

Date du document : 06/09/2023

ANALYSE

CD-23i06-CWaPE-0078

**DEMANDE DE SUBVENTION INTRODUITE PAR ORES
DANS LE CADRE DU DÉCRET DU 29 JUIN 2023
RELATIF À L'OCTROI DE SUBVENTIONS AUX GRD EN VUE DE FAVORISER LA
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ**

établie en application de l'article 10septies, §2 du décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables

Table des matières

1.	OBJET	3
2.	CADRE LÉGISLATIF	3
3.	REMARQUES GÉNÉRALES ET MÉTHODOLOGIE.....	4
4.	ANALYSE PAR PROJETS	6
4.1.	<i>Déploiement accéléré de compteurs communicants sur les circuits les plus exposés aux surtensions</i> 7	
4.1.1.	Description	7
4.1.2.	Analyse	8
4.1.3.	Projet-pilote	10
4.1.4.	Synthèse	10
4.2.	<i>Le renforcement des réseaux basse tension (BT) congestionnés par les injections d'électricité issue des panneaux photovoltaïques (PV)</i>	10
4.2.1.	Description	10
4.2.2.	Analyse	11
4.2.3.	Projet-pilote	12
4.2.4.	Synthèse	12
4.3.	<i>Trajet outils informatiques basse tension</i>	12
4.3.1.	Description	12
4.3.2.	Trajet outils informatiques basse tension	12
4.3.3.	Analyse	13
4.3.4.	Projet-pilote	14
4.3.5.	Synthèse	14
4.4.	<i>Smart Grid</i>	14
4.4.1.	Description	14
4.4.2.	Analyse	15
4.4.3.	Projet-pilote	16
4.4.4.	Synthèse	17
4.5.	<i>Investissements réseau gaz biométhane</i>	17
4.5.1.	Description	17
4.5.2.	Analyse	17
4.5.3.	Projet-pilote	18
4.5.4.	Synthèse	18
4.6.	<i>Observabilité du réseau gaz Moyenne Pression (MP)</i>	18
4.6.1.	Description	18
4.6.2.	Analyse	19
4.6.3.	Projet-pilote	20
4.6.4.	Synthèse	20
5.	ANNEXES.....	21
5.1.	<i>Annexe 1.....</i>	21
5.2.	<i>Annexe 2.....</i>	21
5.3.	<i>Annexe 3.....</i>	21
5.4.	<i>Annexe 4.....</i>	21
5.5.	<i>Annexe 5.....</i>	21
5.6.	<i>Annexe 6.....</i>	21
5.7.	<i>Résumé des montants concernés</i>	21

1. OBJET

Par courriel du 19 juillet 2023, le Cabinet du Ministre de l'Énergie a informé les gestionnaires de réseaux et la CWaPE de l'adoption par le Parlement wallon, le 28 juin 2023, du décret relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique. Ledit décret, promulgué le 29 juin 2023, publié le 22 août 2023, et entré en vigueur le 1^{er} juillet 2023, modifie le décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables en y insérant la possibilité, pour le Gouvernement d'accorder « *des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution pour des projets visant à :*

1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau ;

2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable ;

3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique » (article 10bis du décret du 9 décembre 1993 précité, tel que modifié par le décret du 29 juin 2023).

Par courriel du 1^{er} août 2023, le gestionnaire de réseau de distribution ORES, sur la base de l'article 10septies, § 1er, du décret du 9 décembre 1993 précité, tel que modifié par le décret du 29 juin 2023, un dossier de demande de subventions au Ministre de l'Énergie, telles que visées à l'article 10bis du même décret, et en a envoyé une copie par voie électronique à la CWaPE.

Le présent document reprend les conclusions de l'analyse de cette demande, réalisée par la CWaPE conformément à l'article 10septies, § 2, du même décret.

2. CADRE LÉGISLATIF

L'article 10bis du décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables (ci-après, le « décret »), dispose que :

« Dans la limite des crédits budgétaires disponibles, le Gouvernement peut accorder des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution pour des projets visant à :

1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau ;

2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable ;

3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique. ».

L'article 10septies du décret dispose que :

«§1er. Le gestionnaire de réseau de distribution introduit sa demande de subvention visée à l'article 10bis auprès du Ministre.

La demande de subvention comprend en tout cas les informations suivantes :

1° une description du projet faisant l'objet de la demande de subvention et un planning estimatif de la mise en œuvre dudit projet ;

2° les bénéficiaires escomptés par la mise en œuvre du projet, dans le cadre de la transition énergétique, conformément aux objectifs définis à l'article 10bis ;

3° une description détaillée de l'investissement à réaliser, en ce compris le rythme estimé des besoins de liquidation de la subvention ;

4° l'apport de cet investissement supplémentaire par rapport aux plans d'investissements approuvés par la CWaPE ;

5° la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution.

L'introduction de cette demande de subvention est préalable à la commande et à la mise en œuvre des travaux faisant l'objet de la subvention, lesquels auront lieu au plus tôt après la notification de la décision d'octroi de la subvention.

Une copie du dossier de demande de subvention est envoyée par voie électronique à la CWaPE.

§2. La CWaPE communique, dans les 30 jours de la réception de la copie du dossier de demande de subvention, au Ministre et au gestionnaire de réseau de distribution concerné, son analyse de la conformité du projet et des investissements réalisés aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution. »

3. REMARQUES GÉNÉRALES ET MÉTHODOLOGIE

Le présent avis de la CWaPE porte sur tous les projets soumis par ORES dans sa demande. La CWaPE formule des commentaires généraux et, pour chaque projet, la CWaPE produit une analyse individuelle.

L'article 10septies, § 2, du décret prévoit que la CWaPE « communique, dans les 30 jours de la réception de la copie du dossier de demande de subvention, au Ministre et au gestionnaire de réseau de distribution concerné, son analyse de la conformité du projet et des investissements réalisés aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution ».

Une interprétation stricte de cette disposition aurait pu mener la CWaPE à se limiter à examiner la mesure dans laquelle les projets soumis par ORES pouvaient être considérés comme entrant dans les missions légales et réglementaires confiées aux GRD par et en vertu du décret électricité.

Toutefois, au vu de l'ampleur des informations à fournir par les GRD dans le cadre de l'introduction du dossier de demande de subvention (article 10septies, § 1^{er}, du décret), dont la copie devait lui être envoyée, la CWaPE a jugé préférable de remettre un avis plus global portant sur les sujets suivants, dont certains sont étroitement liés aux missions de contrôle confiées à la CWaPE, et ce afin de permettre au Gouvernement de se prononcer sur les demandes de subvention en pleine connaissance de cause :

- Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret ;
- Conformité aux missions du GRD ;
- Apport par rapport au plan d'adaptation ;
- Absence de financement par les tarifs ;
- Le cas échéant, respect des dispositions relatives aux projets-pilotes.

Restant convaincue que les GRD disposent déjà des moyens proportionnés à leurs missions et à leurs capacités réelles de mobilisation des ressources et investissements (conformément à l'article 4, § 2, 2°, du décret tarifaire), et cette position étant bien connue du Gouvernement, la CWaPE ne se prononce en revanche pas, dans le cadre du présent avis, sur l'opportunité de l'octroi des subsides demandés. La CWaPE se limite donc à examiner leur recevabilité administrative, à identifier quelques points d'attention et réserves, et à suggérer quelques balises à poser par le Gouvernement dans sa décision d'octroi ou non des subsides.

Pour chaque projet, l'analyse est structurée de la manière suivante :

- 1) Identification et bref résumé du projet. Renvoi aux annexes pour le détail. Évaluation de la complétude ;
- 2) Analyse du projet selon les critères suivants :
 - a. Constat de l'existence d'un lien potentiel avec les objectifs poursuivis par le Gouvernement et définis à l'article 10bis ;
 - b. Conformité aux missions des GRD ;
 - c. Apport supplémentaire par rapport aux plans d'adaptation (PA) ;
 - d. Absence de financement par les tarifs ;
- 3) Si le projet est un projet-pilote (PP), une première analyse est réalisée sur la base des critères définis par le décret, mais devra être formalisée ultérieurement.

