

*Date du document : 06/09/2023*

## **ANALYSE**

CD-23i06-CWaPE-0079

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

*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>Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) / Poste de contrôle (PCE) (électricité)</i> .....	6
4.1.1.	Description .....	6
4.1.2.	Analyse .....	6
4.1.3.	Projet Pilote.....	8
4.1.4.	Synthèse .....	8
4.2.	<i>Logiciels d’observabilité du réseau – outils informatiques smartgrid (électricité)</i> .....	8
4.2.1.	Description .....	8
4.2.2.	Analyse .....	9
4.2.3.	Projet Pilote.....	11
4.2.4.	Synthèse .....	11
4.3.	<i>Déploiement de compteurs communicants chez les prosumers (électricité)</i> .....	11
4.3.1.	Description .....	11
4.3.2.	Analyse .....	11
4.3.3.	Projet Pilote.....	13
4.3.4.	Synthèse .....	13
4.4.	<i>Capteurs d’observabilité du réseau (électricité)</i> .....	13
4.4.1.	Description .....	13
4.4.2.	Analyse .....	13
4.4.3.	Projet Pilote.....	15
4.4.4.	Synthèse .....	15
4.5.	<i>Virtual pipe de Saint-Vith (gaz)</i> .....	15
4.5.1.	Description .....	15
4.5.2.	Analyse .....	15
4.5.3.	Projet Pilote.....	17
4.5.4.	Synthèse .....	17
4.6.	<i>Ecosystème hydrogène en circuit fermé (gaz)</i> .....	17
4.6.1.	Description .....	17
4.6.2.	Analyse .....	18
4.6.3.	Projet Pilote.....	19
4.6.4.	Synthèse .....	19
5.	ANNEXES .....	20
5.1.	<i>Annexe 1</i> .....	20
5.2.	<i>Annexe 2</i> .....	20
5.3.	<i>Annexe 3</i> .....	20
5.4.	<i>Annexe 4</i> .....	20
5.5.	<i>Annexe 5</i> .....	20
5.6.	<i>Annexe 6</i> .....	20
5.7.	<i>Annexe 7</i> .....	20
5.8.	<i>Annexe 8</i> .....	20

## 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<sup>er</sup> 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 19 juillet 2023, le gestionnaire de réseau de distribution RESA a introduit, 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 RESA 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 RESA 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<sup>er</sup>, 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. Evaluation 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 réglementaire, 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<sup>er</sup>, 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 décrites au § 3. Les projets analysés sont les suivants :

4.1	Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) / Poste de contrôle (PCE)	électricité
4.2	Logiciels d'observabilité du réseau – outils informatiques smartgrid	électricité
4.3	Déploiement de compteurs communicants chez les prosumers	électricité
4.4	Capteurs d'observabilité du réseau	électricité
4.5	Virtual pipe de Saint-Vith (gaz)	gaz
4.6	Ecosystème hydrogène en circuit fermé (gaz)	gaz

### 4.1. **Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) / Poste de contrôle (PCE) (électricité)**

#### 4.1.1. Description

Extrait de la fiche projet (Annexe 1) :

*« Afin de continuer à garantir une conduite qualitative de nos réseaux tout en favorisant l'intégration des énergies renouvelables, il est indispensable de remplacer le poste de conduite de RESA, datant de 40 ans. Le présent subside nous permet d'anticiper ce remplacement et d'ainsi accélérer encore un peu plus notre réponse aux nombreux défis du réseau de distribution liés à la transition énergétique. [...] Ceci implique la construction/aménagement d'un nouveau poste de conduite, l'acquisition de matériel mobilier et informatique adaptés et l'acquisition d'un logiciel de pointe pour la conduite des systèmes en temps réel. Ce nouvel outil (SCADA) sera entre autres doté de fonctions évoluées de type ADMS (Advanced Distribution Management System) permettant, à partir des données d'exploitation et d'autres systèmes, de fournir des traitements de données supplémentaires. La digitalisation complète des applications permettra en outre une mise à jour plus rapide de l'information et une visualisation plus efficace pour nos services. »*

Description détaillée : voir Annexe 1.

#### 4.1.2. Analyse

##### 4.1.2.1. 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.

Néanmoins, la CWaPE fait remarquer que :

- RESA attend de ce projet une « diminution des pertes réseau » sans en indiquer le mécanisme ni estimer le gain attendu.
- RESA attend de ce projet « diminuer le temps de restauration des réseaux ». Il y aurait lieu de proposer un indicateur pour mesurer cet effet.

#### 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°)

Le projet a déjà été identifié dans le projet de plan d'adaptation provisoire soumis à la CWaPE en mai 2023 mais le budget est ici supérieur. La mise à jour du PA devra corriger ou expliquer cette différence.

Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

##### Démonstration de RESA :

*« Les coûts relatifs à SCADA 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**. Néanmoins en ce qui concerne le projet SCADA, ce dernier avait été précisément identifié dans la proposition tarifaire 2019-2023 de RESA.

En effet, le GRD avait budgété ce projet comme un de ses projets IT importants dans sa proposition de revenu autorisé 2019-2023. RESA avait budgété [REDACTED] pour la mise en œuvre du SCADA comme il ressort du tableau ci-dessous :

	Total	2018	2019	2020	2021	2022	2023
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

**Selon la CWaPE, ce projet a dès lors déjà été financé par les tarifs de distribution des années 2019-2023 et 2024 (le revenu autorisé 2024 étant identique au revenu autorisé 2023).**

La CWaPE avait déjà fait ce constat lors de la demande de revue du Revenu Autorisé 2022-2023 soumise par RESA le 30 septembre 2022 et n'avait pas accepté la demande de budget complémentaire y relatif pour ce motif (p.5 de l'Annexe 1 confidentielle Décision CD-22115-CWaPE-0708 Approbation de la demande de revue du Revenu Autorisé de RESA pour ses activités électricité et gaz).

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 n'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. Logiciels d'observabilité du réseau – outils informatiques smartgrid (électricité)

### 4.2.1. Description

Note : Ce projet fait l'objet de deux demandes de subsides distinctes :

- PLAN DE RELANCE WALLON ELECTRICITE (PRW ELEC) et
- REPOWER EU

Seul le planning est différent, PRW ELEC (2027) suivant REPOWER EU (2024-2026). La CWaPE remet un avis commun pour ces deux demandes.

Extrait des fiches projet (Annexe 2 et Annexe 7) :

*« Afin de continuer à exercer au mieux nos métiers historiques que sont la planification, l'exploitation et le maintien de nos réseaux, mais également de remplir les nouveaux rôles tels que celui de facilitateur de marché, il est essentiel de nous doter d'outils performants venant exploiter au mieux les grandes quantités de données qui seront générées et récoltées dans les prochaines années, sans oublier les données déjà historiquement présentes qui, couplées aux nouvelles solutions algorithmiques, peuvent déjà permettre d'améliorer grandement l'efficacité des réseaux.*

*[...] Voici, à titre d'exemple, une série d'outils qui peuvent être envisagés rapidement :*



- *Gestion Active de la Tension et puissance réactive avec la modulation de la puissance réactive [...]*
- *Détermination de l'emplacement optimal de capteurs pour maximiser l'information [...]*
- *Modélisation du réseau MT : Une modélisation plus précise du réseau permet notamment de réaliser des analyses du réseau comme des calculs de load flow et des analyses d'estimation d'état. Elle dépend essentiellement de la complétude des données décrivant les actifs du réseau. Notons que le modèle réseau peut varier en fonction de chaque besoin.*
- *Outil de calcul de capacité d'accueil [...]*
- *Outil d'analyse d'impacts et de [...]*
- *Aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle [...]*
- *Datafactory et algorithmes d'apprentissage [...]*
- *Outils de load flow et de calcul de pression [...]*
- *Outils de détection de la végétation et automatisation du rétablissement en cas de court-circuit [...]*
- ...»

Description détaillée : voir Annexe 2 et Annexe 7.

## 4.2.2. Analyse

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

La CWaPE fait remarquer que la description est peu spécifique et le planning n'est pas détaillé. De manière générale, le besoin d'outils d'analyse et d'aide à la décision est compris mais la manière d'atteindre l'objectif n'est pas précisé dans la description actuelle de la demande. La CWaPE s'inquiète de la cohérence et de la coordination de ces différents outils. Le contrôle de l'atteinte des objectifs sera de ce fait très difficile.

### 4.2.2.2. 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.

### 4.2.2.3. 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 investissements en logiciel ne sont habituellement pas repris dans les plans d'adaptation. Ce projet n'a d'ailleurs pas été présenté dans le projet de PA. Les outils envisagés pouvant être considéré comme des « moyens informatiques » pour « rencontrer les besoins estimés » tels que maintenant décrits à l'Article 15, §2, 3° la CWaPE demande que ces investissements soient inscrits au plan d'adaptation. Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

##### Démonstration de RESA :

*« Les coûts relatifs au projet « Outils smartgrid » sont attendus entre 2024 et 2026. 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 le projet « outils smartgrid » n'était pas spécifiquement identifié 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.

En ce qui concerne la période régulatoire 2025-2029, bien que ces investissements 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) que RESA dispose d'une « marge » d'environ 15 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 que RESA 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.

### 4.2.3. Projet Pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet pilote et n'en n'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. Déploiement de compteurs communicants chez les prosumers (électricité)

### 4.3.1. Description

Note : Ce projet fait l'objet de deux demandes de subsides distinctes :

- PLAN DE RELANCE WALLON ELECTRICITE (PRW ELEC) et
- REPOWER EU

La CWaPE remet un avis commun pour ces deux demandes.

Extrait de la fiche projet (Annexe 3 et Annexe 8) :

*« La première et indispensable mesure à prendre pour répondre à [la] 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 power quality en permanence. Il est toutefois indispensable de saturer au maximum les zones problématiques de compteurs communicants afin d'avoir un maximum de données pertinentes. Un compteur isolé chez le seul client problématique ne permettra pas d'apporter de solution optimale et à long terme de son problème. »*

Description détaillée : voir Annexe 3 et Annexe 8.

