d'approvisionnement. Les cadres juridiques et réglementaires devraient favoriser un changement d'état d'esprit, en évitant les risques de sous-investissement et de goulots d'étranglement grâce à l'amélioration des processus de planification intégrée (pour l'offre, la demande et la flexibilité) et à la mise en place d'une rémunération adéquate pour encourager le déploiement des réseaux intelligents. »

6. Conclusions

Ces sources issues de consultants et institutions reconnus ou d'autres GRD confirment la pertinence du nouveau plan industriel qu'ORES a élaboré sur base non seulement d'un audit de la résilience de son réseau mais également en tenant compte des ambitions de décarbonisation fixés par la Région wallonne au sein de laquelle elle opère. Les différentes études démontrent par ailleurs que le plan industriel d'ORES est tout à fait raisonnable voire excessivement prudent en termes d'investissements complémentaires par rapport aux autres pays et autres GRD.

ORES constate que, de manière manifestement déraisonnable, le consultant Schwartz & Co a élaboré son rapport FEC en prenant insuffisamment en compte l'évolution rapide du contexte de la transition énergétique. Ses conclusions apparaissent en totale contradiction avec ce qui est pris en compte dans l'ensemble de l'Europe, voire à une échelle encore plus large.

ORES demande donc que la CWaPE actualise son approche des besoins complémentaires d'investissements des GRD pour tenir compte de la disruption liée à la transition énergétique qui s'impose à ORES en vertu des objectifs européens et wallons.

Le déséquilibre actuel des paramètres contenus dans la PMT 24-28 ne permettra pas à ORES de réaliser les indispensables investissements liés à la transition et la résilience énergétiques, bien que son plan industriel soit totalement en ligne avec les analyses réalisées et les investissements planifiés au niveau européen et international.

Annexe 8 - Faisabilité technique et le planning de mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire

Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution
Section 2 et section 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028

1. Mise en contexte

Le calendrier d'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie tarifaire prévoit la date du 1^{er} janvier 2024. Celle-ci a été fixée dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028 par la CWaPE sans concertation préalable avec les GRD et les acteurs de marché sur la faisabilité d'une telle date.

ORES, dans sa compréhension du Projet de Méthodologie Tarifaire, publié le 1^{er} juin 2022, estime les modifications suivantes nécessaires sur la facturation dans les tarifs périodiques aux clients utilisateurs du réseau de distribution.

Fluide	Sujet	Impact suite 1 ^{ère} analyse
Electricité	Terme Capacitaire kW mesuré/calculé : nouveau calcul de la pointe historique (clients TMT/MT/TBT/BT > 56 KVA)	Moyen
Electricité	Terme Capacitaire (Compteurs communicants Régime 3)	Moyen
Electricité	Tarif prosumer : suppression du plafonnement (Compteurs communicants Régime 3)	Mineur
Electricité	Terme Proportionnel : 4 plages horaires (Compteurs communicants)	Majeur
Electricité	Terme Proportionnel : adaptations des calendriers Bihoraire (clients BT)	Moyen
Electricité	Exonération tarif injection en cas de stockage ou anti-retour	Mineur
Gaz	Tarif supplémentaire Proportionnel : portage Gaz	Moyen
Gaz	Injection : tarif dégressif	Mineur
Gaz	Injection : nouvelle notion de rebours	Moyen
Electricité + gaz	Structures tarifaires	Mineur
Electricité	Catégories BT : nouvelles définitions	Mineur

Note : ORES n'a pas à ce stade de clients comprenant du portage en gaz, mais les modifications à faire en Atrias sont communes à tous les GRD wallons.

L'analyse d'impact reste identique que la Méthodologie Tarifaire prévoit 4 ou 5 plages horaires.

2. Par rapport à la date de mise en œuvre

Afin de pouvoir s'engager sur une date certaine de mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire, ou plutôt sur un délai nécessaire à la mise en œuvre, ORES doit pouvoir disposer de clarifications complémentaires.

