

*Date du document : 02/12/2022*

## AVIS

CD-22I02-CWaPE-0922

### **PLANS D'ADAPTATION PORTANT SUR LA PÉRIODE 2023-2028 ET INDICATEURS DE QUALITÉ 2021 DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

*rendu suite à l'examen réalisé en application de l'article 15 du décret  
du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

# Table des matières

1.	RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF ET DE LA MÉTHODOLOGIE .....	6
1.1.	Contexte législatif .....	6
1.1.1.	Les plans d'adaptation .....	6
1.1.2.	Les rapports qualité.....	8
1.2.	Procédure d'établissement des plans d'adaptation et rapports qualité .....	9
1.2.1.	Les plans d'adaptation .....	9
1.2.2.	Les rapports qualité.....	10
1.3.	Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE .....	10
1.4.	Recevabilité des dossiers.....	12
1.5.	Rappel des critères d'examen .....	14
2.	APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWaPE.....	15
1.6.	Vue générale sur les réalisations de l'année 2021 .....	15
1.7.	Composition des réseaux à la fin décembre 2021.....	19
1.7.1.	Situation globale .....	19
1.7.2.	Longueurs réseaux .....	20
1.7.3.	Nombre de codes EAN .....	21
1.7.4.	Les énergies prélevées .....	22
1.7.5.	La production décentralisée .....	23
1.7.6.	Les unités de petite puissance .....	24
1.7.7.	Les autres unités de production .....	25
1.7.8.	La transformation MT/BT .....	26
1.7.9.	La flexibilité .....	27
1.7.10.	Une gestion encore plus dynamique des réseaux .....	28
1.8.	Les investissements envisagés .....	31
1.8.1.	Synthèse des projets et postes budgétaires .....	31
1.8.2.	Les projets et leurs motivations .....	32
1.8.3.	Les postes budgétaires.....	39
1.9.	Observations de la CWaPE.....	42
1.9.1.	Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans.....	42
1.9.2.	Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités .....	42
3.	AVIS DE LA CWaPE.....	43
4.	ANNEXES.....	45
1.10.	ANNEXE I : Note d'examen des plans.....	45
1.10.1.	Examen des projets rentrés.....	45
1.10.2.	Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans .....	45
1.10.3.	Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD .....	46
1.10.4.	Respect des plans introduits antérieurement .....	50
1.10.5.	Les projets de travaux programmés.....	51
1.10.6.	Les besoins en capacité .....	54
1.10.7.	La fiabilité des réseaux .....	59
1.10.8.	La qualité de l'alimentation.....	60
1.10.9.	Assainissement et sécurité.....	60
1.10.10.	Les lotissements et zones d'activité économique .....	63
1.10.11.	Les compteurs non conventionnels.....	65
1.10.12.	Les services de flexibilité .....	67
1.10.13.	La transformation et autres installations MT .....	68
1.10.14.	Les postes budgétaires.....	68
1.11.	ANNEXE II : Les indices qualité .....	78
1.12.	ANNEXE III : les lignes directrices applicables .....	97
1.13.	ANNEXE IV (non publiée) : version définitive des différents plans d'adaptation des GRD .....	97

## Index graphiques

Graphique 1	Situation à la clôture 2021 en termes de projets	18
Graphique 2	Évolution des longueurs (aérien vs souterrain) des réseaux de distribution d'électricité	20
Graphique 3	Évolution des longueurs (MT vs BT) des réseaux de distribution d'électricité	21
Graphique 4	Répartition des éléments constitutifs des réseaux de distribution d'électricité	21
Graphique 5	Évolution du nombre d'EAN (période 2007 à 2021)	22
Graphique 6	Répartition selon les GRD du nombre de mètres de réseau par URD (données 2021)	22
Graphique 7	Évolution et répartition des énergies prélevées par les URD résidentiels / professionnels	23
Graphique 8	Évolution du nombre de raccordements d'UPD de max 10 kVA	24
Graphique 9	Évolution de la puissance cumulée des UPD de max 10 kVA	24
Graphique 10	Évolution de la puissance moyenne des UPD de petite puissance	25
Graphique 11	Répartition de la puissance totale cumulée des UPD	25
Graphique 12	Répartition par GRD de la puissance totale cumulée des UPD	26
Graphique 13	Évolution du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	26
Graphique 14	Évolution en % du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	27
Graphique 15	Évolution des budgets en termes de contrôle transmission	30
Graphique 16	Évolution Montants bruts pour placement fibres optiques et gaines dédiées	30
Graphique 17	Répartition par code de motivation du nombre de projets attendus	33
Graphique 18	Répartition par code de motivation du montant total brut des projets attendus	34
Graphique 19	EVOLUTION DES ENVELOPPES ANNUELLES MOYENNES PB (PERIODE 2019-2023 VS 2024-2028)	35
Graphique 20	Répartition du montant total des projets en fonction des principales motivations	37
Graphique 21	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement	37
Graphique 22	Évolution par GRD du montant total annuel brut des projets d'investissement	38
Graphique 23	Évolution des principaux codes de motivation - montant total annuel brut des projets d'investissement (PERIODE 2023 A 2028)	38
Graphique 24	Évolution des principaux codes de motivation - montant total annuel brut des projets d'investissement (PERIODE 2023 A 2028)	39
Graphique 25	Évolution du montant total annuel brut des postes budgétaires	40
Graphique 26	Évolution par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux annuels bruts	40
Graphique 27	Répartition par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux bruts	41
Graphique 28	Évolution et répartition du nombre total de projets nominatifs / non nominatifs (période 2021 à 2028)	45
Graphique 29	Répartition du montant total des projets nominatifs / non nominatifs	46
Graphique 30	Évolution des longueurs de réseaux d'ORES et RESA	47
Graphique 31	Évolution des longueurs de réseaux de l'AIEG, AIESH et REW (période 2005 à 2021)	48
Graphique 32	Évolution des longueurs de réseaux selon le niveau de tension (période 2015 à 2021)	48
Graphique 33	Répartition des longueurs de réseaux selon le mode de pose et tension (en m – fin 2021)	48
Graphique 34	Répartition des longueurs de réseaux selon le mode de pose et tension (en % - fin 2021)	49
Graphique 35	Répartition des raccordements par GRD (situation fin 2021)	49
Graphique 36	Répartition des types de raccordement selon le niveau de puissance (fin 2021)	50
Graphique 37	Répartition par code de motivation et par GRD du nombre total de projets	51
Graphique 38	Répartition en %, par GRD et par code de motivation des montants totaux bruts	52
Graphique 39	Répartition en %, par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés (items globaux) (période 2023 à 2028)	53
Graphique 40	Répartition des feeders avec charge estimée à l'horizon 2028 supérieure à 60 %	55
Graphique 41	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2023 - 2028)	57