### 4.3.2. Analyse

#### 4.3.2.1. 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.

Néanmoins, nous constatons une légère incohérence du budget total demandé par rapport aux prix unitaire et au nombre de compteurs annoncés.

scope	PU	Qté	Calculé	annoncé
PRW électricité		8800		
REPOWER EU		16600		

#### 4.3.2.2. 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.

#### **4.3.2.3. 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.

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

Le projet a déjà été identifié dans le projet de PA soumis à relecture à la CWaPE en mai 2023 mais le budget est ici supérieur. La mise à jour du PA devra corriger ou expliquer cette différence.

La mise à jour du PA devra être faite avec précision pour différencier la trajectoire à législation constante et l'accélération.

La CWaPE attire une nouvelle fois l'attention du gouvernement et de RESA sur le fait 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<sup>ère</sup> 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.

Le plan d'adaptation devra, quel que soit le scénario, être mis à jour suite à l'obtention du subside le cas échéant.

Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

##### **Démonstration RESA :**

*« Les coûts relatifs au déploiement de compteurs communicants chez les prosumers sont attendus entre 2025 et 2026. Nous ne demandons pas de subvention pour 2024 afin d'éviter tout risque de double subvention étant donné qu'une enveloppe relative au déploiement des compteurs communicants est d'ores et déjà reprise dans le Revenu Autorisé 2024 de RESA. Concernant 2025, ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée. Cependant, étant donné l'existence d'une enveloppe pour le déploiement des compteurs communicants, la subvention viendrait en déduction du budget proposé par RESA afin d'éviter toute double subvention. Sur cette base, l'absence de double subvention est démontrée. »*

##### **Avis de la CWaPE :**

Le budget relatif au déploiement des compteurs communicants des années 2025-2029 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 RESA pour la période régulatoire 2025-2029. Il conviendra 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

### 4.3.3. Projet Pilote

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

### 4.3.4. 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.

## 4.4. Capteurs d'observabilité du réseau (électricité)

### 4.4.1. Description

Extrait des fiches projet (Annexe 4) :

*« Afin de continuer à garantir une sécurité de l'acheminement et de l'approvisionnement, il est essentiel de déterminer avec justesse les flux dynamiques parcourant les réseaux de distribution. Il est donc primordial de penser le réseau comme un système complexe multidirectionnel et de le moderniser afin qu'il devienne un véritable outil de collecte et d'analyse de l'information, un Smart Grid.*

*[...]*

*Il est important de travailler maintenant sur l'observabilité au sein même du réseau, au niveau des cabines de transformation MT/BT et sur les éléments sensibles du réseau telles que les lignes aériennes.*

#### 1) Cabine de transformation MT/BT

- *Placement d'un nouveau tableau Moyenne Tension [...]*
- *Placement d'un tableau Basse Tension intelligent [...]*

#### 2) Réseau aérien sensible

*[...]placer des capteurs capables de mesurer le flux et la direction du flux sur la ligne. »*

Description détaillée : voir Annexe 4.

### 4.4.2. Analyse

#### 4.4.2.1. 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.

Néanmoins, la CWaPE fait remarquer que vu la description de ce projet et celle du projet « Logiciels d'observabilité du réseau – Outils informatiques smartgrid », il semble y avoir une forte interdépendance entre ces projets voire une conditionnalité. Cette relation n'est pas explicite mais doit être connue du gouvernement lors de la décision d'octroi afin que les investissements puissent apporter la totalité des bénéfices escomptés.

#### 4.4.2.2. 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.

#### 4.4.2.3. 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°)

Le projet a déjà été identifié dans le projet de PA soumis à relecture à la CWaPE en mai 2023 mais le budget est ici supérieur. La mise à jour du PA devra corriger ou expliquer cette différence.

La CWaPE fait remarquer que le type d'équipement prévu par ce projet pourrait être repris sous le poste « Télécontrôle – cab. Réseau » des plans d'adaptation. Ce projet doit alors agir comme un accélérateur par rapport à la trajectoire prévue par le plan d'adaptation. Si le subside devait ne pas être octroyé, RESA estime ne pas pouvoir réaliser les travaux prévus.

Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

##### Démonstration RESA :

*« Les coûts relatifs à la smartisation des cabines « réseaux », des départs MT et du réseau aérien sensible sont attendus entre 2023 et 2026. 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 2023 et 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 liées 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 des capteurs d'observabilité 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.

#### 4.4.3. Projet Pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet pilote et n'en n'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. Virtual pipe de Saint-Vith (gaz)

#### 4.5.1. Description

Extrait des fiches projet (Annexe 5) :

*« Le projet de Virtual Pipe a pour objectif de couvrir une zone blanche (territoire sans réseau de gaz naturel) sur la commune de Saint-Vith, via un réseau déporté. Le principe général est d'installer une station de compression appelée station mère à proximité immédiate de notre réseau moyenne pression (Stavelot). Ce gaz comprimé sera stocké en containers et acheminé par camions dans un rayon entre 20 et 40km vers une station de détente gaz appelée station-fille (Saint-Vith) située au départ d'un réseau local enterré »*

Description détaillée : voir Annexe 5.

#### 4.5.2. Analyse

##### 4.5.2.1. 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.

La CWaPE fait remarquer que RESA fait référence au PACE « qui prévoit la sortie du charbon et du mazout pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire des bâtiments neufs le 1/3/2025 et des bâtiments existants le 01/01/2026 ». Mais le PACE affirme également qu'« il est nécessaire de sortir de toutes les énergies fossiles, y compris le gaz non-renouvelable à l'horizon 2050. Etant donné la complexité du sujet, une stratégie globale de sortie du gaz fossile, assortie d'une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution et sur le développement des nouveaux vecteurs, sera établie en consultation avec les parties prenantes pour le 30 juin 2023 ». La stratégie concernant le gaz n'est aujourd'hui pas encore tranchée et la part des gaz renouvelables pas encore connue avec précision. Cet argument doit dès lors être pris avec réserve.

##### 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.

La CWaPE entrevoit qu'un lien avec la capacité d'accueil des productions renouvelable pourrait être établi si, à terme, la transposition de ce nouveau mode d'acheminement du gaz par portage de CNG était mis en valeur pour acheminer du biométhane issu d'unités de production isolées du réseau. A plus brève échéance, il pourrait également être étudié pour sortir de l'activité propane temporairement maintenue par RESA.

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

Le projet peut être considéré comme conforme aux missions attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution de gaz, compte tenu du fait que rien n'interdit de recourir à un réseau de canalisation par tronçons discontinus.

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

Le projet a été présenté par RESA dans son plan d'investissement depuis plusieurs années. Dans la version 2024-2029, dernière en date, le projet est considéré comme conditionné par l'octroi de subsides dans le cadre du décret « smartisation ». RESA n'entend pas le réaliser en l'absence de ces subsides.

Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

##### Démonstration RESA :

*« Les coûts relatifs au projet Virtual Pipe de Saint-Vith sont attendus entre 2024 et 2026. 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 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 relatifs au projet Virtual Pipe 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.

Un tarif « supplément pour gaz porté » est spécifiquement prévu dans les grilles tarifaires. Celui-ci résulte de nombreux échanges avec RESA, en vue de trouver une option de financement du service complémentaire lié à la virtualisation d'une portion de réseau et à son remplacement par un autre mode d'acheminement jugé plus rentable que l'extension par voie de canalisation MPC.

Depuis ces discussions, RESA a estimé que le projet St-Vith ne serait pas supportable sans subsides.

Il conviendra de vérifier que le tarif ne couvre pas le subside et soit correctement calibré. À noter que ce tarif est en théorie valable pour tout projet similaire, en ce compris ceux qui pourraient éventuellement être développés en l'absence de demande de subside.

### 4.5.3. Projet Pilote

Bien que RESA ait utilisé la terminologie « projet pilote » dans la section « bénéfices escomptés par la mise en œuvre du projet », ce projet n'est pas considéré par la CWaPE comme projet pilote car il n'en n'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. Ecosystème hydrogène en circuit fermé (gaz)

### 4.6.1. Description

Extrait des fiches projet (Annexe 6) :

*« Au sein d'un site propre de RESA, nous souhaitons développer, mettre en place et utiliser un système intégré d'hydrogène renouvelable pour analyser et étudier ce gaz neutre en carbone sous ces différents aspects :*

- *la production locale d'hydrogène vert à partir d'électricité renouvelable ;*
- *la distribution locale d'hydrogène (au sein du site propre de RESA) ;*
- *la diversification des usages de l'hydrogène (mobilité, chaleur, stockage) ;*
- *le stockage à moyen terme de l'énergie locale non consommée directement ;*
- *le rôle de ce vecteur énergétique dans le développement de la synergie entre les réseaux de distribution d'électricité et de gaz.*

*Les données opérationnelles de ces différents axes de développement devront être analysées de manière intégrée afin d'optimiser la production locale ainsi que l'utilisation de l'énergie sur site. »*

Description détaillée : voir Annexe 6.

## 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 (e.a. valorisation des surplus d'électricité verte) 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 n'est pas à proprement parler conforme aux missions dévolues aux GRD mais, dans la mesure où ce projet reste limité à servir ses besoins propres, il n'empiète pas sur de potentielles activités de marché.

D'autre part dans la perspective d'une potentielle nouvelle mission qui pourrait être confiée aux GRD, à savoir la distribution d'hydrogène, l'exploration des techniques propres à cette filière est intéressante.

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

Le projet a été présenté par RESA dans son plan 2024-2029, sous condition de l'obtention d'un subside. La CWaPE estime toutefois que ce projet n'est pas directement lié au réseau de distribution actuel de RESA, mais concerne davantage un site propre au GRD.