ORES considère à ce stade que la date du 1^{er} janvier 2024 ne peut être garantie pour l'ensemble des modifications visées. ORES s'engage cependant à mettre tout en œuvre pour réaliser les modifications dans les meilleurs délais.

ORES ne pourra par ailleurs s'engager fermement que lorsqu'elle sera en possession de la version définitive de la méthodologie tarifaire. Un accord préalable global au niveau du marché sur l'implémentation au 1^{er} janvier 2024 (en ce compris les fournisseurs) et en concertation avec la CWaPE est une condition nécessaire pour la mise en œuvre des nouvelles formules tarifaires. Une disposition devrait dès lors être introduite dans la Méthodologie Tarifaire pour couvrir le cas où la mise en œuvre de nouvelles formules tarifaires au 1^{er} janvier 2024 s'avérerait techniquement impossible.

La gouvernance d'Atrias prévoit que tout nouveau projet impactant les processus de marché/plateformes Atrias doit être présenté au « Comité de marché » et « Steering committee Market operations ». ORES s'étonne donc que la CWaPE n'y ait pas présenté le projet de la nouvelle structure tarifaire. C'est en effet au sein de ces organes qu'un planning détaillé et accordé entre les acteurs sera à valider d'ici la fin de l'année 2022. Dès à présent ORES a déjà demandé à Atrias d'organiser le travail sous forme d'un projet pour structurer les analyses et démarrer la rédaction de la documentation (spécifications) de manière anticipée.

Pour rappel, les modifications proposées dans la méthodologie, version 1^{er} juin, impactent les processus de marché MIG6 (et les outils informatiques les supportant dont la plateforme CMS d'Atrias). Une première analyse d'impact conclut à des impacts importants nécessitant la mise en œuvre d'un nouveau projet concerté avec les fournisseurs d'énergie et les GRD Wallons, et in fine d'une nouvelle version du MIG. Le plus gros impact concerne la mise en œuvre des nouvelles plages horaires (et de la composante capacitaire) pour les clients < 56 kVa.

2.1. Liste des impacts détectés :

2.1.1. Adaptations au niveau des processus de marché (communes à tous les GRD)

- « Structure » : Choix du client pour un tarif 1 plage, 2 plages, 4 plages. Impact des déménagements et autres changements sur ce choix. Echange de l'information sur ce choix entre le fournisseur et le GRD (via CMS). Transmission de nouvelles données à la CMS et au fournisseur pour être prises en compte au niveau des calculs du gridfee et prise en compte sur la facture du client. (Transmission de nouveaux registres dans les masterdata, détermination de nouveaux IEXV, adaptations au service catalogue marché, introduction de nouveaux calendriers, caractéristique exonération stockage, nouveaux TOC, nouveaux code tarifs, identification gaz via portage, identification gaz via rebours, ...)
- « Measure » : Transmission de nouvelles données mesurées (ou calculées) du GRD vers Atrias afin que celles-ci puissent être transmises au fournisseur et prises en compte dans les calculs et sur la facture du client (terme capacitaire, 4 plages horaires, gaz via rebours, ...)

- « Settle » : Adaptation du modèle pour intégrer les nouvelles plages horaires wallonnes dans les plages horaires appliquées dans le modèle de calcul fédéral de settlement. Ajout des données venant de structure et mesures dans les données échangées et adaptations des calculs pour en tenir compte. (Snapshots, portfolio, VI/VE, photo d'allocation, ...)
- « Billing » : Adaptation des formules afin d'intégrer les nouveaux composants, adaptations des exports de données vers les fournisseurs, adaptation des règles de détermination des tarifs, et ceci sur l'ensemble des modifications détectées (capacité/pointe pour client > 56kVa, capacité pour client < 56 kva, suppression plafonnement prosumers, proportionnel nouvelles plages horaires, portage gaz, tarif d'injection dégressif, tarif rebours gaz, exonération tarif injection pour stockage, nouvelles catégorisation des clients)