Graphique 42	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2023 - 2028)	58
Graphique 43	Longueur (en Km) Cuivre nu encore existant dans les réseaux à la fin 2021	61
Graphique 44	situation en termes de réalisation des analyses de risques (fin 2021)	62
Graphique 45	Résultat des analyses de risques (fin 2021)	63
Graphique 46	Répartition par GRD et par % de charge des montants dédiés aux nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants (période 2023 à 2028)	64
Graphique 47	Répartition des compteurs BT 'NON-CONVENTIONNELS' placés au 31/12/2021	65
Graphique 48	Répartition des C&B sans fonction sociale placés au 31/12/2021	66
Graphique 49	Evolution du placement de compteurs intelligents par % N total EAN BT à l'horizon 2028	66
Graphique 50	Nombre de compteurs intelligents placés à l'horizon 2028 (en % de N total compteurs BT)	67
Graphique 51	Moyenne : kVA/point de prélèvement BT (fin 2021)	68
Graphique 52	Évolution pour ORES et RESA des montants totaux bruts des postes budgétaires (EN € sur PERIODE 2016 A 2028)	69
Graphique 53	Évolution pour l'AIEG, REW et l'AIESH des montants totaux bruts des postes budgétaires (EN € sur PERIODE 2016 A 2028)	69
Graphique 54	Répartition GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires par code EAN	70
Graphique 55	Delta investissements des GRD par EAN (période 2024-2028 vs période 2022-2023)	71
Graphique 56	Répartition par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires (période 2023 à 2028)	71



## Index tableaux

Tableau 1	Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE : plans d'adaptation	11
Tableau 2	Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE : RAPPORTS qualité	11
Tableau 3	Réalisations 2021 : quantités et montant total brut	16
Tableau 4	PB 2021 : comparaison en cours plan 2022-2026 et clôture plan 2023-2028	17
Tableau 5	Suivi des projets initialement programmés dans le plan précédent	18
Tableau 6	Situation des réseaux de distribution en Wallonie (FIN 2021)	19
Tableau 7	Situation raccordement d'unités de production décentralisée	23
Tableau 8	Situation gestion dynamique des réseaux	29
Tableau 9	Évolution programmation des projets (période 2019 à 2028)	32
Tableau 10	Évolution des postes budgétaires (période 2019 à 2028)	32
Tableau 11	Situation nombre de projets programmés	33
Tableau 12	Répartition par code de motivation du montant total brut (nominatif/ non nominatif) (période 2023 à 2028)	34
Tableau 13	évolution des enveloppes annuelles moyennes PB (période 2019-2023 vs 2024-2028)	35
Tableau 14	Évolution montants annuels projets par code motivation	36
Tableau 15	Évolution par poste budgétaire (items principaux) du montant annuel brut	39
Tableau 16	Évolution des longueurs de réseaux distribution	47
Tableau 17	Situation globale nombre et type de raccordements	49
Tableau 18	Répartition par GRD et par motivation du nombre de projets pressentis	51
Tableau 19	Répartition par GRD et par motivation des montants totaux bruts	52
Tableau 20	Répartition par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés	53
Tableau 21	Charge des feeders principaux : mesures max 2021 et extrapolations 2028	55
Tableau 22	Répartition du % de charge max des feeders principaux à l'horizon 2028	55
Tableau 23	Évolution du nombre de projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	56
Tableau 24	Évolution des montants totaux bruts des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia (période 2023 à 2028)	56
Tableau 25	Liste des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	57
Tableau 26	Évolution par GRD du nombre de projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2023 à 2028)	59
Tableau 27	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2023 à 2028)	60
Tableau 28	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets visant à solutionner des problèmes de qualité de tension (période 2023 à 2028)	60
Tableau 29	Situation par GRD des réseaux aériens en cuivre nu	61
Tableau 30	Situation par GRD réalisation des analyses de risques et mise en conformité (AR 2012) des cabines et PTA (fin 2021)	62
Tableau 31	Évolution par GRD des montants annuels bruts pressentis pour l'amélioration de la sécurité y compris des cabines (période 2023 à 2028)	63
Tableau 32	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets (nominatifs et non nominatifs) visant le raccordement de zonings industriels ou lotissements résidentiels importants (période 2023 à 2028)	64
Tableau 33	Les compteurs BT non conventionnels installés (situation au 31/12/2021)	65
Tableau 34	Les services de flexibilité sur les réseaux de distribution (situation au 31/12/2021)	67
Tableau 35	La transformation et autres installations MT (situation au 31/12/2021)	68
Tableau 36	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires	69

# 1. RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF ET DE LA MÉTHODOLOGIE

## 1.1. Contexte législatif

### 1.1.1. Les plans d'adaptation

Le décret wallon du 05 mai 2022 a été publié au Moniteur Belge le 05 octobre 2022. Il modifie l'article 15 du Décret du 12 avril 2001, ci-après nommé le « Décret », relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour la rédaction des plans d'adaptation 2023-2028, il a été tenu compte de la législation applicable au moment de la rédaction des projets de plans, soit au début de l'année 2022. Les changements induits par les récentes modifications législatives n'ont donc pas encore été intégrés dans cet exercice. Ils le seront en 2023.