Les conclusions sur ce point de l'analyse par la CWaPE du plan 2024-2029 ont été exposées à RESA dans un courrier du 20 juillet 2023 :

*Enfin, pour le projet « hydrogène » plus spécifiquement, même si celui-ci peut présenter un réel intérêt dans le cadre du futur énergétique wallon et de la connaissance utile développée par les opérateurs de réseaux, la CWaPE estime que celui-ci n'est pas immédiatement nécessaire aux obligations de gestion des réseaux de distribution de gaz naturel, découlant de la mission de GRD. Elle ne se prononce donc pas, dans le cadre du présent plan, mais ne s'y oppose pas non plus pour autant qu'il n'empêche pas la réalisation d'autres prestations nécessaires à la bonne exécution des missions du GRD et pour autant qu'il reste purement indépendant du marché et ne conduise pas à l'exécution par le GRD de missions non autorisées par le décret. Ce point sera examiné avec RESA dans un autre cadre.*

Voir également la remarque générale au § 3 concernant la non-obtention du subside demandé.

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

#### Démonstration RESA :

*« Les coûts relatifs au projet « Ecosystème hydrogène en circuit fermé » 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 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 relatifs au projet « Ecosystème hydrogène en circuit fermé » 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 » au sens de l'article 10septies §3 du décret, mais pourrait en revêtir les caractéristiques si RESA devait sortir de son périmètre d'activités exclusives. Le cas échéant, RESA devra compléter le dossier, notamment sur les aspects relatifs à la publicité des résultats du projet ainsi que sur sa durée de mise en œuvre, ne pouvant excéder cinq ans. La CWaPE se tient évidemment à disposition du GRD pour assurer un suivi efficace de la demande.

#### **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\_001-Smartisation\_PRWélectricité\_SCADA-PCE.docx

### **5.2. Annexe 2**

smart\_002-Smartisation\_PRWélectricité\_Outils smartgrid.docx

### **5.3. Annexe 3**

smart\_003-Smartisation\_PRWélectricité\_SM Prosumers.docx

### **5.4. Annexe 4**

smart\_004-Smartisation\_REPOWER\_Capteurs.docx

### **5.5. Annexe 5**

smart\_005-Smartisation\_PRWgaz\_Virtual pipe.docx

### **5.6. Annexe 6**

smart\_006-Smartisation\_PRWgaz\_H2.docx

### **5.7. Annexe 7**

smart\_007-Smartisation\_REPOWER\_Outils smartgrid.docx

### **5.8. Annexe 8**

smart\_008-Smartisation\_REPOWER\_SM Prosumers.docx

**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 ÉLECTRICITÉ**

NOM DU PROJET
Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) / Poste de contrôle (PCE)
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Afin de continuer à garantir une conduite qualitative de nos réseaux tout en favorisant l'intégration des énergies renouvelables, il est indispensable de remplacer le poste de conduite de RESA, datant de 40 ans. Le présent subside nous permet d'anticiper ce remplacement et d'ainsi accélérer encore un peu plus notre réponse aux nombreux défis du réseau de distribution liés à la transition énergétique. Ce nouveau SCADA/PCE permettra de moderniser, smartiser et digitaliser le poste de conduite RESA afin de disposer d'un outil adapté aux challenges de la modernisation des réseaux afin d'être moteurs de la transition énergétique.</p> <p>Ceci implique la construction/aménagement d'un nouveau poste de conduite, l'acquisition de matériel mobilier et informatique adaptés et l'acquisition d'un logiciel de pointe pour la conduite des systèmes en temps réel. Ce nouvel outil (SCADA) sera entre autres doté de fonctions évoluées de type ADMS (<i>Advanced Distribution Management System</i>) permettant, à partir des données d'exploitation et d'autres systèmes, de fournir des traitements de données supplémentaires. La digitalisation complète des applications permettra en outre une mise à jour plus rapide de l'information et une visualisation plus efficace pour nos services.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
<p>2024 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- rédaction du cahier des charges pour la nouvelle application</li> <li>- élaboration des plans et collecte des permis pour la construction du bâtiment</li> <li>- lancement des marchés</li> </ul> <p>2025 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- attribution des marchés</li> <li>- démarrage de l'implémentation du logiciel</li> <li>- construction du gros-œuvre du bâtiment</li> </ul> <p>2026:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- migration des données vers la nouvelle application</li> <li>- intégration et FAT (factory acceptance tests)</li> <li>- finitions du bâtiment</li> </ul> <p>2027 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SAT (site acceptance tests) de l'application</li> <li>- Formations du personnel</li> <li>- Go live</li> </ul>
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS <sup>1</sup>
<p>Les objectifs européens ambitionnent la neutralité carbone à l'horizon 2050, induisant une électrification massive des usages.</p> <p>Les dernières évolutions du marché de l'énergie tendent dès lors à une augmentation rapide :</p>

<sup>1</sup> 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.

- de la demande globale de fourniture d'électricité
- du nombre d'appareils digitaux connectés
- des capacités de production décarbonées
- de la capacité de production décentralisée raccordée au réseau de distribution ;

Il est nécessaire de s'inscrire dans cette transition énergétique en visant un optimum économique.

La mise en œuvre du projet de transformation de la conduite du réseau participera à :

- Diminuer les pertes réseau
- Diminuer le temps de restauration des réseaux
- Répondre à l'augmentation exponentielle du nombre de données à traiter
- Poursuivre la digitalisation de l'ensemble des opérations tout en répondant aux normes de cybersécurité
- Optimiser l'intégration des productions renouvelables sur les réseaux de distribution et gérer ces nouveaux flux.

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

Projet global : ████████ :

- construction/aménagement d'un nouveau poste de conduite, acquisition de matériel mobilier et informatique adaptés (PCE)
- acquisition d'un logiciel de pointe pour la conduite des systèmes en temps réel (SCADA)

Le rythme des besoins de liquidation ne peut être estimé à ce stade, il dépend notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra de passer les marchés publics indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

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

L'amélioration de l'observabilité du réseau à tous ses niveaux de tension, combinée à l'implémentation de nouvelles fonctionnalités avancées permettra d'augmenter la qualité de service et d'optimiser l'exploitation des assets et l'efficacité des interventions. Le financement de ce projet par la subvention permettra d'anticiper de plusieurs années son implémentation chez RESA et donc de pouvoir répondre aux défis de la transition énergétique (productions décentralisées, nouveaux usages, électrification, etc.) en optimisant la conduite de nos réseaux.

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

##### Introduction

Les tarifs de distribution de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

#### Démonstration

Les coûts relatifs à SCADA 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 ÉLECTRICITÉ (BUDGET COMPLÉMENTAIRE DE REPOWER EU)**

NOM DU PROJET
Logiciels d'observabilité du réseau – outils informatiques smartgrid
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Depuis quelques années maintenant, le paysage énergétique wallon évolue fortement. En effet, l'intégration sans cesse plus poussée des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution de même que l'électrification de nombreux usages jusqu'ici essentiellement thermiques (les véhicules électriques ou les pompes à chaleur par exemple) ou encore les modifications des comportements des clients (avec, par exemple, une conscientisation à l'intérêt de l'autoconsommation de l'énergie produite localement) entraînent de profonds changements dans les métiers des gestionnaires de réseaux.</p> <p>Parallèlement à ces changements de la distribution d'énergie, de grandes révolutions mathématiques et numériques telles que l'essor du big data ou encore le développement important des techniques d'intelligence artificielle commencent à être appliquées pour la résolution de problèmes liés aux réseaux de distribution.</p> <p>Dès lors, les développements de solutions numériques à destination des GRDs sont devenus de plus en plus fréquents et il apparaît maintenant inconcevable de continuer de travailler sans un support de ces solutions. La garantie d'une sécurité d'approvisionnement et d'une qualité de la fourniture devra obligatoirement passer par la mise en place de toute une série d'outils.</p> <p>Afin de continuer à exercer au mieux nos métiers historiques que sont la planification, l'exploitation et le maintien de nos réseaux, mais également de remplir les nouveaux rôles tels que celui de facilitateur de marché, il est essentiel de nous doter d'outils performants venant exploiter au mieux les grandes quantités de données qui seront générées et récoltées dans les prochaines années, sans oublier les données déjà historiquement présentes qui, couplées aux nouvelles solutions algorithmiques, peuvent déjà permettre d'améliorer grandement l'efficacité des réseaux.</p> <p>RESA souhaite donc se doter d'une série d'outils de type smartgrid qui pourront améliorer l'efficacité des réseaux et accompagner et favoriser la transition énergétique en garantissant un environnement adéquat à l'émergence des nouveaux usages et des nouveaux modèles ainsi qu'à l'accroissement de la production décentralisée. Voici, à titre d'exemple, une série d'outils qui peuvent être envisagés rapidement :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Gestion Active de la Tension et puissance réactive avec la modulation de la puissance réactive</b> : Avec l'augmentation du nombre de productions décentralisées raccordées au sein du réseau MT, le risque de surtension peut augmenter. Pour limiter ces risques, on peut exploiter un outil de gestion active de la tension, similaire à l'outil ACM, qui enverrait des consignes de puissance réactive aux producteurs, ou qui contrôlerait des bancs de condensateurs par exemple lorsque cela est nécessaire pour résoudre les problèmes de tension dans le réseau. Cet outil pourrait également être utilisé pour contrôler l'échange de puissance réactive au niveau des postes sources.</li> <li>- <b>Détermination de l'emplacement optimal de capteurs pour maximiser l'information</b> : Augmenter le nombre de télémessures, en particulier de télémessures signées, permet d'augmenter la visibilité du réseau et ainsi de faciliter l'exploitation de celui-ci. Il est également utile de pouvoir déterminer où placer les capteurs en priorité pour maximiser l'information obtenue. Pour cela, on peut utiliser les données de mesures disponibles, les données de maintenance et la connaissance du réseau de l'équipe d'exploitation de RESA mais également des algorithmes d'estimation d'état.</li> <li>- <b>Modélisation du réseau MT</b> : Une modélisation plus précise du réseau permet notamment de réaliser des analyses du réseau comme des calculs de load flow et des analyses d'estimation d'état. Elle dépend essentiellement de la complétude des données décrivant les actifs du réseau. Notons que le modèle réseau peut varier en fonction de chaque besoin.</li> </ul>