2.1.2. Adaptations aux processus internes d'ORES

- Il n'y a pas d'impact majeur détecté sur les processus internes. Toutefois, vu l'augmentation des registres et l'importance du nombre de calculs à réaliser il y aura plus de travail dans la validation des données de comptage. Par ailleurs, certaines informations lorsqu'elles ne sont pas connues du GRD vont demander un processus afin qu'ORES obtienne cette information auprès du client (eg portage du gaz)

2.2. Liste des clarifications, conditions et/ou autres éléments entrant en ligne de compte pour déterminer le délai de mise en œuvre :

2.2.1. *Besoin d'une vue définitive sur ce qui est attendu*

La version définitive de la méthodologie permettra aux GRD de prendre pleinement conscience de l'ampleur des changements à implémenter. Cela justifie qu'une disposition soit introduite dans la Méthodologie Tarifaire pour couvrir le cas où la mise en œuvre de nouvelles formules tarifaires au 1^{er} janvier 2024 s'avérerait techniquement impossible.

2.2.2. *Concertation avec les acteurs (alignement avec les fournisseurs) sur le fond*

La concertation avec les fournisseurs d'énergie sur les modalités de mise en œuvre, sera indispensable pour finaliser de commun accord les nouveaux processus et documents MIG. Certains sujets impliqueront également un échange avec Fluxys (Rebours gaz).

2.2.3. *Choix sur les solutions possibles lorsqu'il y a plusieurs alternatives*

Suite à la première analyse d'impact, sur certains thèmes (exemple : calcul de la pointe/capacité chez le GRD ou Atrias), plusieurs options ont pu être identifiées. ORES demande à la CWaPE de poursuivre la concertation avant de faire des choix définitifs.

2.2.4. Implémentation d'une nouvelle application informatique : MDM Smart

Le MDM smart est au cœur du traitement des données pour les compteurs communicants. ORES n'a pas encore activé le service régime 3 dans le marché. Pour ORES, il s'agit donc, en plus du Projet de Méthodologie Tarifaire, d'introduire le régime 3 pour les compteurs communicants tel que prévu par le MIG. L'attribution du marché public pour le MDM Smart étant en cours, les discussions avec le prestataire retenu par rapport aux impacts de la méthodologie tarifaire sur leur offre (entre autres sur le périmètre et le planning) n'ont pas encore débuté.

2.2.5. Stabilité du système CMS et fonctionnement du marché après MIG6

La CWaPE n'ignore pas que même si le lancement du MIG6 s'est dans l'ensemble bien déroulé, une phase de stabilisation est indispensable avec des correctifs à implémenter en priorité sur 2022 et en partie en 2023. Une monopolisation de ressources est nécessaire à cette fin.

2.2.6. Concertation avec les acteurs sur la Roadmap marché 2022-2023

ORES rappelle à la CWaPE que le steerco Market Operations d'Atrias du mois de juin a proposé un vaste programme de projets à réaliser suite aux nouvelles impositions légales, en particulier en Région wallonne, et/ou de contraintes techniques et informatiques. L'implémentation de la nouvelle structure tarifaire devra s'inscrire dans ce vaste programme avec de probables arbitrages à discuter. A nouveau ORES demande à la CWaPE de poursuivre la concertation sur ce point et d'assurer un suivi commun.

2.2.7. Modèle de marché simple (modèle de Settlement)

La mise en œuvre des nouveaux tarifs aura des impacts sur le Settlement. La nouvelle méthode de calcul pour les processus d'allocation et réconciliation en MIG6, qui s'opère de façon phasée, génère de nombreuses questions venant des fournisseurs. Les GRD plaident pour qu'une solution soit trouvée sans impact sur les modèles de calculs révisés (en tout cas dans un premier temps).