Les textes du Décret dans sa version consolidée et datée du début 2022, définit au point 30° de son article 2, un plan d'adaptation comme :

*« ... un plan envisageant les projets de remplacement, de rationalisation ou de développement du réseau, établi en application de l'article 15 ».*

Les prescriptions de cet article 15 décrivent les dispositions suivantes :

*« § 1er. En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.*

*Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de gestion active de la demande, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.*

*Les règlements techniques précisent le planning et les modalités d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation.*

*Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période correspondant à la période tarifaire. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique.*

*...*

*§ 2. Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet.*

*Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédents.*

*Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes :*

*1° une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;*

- 2° une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, de la consommation, des scénarii de développement de l'écomobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, et des échanges avec les autres réseaux ;*
  - 3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;*
  - 4° la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;*
  - 5° la liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;*
  - 6° l'état des études, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure, le cas échéant ;*
  - 7° les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;*
  - 8° sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;*
  - 9° la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.*
- § 3. Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.*
- § 4. Les gestionnaires de réseau sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'ils ne contrôlent pas.*
- § 5. La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE peut imposer la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation ».*

Jusqu'en juillet 2021, la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci ont été régis par un règlement technique distribution (RTDE) approuvé par un arrêté du Gouvernement wallon daté du 3 mars 2011 et paru au Moniteur Belge le 11 mai 2011. Ce règlement technique a été remplacé par un nouveau règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, approuvé par un arrêté du Gouvernement wallon daté du 27 mai 2021 et paru au Moniteur Belge le 15 juillet 2021. Ce dernier abroge l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 précité.

Cette récente base légale était donc en vigueur au moment de la rédaction des projets de plans d'adaptation.

### 1.1.2. Les rapports qualité

En termes d'objectifs qualité, outre les prescriptions du point 4° de l'article 15, §2, du Décret déjà citées supra, des précisions complémentaires sont détaillées dans le RTDE, à savoir :

#### Article I.2.

*Pour l'application du présent règlement, il y a lieu d'entendre par : ...*

*53. qualité de l'électricité : l'ensemble des caractéristiques de l'électricité pouvant exercer une influence sur le réseau de distribution, les raccordements et les installations d'un utilisateur du réseau de distribution, et comprenant en particulier la continuité de la tension et les caractéristiques électriques de cette tension à savoir notamment sa fréquence, son amplitude, sa forme d'onde et sa symétrie ;*

#### Article I.10.

*Le gestionnaire du réseau de distribution veille à disposer des plans tenus à jour de son réseau ainsi que de l'inventaire des éléments constitutifs de celui-ci.*

#### Article I.11.

*Le GRD met en œuvre les mesures organisationnelles nécessaires et les moyens informatiques performants correspondant à l'état de la technique et nécessaires pour assurer le fonctionnement optimal de son réseau et le monitoring correct et précis de ses propres performances, notamment en vue de l'établissement du rapport prévu à l'article 1.12.*

*Il veille à s'équiper progressivement des moyens de mesure et de télécommande lui permettant d'assurer une gestion opérationnelle plus active de son réseau.*

#### Article I.12.

*§ 1er. Le GRD remet chaque année à la CWaPE, en même temps que son plan d'adaptation visé à l'article 15 du décret, un rapport dans lequel il décrit la qualité de ses services et prestations durant l'année calendrier écoulée.*

*§ 2. Ce rapport répond aux lignes directrices établies par la CWaPE en concertation avec les GRD et publiées sur son site Internet.*

*Le GRD analyse l'évolution de ses performances durant les dernières années et tout particulièrement la réalisation des objectifs de performance précédemment fixés dans le précédent rapport qualité. Si ces derniers n'ont pas été atteints, il examine ses points faibles et propose des mesures d'amélioration et des moyens à mettre en œuvre pour tenter d'atteindre les objectifs fixés.*

*Le plan d'adaptation met en avant les mesures découlant des améliorations décidées dans le cadre du rapport qualité.*

#### Article I.14.

*§ 5. Le respect des délais légaux et réglementaires et l'exactitude des messages dans le domaine de l'allocation sont monitorés par chaque GRD, par fournisseur et par responsable d'équilibre. Les résultats par fournisseur, par responsable d'équilibre et pour l'ensemble du marché sont fournis par le GRD sur base mensuelle à chaque fournisseur concerné et à chaque responsable d'équilibre. La façon de monitorer et de communiquer est définie en concertation entre les GRD et les fournisseurs et peut être imposée par la CWaPE en l'absence d'accord.*

*Une synthèse précise de ce monitoring est rédigée à l'attention de la CWaPE dans le rapport décrit à l'article I.12, § 2*

**Remarque :**

Certains éléments demandés par le Décret ne sont pas repris dans le plan d'adaptation mais font l'objet d'un rapportage spécifique dans le cadre du rapport qualité. À ce titre, ce dernier doit être considéré également comme une annexe au plan d'adaptation, raison pour laquelle les points principaux le concernant sont repris dans la présente.

## 1.2. Procédure d'établissement des plans d'adaptation et rapports qualité

### 1.2.1. Les plans d'adaptation

L'établissement des plans constitue un exercice annuel auquel les GRD procèdent depuis 2004.

L'objectif poursuivi est notamment de s'assurer que les réseaux des GRD seront aptes à satisfaire aux besoins pressentis, d'une part, en matière de capacité de distribution d'énergie (en prélèvement et en injection) et, d'autre part, en matière de sécurité, de fiabilité et de continuité de service. Les plans énumèrent donc les travaux et le programme des investissements nécessaires pour adapter le réseau de distribution en conséquence, de même que ceux programmés en vue de remédier aux problèmes décelés, et ce tant en termes d'adaptation que d'extension des réseaux électriques.