En ce qui concerne « *la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution* », la CWaPE rappelle que les méthodologies tarifaires de type « Revenue Cap » adoptées par la CWaPE pour les périodes réglementaires 2019-2023, 2024 et 2025-2029 ne permettent pas d'identifier ce risque pour les projets individuels comme la CWaPE l'a mis en évidence précédemment dans ses avis CD-23b16-CWaPE-0924 et CD-22k30-CWaPE-0921.

Ainsi, à la page 9 de l'avis CD-22k30-CWaPE-0921, il est en effet démontré qu'« *à contrario, dans la régulation revenue-cap telle que prévue par la méthodologie tarifaire 2019-2023, le budget des coûts contrôlables n'est pas établi poste par poste mais de façon globale (généralement par indexation du budget des coûts contrôlables de l'année précédente). Il n'est par conséquent pas possible de pouvoir s'assurer qu'un subside couvre ou ne couvre pas une dépense incluse dans le budget des coûts contrôlables. L'octroi d'une subvention couvrant des coûts d'investissement ou des coûts opérationnels peut dès lors entraîner la création d'un bonus dans le chef des GRD* ».

Le décret prévoit effectivement un contrôle *ex post* sur ce point et le remboursement total ou partiel du subside par le GRD qui aurait réalisé un bonus. La CWaPE constate que ce risque est important, compte tenu de la hauteur des revenus autorisés des années 2023 et 2024 à disposition du GRD, et souligne également l'atténuation de la portée incitative du mécanisme de bonus/malus, dès lors que le GRD pourrait, en théorie du moins, être tenté de générer un malus afin de ne pas rembourser les subsides perçus.

Par ailleurs, la CWaPE dispose de la possibilité de demander, en cours de période régulatoire, une révision à la baisse des Revenus Autorisés et des tarifs en vue d'intégrer les subsides ou autres formes de soutien public octroyés au gestionnaire de réseau de distribution et ce conformément à l'article 15, § 1^{er}, 3°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité

La CWaPE rappelle enfin que la décision d'accorder ou non des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution dans le respect du décret relève avant tout de la responsabilité du Gouvernement et non de la CWaPE.

4. ANALYSE PAR PROJETS

Cette section détaille l'analyse de la CWaPE projet par projet selon la méthodologie décrite au point 3 *supra*. Les projets analysés sont les suivants :

4.1	Déploiement accéléré de compteurs communicants sur les circuits les plus exposés aux surtensions	Électricité
4.2	Le renforcement des réseaux basse tension (BT) congestionnés par les injections d'électricité issue des panneaux photovoltaïques (PV)	Électricité
4.3	Trajet outils informatiques basse tension	Électricité
4.4	Smart Grid	Électricité
4.5	Investissements réseau gaz biométhane	Gaz
4.6	Observabilité du réseau gaz Moyenne Pression (MP)	Gaz

Apport par rapport au plan d'adaptation :

De manière globale pour les 4 projets concernés et comme elle l'a fait remarquer à ORES lors de l'examen de son projet de plan d'adaptation pour la période 2024-2029 (réunion du 26 juin dans les locaux d'ORES à Gosselies), la CWaPE constate que la version provisoire de PA d'ORES ne détaillait aucun investissement sous la motivation « *subvention GW pour accélérer la transition énergétique* ».

La CWaPE constate également que les prestations visées par tous ces projets sont déjà actuellement au cœur des missions des GRD et peuvent être considérées comme faisant déjà partie de leur *core business*. La CWaPE risque donc de connaître certaines difficultés pour distinguer les investissements « normaux » des investissements « complémentaires » subsidiés. Le problème sera d'autant plus aigu en cas de non-atteinte des objectifs d'investissement annuels (en nombre et/ou en euros) fixés dans les plans d'adaptation.

Sans que cela ne résolve les difficultés décrites ci-avant, la CWaPE insiste donc pour que, dans la version définitive de son PA :

- ORES reprenne les investissements concernés ;
- Ces investissements soient :
 - Au titre de travaux supplémentaires au *core business* des GRD, repris sous la motivation spécifiquement créée à cet effet « *Subvention GW pour accélérer la transition énergétique* » et

ce, tel que convenu avec les GRD lors de la dernière révision des lignes directrices encadrant la rédaction des plans d'adaptation ;

- Repris, pour les années concernées, de manière :
 - Nominative (n° de projet spécifique et unique), au minimum pour ceux visant les infrastructures clairement identifiées dans la demande ;
 - Non nominative pour les enveloppes annuelles estimées.
- D'un montant estimé identique dans les 2 documents (présente demande et version définitive des PA).
- Si certains projets relevant du *core business* d'un GRD étaient repris sous la motivation « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » et que, pour quelque raison que ce soit, le subside n'était finalement pas accordé, les projets concernés pourraient finalement être retirés des plans d'adaptation ou, si le GRD l'estime utile, repris à son propre compte et transféré sous une autre rubrique.

4.1. Déploiement accéléré de compteurs communicants sur les circuits les plus exposés aux surtensions

4.1.1. Description

Le développement accru des unités de production décentralisées (UPD) contraint les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) à moderniser les réseaux et leurs équipements afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs.

Pour éviter la politique du « *fit & forget* », le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) oblige désormais les GRD à mettre en place des stratégies de gestion active des réseaux.

Pour répondre à cette problématique d'injection d'électricité renouvelable, le GRD doit pouvoir mesurer et quantifier les valeurs fondamentales des flux concernés.

Les compteurs communicants permettent d'assurer ces fonctions. Grâce au rapatriement de leurs données (notamment relatives à la tension), les solutions IT permettraient d'identifier et quantifier les problèmes liés à l'injection photovoltaïque. Ainsi le GRD pourrait ainsi avoir accès à des calculs de capacité d'accueil, d'analyse d'impacts et de scénarios, d'aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle, algorithmes d'apprentissage, etc.

Ces compteurs doivent cependant se compter en nombre suffisant dans les zones problématiques afin de permettre une modélisation pertinente du réseau. Une trop grande dispersion de ces compteurs ne permet pas de quantifier l'ampleur exacte des problèmes existants et donc d'esquisser une solution optimale et ce, à long terme.

Une fois les données fournies par ce nombre plus important de compteurs récoltées, le GRD peut alors mettre en œuvre des mesures techniques afin de solutionner cette problématique notamment par la mise en place de solutions relatives faciles à mettre en place, notamment :

- Changement de phase ;
- Équilibrage ;
- Déplacement de la coupure réseau.

Si aucune de ces solutions ne permet de résoudre le problème, le GRD devra alors procéder à des investissements plus conséquents dans ses réseaux.

Au cours de la période 2023-2024, ORES procéderait à la contractualisation de nouveaux sous-traitants pour augmenter le rythme de placement des CC sur les circuits concernés.

L'installation des compteurs communicants sur les circuits concernés serait réalisée au cours des années 2024 à 2026.

D'après la demande introduite par ORES, le prix unitaire d'un compteur communicant est de :

- [REDACTED] en 2024 ;
- [REDACTED] en 2025 ;
- [REDACTED] en 2026.

Pour les années concernées, ces montants s'écartent très légèrement des prix unitaires calculés à partir des données du projet de plan d'adaptation 2024-2029 et sont largement supérieurs aux coûts unitaires acceptés lors de l'approbation du budget smart 2019-2023 ([REDACTED] en 2020 ; [REDACTED] en 2021 ; [REDACTED] en 2022 ; [REDACTED] en 2023).

La CWaPE note également qu'en vue de répondre aux objectifs fixés par Décret, le déploiement de compteurs communicants est également repris dans le projet de plan d'adaptation 2024-2029 au titre de *core business*. Il devrait donc s'agir ici d'investissements permettant de dépasser ces objectifs.