2.2.8. Limiter l'impact sur le compteur

La création et l'affichage de registres complémentaires (passage de 4 à 8 registres) sur le compteur et la mise à disposition sur le port de sortie en local de ces mêmes registres ainsi que des plages tarifaires est possible pour ORES. Toutefois les fabricants demandent des délais rendant impossible la mise en œuvre pour 01/2024. (Techniquement pour les compteurs déjà posés, il faudra réaliser une mise à jour du firmware à distance). ORES prend dès lors l'hypothèse, afin de limiter les coûts et les délais, de ne pas adapter le compteur (le stockage, et l'affichage) mais plutôt de demander au client qui veut l'application des 4 plages horaires, l'autorisation d'exploiter ses données par 15' (qu'il ait choisi le régime 3 marché ou non) et de réaliser les agrégations par plage tarifaire dans les systèmes informatiques en aval. Le client verrait alors ses données par plage tarifaire dans son portail en ligne et/ou également via les outils utilisant le port de sortie local P1 mais pas sur l'écran du compteur. Cette façon de faire

est prévue par le décret électricité et parait à ORES par ailleurs plus pérenne et flexible en cas de changements ultérieurs dans les tarifs.

2.2.9. Transition de l'ancien modèle vers le nouveau modèle

ORES s'interroge et demande à la CWaPE de clarifier la façon dont le nouveau modèle de méthodologie devra être introduit. Par exemple, pour les clients en bi-horaire avec une consommation qui chevauche sur les 2 périodes tarifaires, faudra-t-il appliquer un mix des 2 méthodologies (avec ou sans un index au 01/01/2024) ou alors la nouvelle méthodologie ne s'appliquera-t-elle qu'à partir de la première période de consommation entièrement comprise après 01/01/2024 ?

2.2.10. Nouvelles Catégories de Clients et compteurs sur le terrain

ORES a sur son territoire certains clients $\leq 56\text{kVa}$, qui ne seront jamais équipés de compteurs communicants (+ ou - 13.000 clients, entre 32 et 56 KVA en 3x230V donc $>$ à 80 Ampères). Ces clients seront progressivement équipés de compteurs électroniques – HPP et considérés comme AMR ou T-MMR. Comme ces compteurs ne sont pas des compteurs communicants (au sens du décret électricité), ils ne connaissent pas la notion applicable dans le marché de régime 1 ou régime 3, de fréquence de facturation, etc. Dans le marché, avec ces compteurs, il n'est pas prévu de proposer les 4 plages horaires. Le terme capacitaire est fonction du type de compteur placé (avec ou sans mesure/calcul de pointe). ORES comprend qu'aucun changement n'interviendra pour ce type de clients et demande à la CWaPE de confirmer sa lecture.

ORES a sur son territoire certains clients $> 56\text{kVa}$ avec un tarif BT, sans mesure de pointe (+ ou - 3.000 clients, équipés de compteurs HPP ou de compteurs électromécaniques). ORES comprend qu'aucun changement n'interviendra pour ce type de clients et demande à la CWaPE de confirmer sa lecture.

3. Par rapport à la poursuite de la concertation avec la CWaPE sur les modalités et la faisabilité

3.1. Discussions de fond détaillées sur les modalités avant d'arriver à la méthodologie définitive

Il est important et urgent pour ORES que le CWaPE initie une concertation avec les GRD et le cas échéant les autres acteurs impliqués afin d'identifier les différentes modalités et les délais de mise en œuvre y liés, ceci afin d'atterrir dans la Méthodologie Tarifaire sur des modalités induisant des délais réalistes et atteignables. Cette concertation devrait porter principalement sur les modalités d'application pour les termes capacitaires et proportionnels à appliquer pour les clients BT. Cette période de concertation devrait bien évidemment se tenir avant que la CWaPE n'adopte la Méthodologie Tarifaire 2024-2028 afin de pouvoir y faire les adaptations nécessaires. En outre, une disposition devrait dès lors être introduite dans la Méthodologie Tarifaire pour couvrir le cas où la mise en œuvre de nouvelles formules tarifaires au 1^{er} janvier 2024 s'avérerait techniquement impossible.