Les plans couvrent une période maximale de 5 ans correspondant au minimum à la période tarifaire en cours. Les plans introduits par les GRD ne doivent donc couvrir formellement que la période tarifaire 2023, soit 1 seule année. Seules les données visant cette période sont donc engageantes. Cependant, afin de respecter la dynamique mise en place les années précédentes et garder une vision à moyen terme sur les travaux à réaliser, la CWaPE a souhaité anticiper le texte du projet de Décret tel qu'approuvé fin 2021 en deuxième lecture et disposer, en fin de période tarifaire, d'une vision sur la période tarifaire suivante.

#### **REMARQUE IMPORTANTE :**

Vu l'établissement en cours de la méthodologie tarifaire pour la période 2024 à 2028 et comme convenu d'emblée avec les GRD, l'avis de la CWaPE ne doit être compris que comme portant sur le bilan 2021, les investissements en cours pour 2022 (pour autant que connus, ce qui n'est pas le cas pour ORES), ainsi que les prévisions de 2023, même si des commentaires ou autres recommandations ont toutefois été émis pour les années ultérieures.

Pour la période 2024-2028, les renseignements (quantités, prix unitaires ou montants d'investissement annoncés) dans les courriers à portée individuelle, les notes d'examen et la présente agrégeant la situation au niveau de la Région wallonne, sont donc repris à titre purement informatif et non engageant. Leur évocation ne vaut donc validation ni des postes budgétaires (PB), ni des projets, ni même de la nécessité de les entreprendre et ce, compte tenu du caractère indicatif de ces données.

Pour rappel, la procédure d'élaboration de ces plans d'adaptation est définie à l'article II.2 §1<sup>er</sup> du RTDE et suit les étapes suivantes :

1. Conformément aux lignes directrices établies par la CWaPE en concertation avec les GRD, chaque GRD remet à la CWaPE, pour le 2 mai de chaque année, une version provisoire de son plan d'adaptation dont le contenu est défini dans le décret ;
2. La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et informe le GRD de ses conclusions provisoires au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet. La CWaPE peut convenir dans l'intervalle avec le GRD d'une date pour la présentation du plan. À cette occasion, elle peut également demander au GRD de lui fournir les informations et justifications complémentaires qu'elle estime nécessaires. Dans ses conclusions provisoires, elle peut lui imposer de revoir/compléter son plan si elle estime que celui-ci ne garantit pas que le GRD remplira ses obligations légales ;

3. Le GRD ajuste éventuellement son plan et remet, pour le 15 septembre, la version définitive à la CWaPE ;
4. Après décision favorable de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivante. Le cas échéant, le GRD se conforme aux injonctions et impositions de la CWaPE conformément aux articles 15, §§3 et 5, du décret.

### 1.2.2. Les rapports qualité

À la suite de l'audit des rapports qualité qui s'est achevé en 2019, la CWaPE a revu ses lignes directrices en 2020, en vue de préparer les futures versions. Pour mémoire, les lignes directrices approuvées en 2020 ont été adaptées en 2022. Cette révision avait pour objectif principal de mettre à jour les références légales suite notamment à l'entrée en vigueur, en 2021, du nouveau RTD.

En ce qui concerne ORES Assets, la CWaPE a reçu un rapport qualité pour ORES Assets ainsi qu'un rapport par secteur, à savoir : ORES Namur, ORES Hainaut, ORES Luxembourg, ORES Brabant wallon, ORES Mouscron, ORES Est et ORES Verviers. Cette approche permet d'assurer une continuité dans l'évaluation des indices qualité des différentes entités.

Le planning de travail a été adapté par rapport aux années précédentes pour tenir compte de l'entrée en vigueur, en 2021, du nouveau RTD à savoir :

- a) Le projet de rapport qualité relatif à une année écoulée est remis en un seul exemplaire à la CWaPE en même temps que le plan d'adaptation, soit pour le 2 mai au plus tard. À ce sujet, la CWaPE déplore depuis plusieurs années un retard (parfois conséquent et non justifié) dans l'envoi des versions provisoires des rapports qualité de certains GRD (cf. tableau 2). Outre le fait que le délai légal n'est pas respecté, ce retard peut occasionner des problèmes dans l'organisation du travail de la direction technique.
- b) La CWaPE procède ensuite à l'examen des documents et peut demander au gestionnaire du réseau de distribution de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet, et ce, pour autant que la version provisoire du rapport lui soit parvenue pour le 2 mai au plus tard.
- c) Le GRD ajuste éventuellement son rapport qualité et remet, avant le 15 septembre, la version définitive à la CWaPE en un seul exemplaire.

### 1.3. Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE

Pour mémoire, depuis fin 2013, ORES Assets regroupe désormais en une seule entité les différents secteurs d'exploitation. Dans les faits cependant et jusqu'en 2021, ORES a continué d'introduire un plan d'adaptation en plusieurs volets, correspondant aux anciens GRD : ORES Namur, ORES Hainaut, ORES Luxembourg, ORES Brabant wallon, ORES Mouscron (qui intègre depuis 2019 les anciennes communes wallonnes de Gaselwest), ORES Est et ORES Verviers. Cette approche permettait d'assurer une continuité dans l'évaluation des prestations des différentes entités, en particulier pour ce qui concerne les projets inscrits dans les plans précédents. Depuis le dépôt de ce plan 2023-2028 et en accord avec la CWaPE, ORES Assets n'a plus fait de distinction entre ses anciens GDR. Conformément aux dispositions légales, les différents GRD ont introduit auprès de la CWaPE leur projet de plan et rapport qualité.

La CWaPE a communiqué aux différents GRD une synthèse reprenant le résultat des analyses menées sur les projets et les points d'attention nécessitant soit une clarification lors des entrevues, soit un suivi particulier en vue de l'élaboration des versions définitives. Des réunions en présentiel ont été organisées afin d'échanger de vive voix sur les projets de plans d'adaptation.