- **Outil de calcul de capacité d'accueil** : à l'heure actuelle, les capacités d'accueil sont déterminées sur base de la capacité disponible au niveau du poste de transformation sur lequel viendra se greffer la nouvelle production. Les contraintes réseau situées entre le point de raccordement et le poste ne sont que peu (ou pas) considérées et cette simplification impose donc de prendre des marges de sécurité importantes diminuant sensiblement la capacité d'accueil globale sur le réseau. Un outil de calcul performant devrait permettre de palier ce manquement et d'obtenir donc une estimation de la capacité au plus proche de la situation réelle ;
- **Outil d'analyse d'impacts et de scénarios** : afin de prévoir au mieux les impacts attendus par la pénétration des véhicules électriques, des pompes à chaleur, des installations de production et des batteries domestiques ou industrielles, il est important de pouvoir établir plusieurs scénarios et d'en estimer les impacts sur le réseau. Un outil de ce type permettra à RESA d'évaluer au mieux les endroits dans lesquels il faut investir afin d'accélérer la transition énergétique et ceux dans lesquels les réseaux actuels sont suffisants ;
- **Aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle** : en parallèle de l'amélioration des calculs de capacité d'accueil, il est important de travailler sur la gestion à court terme des sources renouvelables sur le réseau de distribution. En effet, le caractère aléatoire des productions décentralisées peut amener le réseau à flirter avec ses limites opérationnelles. Afin d'éviter d'imposer des limites de production aux unités susceptibles de participer à ces contraintes, il est possible d'utiliser des outils d'aide à la décision qui analysent toute une série de configurations de réseau et sélectionne celle qui pourra maximiser l'accueil d'énergie renouvelable tout en respectant les contraintes réseau. Il proposera alors une série de manœuvres à réaliser pour amener le réseau de sa configuration actuelle vers cette configuration optimisée ;
- **Datafactory et algorithmes d'apprentissage** : afin d'exploiter au mieux l'ensemble des données existantes au sein des systèmes de distribution, il est important de créer un environnement permettant le déploiement de méthodes d'apprentissages non supervisés. En effet, ces techniques permettent, à partir d'un large ensemble de données, de déterminer des liens non triviaux entre certains sous-ensembles de données et d'en tirer des modèles prédictifs permettant d'anticiper les prochaines occurrences. Dans ce but, la création d'une datafactory permettant l'utilisation d'algorithmes de *clustering*, de *self supervised learning* ou encore de *generative modelling* est de première importance ;
- **Outils de load flow et de calcul de pression** : l'utilité de ces outils n'est plus à prouver : raccourcir les délais d'études, améliorer la qualité des études d'impact du raccordement d'une unité de production, dimensionnement d'un nouveau réseau ne sont qu'une partie des services pouvant être rendus par ces solutions.
- **Outils de détection de la végétation et automatisation du rétablissement en cas de court-circuit** : Afin de maximiser l'énergie renouvelable produite, il faut pouvoir augmenter (optimalement) le nombre d'unités de production sur notre réseau mais également permettre aux unités déjà raccordées de produire au maximum de leur potentiel. Cette acceptation du potentiel maximum d'une production passe également par une garantie de la santé du réseau. En effet, une unité raccordée sur un réseau sujet à un défaut (i.e. un court-circuit) est coupée et voit donc sa production réduite à néant. Dès lors, des outils permettant de garantir une sécurité de l'alimentation sont des apports considérables à la transition énergétique. Cela peut être abordé selon deux axes. Premièrement, de manière préventive, en essayant d'éviter au maximum l'occurrence de court-circuit : par exemple, une analyse de la végétation grâce aux images satellite aux abords des réseaux permet d'aborder ce problème. Deuxièmement, des outils d'aide à la décision dans la séquence de rétablissement de l'alimentation (suite à l'occurrence d'un défaut) peuvent donc permettre de minimiser le temps de coupure et donc la perte d'énergie produite.

...

Il est évident que la liste ci-dessus n'est pas exhaustive et évoluera au fur et à mesure de l'acquisition de données et de la découverte des nouvelles techniques. Cependant, il nous paraît important de commencer à investir dans des solutions de ce type, dès à présent, en gardant un esprit ouvert vers les nouveautés en matière de traitement numérique.

#### PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE

2027

- attribution des marchés pour lesquels le cahier des charges est déjà réalisé
- démarrage du développement des outils smartgrid attribués
- test et Go live des outils smartgrid développés

Il faut noter que le planning présenté ci-dessus est un planning général. Sous cette thématique, il y aura donc une série de développements d'outils différents qui suivront chacun leur propre planning tout en gardant la suite logique : Cahier des charges – Marché – Développement – Test – Go Live. Les premiers projets démarreront dès l'obtention du budget et se clôtureront au plus tard au moment de la clôture des budgets.

#### BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS<sup>2</sup>

Les objectifs européens ambitionnent la neutralité carbone à l'horizon 2050, induisant une électrification massive des usages.

Les dernières évolutions du marché de l'énergie tendent dès lors à une augmentation rapide :

- de la demande globale de fourniture d'électricité
- du nombre d'appareils digitaux connectés
- des capacités de production décarbonées
- de la capacité de production décentralisée raccordée au réseau de distribution ;

Il est nécessaire de s'inscrire dans cette transition énergétique en visant un optimum économique.

La mise en œuvre de ces outils smartgrid participera notamment à :

- Diminuer les pertes réseau
- Diminuer le temps de restauration des réseaux
- Répondre à l'augmentation exponentielle du nombre de données à traiter
- Poursuivre la digitalisation de l'ensemble les opérations tout en répondant aux normes de cybersécurité
- Optimiser l'intégration des productions renouvelables sur les réseau de distribution et gérer ces nouveaux flux.

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

L'ensemble des outils smartgrid que nous souhaiterions réaliser sera réalisé pendant la période 2024-2027. Bien qu'il soit encore compliqué de connaître précisément le détail des différents projets, nous estimons cependant qu'un rythme de déploiement d'outils à hauteur d'environ ████ par an nous permettrait de relever les challenges présentés ci-dessus.

<sup>2</sup> 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 rythme de liquidation serait donc le suivant :

- 2027 : ■■■■ pour les projets développés durant l'année 2026

Ce timing est estimatif et les besoins de liquidation suivront évidemment le rythme de développement des outils.

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

L'investissement supplémentaire proposé par RESA dans les outils smartgrid apporte plusieurs avantages par rapport aux plans d'investissements approuvés par la CWAPE.

**Amélioration de l'observabilité du réseau :** Grâce au traitement des données en temps réel des capteurs et tableaux intelligents, RESA pourra mieux surveiller et comprendre le réseau, détecter plus rapidement des problèmes potentiels tels que les courts-circuits et pannes.

**Gestion efficace de la production décentralisée :** En raison de la transition énergétique et de l'augmentation des sources d'énergie renouvelable décentralisées, la gestion des flux d'électricité devient de plus en plus complexe. RESA pourra mieux gérer les flux d'électricité bidirectionnels et de maximiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable distribuées.

**Optimisation des investissements futurs :** L'acquisition d'une solution informatique pour la détermination des emplacements optimaux des capteurs aidera RESA à planifier de manière plus précise les futurs investissements en termes d'observabilité et de contrôlabilité du réseau. Cela permettra d'optimiser l'allocation des ressources et de maximiser les avantages obtenus à partir des investissements réalisés.

**Prise en compte des nouvelles contraintes du réseau :** Les plans d'investissements initiaux peuvent ne pas avoir suffisamment pris en compte les défis posés par la production décentralisée et les nouveaux usages de l'électricité, tels que les véhicules électriques et les batteries domestiques. Ces logiciels permettront à RESA d'adapter son réseau et de répondre aux nouvelles contraintes de manière plus efficace et durable.

**Contribuer à la transition énergétique :** En améliorant l'intégration des sources d'énergie renouvelable et en optimisant la gestion du réseau, ces investissements supplémentaires contribueront à accélérer la transition énergétique en favorisant une utilisation plus efficace et durable de l'électricité.

En conclusion, l'investissement supplémentaire proposé par RESA apporte des améliorations significatives en termes d'observabilité, de gestion du réseau et de prise en compte des nouvelles contraintes (planification), ce qui permettra à RESA de mieux répondre aux besoins changeants du secteur de l'énergie et de favoriser la transition énergétique dans la région.

#### 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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

#### Démonstration

Les coûts relatifs au projet « Outils smartgrid » sont attendus entre 2024 et 2026.

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 subvention 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 ÉLECTRICITÉ (BUDGET COMPLÉMENTAIRE DE REPOWER EU)**

<b>NOM DU PROJET</b>
Déploiement de compteurs communicants chez les prosumers
<b>DESCRIPTION DU PROJET</b>
<b>PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2024 : rédaction des cahiers des charges afin de contractualiser de nouveaux sous-traitants pour augmenter le rythme de placement des SM chez les prosumers</li> <li>- 2025-2026 : installation des SM chez les prosumers</li> </ul>
<b>BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS<sup>3</sup></b>
<p>Le développement accru des unités de productions renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 61.000 prosumers chez RESA), 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. 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'investissement visant à renforcer le réseau, permettra aux réseaux de distribution d'accueillir plus de renouvelable et de nouveaux usages.</p> <p>Cette gestion active de la demande et politique d'investissement repose en premier lieu sur la collecte de données sur notre réseau et donc chez nos clients afin de disposer de données techniques en temps réel (tensions courant, voltage, etc.). Chez les clients du réseau basse tension, les compteurs communicants permettent cette remontée d'information auprès des plateformes informatiques.</p> <p>Grâce au rapatriement de données techniques (tension courant, voltage, etc.) via des compteurs communicants et des capteurs d'observabilités dans les cabines, les solutions IT permettent notamment d'identifier, analyser et résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïques 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. Complémentairement aux compteurs communicants, il est également nécessaire de faire remonter ces données techniques directement depuis les cabines auprès des plateformes informatiques des GRD exposées ci-dessus.</p> <p>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</p>

<sup>3</sup> 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.