3.2. Reporting sur l'état d'avancement et suivi que demande un projet de ce type

ORES désire être transparente et informer la CWaPE de l'avancement dans le cadre du projet de mise en œuvre de la Méthodologie Tarifaire et pense qu'à cette fin un suivi et un reporting régulier doit être mis à disposition de la CWaPE. Une fois le périmètre clairement défini, ORES fournira un plan de mise en œuvre détaillé et qui pourra être suivi par la CWaPE.

Annexe 9- Tarification du stockage

Proposition d'ORES

I. Contexte et description du problème

Lors de la séance de concertation avec les GRD sur la méthodologie tarifaire du 08/07/2022, la CWaPE a demandé aux gestionnaires de réseau de commenter la proposition spécifique aux unités de stockage.

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire 2024-2028, on retrouve :

Article 83. Par dérogation à l'article 82 (ndlr : tarif d'injection), les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour », ni aux installations de stockage d'électricité. Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation.

Cette disposition vise à interpréter la volonté du législateur (voir l'article 4, § 2, 25°, du Décret Tarifaire tel que modifié, qui transpose la directive 2019/944 (article 15, § 4, b)), prévoyant l'absence de double redevance pour l'électricité stockée.

Plus spécifiquement, la CWaPE nous interroge sur l'intérêt d'étendre ce type de dérogation au tarif de prélèvement/injection.

En effet, comme il existe des exceptions tarifaires au niveau du réseau de transport et que la question fait débat en Région Flamande, l'application stricte des tarifs de prélèvement/injection risque de créer un différentiel concurrentiel défavorable à la Wallonie dans le chef des investisseurs.

L'objectif de ce document est de présenter les arguments d'ORES. Par souci de clarté, nous ne prenons dans le périmètre de cet argumentaire que le stockage qui est destiné à être injecté dans le réseau (et donc pas le stockage à des fins de maximisation de l'auto-consommation de la production locale).

II. Proposition

A. Description

De notre analyse, il ne semble pas pertinent de prévoir de dérogation ou de disposition particulière pour le tarif de prélèvement ou d'injection pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution.

B. Justifications

1. Généralités

Le tarif de distribution est un outil pour répartir de la manière la plus juste et équitable possible le revenu autorisé lié aux investissements et à l'exploitation du réseau mais également lié au fonctionnement du marché de l'énergie et ce, y compris les obligations de service public décidées par le législateur ainsi que les différentes taxes et surcharges.

Ce qui n'est pas supporté par une catégorie d'utilisateurs doit l'être par une autre.

De ce constat, un principe directeur a toujours prévalu : le tarif doit être le plus « *cost reflective* » possible par rapport à l'usage, à la sollicitation et/ou l'utilité du réseau.

C'est la position qui a été suivie par la CWaPE dans son PMT 24-28 concernant les communautés d'énergie renouvelable. Comme elles ne permettent pas de réaliser des réductions avérées des coûts au niveau du réseau, alors elles ne doivent pas bénéficier d'avantages tarifaires.

Un autre principe directeur est important dans ce contexte : le tarif s'applique uniformément à tous les utilisateurs qui sont dans la même configuration. Un tarif spécifique pour les installations de stockage devrait donc s'appliquer à l'ensemble quel que soit leur mode de raccordement ou leur situation géographique sur le réseau d'un même GRD.

La question est donc : Est-ce que le stockage apporte une réduction des coûts au GRD et qu'à ce titre, une dérogation globale pour ce genre d'installation doit être prévue ?

Dans la négative, si les décideurs politiques veulent promouvoir les investissements de stockage en Wallonie, ORES est d'avis qu'il faut utiliser d'autres moyens que le tarif du GRD pour supporter ces équipements.