Pour l'ensemble des GRD, des compléments ont été apportés aux dossiers et, au terme de cette procédure et de quelques échanges menés en septembre, la version des plans amendés renvoyés a été considérée comme finalisée. Au niveau des rapports qualité, la CWaPE a proposé aux GRD de discuter, à distance, des résultats des analyses des versions provisoires des rapports qualité. Aucun GRD n'a souhaité cette entrevue.

Lors de la rentrée des versions définitives des rapports qualité, la CWaPE a constaté notamment que plusieurs indicateurs repris dans les dernières lignes directrices n'avaient toujours pas été intégrés. C'est pourquoi, la CWaPE a proposé aux GRD d'échanger à ce propos, et ce, afin de permettre aux GRD d'amender une dernière fois leur rapport qualité. Des réunions se sont tenues en septembre et octobre avec l'AIEG, l'AIESH, RESA et ORES ; REW n'ayant pas donné suite à notre proposition.

Le tableau ci-dessous synthétise la chronologie de ces échanges :

Plans d'adaptation :

GRD	Date de réception du projet (dossier complet)	Date de transmission des remarques sur projet	Date de réunion de présentation	Date de réception de la version finale
AIEG	8-06-2022	22-06-2022	6-07-2022	16-09-2022
AIESH	3-05-2022	14-06-2022	28-06-2022	26-09-2022
ORES	9-05-2022	14-06-2022	29-06-2022	7-09-2022
RESA	29-04-2022	31-05-2022	15-06-2022	1-09-2022
Réseau d'Energies de Wavre	7-07-2022	12-07-2022	15-07-2022	1-09-2022

TABLEAU 1 DÉROULEMENT DE LA CONCERTATION ENTRE LES GRD ET LA CWaPE : PLANS D'ADAPTATION

Rapports qualité :

GRD	Date de réception du projet	Date de transmission des remarques sur projet	Date de réception de la version finale
AIEG	13-07-2022	12-08-2022	30-09-2022
AIESH	23-05-2022	13-06-2022	24-09-2022
ORES Brabant Wallon	09-05-2022	13-06-2022	01-09-2022
ORES Est			
ORES Hainaut			
ORES Luxembourg			
ORES Mouscron			
ORES Namur			
ORES Verviers			
ORES Assets			
Réseau d'Energies de Wavre	04-07-2022	12-08-2022	31-08-2022
RESA	29-04-2022	13-06-2022	01-09-2022

TABLEAU 2 DÉROULEMENT DE LA CONCERTATION ENTRE LES GRD ET LA CWaPE : RAPPORTS QUALITÉ

## 1.4. Recevabilité des dossiers

Au niveau des plans d'adaptation, il était demandé aux GRD de traiter les sujets suivants :

### 1 DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE

#### 1.1 DONNÉES CHIFFRÉES – SITUATION DES RÉSEAUX AU 31 DÉCEMBRE 2021

#### 1.2 PYRAMIDE DES ÂGES DES ELEMENTS MT

### 2 BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (2021)

### 3 ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2021)

### 4 PLAN D'ADAPTATION (POUR LES ANNÉES 2023 à 2028)

#### 4.1 LES BESOINS EN CAPACITÉ

##### 4.1.1 Évolution de la consommation, de production et des pointes de charge pouvant en résulter

###### 4.1.1.1 Les postes sources HT/MT

###### 4.1.1.2 Les Feeders et autres échanges entre réseaux

###### 4.1.1.3 Les cabines et transformateurs de distribution

##### 4.1.2 Les nouveaux producteurs et consommateurs

###### 4.1.2.1 Les nouveaux producteurs prioritaires

###### 4.1.2.2 Les nouveaux gros clients industriels

###### 4.1.2.3 Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

###### 4.1.2.4 Les petits producteurs de max 10 kVA

###### 4.1.2.5 Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau

##### 4.1.3 Les problèmes de congestion

##### 4.1.4 Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions

##### 4.1.5 Adaptations suite aux coupures non planifiées

###### 4.1.5.1 Les coupures en BT

###### 4.1.5.2 Les coupures en MT

##### 4.1.6 Qualité de l'onde de tension

#### 4.2 AUTRES ASPECTS À PRENDRE EN COMPTE

##### 4.2.1 Remplacements pour cause de vétusté

##### 4.2.2 Interventions pour raison de sécurité

###### 4.2.2.1 Sécurité générale

###### 4.2.2.2 Distances de sécurité

###### 4.2.2.3 Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)

##### 4.2.3 Environnement

###### 4.2.3.1 Politique générale

###### 4.2.3.2 Actions spécifiques

##### 4.2.4 Harmonisation des plans de tension

##### 4.2.5 Parallèle avec les investissements Elia

##### 4.2.6 Amélioration de l'efficacité

###### 4.2.6.1 Efficacité du réseau

###### 4.2.6.2 Efficacité énergétique

###### 4.2.6.3 Réduction des pertes techniques



- 4.2.6.4 *Réduction des pertes administratives*
- 4.2.7 *Remplacement des compteurs*
  - 4.2.7.1 *Compteurs à budgets*
  - 4.2.7.2 *Compteurs « intelligents »*
- 4.2.8 *Evolution vers les réseaux « intelligents »*
- 4.2.9 *Activation de la flexibilité*
- 4.2.10 *Electromobilité*

## 5 LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET

## 6 SCHÉMAS

Cette liste a été développée initialement en concertation avec les GRD. Les plans s'inscrivent dans un cadre plus large, auquel doivent se conformer les GRD : plans d'adaptation, propositions tarifaires, plan stratégique, ...