Ces objectifs pourraient cependant évoluer au regard du projet de modification du Décret en cours (1^{ère} lecture). Selon ce dernier, un objectif de 100% de compteurs communicants pourrait être demandé aux GRD à l'horizon du 31 décembre 2029. Partant et si ce seuil devait se confirmer à court ou moyen terme, la CWaPE s'interroge sur le sort à réserver au solde voire à la totalité des subsides octroyés.

ORES a identifié 9.000 circuits à risque élevé de surtensions. Afin de pouvoir modéliser correctement le réseau, il est nécessaire que le taux de pénétration des compteurs communicants y soit de 80% au moins. Etant donné que chaque circuit compte en moyenne 16 compteurs et près de 10% sont déjà communicants, l'objectif du projet est la pose de 100.800 compteurs complémentaires (9.000 x 16 x (80%-10%)).

L'investissement global est dès lors de l'ordre [REDACTED]

Le rythme de pose et les besoins de liquidation ne peuvent être estimés à ce stade, ils dépendent notamment de la date d'obtention de la subvention et des procédures de marchés publics permettant de contractualiser des équipes complémentaires de sous-traitants.

4.1.2. Analyse

4.1.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

Pour la période concernée, ORES reprend très succinctement l'étape du projet qu'elle entend mener annuellement mais pour les années durant lesquelles les CC seront installés, aucune quantité n'est détaillée. Les montants annuels ne sont pas détaillés, seul le montant total de l'investissement est précisé.

4.1.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.1.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.1.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.1.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027. Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024. Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus. Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés. Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée ».

Avis de la CWaPE :

Contrairement à ce qu'ORES prétend, le GRD dispose d'un budget spécifique de 10 millions d'euros en 2024 pour le placement des compteurs communicants électricité dont des compteurs communicants chez les prosumers. De plus, si le GRD place plus de compteurs que ce qu'il a prévu, un solde régulateur sera calculé et le GRD percevra la différence de volume. Aussi, si ORES devait recevoir un subside pour le placement de compteurs communicants en 2024, le GRD devrait impérativement identifier les compteurs subsidiés et les déduire des compteurs communicants placés lors du calcul du solde régulateur afin d'éviter que le GRD ne perçoive indûment un solde régulateur sur des compteurs subsidiés. Cela créerait une complexité importante dans le chef du GRD et de la CWaPE lors du contrôle des soldes régulateurs. Aussi, la CWaPE encourage le Gouvernement Wallon à subsidier le placement des compteurs communicants à partir de 2025 afin d'éviter tout risque de double financement via les tarifs de distribution. Par ailleurs, la CWaPE observe que d'autres GRD ont explicitement indiqué qu'ils ne demandaient pas de subvention pour le placement des compteurs communicants en 2024 étant donné qu'ils disposent déjà d'un budget spécifique.

En ce qui concerne la période régulatoire 2025-2029, le budget relatif au déploiement des compteurs communicants n'a pas encore été déterminé.

La CWaPE veillera à ce que le subside éventuellement octroyé soit effectivement déduit du budget qui sera octroyé à ORES pour la période régulatoire 2025-2029. Il conviendra également de distinguer explicitement les compteurs communicants subsidiés et les compteurs communicants non subsidiés afin d'éviter que l'effet volume (permettant le calcul d'un solde régulatoire ex-post) s'applique sur les compteurs communicants subsidiés.

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.1.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.1.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.2. Le renforcement des réseaux basse tension (BT) congestionnés par les injections d'électricité issue des panneaux photovoltaïques (PV)

4.2.1. Description

La deuxième demande d'ORES s'inscrit dans la même problématique que celle décrite ci-avant mais concerne les investissements dans les réseaux BT et plus particulièrement la pose supplémentaire de 213 km de réseaux.

ORES ne détaille cependant pas les tronçons concernés, ni la manière dont ils ont été identifiés mais précise que ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion/couverture des réseaux basse tension 230V en 400V ou en remplacement des câbles et lignes de faibles sections. Ils devraient permettre d'accroître la capacité d'accueil des productions renouvelables sur les réseaux.

Comme pour le point précédent, la CWaPE note que des travaux de cette nature sont également repris dans des enveloppes non nominatives du projet de plan d'adaptation 2024-2029 au titre de *core business* et que ces derniers devraient normalement être programmés afin de cibler prioritairement les problèmes les plus sévères dont ORES aurait déjà connaissance.

Dans sa demande, ORES précise que les volumes concernés figurent au projet de plan d'adaptation, mais représentent des volumes complémentaires par rapport à ceux actuellement supportés par les tarifs qui ne seraient pas réalisés sans les moyens du PNRR.

Partant, la CWaPE constate alors que ces derniers ne sont pas repris sous la motivation adéquate dans le projet de plan et devront être scindés (BAU vs subsides) dans la version définitive du plan 2024-2029 à rentrer pour le 15 septembre 2023.

Au cours de la période 2023-2024, ORES procéderait à la contractualisation de nouveaux sous-traitants afin d'obtenir les sous-traitants et/ou matériaux complémentaires.

La réalisation des investissements dans le réseau basse tension serait menée au cours des années 2024 à 2026.

D'après ORES et sous réserve de confirmation de la disponibilité des matières et des entrepreneurs et compte tenu des informations actuellement disponibles, le planning et les budgets indicatifs sont les suivants :

- 2024 : 72 km
- 2025 : 86 km
- 2026 : 55 km

Le budget global est estimé à

Le rythme de pose et les besoins de liquidation ne peuvent être estimés à ce stade, ils dépendent notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra d'activer les procédures de marché public complémentaires indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

Description détaillée : voir annexe.

4.2.2. Analyse

4.2.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

La description peut être considérée comme suffisante pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser.

4.2.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.2.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.2.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.2.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027. Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024. Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus. Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés. Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée. »

Avis de la CWaPE :

Comme indiqué au point 3 *supra*, la CWaPE est dans **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**. Les GRD disposent d'une enveloppe de coûts contrôlables (dont font partie les charges d'amortissement) dans laquelle ils procèdent à des arbitrages. Aussi, même si les coûts d'investissement visés n'étaient pas spécifiquement identifiés dans le budget de l'année 2019, le GRD peut décider, au cours de la période régulatoire, de remplacer un projet initialement budgété par un autre qu'il juge plus opportun ou prioritaire. La CWaPE considère dès lors que le fait que ces coûts n'étaient pas explicitement repris dans le budget 2019 ne constitue pas une démonstration qu'ils ne sont pas déjà financés par les tarifs de distribution des années 2019 à 2024.

De même, le budget des charges contrôlables des années 2025-2029 est une enveloppe globale dans laquelle les GRD feront des arbitrages tout au long de la période régulatoire en fonction de leurs besoins.

En outre, les coûts additionnels de transition octroyés aux GRD pour la période régulatoire 2025-2029 couvrent les coûts additionnels d'extension et de renforcement de réseau induits par la transition énergétique notamment. Les GRD ont communiqué à la CWaPE leurs estimations de quantités et de coûts nécessaires pour faire face à l'évolution de leur réseau. **ORES n'apporte aucunement la preuve que ces 213 km de pose de réseau basse tension ne sont pas déjà inclus dans les estimations transmises à la CWaPE lors de la détermination des coûts additionnels de transition 2025-2029.**

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.2.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.2.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.3. Trajet outils informatiques basse tension

4.3.1. Description

4.3.2. Trajet outils informatiques basse tension

La troisième demande d'ORES s'inscrit également dans la même problématique que les deux précédentes mais concerne les investissements dans les outils IT en vue de traiter les données récoltées par les compteurs communicants afin d'aider le GRD dans sa gestion des réseaux.

L'acquisition et industrialisation de ces outils IT serait menée au cours de la période 2024 à 2026.