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 de l'installation d'un SM est estimé à [REDACTED].  
RESA a sur son territoire environ 61.000 prosumers, dont moins de 1.000 avec un SM.  
RESA va donc lancer une campagne massive de placement de SM chez les prosumers, répartie sur les années 2025 et 2026 soit environ l'installation de 8.800 SM.

Le rythme des besoins de liquidation ne peut être estimé à ce stade, il dépend notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra de passer les marchés publics indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

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

L'accélération du placement des compteurs communicants auprès des prosumers permettra de collecter massivement des données techniques en temps réel (tensions courant, voltage, etc.) auprès de ces clients qui connaissent des problèmes d'injection de leur production sur le réseau basse-tension. Elle permettra de saturer de SM 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.

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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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) ainsi qu'une enveloppe additionnelle permettant le déploiement des compteurs communicants (CPS).

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

L'enveloppe relative au déploiement des compteurs communicants est un budget pluriannuel proposé par RESA et approuvé par le régulateur.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

#### Démonstration

Les coûts relatifs au déploiement de compteurs communicants chez les prosumers sont attendus entre 2025 et 2026.

Nous ne demandons pas de subvention pour 2024 afin d'éviter tout risque de double subvention étant donné qu'une enveloppe relative au déploiement des compteurs communicants est d'ores et déjà reprise dans le Revenu Autorisé 2024 de RESA.

Concernant 2025, ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée.

Cependant, étant donné l'existence d'une enveloppe pour le déploiement des compteurs communicants, la subvention viendrait en déduction du budget proposé par RESA afin d'éviter toute double subvention.

Sur cette base, l'absence de double subvention 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 ÉLECTRICITÉ**

NOM DU PROJET
Capteurs d'observabilité du réseau
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Au cœur de la transition énergétique, les réseaux de distribution d'électricité jouent un rôle central dans le développement et l'intégration des sources d'énergies renouvelables. Historiquement dimensionnés sur un fonctionnement selon un modèle de production centralisée de l'énergie, les réseaux de distribution ont été construits en considérant une fourniture massive de l'énergie depuis le réseau de transport au travers d'un nombre limité de postes sources alimentant chacun toute une série de cabines de transformation Moyenne Tension/Basse Tension, alimentant elles-mêmes un grand nombre de consommateurs finaux et de cabines client.</p> <p>Depuis plusieurs années, conséquence directe du développement des énergies renouvelables, ce modèle unidirectionnel évolue de plus en plus vers un modèle multidirectionnel dans lequel le calcul de la répartition des flux se complexifie au fur et à mesure de l'arrivée des nouvelles sources. En effet, la production d'énergie n'étant plus centralisée, mais au contraire répartie géographiquement, cette production peut être injectée et distribuée à tout endroit du réseau, que ce soit depuis un parc éolien raccordé directement au poste source, au travers d'une production photovoltaïque chez un client industriel au sein d'une boucle moyenne tension ou encore depuis la batterie d'une voiture électrique branchée sur sa borne résidentielle (V2G – Vehicule to Grid). Tous ces nouveaux usages ont également entraîné l'apparition de nouveaux services de flexibilité qui viennent eux aussi chambouler les habitudes de fonctionnement des réseaux de distribution. Une consommation jusqu'ici très prévisible peut soudainement changer son comportement afin de répondre à un besoin de flexibilité. Il en est de même pour les productions renouvelables pourtant déjà fortement imprévisibles par nature.</p> <p>Dès lors, afin de continuer à garantir une sécurité de l'acheminement et de l'approvisionnement, il est essentiel de déterminer avec justesse les flux dynamiques parcourant les réseaux de distribution. Il est donc primordial de penser le réseau comme un système complexe multidirectionnel et de le moderniser afin qu'il devienne un véritable outil de collecte et d'analyse de l'information, un Smart Grid.</p> <p>En ce sens, RESA a déjà commencé à travailler sur plusieurs axes afin d'augmenter l'observabilité de son réseau :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Au niveau des prosumers BT avec le lancement du déploiement des smart meters</li> <li>- Au niveau des producteurs MT avec le placement généralisé de monitorings des productions renouvelables chez tous les clients producteurs dont l'installation est supérieure à 250 kVA.</li> </ul> <p>Il est important de travailler maintenant sur l'observabilité au sein même du réseau, au niveau des cabines de transformation MT/BT et sur les éléments sensible du réseau telles que les lignes aériennes.</p> <p><b>1) Cabine de transformation MT/BT</b></p> <p>Dans la continuité de cette stratégie, RESA souhaite maintenant s'attaquer au monitoring et au contrôle des éléments composants le cœur de son réseau, les cabines moyenne tension.</p> <p>Cette proposition consiste à réaliser une campagne importante de smartisation des cabines de distribution de façon à atteindre, endéans les 3 prochaines années une accélération du déploiement d'environ 100 cabines smart.</p> <p>Pour qu'une cabine soit considérée comme smartisée, nous prévoyons d'y installer les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Placement d'un nouveau tableau Moyenne Tension permettant : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ de motoriser l'ensemble des cellules Moyenne Tension ;</li> </ul> </li> </ul>



- de mesurer le courant sur l'ensemble des cellules Moyenne Tension ;
- la détection de court-circuit sur l'ensemble des cellules Moyenne Tension ;
- Placement d'un tableau Basse Tension intelligent permettant :
  - de monitorer la tension et le courant au niveau du secondaire du transformateur Basse Tension ;
  - de monitorer le courant circulant dans chaque départ Basse Tension ;
- Placement d'un canal de communication permettant la remontée de l'ensemble des informations vers les systèmes informatiques adéquats (SCADA, plateforme de data analytics, datalake, ...).

## 2) Réseau aérien sensible

Certaines lignes aériennes de faible section peuvent limiter l'accueil de productions décentralisées lors de reconfiguration du réseau en cas de maintenance du réseau ou de clients. Afin de maximiser l'accueil de la production décentralisée avec le réseau existant, nous envisageons de placer des capteurs capables de mesurer le flux et la direction du flux sur la ligne.

### PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE

#### 1) Cabine de transformation MT/BT :

- Étude de faisabilité, description et planification des travaux : 2024
- Acquisition progressif des équipements nécessaires : 2024-2027
- Déploiement progressif des cabines smartisées : 2024-2027

#### 2) Réseau aérien sensible :

- Étude de faisabilité, description et planification des travaux : 2024
- Acquisition des capteurs nécessaires : 2024-2027

### BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS<sup>4</sup>

L'intérêt de cette campagne de smartisation est d'accroître l'observabilité et la contrôlabilité du réseau afin d'obtenir un ensemble de données qui pourront être exploitées au sein de diverses applications telles que :

- Des outils de calculs de la capacité d'accueil en énergie renouvelable ;
- Des outils de gestions des congestions ;
- Des outils de création et d'analyse de scénarios ;
- Des outils d'aide à la décision pour la conduite du réseau ;
- Des outils d'optimisation de flux de puissance ;
- Des outils permettant de déterminer les emplacements optimaux pour les prochains capteurs ;
- Des outils liés aux différents services de flexibilité ;
- ...

Les bénéfices escomptés par la mise en œuvre de ce projet dans le cadre de la transition énergétique sont les suivants :

<sup>4</sup> 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.

1. **Intégration accrue des sources d'énergie renouvelable** : En améliorant l'observabilité des départs à moyenne tension depuis les postes sources et les cabines divisionnaires, RESA facilite l'intégration des sources d'énergie renouvelable décentralisées. Les nouvelles capacités de surveillance et de contrôle permettent une gestion plus efficace des flux d'électricité provenant de parcs éoliens, de centrales solaires, de batteries, etc. Cela contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et favorise une production d'énergie plus durable.
2. **Optimisation de la distribution d'électricité** : Grâce aux tableaux moyenne tension motorisés et aux tableaux basse tension intelligents, RESA peut mesurer avec précision les courants et les tensions à différents niveaux du réseau. Cela permet une meilleure connaissance de l'état du réseau et des charges en temps réel. En exploitant ces données, RESA peut optimiser la distribution d'électricité, éviter les congestions, réduire les pertes et améliorer la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs.
3. **Détection et gestion proactive des problèmes** : Les cabines smart équipées de capteurs de court-circuit et de dispositifs de détection des pannes permettent une détection précoce des problèmes et des défauts sur le réseau. Cela permet à RESA de réagir rapidement pour minimiser les interruptions de service et effectuer des réparations ciblées. Une meilleure gestion des incidents contribue à améliorer la fiabilité globale du réseau électrique.
4. **Flexibilité et gestion de la demande** : En collectant des données précises sur les flux d'électricité à différents niveaux du réseau, RESA peut mieux comprendre les besoins en énergie des consommateurs et des producteurs décentralisés. Cette connaissance approfondie permet la mise en place de services de flexibilité et de gestion de la demande, ce qui favorise une utilisation plus efficace des ressources et facilite l'intégration des prosumers (producteurs-consommateurs) dans le réseau.
5. **Planification du réseau améliorée** : L'installation de capteurs sur les départs à moyenne tension des postes sources et des cabines divisionnaires permet une meilleure mesure et compréhension des flux électriques inversés dans le réseau. Ces données sont essentielles pour une planification du réseau plus précise, en particulier lors de l'intégration de nouvelles capacités de production décentralisée. RESA peut prendre des décisions éclairées sur les investissements futurs, les mises à niveau et les ajustements nécessaires pour maintenir la haute qualité de la distribution électrique.