Un point essentiel est ici à signaler. Nous ne nous exprimons que par rapport au tarif du GRD. Des pistes peuvent être éventuellement trouvées sur les taxes et autres prélèvements qui ne concernent pas l'utilisation du réseau de distribution (contribution certificat vert, TVA,...) voire sur la répercussion du tarif de transport vers les clients des GRD.

2. Utilisation du réseau dans le cadre du stockage

Le stockage permet de différer les moments entre la production et ceux de la consommation. Il est donc aisé de comprendre deux cas de figure :

- Le stockage n'est pas associé à un moyen de production
 - Lorsque le stockage se charge en énergie, le réseau de distribution est utilisé pour amener l'énergie vers les batteries (moyen de stockage le plus répandu en distribution).
 - Lorsque le stockage décharge son énergie, celle-ci est injectée sur le réseau pour être consommée (soit par les charges voisines, soit de proche en proche jusqu'au réseau de transport, voire un autre réseau de distribution).
- Le stockage est associé à un moyen de production (stockage et production sur le même raccordement)
 - Lorsque le stockage se charge en énergie, le réseau de distribution n'est pas utilisé pour amener l'énergie vers les batteries.
 - Lorsque le stockage décharge son énergie, celle-ci est, soit consommée directement par les charges situées sur le même raccordement, soit injectée sur le réseau pour

être consommée (soit par les charges voisines, soit de proche en proche jusqu'au réseau de transport, voire un autre réseau de distribution). En cas d'injection, la puissance injectée peut s'ajouter à celle du moyen de production local.

On constate donc que le réseau est bien utilisé deux fois dans le cas d'un stockage isolé et une fois dans le cas du stockage combiné à une consommation/production. Dans ce dernier cas, la sollicitation du réseau peut dépendre (en fonction de la puissance contractuelle d'injection demandée) tout à la fois du moyen de production et de la puissance du stockage.

Il ne convient donc pas selon nous de créer une exemption du tarif d'utilisation de réseau (ce que mesure le compteur sur le raccordement) pour le stockage car le tarif actuel n'engendre pas de double comptage de la sollicitation du réseau.

En ce qui concerne l'électron (la commodity), les dispositions classiques du marché (un fournisseur prend en charge l'injection) ou d'échange de pair à pair ou de communauté d'énergie permettent de s'assurer du bon « traçage » de l'énergie vers les différents utilisateurs si cela s'avère nécessaire. Il n'y a pas là non plus de double comptage.

Le stockage pourrait être intéressant pour le GRD si celui-ci contribue à lever des congestions sur son réseau. Ces congestions sont de deux ordres :

- Congestion en injection : là où l'injection dépasse la capacité d'accueil du réseau. Cela se produit principalement pour le moment au niveau de l'interface avec le réseau de transport sur quelques postes principalement ruraux. Des retours des plaintes et autres mesures sur nos réseaux, nous anticipons que le réseau BT pourrait connaître aussi ce genre de congestion à partir des PV installés sur les toits. Cela concerne exclusivement les zones péri-urbaines et rurales.
- Congestion en prélèvement : là où la consommation dépasse les limites du réseau. A ce jour, cela est rare mais devrait augmenter en fonction du nombre et de la puissance des chargeurs privés de véhicules électriques. Cela concerne principalement les mêmes zones rurales et péri-urbaines.

Comme expliqué par ailleurs (voir l'annexe technique B de l'annexe 6 proposition alternative pour les investissements nécessaires pour le réseau électrique), ces problèmes de congestion nécessitent une approche ciblée et pragmatique car ils ne concernent pas l'ensemble du réseau ni même sa plus grande partie.

3. Intérêt du stockage pour le GRD selon les différents modes de raccordements

Comme expliqué au paragraphe précédent, le stockage pourrait avoir un intérêt pour le réseau de distribution au niveau local mais pas global. Nous allons maintenant analyser le possible intérêt en cas de risque de congestion. Nous prenons ici l'hypothèse que, pour bénéficier de l'éventuel ristourne du tarif, le stockage prend comme consignes prioritaires celles qui proviennent du GRD même si celles-ci sont en contradiction avec les autres signaux de marché (aFRR, mFRR, CRM, Redispatch ...).

a) *TransHT (< 5 MVA)*

Ce type de stockage pourrait être utilisé en alternative à la flexibilité technique pour lever des risques de congestion au niveau de l'interface avec le réseau de transport et/ou du réseau du GRT.