L'investissement concerne une enveloppe de 2.851.538 euros couvrant différents éléments en vue d'amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation (modélisation, prévision d'incidents, gestion du portefeuille, études diverses, etc).

Des études seront lancées après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les éléments retenus, un timing et une estimation budgétaire. Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux.
Description détaillée : voir annexe.

4.3.3. Analyse

4.3.3.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

La description est considérée comme lacunaire pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser. Le besoin en développement est décrit de manière générale mais non spécifique. L'apport que peuvent avoir les outils d'analyse informatique n'est pas contesté mais le risque identifié par la CWaPE est qu'ORES initie des développements sans veiller à la cohérence des différents outils et sans avoir fixé des objectifs atteignables et mesurables. Des précisions devraient dès lors être apportées en tout début de projet afin que l'évaluation des rapports semestriels puisse être menée à bien.

4.3.3.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.3.3.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.3.3.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.
A noter que par le passé, les développements informatiques concernés n'ont jamais été repris par ORES au nombre des investissements détaillés dans les plans d'adaptation.

4.3.3.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027. Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024. Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus. Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés. Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée. »

Avis de la CWaPE :

Comme indiqué au point 3 *supra*, la CWaPE est dans **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**. Les GRD disposent d'une enveloppe de coûts contrôlables (dont font partie les charges d'amortissement) dans laquelle ils procèdent à des arbitrages. Aussi, même si les coûts visés n'étaient pas spécifiquement identifiés dans le budget de l'année 2019, le GRD peut décider, au cours de la période régulatoire, de remplacer un projet initialement budgété par un autre qu'il juge plus opportun ou prioritaire. La CWaPE considère dès lors que le fait que ces coûts n'étaient pas explicitement repris dans le budget 2019 ne constitue pas une démonstration qu'ils ne sont pas déjà financés par les tarifs de distribution des années 2019 à 2024.

De même, le budget des charges contrôlables des années 2025-2029 est une enveloppe globale dans laquelle les GRD feront des arbitrages tout au long de la période régulatoire en fonction de leurs besoins.

En ce qui concerne la période régulatoire 2025-2029, bien que ces coûts IT ne fassent a priori pas partie des charges nettes additionnelles de transition octroyées aux GRD, la CWaPE considère (cfr motivation de la méthodologie tarifaire 2025-2029) qu'ORES dispose d'une « marge » d'environ **110 millions d'euros** sur la période régulatoire 2025-2029 pour des investissements IT Business As Usual additionnels. Cette marge provient du fait que les amortissements des logiciels sont passés de 5 ans à 10 ans, entre la période pré 2019 et la période régulatoire 2019-2023, ce qui signifie que les charges réelles d'investissement IT des années 2019-2022 intègrent des amortissements des systèmes IT immobilisés avant 2019, donc amortis sur 5 ans, qui disparaîtront à partir de 2025, libérant ainsi une capacité d'investissement IT importante et de charges d'exploitation associées pour la période 2025-2029. Aussi, contrairement à ce qu'ORES prétend, **la CWaPE considère que ces investissements IT seront déjà financés par les charges d'amortissement « Business As Usual » des années 2025-2029.**

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.3.4. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.3.5. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.4. Smart Grid

4.4.1. Description

La quatrième et dernière demande d'ORES pour la filière électricité vise des investissements dans des outils complémentaires de pilotage et la documentation du réseau.

Au regard des pratiques du passé, les changements induits par la transition énergétique nécessiteront un mode de conduite des réseaux plus réactif, notamment via une connaissance plus fine et en temps réel des flux et des paramètres des réseaux.

L'optimisation en temps réel de l'injection d'énergie renouvelable ainsi que la gestion des flexibilités technique et commerciale font naître de nouvelles exigences dans le pilotage du réseau.

Ces nouvelles exigences impliquent un investissement dans de nouveaux outils de pilotage du réseau mais également la nécessité de pouvoir disposer d'une documentation unique, automatisée et de qualité sur les assets réseau.

Ce projet vise à amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation. Ils devraient permettre l'amélioration de l'efficacité énergétique des réseaux, l'accroissement de la capacité d'accueil des énergies renouvelables et la maîtrise des coûts liés à la transition énergétique.

L'acquisition et industrialisation de ces outils IT serait menée au cours de la période 2024 à 2027.

L'investissement concerne une enveloppe de 5.648.063 euros.

Des études seront lancées par ORES après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les éléments retenus, un timing et une estimation budgétaire.

Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux.

Description détaillée : voir annexe.

4.4.2. Analyse

4.4.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

La description est considérée comme lacunaire pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser. Le besoin en développement est décrit de manière générale mais non spécifique. L'apport que peuvent avoir les outils d'analyse informatique n'est pas contesté mais le risque identifié par la CWaPE est qu'ORES initie des développements sans veiller à la cohérence des différents outils et sans avoir fixé des objectifs atteignables et mesurables. Des précisions devraient dès lors être apportées en tout début de projet afin que l'évaluation des rapports semestriels puisse être menée à bien.

4.4.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

A la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.4.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.4.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.4.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024. Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus. Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés. Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée. »

Avis de la CWaPE :

Comme indiqué au point 3 *supra*, la CWaPE est dans **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**. Les GRD disposent d'une enveloppe de coûts contrôlables (dont font partie les charges d'amortissement) dans laquelle ils procèdent à des arbitrages. Aussi, même si les coûts visés n'étaient pas spécifiquement identifiés dans le budget de l'année 2019, le GRD peut décider, au cours de la période régulatoire, de remplacer un projet initialement budgété par un autre qu'il juge plus opportun ou prioritaire. La CWaPE considère dès lors que le fait que ces coûts n'étaient pas explicitement repris dans le budget 2019 ne constitue pas une démonstration qu'ils ne sont pas déjà financés par les tarifs de distribution des années 2019 à 2024.

De même, le budget des charges contrôlables des années 2025-2029 est une enveloppe globale dans laquelle les GRD feront des arbitrages tout au long de la période régulatoire en fonction de leurs besoins.

En ce qui concerne la période régulatoire 2025-2029, bien que ces coûts IT ne fassent a priori pas partie des charges nettes additionnelles de transition octroyées aux GRD, la CWaPE considère (cfr motivation de la méthodologie tarifaire 2025-2029) qu'ORES dispose d'une « marge » d'environ **110 millions d'euros** sur la période régulatoire 2025-2029 pour des investissements IT Business As Usual additionnels. Cette marge provient du fait que les amortissements des logiciels sont passés de 5 ans à 10 ans, entre la période pré 2019 et la période régulatoire 2019-2023, ce qui signifie que les charges réelles d'investissement IT des années 2019-2022 intègrent des amortissements des systèmes IT immobilisés avant 2019, donc amortis sur 5 ans, qui disparaîtront à partir de 2025, libérant ainsi une capacité d'investissement IT importante et de charges d'exploitation associées pour la période 2025-2029. Aussi, contrairement à ce qu'ORES prétend, **la CWaPE considère que ces investissements IT seront déjà financés par les charges d'amortissement « Business As Usual » des années 2025-2029.**

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.4.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.4.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.5. Investissements réseau gaz biométhane

4.5.1. Description

Ce projet vise « Divers investissements permettant de permettre ou favoriser l'accueil de biométhane sur le réseau (optimisation ou décongestion des flux et raccordements divers) ».

« Les investissements visés par ce projet vont permettre un accroissement de la capacité d'accueil des énergies renouvelables sur les réseaux (dans ce cas, du biométhane). [...] Des études seront lancées après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les principaux chantiers concernés, un timing et une estimation budgétaire.

Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux. »

4.5.2. Analyse

4.5.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

La description est considérée comme lacunaire pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser. Des précisions devraient dès lors être apportées au plus tard en tout début de projet afin que l'évaluation des rapports semestriels puisse être menée à bien.

4.5.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.5.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.5.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.5.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés. Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.»