Dans l'ensemble, la mise en œuvre de ces mesures d'observabilité et de contrôlabilité contribue à la modernisation et à l'optimisation des réseaux de distribution d'électricité, favorisant ainsi une transition énergétique plus fluide, une intégration accrue des énergies renouvelables et une gestion plus efficace des ressources électriques.

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

- 1) Cabines de transformation MT/BT (██████████) :**
  - Déploiement de cabines SMART sur le réseau de RESA
- 2) Réseau aérien sensible (██████████) :**
  - Installation de capteurs sur les lignes aériennes de faible section pour mesurer les flux et la direction des courants.

Il est important de noter que les montants alloués à chaque composant de l'investissement sont des estimations approximatives et doivent être ajustés en fonction des besoins spécifiques de RESA, du nombre de cabines à équiper et de la complexité du réseau. Une analyse détaillée des coûts et des exigences techniques devrait être effectuée avant la mise en œuvre de chaque phase du projet. Le rythme des besoins de liquidation ne peut être estimé à ce stade, il dépend notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra de passer les marchés publics indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

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

L'investissement supplémentaire proposé par RESA dans la smartisation des cabines de transformation MT/BT, les départs MT des postes sources et cabines divisionnaires, ainsi que le réseau aérien sensible apporte plusieurs avantages par rapport aux plans d'investissements approuvés par la CWAPE.

**Amélioration de l'observabilité du réseau :** Grâce à l'installation de capteurs et de tableaux intelligents, RESA pourra recueillir des données en temps réel sur les flux d'électricité et leur direction, la tension, le courant, etc. Cela permettra une meilleure surveillance et compréhension du réseau, ainsi qu'une détection plus rapide des problèmes potentiels tels que les courts-circuits et pannes.

**Gestion efficace de la production décentralisée :** En raison de la transition énergétique et de l'augmentation des sources d'énergie renouvelable décentralisées, la gestion des flux d'électricité devient de plus en plus complexe. Les investissements supplémentaires proposés permettront à RESA de mieux gérer les flux d'électricité bidirectionnels et de maximiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable distribuées.

**Optimisation des investissements futurs :** L'acquisition d'une solution informatique pour la détermination des emplacements optimaux des capteurs aidera RESA à planifier de manière plus précise les futurs investissements en termes d'observabilité et de contrôlabilité du réseau. Cela permettra d'optimiser l'allocation des ressources et de maximiser les avantages obtenus à partir des investissements réalisés.

**Prise en compte des nouvelles contraintes du réseau :** Les plans d'investissements initiaux peuvent ne pas avoir suffisamment pris en compte les défis posés par la production décentralisée et les nouveaux usages de l'électricité, tels que les véhicules électriques et les batteries domestiques. Les investissements supplémentaires proposés permettront à RESA d'adapter son réseau et de répondre aux nouvelles contraintes de manière plus efficace et durable.

**Contribuer à la transition énergétique :** En améliorant l'intégration des sources d'énergie renouvelable et en optimisant la gestion du réseau, ces investissements supplémentaires contribueront à accélérer la transition énergétique en favorisant une utilisation plus efficace et durable de l'électricité.

En conclusion, l'investissement supplémentaire proposé par RESA apporte des améliorations significatives en termes d'observabilité, de gestion du réseau et de prise en compte des nouvelles contraintes, ce qui permettra à RESA de mieux répondre aux besoins changeants du secteur de l'énergie et de favoriser la transition énergétique dans la région.

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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

## Démonstration

Les coûts relatifs à la smartisation des cabines « réseaux », des départs MT et du réseau aérien sensible sont attendus entre 2023 et 2026.

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 2023 et 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 liées aux investissements sera déduite de la base d'actifs régulés.

Sur cette base, l'absence de double subvention 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
<i>Virtual Pipe</i> à Saint-Vith
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Le projet de <i>Virtual Pipe</i> a pour objectif de couvrir une zone blanche (territoire sans réseau de gaz naturel) sur la commune de Saint-Vith, via un réseau déporté. Le principe général est d'installer une station de compression appelée station mère à proximité immédiate de notre réseau moyenne pression (Stavelot). Ce gaz comprimé sera stocké en containers et acheminé par camions dans un rayon entre 20 et 40km vers une station de détente gaz appelée station-fille (Saint-Vith) située au départ d'un réseau local enterré qui desservira les clients industriels, zones d'activités économiques et quartiers à plus forte densité.</p> <p>Au départ, le réseau sera alimenté par du gaz naturel et, lorsque la ressource sera disponible, en biométhane. La construction de la station mère permettrait également d'alimenter d'autres zones blanches dans le futur.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Début estimé des travaux : 2024</li> <li>- Chantier : 2024-2026</li> <li>- Mise en service estimée : 2026-2027</li> </ul>
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS <sup>5</sup>
<p>En tant que gestionnaire de réseau de gaz, RESA souhaite pouvoir développer ce système de réseau de gaz déporté, <i>virtual pipe</i>, afin d'alimenter une zone blanche en gaz naturel. En effet, la distance entre Saint-Vith et le réseau de gaz naturel exploité par RESA rendant l'extension classique du réseau non-rentable, RESA ne peut réaliser cet investissement. Le <i>virtual pipe</i> est une réponse technique et économique à cette problématique. Les volumes distribués de gaz sont estimés sur base annuelle à :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alimentation de Puratos, un gros client industriel : &gt; 16.000 MWh</li> <li>- Alimentation d'autres clients industriels à proximité : &gt; 5.000 MWh</li> </ul>

<sup>5</sup> 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.

- Alimentation du centre de Saint-Vith (écoles, home, clinique, ...) : > 3.000 MWh

Ce projet pilote permettrait, au fur et à mesure de l'évolution du projet, de décarboner une quantité non-négligeable de la consommation énergétique de Saint-Vith. Ce projet s'inscrit dans le cadre de la mesure 235 du PACE 2030 qui prévoit la sortie du charbon et du mazout pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire des bâtiments neufs le 1/3/2025 et des bâtiments existants le 01/01/2026.

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

Les investissements nécessaires à ce projet comprennent la réalisation d'une « station mère » à Stavelot ainsi que d'une « station fille » à Saint-Vith et seront réalisés durant les années 2023 à 2026.

Ces investissements sont évalués, à environ [REDACTED] répartis de la façon suivante :

##### Station mère Stavelot

Génie civil et Equipements techniques [REDACTED]

##### Station fille Saint Vith

Génie civil et Equipements techniques [REDACTED]

Fourniture de 4 containers de transport/stockage [REDACTED]

**Total** [REDACTED]

Station mère = Station de compression du gaz naturel en gaz naturel comprimé au départ du réseau de gaz RESA situé à Stavelot.

Station fille = station de détente du gaz naturel comprimé en gaz naturel à la pression du réseau local à desservir.

Le rythme des besoins de liquidation ne peut être estimé à ce stade, il dépend notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra de passer les marchés publics indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

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

Cet investissement pourra notamment accélérer la sortie du périmètre de « RESA fournisseur » les cités propane, toutes situées en zones blanches, et pour lesquelles les décret électricité et gaz nous imposent notre retrait en tant que fournisseur d'énergie. Le gaz porté à partir de ce projet *virtual pipe* pourra remplacer avantageusement le LPG de nos 3 cités propane restantes sur notre réseau. (Lixhe-Fontin-Pouleur). Il permettra également à RESA d'acquérir de l'expérience pour le raccordement de futurs projets de biométhane situés en zones blanches. Il permet également de permettre à des entreprises, collectivités locales et clients résidentiels d'avoir accès à court terme à un vecteur énergétique moins carboné et à moyen terme vert.

#### 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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

#### Démonstration

Les coûts relatifs au projet Virtual Pipe de Saint-Vith sont attendus entre 2024 et 2026.

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 subvention 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
Ecosystème hydrogène en circuit fermé
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Au sein d'un site propre de RESA, nous souhaitons développer, mettre en place et utiliser un système intégré d'hydrogène renouvelable pour analyser et étudier ce gaz neutre en carbone sous ces différents aspects :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– la production locale d'hydrogène vert à partir d'électricité renouvelable ;</li> <li>– la distribution locale d'hydrogène (au sein du site propre de RESA) ;</li> <li>– la diversification des usages de l'hydrogène (mobilité, chaleur, stockage) ;</li> <li>– le stockage à moyen terme de l'énergie locale non consommée directement ;</li> <li>– le rôle de ce vecteur énergétique dans le développement de la synergie entre les réseaux de distribution d'électricité et de gaz.</li> </ul> <p>Les données opérationnelles de ces différents axes de développement devront être analysées de manière intégrée afin d'optimiser la production locale ainsi que l'utilisation de l'énergie sur site.</p>
PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE
<p>Pour ce type de projet, nous prévoyons au préalable une étude d'incidence dans le cadre de la demande de permis d'exploitation à soumettre à l'autorité compétente.</p> <p>Ensuite, nous élaborerons les cahiers des charges en vue du lancement des marchés publics pour l'acquisition et la mise en place des différents composants H2 (Production → Stockage → Réseau interne → Usages).</p> <p>Après l'attribution de ces marchés, nous prévoyons un délai de 2 ans pour la construction du « système complet H2 » ainsi que sa mise en exploitation.</p> <p>On envisage ainsi les étapes suivantes pour une durée totale de 48 mois :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 2024 : Permis d'exploitation avec étude d'incidence</li> <li>– 2025 : Attribution des marchés publics</li> <li>– 2025-2026 : Construction du « système complet H2 »</li> <li>– 2027 : Mise en exploitation</li> </ul>
BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS <sup>6</sup>
<p>Les bénéfices escomptés sont d'une part axés sur l'optimisation de la production locale d'hydrogène avec les différents usages que l'on peut lui attribuer en synergie avec les réseaux de distribution d'électricité ou de gaz. Nous souhaitons en ce sens analyser l'intérêt de l'hydrogène produit localement et ses différents usages au niveau d'un site propre RESA : la production d'eau chaude, le chauffage des locaux, la mobilité et le stockage d'énergie.</p>

<sup>6</sup> 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.