Dès lors, la CWaPE laisse aux GRD une certaine marge de manœuvre pour la présentation des dossiers, afin qu'ils puissent rester compatibles avec l'ensemble de ces obligations. Avec le temps, toutefois, compte tenu du travail d'examen approfondi réalisé entre la CWaPE et les GRD, il apparaît que le plan d'adaptation constitue souvent le point de départ des autres réflexions, du moins pour ce qui concerne les investissements techniques.

Sur cette base, un premier examen du contenu ainsi que les différents échanges qui ont suivi ont permis de déclarer recevables les dossiers transmis.

Concernant les rapports qualité, leur contenu devait aborder les thèmes suivants visant le bilan de l'année 2021 :

### 1 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS

#### 1.1 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN MOYENNE TENSION (MT)

- 1.1.1 *Les interruptions d'accès planifiées*
- 1.1.2 *Les interruptions d'accès non planifiées*
- 1.1.3 *Répartition des interruptions par tronçon MT*

#### 1.2 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN BASSE TENSION (BT)

### 2 LE RESPECT DES CRITÈRES DE QUALITÉ RELATIFS À LA FORME DE L'ONDE DE TENSION

#### 2.1 LES MESURES EFFECTUÉES EN MT

#### 2.2 LES DEMANDES D'INTERVENTION RELATIVES À LA FORME D'ONDE DE TENSION

- 2.2.1 *Moyenne tension*
- 2.2.2 *Basse tension*

### 3 LA QUALITÉ DES SERVICES FOURNIS AUX CLIENTS FINAUX

### 4 PERFORMANCES DANS LE DOMAINE DE L'ALLOCATION

## 1.5. Rappel des critères d'examen

En relation directe avec les points évoqués au chapitre 1.4, l'examen des plans a porté notamment sur :

- La concordance entre les postes budgétaires annuels et les travaux programmés, tant en termes financiers que, dans la mesure du possible, quantitatifs ;
- L'adéquation entre les capacités des réseaux et les niveaux mesurés ou escomptés de flux prélevés et injectés (notamment en vue de son développement afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des réseaux), en ce compris l'analyse éventuelle des points de congestion ;
- Le suivi de travaux confirmés ou pressentis dans les plans précédents ;
- La modernisation des réseaux pour pallier les risques liés à la vétusté de certains de leurs composants ;
- L'optimisation de la mesure des flux ;
- La modernisation de la gestion des réseaux ;
- Les mesures environnementales prises.

Concernant la cohérence en termes de délais et de solutions techniques au regard des travaux opérés à l'interface entre distribution et transport (fédéral/local), il faut constater qu'il existe un décalage chronologique entre les prévisions données par ELIA dans le cadre de son plan d'adaptation du réseau de transport local (notamment les cahiers noirs) et les données rentrées par les GRD. Dans cet intervalle, des réunions de coordination sont organisées entre ELIA et les GRD de sorte que les données sont mises à jour, ce qui explique ce décalage. Même si ce point est examiné avec les GRD, la situation est actualisée lors de l'examen des plans d'ELIA dans le cadre de la validation des travaux incombant à ELIA.

Concernant le déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a également examiné la cohérence entre les données rentrées par les GRD dans le cadre des plans d'adaptation et les décisions prises au dernier trimestre 2021 dans le cadre de la révision des charges nettes / octroi de budget spécifique.

De manière complémentaire, l'analyse des renseignements repris au niveau des rapports qualité permet notamment de mieux appréhender :

- Les interruptions de la fourniture ;
- L'évolution des indices qualité y afférant ;
- Le maintien voire le renforcement de la qualité, tant au niveau de la fourniture (y compris la tension) que des services ;
- Au regard de l'élément précédent, le niveau et le traitement des demandes d'intervention.

L'établissement des plans est un processus dynamique, dont se dégagent essentiellement quatre étapes :

1. Le suivi des plans précédents ;
2. La comparaison entre le réalisé de l'année précédente et les prévisions antérieures ;
3. Pour autant que transmise, la mise à jour de l'année en cours afin d'anticiper les éventuels écarts les plus

significatifs et, enfin ;

#### 4. Les prévisions pour le reste des années suivantes couvrant la période des plans.

Concernant le point 3 ci-dessus, il est à noter qu'ORES ne procède pas à l'actualisation des données relatives à l'année en cours. La CWaPE n'est donc pas en mesure de mener rigoureusement l'analyse des projets relatifs à l'année 2022. Pour avoir tout de même une estimation de ceux-ci, à titre informatif et à défaut de valeurs actualisées, les prévisions des postes budgétaires définis dans le plan précédent ont été reprises en compte pour 2022. Il est à noter qu'à l'avenir et pour le prochain exercice, la CWaPE a obtenu d'ORES, à l'instar des autres GRD, l'actualisation de ces données.

Rappelons également que la réalisation et les échéances des travaux programmés à court terme présentent un haut degré de certitude.

En revanche, les travaux dont l'exécution est prévue au-delà de cette échéance reflètent des décisions prises pour des projets à plus long terme. Ils représentent donc des investissements souvent conditionnels et évoquent des projets de renforcement qui, pour certains, doivent encore soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au regard de l'évolution des flux estimés. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus actuellement ayant servi de base aux hypothèses formulées.

À contrario, les projets plus importants, en ce compris certains travaux menés en coordination avec Elia peuvent porter sur une période plus conséquente, voire même avoir une portée pluriannuelle.

Les plans mentionnent principalement des investissements indispensables au développement et à l'amélioration des réseaux de distribution en Région wallonne mais également des travaux liés à certains investissements de remplacement effectués dans le cadre d'une politique de maintenance préventive.

Dans son analyse, la CWaPE s'est intéressée prioritairement aux aspects techniques des plans, en ce compris la cohérence en termes de suivi des plans précédemment approuvés et les délais de planification. Rappelons à cet égard que le plan d'adaptation traite uniquement des investissements réseaux, à l'exclusion donc d'autres types d'investissements tels que bâtiments, outillages et mobilier, matériels roulants, ...