Avis de la CWaPE :

Comme indiqué au point 3 *supra*, la CWaPE est dans **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**. Les GRD disposent d'une enveloppe de coûts contrôlables (dont font partie les charges d'amortissement) dans laquelle ils procèdent à des arbitrages. Aussi, même si les coûts visés n'étaient pas spécifiquement identifiés dans le budget de l'année 2019, le GRD peut décider, au cours de la période régulatoire, de remplacer un projet initialement budgété par un autre qu'il juge plus opportun ou prioritaire. La CWaPE considère dès lors que le fait que ces coûts n'étaient pas explicitement repris dans le budget 2019 ne constitue pas une démonstration qu'ils ne sont pas déjà financés par les tarifs de distribution des années 2019 à 2024.

De même, le budget des charges contrôlables des années 2025-2029 est une enveloppe globale dans laquelle les GRD feront des arbitrages tout au long de la période régulatoire en fonction de leurs besoins.

En outre, la CWaPE souligne que **les coûts de raccordement au réseau sont couverts par les tarifs non périodiques**. Il convient dès lors d'être attentif que le GRD ne facture pas aux URD les coûts de raccordement éventuellement subsidiés. La CWaPE suppose dès lors qu'il s'agira surtout ici d'investissements sur le réseau du GRD, permettant d'accroître la capacité d'accueil.

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.5.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.5.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.6. Observabilité du réseau gaz Moyenne Pression (MP)

4.6.1. Description

Cette demande de subvention d'ORES vise le « *Placement de ■ télécapteurs de pression sur le réseau moyenne pression (MP) pour remplacer des enregistreurs mécaniques.*

Ces capteurs envoient les mesures de pression à une base de données, mesures qui sont ensuite intégrées dans le calculateur de réseau. En outre, ces capteurs peuvent également envoyer des alarmes en cas de pression excessive ou insuffisante. »

Ce projet estimé à 180.000€ doit permettre d'accueillir 5% de productible supplémentaire pour 5 biométhanisations.

4.6.2. Analyse

4.6.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 1° et 3°)

La description peut être considérée comme suffisante pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser.

4.6.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1er, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.6.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.6.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1er, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.6.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1er, al. 2, 5°)

Démonstration d'ORES :

« Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.»

Avis de la CWaPE :

Comme indiqué au point 3 *supra*, la CWaPE est dans **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**. Les GRD disposent d'une enveloppe de coûts contrôlables (dont font partie les charges d'amortissement) dans laquelle ils procèdent à des arbitrages. Aussi, même si les coûts visés n'étaient pas spécifiquement identifiés dans le budget de l'année 2019, le GRD peut décider, au cours de la période régulatoire, de remplacer un projet initialement budgété par un autre qu'il juge plus opportun ou prioritaire. La CWaPE considère dès lors que le fait que ces coûts n'étaient pas explicitement repris dans le budget 2019 ne constitue pas une démonstration qu'ils ne sont pas déjà financés par les tarifs de distribution des années 2019 à 2024.

De même, le budget des charges contrôlables des années 2025-2029 est une enveloppe globale dans laquelle les GRD feront des arbitrages tout au long de la période régulatoire en fonction de leurs besoins.

Enfin, le fait que le subside vienne en déduction de la Base d'Actifs Régulés n'est aucunement une preuve de l'absence de double financement. La comptabilisation du subside viendra réduire le montant de l'investissement net réel et par conséquent la charge d'amortissement réelle. Or c'est la charge d'amortissement budgétée qui est reprise dans les tarifs de distribution et l'écart entre la charge de distribution budgétée et réelle constitue un bonus ou un malus pour le GRD.

4.6.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.6.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

* *
*

5. ANNEXES

5.1. Annexe 1

smart_012-2023.07.27 PNRR Fiche REPowerEU Volet CC.docx

5.2. Annexe 2

smart_013-2023.07.27 PNRR Fiche REPowerEU Volet investissements BT.docx

5.3. Annexe 3

smart_014-2023.07.27 PNRR Fiche REPowerEU Volet Outils BT.docx

5.4. Annexe 4

smart_015-2023.07.27 PNRR Fiche Smart Grid.docx

5.5. Annexe 5

smart_016-2023.07.27 PNRR - Fiche bouclages réseaux gaz.docx

5.6. Annexe 6

smart_017-2023.07.27 PNRR - Fiche Observabilité réseaux gaz.docx

5.7. Annexe 7

Résumé des montants concernés

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

REPOWER EU

NOM DU PROJET
Déploiement accéléré de compteurs communicants sur les circuits les plus exposés aux surtensions
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Le développement accru des unités de production renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers sur les réseaux d'ORES), nécessite que les gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type <i>fit and forget</i>. L'approche <i>fit and forget</i> consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau afin de résoudre les problèmes de décrochage d'onduleurs des prosumers.</p> <p>La première et indispensable mesure à prendre pour répondre à cette problématique d'injection d'électricité renouvelable est de pouvoir la mesurer et la quantifier. Le compteur communicant est la solution optimale car il permet un contrôle de la <i>power quality</i> en permanence. Il est toutefois indispensable de saturer au maximum les zones problématiques de compteurs communicants afin de permettre une modélisation pertinente du réseau. Un compteur isolé chez le seul client problématique ne permettra pas d'apporter de solution optimale et à long terme de son problème. Une fois ces données récoltées, le GRD peut alors mettre en œuvre des mesures techniques afin de solutionner cette problématique comme :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Changement de phase – Équilibrage – Déplacement de la coupure réseau <p>Si aucune de ces solutions ne permet de résoudre le problème, le GRD devra alors investir dans la modernisation de son réseau.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
<ul style="list-style-type: none"> – 2023-2024 : contractualisation de nouveaux sous-traitants pour augmenter le rythme de placement des CC sur les circuits concernés – 2024-2025-2026 : installation des compteurs communicants sur les circuits concernés
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS ¹
<p>Le développement accru des unités de production renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers chez ORES), nécessite que les</p>

¹ Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type *fit and forget*. L'approche *fit and forget* consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Cette approche était valable lorsque la mission des GRDs était essentiellement de délivrer aux consommateurs l'énergie provenant du réseau de transport (RT). Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau. Seule cette gestion active, complétée quand cela est nécessaire d'investissements visant à renforcer le réseau, permettra aux réseaux de distribution d'accueillir plus de renouvelable et de nouveaux usages.

Cette gestion active de la demande et politique d'investissement reposent en premier lieu sur la collecte de données sur notre réseau et donc chez nos clients afin de disposer de données techniques. Chez les clients du réseau basse tension, les compteurs communicants permettent cette remontée d'information auprès des plateformes informatiques.

Grâce au rapatriement de données techniques (p.ex. tension) via des compteurs communicants, les solutions IT permettent notamment d'identifier, analyser et résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïque via des calcul de capacité d'accueil, d'analyse d'impacts et de scénarios, d'aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle, des Datafactory et algorithmes d'apprentissage, etc.

Dans les cas où, les solutions de recalibrage du réseau, changement de phase, ne permettent pas de solutionner les problèmes réseaux, il sera indispensable de procéder à des investissements dans les assets réseaux et de renfoncer les cabines/points de transformation/lignes afin de notamment permettre l'injection de renouvelable et les nouveaux usages.

DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'INVESTISSEMENT À RÉALISER, EN CE COMPRIS LE RYTHME ESTIMÉ DES BESOINS DE LIQUIDATION DE LA SUBVENTION

Le prix unitaire complet d'un compteur communicant est de [REDACTED] en 2024, [REDACTED] en 2025 et [REDACTED] en 2026.

ORES a identifié 9.000 circuits à risque élevé de surtensions. Afin de pouvoir modéliser correctement le réseau, il est nécessaire que le taux de pénétration des compteurs communicants y soit de 80% au moins. Etant donné que chaque circuit compte en moyenne 16 compteurs et près de 10% sont déjà communicants, l'objectif du projet est la pose de 100.800 compteurs complémentaires (9.000 x 16 x (80%-10%)).