Par ailleurs, ce projet nous amène à développer notre expertise dans les systèmes H2, notamment via l'étude du réseau interne d'hydrogène. Ce réseau (interne au site) sera par ailleurs aussi conçu à des fins pédagogiques et de testing. Cette expérience pourrait s'avérer bénéfique à l'avenir pour poursuivre le chemin de la transition énergétique vers une neutralité carbone. En effet, en fonction de l'avancement des différentes dispositions légales et réglementaires, le GRD pourrait à l'avenir jouer un rôle au niveau de la distribution d'hydrogène.

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

Un pré-étude a pu être réalisée afin de déterminer les principaux composants et postes budgétaires estimatifs ainsi qu'un timing envisagé a priori. Ces éléments sont présentés à titre indicatif sur le tableau ci-dessous.

		Rythme estimé des besoins de liquidation de la subvention			
		Année 1	Année 2	Année 3	Année 4
Conception et Ingénierie système H2	■	■	■	■	■
Electrolyseur/Compresseur	■		■	■	■
Stockage	■		■	■	■
Réseau local d'H2	■		■	■	■
Station de remplissage	■		■	■	■
Pile à combustible	■		■	■	■
Système d'optimisation	■		■	■	■
Chaudières H2	■			■	
Véhicules H2	■				■
<b>TOTAL</b>	■	■	■	■	■

Les montants, le planning et les besoins de liquidation seront 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**

Ce projet permet de tester le rôle futur des réseaux de distribution pour l'acheminement d'hydrogène vers nos clients. Il s'agit en effet d'une molécule qui aura sa place dans le mix énergétique futur, en remplacement progressif du gaz fossile et pourra alimenter aussi bien la clientèle industrielle que résidentielle. Il s'agit dès lors de tester la capacité de nos réseaux à accueillir cette nouvelle molécule.

**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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

#### Démonstration

Les coûts relatifs au projet « Ecosystème hydrogène en circuit fermé » 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
Logiciels d’observabilité du réseau – outils informatiques smartgrid
DESCRIPTION DU PROJET
<p>Depuis quelques années maintenant, le paysage énergétique wallon évolue fortement. En effet, l’intégration sans cesse plus poussée des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution de même que l’électrification de nombreux usages jusqu’ici essentiellement thermiques (les véhicules électriques ou les pompes à chaleur par exemple) ou encore les modifications des comportements des clients (avec, par exemple, une conscientisation à l’intérêt de l’autoconsommation de l’énergie produite localement) entraînent de profonds changements dans les métiers des gestionnaires de réseaux.</p> <p>Parallèlement à ces changements de la distribution d’énergie, de grandes révolutions mathématiques et numériques telles que l’essor du big data ou encore le développement important des techniques d’intelligence artificielle commencent à être appliquées pour la résolution de problèmes liés aux réseaux de distribution.</p> <p>Dès lors, les développements de solutions numériques à destination des GRDs sont devenus de plus en plus fréquents et il apparaît maintenant inconcevable de continuer de travailler sans un support de ces solutions. La garantie d’une sécurité d’approvisionnement et d’une qualité de la fourniture devra obligatoirement passer par la mise en place de toute une série d’outils.</p> <p>Afin de continuer à exercer au mieux nos métiers historiques que sont la planification, l’exploitation et le maintien de nos réseaux, mais également de remplir les nouveaux rôles tels que celui de facilitateur de marché, il est essentiel de nous doter d’outils performants venant exploiter au mieux les grandes quantités de données qui seront générées et récoltées dans les prochaines années, sans oublier les données déjà historiquement présentes qui, couplées aux nouvelles solutions algorithmiques, peuvent déjà permettre d’améliorer grandement l’efficacité des réseaux.</p> <p>RESA souhaite donc se doter d’une série d’outils de type smartgrid qui pourront améliorer l’efficacité des réseaux et accompagner et favoriser la transition énergétique en garantissant un environnement adéquat à l’émergence des nouveaux usages et des nouveaux modèles ainsi qu’à l’accroissement de la production décentralisée. Voici, à titre d’exemple, une série d’outils qui peuvent être envisagés rapidement :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Gestion Active de la Tension et puissance réactive avec la modulation de la puissance réactive :</b> Avec l’augmentation du nombre de productions décentralisées raccordées au sein du réseau MT, le risque de surtension peut augmenter. Pour limiter ces risques, on peut exploiter un outil de gestion active de la tension, similaire à l’outil ACM, qui enverrait des consignes de puissance réactive aux producteurs, ou qui contrôlerait des bancs de condensateurs par exemple lorsque cela est nécessaire pour résoudre les problèmes de tension dans le réseau. Cet outil pourrait également être utilisé pour contrôler l’échange de puissance réactive au niveau des postes sources.</li> <li>- <b>Détermination de l’emplacement optimal de capteurs pour maximiser l’information :</b> Augmenter le nombre de télémessures, en particulier de télémessures signées, permet d’augmenter la visibilité du réseau et ainsi de faciliter l’exploitation de celui-ci. Il est également utile de pouvoir déterminer où placer les capteurs en priorité pour maximiser l’information obtenue. Pour cela, on peut utiliser les données de mesures disponibles, les données de maintenance et la connaissance du réseau de l’équipe d’exploitation de RESA mais également des algorithmes d’estimation d’état.</li> <li>- <b>Modélisation du réseau MT :</b> Une modélisation plus précise du réseau permet notamment de réaliser des analyses du réseau comme des calculs de load flow et des analyses d’estimation d’état. Elle dépend essentiellement de la complétude des données décrivant les actifs du réseau. Notons que le modèle réseau peut varier en fonction de chaque besoin.</li> </ul>

- **Outil de calcul de capacité d'accueil** : à l'heure actuelle, les capacités d'accueil sont déterminées sur base de la capacité disponible au niveau du poste de transformation sur lequel viendra se greffer la nouvelle production. Les contraintes réseau situées entre le point de raccordement et le poste ne sont que peu (ou pas) considérées et cette simplification impose donc de prendre des marges de sécurité importantes diminuant sensiblement la capacité d'accueil globale sur le réseau. Un outil de calcul performant devrait permettre de palier ce manquement et d'obtenir donc une estimation de la capacité au plus proche de la situation réelle ;
- **Outil d'analyse d'impacts et de scénarios** : afin de prévoir au mieux les impacts attendus par la pénétration des véhicules électriques, des pompes à chaleur, des installations de production et des batteries domestiques ou industrielles, il est important de pouvoir établir plusieurs scénarios et d'en estimer les impacts sur le réseau. Un outil de ce type permettra à RESA d'évaluer au mieux les endroits dans lesquels il faut investir afin d'accélérer la transition énergétique et ceux dans lesquels les réseaux actuels sont suffisants ;
- **Aide à la reconfiguration du réseau/planification opérationnelle** : en parallèle de l'amélioration des calculs de capacité d'accueil, il est important de travailler sur la gestion à court terme des sources renouvelables sur le réseau de distribution. En effet, le caractère aléatoire des productions décentralisées peut amener le réseau à flirter avec ses limites opérationnelles. Afin d'éviter d'imposer des limites de production aux unités susceptibles de participer à ces contraintes, il est possible d'utiliser des outils d'aide à la décision qui analysent toute une série de configurations de réseau et sélectionne celle qui pourra maximiser l'accueil d'énergie renouvelable tout en respectant les contraintes réseau. Il proposera alors une série de manœuvres à réaliser pour amener le réseau de sa configuration actuelle vers cette configuration optimisée ;
- **Datafactory et algorithmes d'apprentissage** : afin d'exploiter au mieux l'ensemble des données existantes au sein des systèmes de distribution, il est important de créer un environnement permettant le déploiement de méthodes d'apprentissages non supervisés. En effet, ces techniques permettent, à partir d'un large ensemble de données, de déterminer des liens non triviaux entre certains sous-ensembles de données et d'en tirer des modèles prédictifs permettant d'anticiper les prochaines occurrences. Dans ce but, la création d'une datafactory permettant l'utilisation d'algorithmes de *clustering*, de *self supervised learning* ou encore de *generative modelling* est de première importance ;
- **Outils de load flow et de calcul de pression** : l'utilité de ces outils n'est plus à prouver : raccourcir les délais d'études, améliorer la qualité des études d'impact du raccordement d'une unité de production, dimensionnement d'un nouveau réseau ne sont qu'une partie des services pouvant être rendus par ces solutions.
- **Outils de détection de la végétation et automatisation du rétablissement en cas de court-circuit** : Afin de maximiser l'énergie renouvelable produite, il faut pouvoir augmenter (optimalement) le nombre d'unités de production sur notre réseau mais également permettre aux unités déjà raccordées de produire au maximum de leur potentiel. Cette acceptation du potentiel maximum d'une production passe également par une garantie de la santé du réseau. En effet, une unité raccordée sur un réseau sujet à un défaut (i.e. un court-circuit) est coupée et voit donc sa production réduite à néant. Dès lors, des outils permettant de garantir une sécurité de l'alimentation sont des apports considérables à la transition énergétique. Cela peut être abordé selon deux axes. Premièrement, de manière préventive, en essayant d'éviter au maximum l'occurrence de court-circuit : par exemple, une analyse de la végétation grâce aux images satellite aux abords des réseaux permet d'aborder ce problème. Deuxièmement, des outils d'aide à la décision dans la séquence de rétablissement de l'alimentation (suite à l'occurrence d'un défaut) peuvent donc permettre de minimiser le temps de coupure et donc la perte d'énergie produite.