## 2. APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWAPE

La CWaPE a analysé les plans d'investissement couvrant la période 2023 à 2028 en intégrant dans son examen les résultats de l'année 2021 et la mise à jour du plan 2022-2026 en cours. Les pages ci-après retracent les grandes lignes de cette analyse :

- ✓ L'annexe I fournit plus d'éléments détaillés sur les différents plans d'adaptation ;
- ✓ L'annexe II résume l'analyse des rapports qualité et publie certains indices relatifs aux performances des GRD ;
- ✓ L'annexe III renvoie aux lignes directrices définissant les attentes quant au contenu des plans ;
- ✓ Enfin, on se référera au contenu intégral des plans communiqués après concertation avec la CWaPE pour disposer de tous les détails (annexe IV non publique).

Ces plans, dans leur version définitive, ont majoritairement bien intégré les remarques de la CWaPE.

### 1.6. Vue générale sur les réalisations de l'année 2021

Le tableau ci-dessous résume les quantités et montants totaux bruts associés aux réalisations effectives de 2021, le tri étant basé sur les principaux postes budgétaires :

Postes budgétaires	Quantités totales (Adaptation et extension)	Montant total brut (Adaptation et extension – en €)
<b>Câbles (en km)</b>	924,1	€ 96.090.492
Réseaux HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	505,3	€ 66.439.878
Réseau BT	418,7	€ 29.650.614
<b>Lignes (en km)</b>	399,7	€ 16.839.436
Réseaux HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	133,2	€ 3.973.209
Réseau BT	266,6	€ 12.866.228
<b>Postes</b>	-	€ 8.072.548
Terrains	0	€ 0
Bâtiments	31	€ 1.070.995
Cellules Poste	83	€ 3.415.176
Cellules TCC	59	€ 1.067.415
Cellules Poste - Télécontrôle	167	€ 2.326.966
Transformateurs HT/MT	0	€ 0
Transformateurs MT/MT	1	€ 191.995
<b>Cabines</b>	-	€ 33.886.470
Terrains	0	€ 22.133
Bâtiments	733	€ 7.637.076
Cellules MT	2.511	€ 18.291.868
Transformateurs MT/BT	735	€ 7.935.393
Transformateurs MT/MT	0	€ 0
<b>Raccordements clients</b>	24.958	€ 37.981.790
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	€ 0
Niveau Trans MT	42	€ 6.599.361
Niveau MT	30	€ 4.652.943
Niveau Trans BT	7	€ 295.344
Niveau BT	24.879	€ 26.434.142
<b>Comptages</b>	90.046	€ 28.347.614
HT / AMR	0	€ 0
HT / Frontière autres GRD	0	€ 0
MT / AMR	1.003	€ 2.139.497
MT / MMR	4	€ 3.142
MT / Frontière autres GRD	0	€ 0
BT / AMR	0	€ 9.317
BT / YMR	40.640	€ 11.261.490
BT / à budget	3.563	€ 2.061.815
BT / intelligents	44.836	€ 12.872.353
BT / Frontière autres GRD	0	€ 0
<b>Contrôle/transmission</b>	-	€ 16.913.826
Câble téléphonique (en km)	21,0	€ 1.272.633
Gaine Fibres optiques (en km)	178,4	€ 7.763.901
Fibre optique (en km)	61,3	€ 372.245
Télécontrôle - cabine réseau	773	€ 5.675.971
Télécontrôle - cabine client	0	€ 0
RTU et autres équipements télécom	694	€ 1.778.642
Autres équipements "smart"	14	€ 50.434
<b>Autres items</b>	-	€ 0
<b>Total général</b>		<b>€ 238.132.177</b>

TABLEAU 3 RÉALISATIONS 2021 : QUANTITÉS ET MONTANT TOTAL BRUT

Dans le tableau ci-dessus et par principe, la colonne des quantités a été grisée car les quantités renseignées ne reflètent pas rigoureusement la réalité. En effet, certains montants financiers ne sont pas associés à des quantités. Le nombre de cas est cependant très limité et portent généralement sur des budgets relativement peu conséquents. À noter également que certains items regroupent des équipements de nature très différente (ex. cellules MT cabines = cellules MT, TGBT, autres appareillages, ...).

La comparaison des postes budgétaires entre la situation « en cours » dressée dans le plan précédent 2022-2026 et la clôture de l'année 2021 décrite dans le plan 2023-2028 se résume comme suit :

GRD	Prévisions 2021 (Plan 2022-2026)	Réalisations 2021 (Plan 2023-2028)	Delta en euros	Delta en %
ORES	€ 174.728.132	€ 186.184.527	€ 11.456.395	7%
RESA	€ 40.658.632	€ 42.346.030	€ 1.687.398	4%
AIEG	€ 3.108.181	€ 4.850.977	€ 1.742.796	56%
AIESH	€ 2.662.500	€ 1.517.589	-€ 1.144.911	-43%
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	€ 3.300.739	€ 3.233.054	-€ 67.685	-2%
Total Wallonie	€ 224.458.184	€ 238.132.177	€ 13.673.992	6%

TABLEAU 4 PB 2021 : COMPARAISON EN COURS PLAN 2022-2026 ET CLÔTURE PLAN 2023-2028

Les différences significatives ont été explicitées par les différents GRD et sont détaillées dans les courriers à portée individuelle et notes d'examen individuelles.