L'investissement global est dès lors de l'ordre [REDACTED]

Le rythme de pose et les besoins de liquidation ne peuvent être estimés à ce stade, ils dépendent notamment de la date d'obtention de la subvention et des procédures de marchés publics permettant de contractualiser des équipes complémentaires de sous-traitants.

APPORT DE CET INVESTISSEMENT SUPPLÉMENTAIRE PAR RAPPORT AUX PLANS D'INVESTISSEMENTS APPROUVÉS PAR LA CWAPE

L'accélération du placement des compteurs communicants sur des circuits à risque élevé de surtensions permettra de collecter massivement des données techniques auprès de ces clients qui

connaissent des problèmes d'injection de leur production sur le réseau basse-tension. Elle permettra de saturer de compteurs communicants les zones problématiques du réseau plus rapidement que le plan de déploiement actuel et donc de pouvoir apporter plus rapidement des solutions techniques permettant de limiter le décrochage des onduleurs et donc l'injection d'électricité renouvelable dans le réseau. Ce projet facilitera également l'intégration des VE et PAC dans les réseaux.

DÉMONSTRATION QUE LE PROJET COUVERT PAR LA DEMANDE DE SUBVENTION N'EST PAS FINANÇÉ AU TRAVERS DES TARIFS DE DISTRIBUTION.

Introduction

Les tarifs de distribution d'ORES découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2019-2023.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) ont été déterminées sur base d'un budget 2019 et ensuite simplement indexées.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2023 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2023.

Le **Revenu Autorisé 2024** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2024. Dans cette méthodologie, le Revenu Autorisé de 2024 est identique (sauf solde régulateur) au Revenu Autorisé de 2023.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2024 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2024.

Le **Revenu Autorisé 2025-2029** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2025-2029.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) seront déterminées sur base d'une moyenne des coûts réels 2019-2022 indexés.

A cette valeur sera ajoutée une enveloppe de coûts additionnels afin de couvrir les investissements liés à la transition énergétique (extension de réseau et évolution de la pointe).

Les investissements liés à cette enveloppe ont été déterminés lors d'une étude de la CWaPE (avec le consultant Schwartz & Co) et sont donc bien délimités.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

REPOWER EU

NOM DU PROJET
Renforcement des réseaux basse tension (BT) congestionnés par les injections d'électricité issue des panneaux photovoltaïques (PV)
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Investissements dans le réseau BT.</p> <p>Le développement accru des unités de production renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers sur les réseaux d'ORES), nécessite que les gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type <i>fit and forget</i>. L'approche <i>fit and forget</i> consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau afin de résoudre les problèmes de décrochage d'onduleurs des prosumers.</p> <p>La première et indispensable mesure à prendre pour répondre à cette problématique d'injection d'électricité renouvelable est de pouvoir la mesurer et la quantifier. Le compteur communicant est la solution optimale car il permet un contrôle de la <i>power quality</i> en permanence. Il est toutefois indispensable de saturer au maximum les zones problématiques de compteurs communicants afin de permettre une modélisation pertinente du réseau. Un compteur isolé chez le seul client problématique ne permettra pas d'apporter de solution optimale et à long terme de son problème. Une fois ces données récoltées, le GRD peut alors mettre en œuvre des mesures techniques afin de solutionner cette problématique comme :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Changement de phase – Équilibrage – Déplacement de la coupure réseau <p>Si aucune de ces solutions ne permet de résoudre le problème, le GRD devra alors investir dans la modernisation de son réseau.</p> <p>Ce volet concerne les investissements dans le réseau BT.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
<ul style="list-style-type: none"> – 2023-2024 : procédures de contractualisation afin d'obtenir les sous-traitants et/ou matériaux complémentaires. – 2024-2025-2026 : réalisation des investissements dans le réseau basse tension
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS ²

² Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

Le développement accru des unités de productions renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers chez ORES), nécessite que les gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type *fit and forget*. L'approche *fit and forget* consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Cette approche était valable lorsque la mission des GRDs était essentiellement de délivrer aux consommateurs l'énergie provenant du réseau de transport (RT). Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau. Seule cette gestion active, complétée quand cela est nécessaire d'investissements visant à renforcer le réseau, permettra aux réseaux de distribution d'accueillir plus de renouvelable et de nouveaux usages.

Cette gestion active de la demande et politique d'investissement reposent en premier lieu sur la collecte de données sur notre réseau et donc chez nos clients afin de disposer de données techniques. Chez les clients du réseau basse tension, les compteurs communicants permettent cette remontée d'information auprès des plateformes informatiques.

Grâce au rapatriement de données techniques (p.ex. tension) via des compteurs communicants, les solutions IT permettent notamment d'identifier, analyser et résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïque via des calcul de capacité d'accueil, d'analyse d'impacts et de scénarios, d'aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle, des Datafactory et algorithmes d'apprentissage, etc.

Dans les cas où les solutions de recalibrage du réseau ou de changement de phase ne permettent pas de solutionner les problèmes réseaux, il sera indispensable de procéder à des investissements dans les assets réseaux et de renforcer les cabines/points de transformation/lignes afin de notamment permettre l'injection de renouvelable et les nouveaux usages.

Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion/couverture des réseaux basse tension 230V en 400V ou en remplacement des câbles et lignes de faibles sections. Ils vont permettre d'accroître la capacité d'accueil des productions renouvelables sur les réseaux.

DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'INVESTISSEMENT À RÉALISER, EN CE COMPRIS LE RYTHME ESTIMÉ DES BESOINS DE LIQUIDATION DE LA SUBVENTION

La pose supplémentaire proposée dans le cadre de ce projet concerne environ 200 km de réseaux.

Sous réserve de confirmation de la disponibilité des matières et des entrepreneurs et compte tenu des informations actuellement disponibles, le planning et les budgets indicatifs sont les suivants :

- 2024 : 72 km
- 2025 : 86 km
- 2026 : 55 km

Le budget global est estimée à

Le rythme de pose et les besoins de liquidation ne peuvent être estimés à ce stade, ils dépendent notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra d'activer les procédures de marché public complémentaires indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

APPORT DE CET INVESTISSEMENT SUPPLÉMENTAIRE PAR RAPPORT AUX PLANS D'INVESTISSEMENTS APPROUVÉS PAR LA CWAPE

Les volumes concernés figurent au projet de plan d'adaptation, mais représentent des volumes complémentaires par rapport à ceux actuellement supportés par les tarifs qui ne seraient pas réalisés sans les moyens du PNRR. La pose de ces volumes permettra d'accroître le volume de renouvelable sur les réseaux de distribution BT. Ce projet facilitera également l'intégration des VE et PAC dans les réseaux.

DÉMONSTRATION QUE LE PROJET COUVERT PAR LA DEMANDE DE SUBVENTION N'EST PAS FINANÇÉ AU TRAVERS DES TARIFS DE DISTRIBUTION.

Introduction

Les tarifs de distribution d'ORES découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2019-2023.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) ont été déterminées sur base d'un budget 2019 et ensuite simplement indexées.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2023 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2023.

Le **Revenu Autorisé 2024** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2024. Dans cette méthodologie, le Revenu Autorisé de 2024 est identique (sauf solde régulateur) au Revenu Autorisé de 2023.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2024 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2024.

Le **Revenu Autorisé 2025-2029** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2025-2029.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) seront déterminées sur base d'une moyenne des coûts réels 2019-2022 indexés.

A cette valeur sera ajoutée une enveloppe de coûts additionnels afin de couvrir les investissements liés à la transition énergétique (extension de réseau et évolution de la pointe).