Congestion d'injection

En cas de risque de congestion en situation N-1 du réseau ELIA (transformateur), il est à noter que le volume d'énergie à stocker devient très vite important vu les puissances mise en jeu. En effet, ce cas couvre celui où un parc éolien est raccordé en mode « séparé » sur un jeu de barres alimenté par un transformateur HT1/HT2 dédié.

A titre d'exemple, pour une congestion de 15 minutes qui exigerait d'un parc de 5 machines de 2.3 MVA tournant à pleine puissance de réduire de moitié sa production imposerait une capacité de stockage de 2.875 MWh et une puissance de 5.75 MVA.

En cas de risque de congestion en situation N, la capacité nécessaire devrait être du même ordre de grandeur que décrit précédemment.

A noter que dans ce type de raccordement, il est fort probable que l'énergie injectée ne soit pas consommée au niveau du réseau de distribution mais bien envoyée vers le réseau de transport.

Congestion de prélèvement

Nous n'anticipons pas de problème particulier de congestion à ce niveau.

b) Raccordement HT (250 kVA ... 5 MVA)

Nous n'anticipons pas de congestion sur le réseau HT ni en injection ni en prélèvement.

c) Raccordement TransBT

Ce type de stockage pourrait être utilisé pour éviter le renforcement d'un transformateur HT/BT d'une cabine réseau.

Congestion d'injection

En BT, la gestion d'injection touche surtout des problèmes de tension. Pour ce genre de problème, un stockage raccordé en direct sur le tableau TGBT ne permet pas de résoudre le problème.

Congestion de prélèvement

Le stockage pourrait être une alternative temporaire au renforcement d'un transformateur HT/BT. Le principe est de charger les batteries la nuit pour injecter au moment de l'appel de puissance causé par exemple par les véhicules électriques.

Nous sommes très loin d'avoir ce besoin sur l'ensemble du territoire d'ORES. En outre, ce type de fonctionnement s'accompagne des questions classiques du marché de la flexibilité (P.ex. Transfert d'Energie, perturbation de l'allocation des différents fournisseurs ...) qu'un tarif ne résout pas.

En outre, l'intérêt économique pour le GRD est loin d'avoir été démontré (cf. Projet NICEGRID)

d) Raccordement en BT

Congestion d'injection

La congestion se manifeste par des décrochages des onduleurs des clients. Pour que le stockage soit efficace à la lever, il faut qu'il soit correctement placé sur le réseau.

Nous pensons que d'autres signaux (tel que le prix de l'énergie mais également le tarif prosumer) devraient le cas échéant pouvoir inciter suffisamment les clients prosumer à placer eux-mêmes un stockage pour augmenter leur autoconsommation sans qu'il soit nécessaire d'avoir un tarif spécifique.

Congestion de prélèvement

Le risque de congestion en BT est intimement lié à l'arrivée massive des VE. Mais cette arrivée ne se fera pas partout ni à la même vitesse. S'il échoue, un stockage pourrait être une alternative temporaire aux investissements mais un tarif global n'apporte pas de solution.

Points particuliers

Jusqu'en 2024, la compensation de l'énergie (le compteur qui « tourne à l'envers ») est possible pour toutes les installations et jusqu'en 2030 pour les existantes. Mais cela ne concerne que l'énergie issue de renouvelable. Avec une batterie qui est capable d'injecter, le client pourrait être tenté de la charger quand le tarif est bas et d'injecter quand le tarif est haut (une sorte d'arbitrage intraday) ce qui est contraire à l'esprit du législateur.