...

Il est évident que la liste ci-dessus n'est pas exhaustive et évoluera au fur et à mesure de l'acquisition de données et de la découverte des nouvelles techniques. Cependant, il nous paraît important de commencer à investir dans des solutions de ce type, dès à présent, en gardant un esprit ouvert vers les nouveautés en matière de traitement numérique.

#### PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE

2023 :

- Finalisation de la roadmap des outils smartgrid
- rédaction de cahiers des charges pour les outils smartgrid développés en 2024 et après

2024 :

- rédaction de cahiers des charges pour les outils smartgrid développés en 2025 et après
- attribution des marchés pour lesquels le cahier des charges est déjà réalisé
- démarrage du développement des outils smartgrid attribués
- test et Go live des outils smartgrid développés

2025 :

- rédaction de cahiers des charges pour les outils smartgrid développés en 2026 et après
- attribution des marchés pour lesquels le cahier des charges est déjà réalisé
- démarrage du développement des outils smartgrid attribués
- test et Go live des outils smartgrid développés

2026 :

- rédaction de cahiers des charges pour les outils smartgrid développés en 2027
- attribution des marchés pour lesquels le cahier des charges est déjà réalisé
- démarrage du développement des outils smartgrid attribués
- test et Go live des outils smartgrid développés

Il faut noter que le planning présenté ci-dessus est un planning général. Sous cette thématique, il y aura donc une série de développements d'outils différents qui suivront chacun leur propre planning tout en gardant la suite logique : Cahier des charges – Marché – Développement – Test – Go Live. Les premiers projets démarreront dès l'obtention du budget et se clôtureront au plus tard au moment de la clôture des budgets.

#### BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS<sup>7</sup>

Les objectifs européens ambitionnent la neutralité carbone à l'horizon 2050, induisant une électrification massive des usages.

Les dernières évolutions du marché de l'énergie tendent dès lors à une augmentation rapide :

- de la demande globale de fourniture d'électricité
- du nombre d'appareils digitaux connectés
- des capacités de production décarbonées
- de la capacité de production décentralisée raccordée au réseau de distribution ;

<sup>7</sup> 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.

Il est nécessaire de s'inscrire dans cette transition énergétique en visant un optimum économique.

La mise en œuvre de ces outils smartgrid participera notamment à :

- Diminuer les pertes réseau
- Diminuer le temps de restauration des réseaux
- Répondre à l'augmentation exponentielle du nombre de données à traiter
- Poursuivre la digitalisation de l'ensemble des opérations tout en répondant aux normes de cybersécurité
- Optimiser l'intégration des productions renouvelables sur les réseaux de distribution et gérer ces nouveaux flux.

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

L'ensemble des outils smartgrid que nous souhaiterions réaliser sera réalisé pendant la période 2024-2027. Bien qu'il soit encore compliqué de connaître précisément le détail des différents projets, nous estimons cependant qu'un rythme de déploiement d'outils à hauteur d'environ 4M€ par an nous permettrait de relever les challenges présentés ci-dessus.

Le rythme de liquidation serait donc le suivant :

- 2024 : ■■■■ pour les projets développés durant l'année 2024
- 2025 : ■■■■ pour les projets développés durant l'année 2025
- 2026 : ■■■■ pour les projets développés durant l'année 2026

Ce timing est estimatif et les besoins de liquidation suivront évidemment le rythme de développement des outils.

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

L'investissement supplémentaire proposé par RESA dans les outils smartgrid apporte plusieurs avantages par rapport aux plans d'investissements approuvés par la CWAPE.

**Amélioration de l'observabilité du réseau :** Grâce au traitement des données en temps réel des capteurs et tableaux intelligents, RESA pourra mieux surveiller et comprendre le réseau, détecter plus rapidement des problèmes potentiels tels que les courts-circuits et pannes.

**Gestion efficace de la production décentralisée :** En raison de la transition énergétique et de l'augmentation des sources d'énergie renouvelable décentralisées, la gestion des flux d'électricité devient de plus en plus complexe. RESA pourra mieux gérer les flux d'électricité bidirectionnels et de maximiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable distribuées.

**Optimisation des investissements futurs :** L'acquisition d'une solution informatique pour la détermination des emplacements optimaux des capteurs aidera RESA à planifier de manière plus précise les futurs investissements en termes d'observabilité et de contrôlabilité du réseau. Cela permettra d'optimiser l'allocation des ressources et de maximiser les avantages obtenus à partir des investissements réalisés.

**Prise en compte des nouvelles contraintes du réseau :** Les plans d'investissements initiaux peuvent ne pas avoir suffisamment pris en compte les défis posés par la production décentralisée et les nouveaux usages de l'électricité, tels que les véhicules électriques et les batteries domestiques. Ces logiciels permettront à RESA d'adapter son réseau et de répondre aux nouvelles contraintes de manière plus efficace et durable.

**Contribuer à la transition énergétique** : En améliorant l'intégration des sources d'énergie renouvelable et en optimisant la gestion du réseau, ces investissements supplémentaires contribueront à accélérer la transition énergétique en favorisant une utilisation plus efficace et durable de l'électricité.

En conclusion, l'investissement supplémentaire proposé par RESA apporte des améliorations significatives en termes d'observabilité, de gestion du réseau et de prise en compte des nouvelles contraintes (planification), ce qui permettra à RESA de mieux répondre aux besoins changeants du secteur de l'énergie et de favoriser la transition énergétique dans la région.

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

Introduction

Les tarifs de distribution de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

Démonstration

Les coûts relatifs au projet « Outils smartgrid » sont attendus entre 2024 et 2026.

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**

<b>NOM DU PROJET</b>
Déploiement de compteurs communicants chez les prosumers
<b>DESCRIPTION DU PROJET</b>
<p>Le développement accru des unités de productions renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 61.000 prosumers chez RESA), 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 ce problématique d'injection d'électricité renouvelable est de pouvoir la mesure 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 problématique de compteurs communicants afin d'avoir un maximum de données pertinentes. 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"> <li>- Changement de phase</li> <li>- Équilibrage</li> <li>- Déplacement de la coupure réseau</li> </ul> <p>Si aucune de ces soutions ne permet de résoudre le problème, le GRD devra alors investir dans la modernisation de son réseau.</p>
<b>PLANNING ESTIMATIF DE MISE EN ŒUVRE</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2024 : rédaction des cahiers des charges afin de contractualiser de nouveaux sous-traitants pour augmenter le rythme de placement des SM chez les prosumers</li> <li>- 2025-2026 : installation des SM chez les prosumers</li> </ul>
<b>BÉNÉFICES ESCOMPTÉS PAR LA MISE EN ŒUVRE DU PROJET, DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, CONFORMÉMENT AUX OBJECTIFS DÉFINIS À L'ARTICLE 10BIS<sup>8</sup></b>
<p>Le développement accru des unités de productions renouvelables décentralisées (UPD), en particulier du photovoltaïque (environ 61.000 prosumers chez RESA), nécessite que les gestionnaires de réseau de distribution (GRDs) adaptent leur réseau afin d'accueillir cette</p>

<sup>8</sup> 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.

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'investissement 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 repose en premier lieu sur la collecte de données sur notre réseau et donc chez nos clients afin de disposer de données techniques en temps réel (tensions courant, voltage, etc.). 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 (tension courant, voltage, etc.) via des compteurs communicants et des capteurs d'observabilités dans les cabines, les solutions IT permettent notamment d'identifier, analyser et résoudre des problèmes liés à l'injection photovoltaïques 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. Complémentairement aux compteurs communicants, il est également nécessaire de faire remonter ces données techniques directement depuis les cabines auprès des plateformes informatiques des GRD exposées ci-dessus.

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 de l'installation d'un SM est estimé à [REDACTED]  
 RESA a sur son territoire environ 61.000 prosumers, dont moins de 1.000 avec un SM.  
 RESA va donc lancer une campagne massive de placement de SM chez les prosumers, répartie sur les années 2025 et 2026 soit environ l'installation de 16.600 SM.

Le rythme des besoins de liquidation ne peut être estimé à ce stade, il dépend notamment de la date d'obtention de la subvention qui permettra de passer les marchés publics indispensables à la mise en œuvre de ce projet.

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

L'accélération du placement des compteurs communicants auprès des prosumers permettra de collecter massivement des données techniques en temps réel (tensions courant, voltage, etc.) auprès de ces clients qui connaissent des problèmes d'injection de leur production sur le réseau basse-tension. Elle permettra de saturer de SM 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.

**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 de RESA découlent de son Revenu Autorisé.

Le **Revenu Autorisé 2023** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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 de RESA 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** de RESA 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) ainsi qu'une enveloppe additionnelle permettant le déploiement des compteurs communicants (CPS).

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

L'enveloppe relative au déploiement des compteurs communicants est un budget pluriannuel proposé par RESA et approuvé par le régulateur.

Les charges d'amortissement prévues dans le RA 2025-2029 de RESA 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 RESA par rapport à ces enveloppes de Revenu Autorisé.

### Démonstration

Les coûts relatifs au déploiement de compteurs communicants chez les prosumers sont attendus entre 2025 et 2026.

Nous ne demandons pas de subvention pour 2024 afin d'éviter tout risque de double subvention étant donné qu'une enveloppe relative au déploiement des compteurs communicants est d'ores et déjà reprise dans le Revenu Autorisé 2024 de RESA.

Concernant 2025, ces investissements ne font pas partie de l'enveloppe additionnelle de transition énergétique susmentionnée.

Cependant, étant donné l'existence d'une enveloppe pour le déploiement des compteurs communicants, la subvention viendrait en déduction du budget proposé par RESA afin d'éviter toute double subvention.

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