Les investissements liés à cette enveloppe ont été déterminés lors d'une étude de la CWaPE (avec le consultant Schwartz & Co) et sont donc bien délimités.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

REPOWER EU

NOM DU PROJET
Trajet outils informatiques basse tension (BT)
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Développement d'outils IT .</p> <p>Le développement accru des unités de production renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers sur les réseaux d'ORES), nécessite que les gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type <i>fit and forget</i>. L'approche <i>fit and forget</i> consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau afin de résoudre les problèmes de décrochage d'onduleurs des prosumers.</p> <p>La première et indispensable mesure à prendre pour répondre à cette problématique d'injection d'électricité renouvelable est de pouvoir la mesurer et la quantifier. Le compteur communicant est la solution optimale car il permet un contrôle de la <i>power quality</i> en permanence. Il est toutefois indispensable de saturer au maximum les zones problématiques de compteurs communicants afin de permettre une modélisation pertinente du réseau. Un compteur isolé chez le seul client problématique ne permettra pas d'apporter de solution optimale et à long terme de son problème. Une fois ces données récoltées, le GRD peut alors mettre en œuvre des mesures techniques afin de solutionner cette problématique comme :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Changement de phase - Équilibrage - Déplacement de la coupure réseau <p>Si aucune de ces solutions ne permet de résoudre le problème, le GRD devra alors investir dans la modernisation de son réseau.</p> <p>Ce volet concerne les investissements dans les outils IT en vue de traiter les données récoltées par les compteurs communicants afin d'aider le GRD dans sa gestion des réseaux.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
2024-2025-2026 : acquisition et industrialisation des outils IT
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS ³
Le développement accru des unités de production renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 180.000 prosumers chez ORES), nécessite que les

³ Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette production croissante et répondre ainsi aux problèmes de décrochage d'onduleurs. Historiquement, les réseaux de distribution ont été développés selon une approche de type *fit and forget*. L'approche *fit and forget* consiste à s'assurer que les investissements réalisés au niveau de l'infrastructure du réseau (câbles, lignes, transformateurs, etc.) permettent d'éviter d'enfreindre les limites opérationnelles (c.-à-d. éviter des problèmes de congestion ou de tension) en toutes circonstances, sans nécessiter un monitoring et un contrôle permanent des flux d'énergie ou des tensions en certains endroits du réseau. Cette approche était valable lorsque la mission des GRDs était essentiellement de délivrer aux consommateurs l'énergie provenant du réseau de transport (RT). Le développement du renouvelable et des nouveaux usages (VE, PAC, etc.) impose désormais aux GRDs de mettre en place des stratégies de gestion active du réseau. Seule cette gestion active, complétée quand cela est nécessaire d'investissements visant à renforcer le réseau, permettra aux réseaux de distribution d'accueillir plus de renouvelable et de nouveaux usages.

Cette gestion active de la demande et politique d'investissement reposent en premier lieu sur la collecte de données sur notre réseau et donc chez nos clients afin de disposer de données techniques. Chez les clients du réseau basse tension, les compteurs communicants permettent cette remontée d'information auprès des plateformes informatiques.

Grâce au rapatriement de données techniques (p.ex. tension) via des compteurs communicants, les solutions IT permettent notamment d'identifier, analyser et résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïque via des calcul de capacité d'accueil, d'analyse d'impacts et de scénarios, d'aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle, des Datafactory et algorithmes d'apprentissage, etc.

Dans les cas où, les solutions de recalibrage du réseau, changement de phase, ne permettent pas de solutionner les problèmes réseaux, il sera indispensable de procéder à des investissements dans les assets réseaux et de renfoncer les cabines/points de transformation/lignes afin de notamment permettre l'injection de renouvelable et les nouveaux usages.

Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion/couverture des réseaux basse tension 230V en 400V ou en remplacement des câbles et lignes de faibles sections. Ils vont permettre d'accroître la capacité d'accueil des productions renouvelables sur les réseaux.

L'ensemble de ces moyens va permettre d'accroître la capacité d'accueil du renouvelable sur les réseaux.

DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'INVESTISSEMENT À RÉALISER, EN CE COMPRIS LE RYTHME ESTIMÉ DES BESOINS DE LIQUIDATION DE LA SUBVENTION

L'investissement concerne une enveloppe de 2.851.538 euros couvrant différents éléments en vue d'amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation (modélisation, prévision d'incidents, gestion du portefeuille, études diverses, etc).

Des études seront lancées après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les éléments retenus, un timing et une estimation budgétaire.

Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux.

APPORT DE CET INVESTISSEMENT SUPPLÉMENTAIRE PAR RAPPORT AUX PLANS D'INVESTISSEMENTS APPROUVÉS PAR LA CWAPE

Le déploiement de ces outils n'est pas couvert par les Revenus Autorisés et va permettre d'amplifier et d'accélérer (l'industrialisation de) certains processus. Ce projet facilitera l'intégration du photovoltaïque, mais également des VE et PAC dans les réseaux.

DÉMONSTRATION QUE LE PROJET COUVERT PAR LA DEMANDE DE SUBVENTION N'EST PAS FINANÇÉ AU TRAVERS DES TARIFS DE DISTRIBUTION.

Introduction

Les tarifs de distribution d'ORES découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2019-2023.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) ont été déterminées sur base d'un budget 2019 et ensuite simplement indexées.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2023 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2023.

Le **Revenu Autorisé 2024** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2024. Dans cette méthodologie, le Revenu Autorisé de 2024 est identique (sauf solde régulateur) au Revenu Autorisé de 2023.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2024 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2024.

Le **Revenu Autorisé 2025-2029** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2025-2029.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) seront déterminées sur base d'une moyenne des coûts réels 2019-2022 indexés.

A cette valeur sera ajoutée une enveloppe de coûts additionnels afin de couvrir les investissements liés à la transition énergétique (extension de réseau et évolution de la pointe).

Les investissements liés à cette enveloppe ont été déterminés lors d'une étude de la CWaPE (avec le consultant Schwartz & Co) et sont donc bien délimités.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
ÉLECTRICITÉ (BUDGET COMPLÉMENTAIRE A REPOWER EU)**

NOM DU PROJET
Smart Grid
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Investissement dans des outils complémentaires de pilotage et documentation du réseau.</p> <p>La transition énergétique entraîne un changement fondamental dans les modes de conduite nécessitant la mise en place de modes de conduites plus intelligents que par le passé et une connaissance plus fine et en temps réels des paramètres du réseau.</p> <p>De nouvelles exigences dans le pilotage du réseau apparaissent telles que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Optimisation en temps réel de l'injection d'énergie renouvelable ; • Gestion de la flexibilité technique et de la flexibilité de marché ; • Gestion dynamique du chargement des véhicules électriques ; • ... <p>Ces nouvelles exigences impliquent un investissement dans de nouveaux outils de pilotage du réseau.</p> <p>En parallèle et pour permettre et optimiser le fonctionnement de ces outils, il est nécessaire de disposer d'une documentation unique, automatisée et de qualité sur les assets réseau.</p> <p>Ce projet vise à amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
2024-2025-2026-2027 : acquisition et industrialisation des outils IT
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS ⁴
<p>L'objectif de ce projet est de pouvoir développer plus rapidement ou de manière plus ambitieuse les outils IT nécessaires à une gestion dynamique du réseau (Smart Grid).</p> <p>Ces outils permettront de répondre aux objectifs suivants du plan de relance : amélioration de l'efficacité énergétique des réseaux, accroissement de la capacité d'accueil des énergies renouvelables et maîtrise des coûts liés à la transition énergétique.</p>
DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'INVESTISSEMENT À RÉALISER, EN CE COMPRIS LE RYTHME ESTIMÉ DES BESOINS DE LIQUIDATION DE LA SUBVENTION
<p>L'investissement concerne une enveloppe de 5.648.063 euros couvrant différents éléments en vue d'amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation.</p> <p>Des études seront lancées après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les éléments retenus, un timing et une estimation budgétaire.</p> <p>Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux.</p>

⁴ Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

APPORT DE CET INVESTISSEMENT SUPPLÉMENTAIRE PAR RAPPORT AUX PLANS D'INVESTISSEMENTS APPROUVÉS PAR LA
CWAPE

Le déploiement de ces outils n'est pas couvert par les Revenus Autorisés et va permettre d'amplifier et d'accélérer (l'industrialisation de) certains processus.

DÉMONSTRATION QUE LE PROJET COUVERT PAR LA DEMANDE DE SUBVENTION N'EST PAS FINANÇÉ AU TRAVERS DES
TARIFS DE DISTRIBUTION.

Introduction

Les tarifs de distribution d'ORES découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2019-2023.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) ont été déterminées sur base d'un budget 2019 et ensuite simplement indexées.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2023 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2023.

Le **Revenu Autorisé 2024** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2024. Dans cette méthodologie, le Revenu Autorisé de 2024 est identique (sauf solde régulateur) au Revenu Autorisé de 2023.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2024 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2024.

Le **Revenu Autorisé 2025-2029** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2025-2029.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) seront déterminées sur base d'une moyenne des coûts réels 2019-2022 indexés.

A cette valeur sera ajoutée une enveloppe de coûts additionnels afin de couvrir les investissements liés à la transition énergétique (extension de réseau et évolution de la pointe).

Les investissements liés à cette enveloppe ont été déterminés lors d'une étude de la CWAPE (avec le consultant Schwartz & Co) et sont donc bien délimités.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

PLAN DE RELANCE WALLON GAZ

NOM DU PROJET
Investissements réseau gaz biométhane
DESCRIPTION DU PROJET
Divers investissements permettant de permettre ou favoriser l'accueil de biométhane sur le réseau (optimisation ou décongestion des flux et raccordements divers).
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
2023 : Réalisation des études et demandes des autorisations 2024-2027 : Réalisation des travaux de pose
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS⁵
Les investissements visés par ce projet vont permettre un accroissement de la capacité d'accueil des énergies renouvelables sur les réseaux (dans ce cas, du biométhane).
DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'INVESTISSEMENT À RÉALISER, EN CE COMPRIS LE RYTHME ESTIMÉ DES BESOINS DE LIQUIDATION DE LA SUBVENTION
<p>Une enveloppe de 13.813.900 est prévue pour des chantiers spécifiques pour permettre ou favoriser l'accueil du biométhane sur le réseau (optimisation ou décongestion des flux et raccordements divers).</p> <p>Cette enveloppe couvre une partie des éléments figurant au plan d'adaptation mais qui ne sont ou ne seront pas couverts par le Revenu Autorisé.</p> <p>Des études seront lancées après la décision d'octroi de la subvention en vue d'évaluer les principaux chantiers concernés, un timing et une estimation budgétaire.</p> <p>Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront donc précisés par la suite et au fur de l'avancement des travaux.</p>
APPORT DE CET INVESTISSEMENT SUPPLÉMENTAIRE PAR RAPPORT AUX PLANS D'INVESTISSEMENTS APPROUVÉS PAR LA CWAPE
Ces projets qui ne sont actuellement pas couverts par les revenus autorisés vont permettre d'accélérer le développement du biométhane.
DÉMONSTRATION QUE LE PROJET COUVERT PAR LA DEMANDE DE SUBVENTION N'EST PAS FINANÇÉ AU TRAVERS DES TARIFS DE DISTRIBUTION.
<p><u>Introduction</u> Les tarifs de distribution d'ORES découlent de son Revenu Autorisé.</p>

⁵ Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

Le **Revenu Autorisé 2023** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2019-2023.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) ont été déterminées sur base d'un budget 2019 et ensuite simplement indexées.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2023 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2023.

Le **Revenu Autorisé 2024** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2024. Dans cette méthodologie, le Revenu Autorisé de 2024 est identique (sauf solde régulateur) au Revenu Autorisé de 2023.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2024 d'ORES lui permettent dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU). Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD n'est pas couvert par les CNI au sein du RA 2024.

Le **Revenu Autorisé 2025-2029** d'ORES est encadré par la Méthodologie Tarifaire 2025-2029.

Dans cette méthodologie, les charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) ainsi que les charges nettes liées aux investissements (CNI) seront déterminées sur base d'une moyenne des coûts réels 2019-2022 indexés.

A cette valeur sera ajoutée une enveloppe de coûts additionnels afin de couvrir les investissements liés à la transition énergétique (extension de réseau et évolution de la pointe).

Les investissements liés à cette enveloppe ont été déterminés lors d'une étude de la CWaPE (avec le consultant Schwartz & Co) et sont donc bien délimités.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

**PROJET DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA SUBVENTION AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

PLAN DE RELANCE WALLON GAZ

NOM DU PROJET
Observabilité du réseau gaz Moyenne Pression (MP)
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Placement de ■ télécapteurs de pression sur le réseau moyenne pression (MP) pour remplacer des enregistreurs mécaniques.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">    </div> <p>communiqué par GPRS les mesures sur une plateforme web + possibilité d'alarme</p> <p>Ces capteurs envoient les mesures de pression à une base de données, mesures qui sont ensuite intégrées dans le calculateur de réseau. En outre, ces capteurs peuvent également envoyer des alarmes en cas de pression excessive ou insuffisante.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
Placement en 2024 et 2025.
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS ⁶
<p>Accroître la capacité d'accueil des productions renouvelables (biométhane) grâce à une meilleure connaissance des flux sur le réseau.</p> <p>De nos estimations, nous pensons que ces mesures plus fines devraient nous permettre d'accueillir 5% de productible supplémentaire pour 5 biométhanisations.</p> <p>Or, sur base annuelle, une injection de biométhane c'est :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ injection 500 m³(n)/h en moyenne avec un Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) moyen de 10,9 kWh/m³(n) => 5.500 kWh/h ○ 8500 h de fonctionnement (taux de disponibilité de 97%) => 46.325.000 kWh/an par unité de biométhane ○ Consommation moyenne d'un client gaz : 18 000 kWh/an-client => 2573 clients équivalents alimentés par une unité de biométhane <p>Le « gain » des capteurs est donc :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 5% * 5 * 2573 = 643 clients équivalents pour les 5 unités de biométhane ○ Valorisation du gain en matière de CO₂ : 643 clients * 18 000 kWh/an * 181 gCO₂/kWh * 30 €/tonne⁷ de CO₂ = 62 847 €/an

⁶ Des projets visant à :

- 1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau;
- 2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable;
- 3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique.

⁷ Valorisation basse du prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 d'ORES lui permettront dès lors de couvrir un niveau d'investissements « habituels » (BaU) ainsi que ses investissements de transition énergétique inclus dans l'enveloppe additionnelle.

Tout investissement complémentaire réalisé par le GRD ne sera pas couvert par les CNI au sein du RA 2025-2029.

Afin de vérifier l'absence de double subvention, nous devons démontrer que les investissements représentent des investissements additionnels pour ORES par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet sont attendus entre 2024 et 2027.

Aucun coût relatif à ce projet n'a été budgété en 2019 lors de la proposition tarifaire 2019-2023 et a fortiori dans la proposition tarifaire 2024. Aucun coût lié à ce projet ne sera dès lors déjà financé par les tarifs de distribution 2024.

Aucun coût réel relatif à ce projet n'a été encourus en 2019-2022 et dès lors, repris dans nos charges nettes opérationnelles 2019-2022. Ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Aucun coût relatif à ce projet n'est dès lors inclus dans notre Revenu Autorisé 2025-2029 sur base des mécanismes exposés ci-dessus.

Par ailleurs, la subvention obtenue liée aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subventionnement est démontrée.

Résumé des montants concernés

<u>ELECTRICITE</u>	<u>62.899.601,00 €</u>		
	REPOWEREU	57.251.538,00 €	
		CC	38.400.000,00 €
		Investissements réseaux BT	16.000.000,00 €
		Trajet IT BT	2.851.538,00 €
	Smartgrid	5.648.063,00 €	
<u>GAZ</u>	<u>13.993.900,00 €</u>		
	Biométhane	13.813.900,00 €	
	Observabilité réseau MP	180.000,00 €	