Ramené à un historique de trois ans, le bilan des différents investissements réseaux est le suivant :

GRD	Prévisions 2019 à 2021	Réalisations 2019 à 2021	Delta en euros	Delta en %
ORES	525.369.997 €	517.681.048 €	-7.688.949 €	-1,5%
RESA	112.386.224 €	109.824.225 €	-2.561.999 €	-2,3%
AIEG	9.518.132 €	11.944.769 €	2.426.638 €	25,5%
AIESH	8.878.400 €	11.626.726 €	2.748.326 €	31,0%
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	11.057.302 €	12.545.787 €	1.488.485 €	13,5%
Total Wallonie	667.210.055 €	663.622.556 €	-3.587.499 €	-0,5%

TABLEAU 5 ÉVOLUTION DES PB - COMPARAISON SUR LA PÉRIODE TARIFAIRE 2019 À 2021 (DELTA ENTRE LES RÉALISATIONS ET PRÉVISIONS)

Il convient également d'insister sur le fait que les budgets cités correspondent à des montants bruts. Même en cas de dépassement de ces derniers, ils peuvent donc au moins être partiellement couverts par des interventions de tiers qui correspondent aux tarifs non périodiques régulés dont devront s'acquitter les éventuels demandeurs. Ceci est particulièrement applicable pour les travaux identifiés sous les postes budgétaires « raccordement clients » et « câbles » relatifs, par exemple, à des raccordements trans-MT. À contrario, des enveloppes relatives à des raccordements de clients industriels ou des parcs éoliens peuvent avoir été prévues mais finalement non utilisées, notamment en raison de certains retards imputables aux promoteurs eux-mêmes.

Il convient également de rappeler que le bilan dressé ci-avant correspond à la situation comptable. Certains travaux peuvent se chevaucher sur plusieurs exercices. Ils peuvent par conséquent être enregistrés comme « en cours » mais ne seront comptabilisés « *en actif* » qu'une fois les assets réceptionnés et mis sous tension.

D'un point de vue opérationnel, les GRD font face à l'imprévisibilité de nombreux facteurs externes : commandes, autorisations, disponibilité sur les marchés, planning des travaux communaux et synergies de chantiers (cf. décret « impétrants »), crise sanitaire, climatique (hiver prolongé, inondations), etc. Cette imprévisibilité a également des répercussions au niveau budgétaire, dès lors que certains chantiers non programmés consomment le budget alloué à d'autres projets qui doivent être reportés sinon annulés.

À cet égard, l'exercice 2021 aura sans aucun doute été marqué par les inondations survenues en juillet 2021. Elle aura principalement impacté les infrastructures de RESA et d'ORES.

Ces aléas s'ajoutent également les difficultés liées à la crise sanitaire, d'approvisionnement en équipements, l'allongement des délais de fourniture et la hausse des prix des équipements. Pour certains GRD, elles auront notamment impacté le déploiement des compteurs communicants et la mise en conformité des cabines MT.

Il est cependant important de souligner que la CWaPE a obtenu des GRD procédant à des reports voire des annulations de certains projets, qu'ils s'engagent formellement à ce qu'aucun de ces reports ou annulations ne soit de nature à compromettre la sécurité, la fiabilité de l'alimentation ou l'efficacité des réseaux concernés.

Au cours de son analyse, la CWaPE a également vérifié le suivi effectif des projets inscrits au dernier plan d'adaptation et notamment la situation à la clôture de l'exercice 2021. Elle a également vérifié les raisons des reports éventuels et annulations des investissements initialement pressentis, ainsi que leur reprogrammation effective.

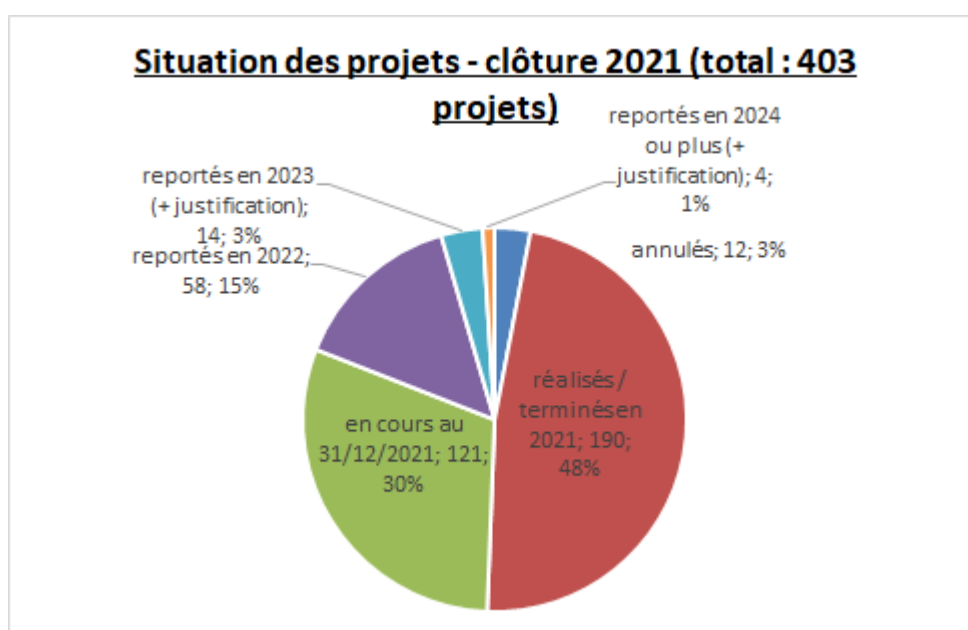
Le graphique ci-après dresse ce bilan :

Statuts des projets	Nombre de projets nominatifs	Nombre de projets non nominatifs	Total général
Annulés	11	1	12
Réalisés / terminés en 2021	151	39	190
En cours au 31/12/2021	88	33	121
Reportés en 2022	56	2	58
Reportés en 2023 (+ justification)	14	0	14
Reportés en 2024 ou plus (+ justification)	4	0	4
Pour mémoire - pas de travaux de cette nature prévus	0	4	4
<b>Total général</b>	<b>324</b>	<b>79</b>	<b>403</b>

TABLEAU 6

SUIVI DES PROJETS INITIALEMENT PROGRAMMÉS DANS LE PLAN PRÉCÉDENT

À noter que le regroupement des secteurs d'ORES explique le nombre drastiquement réduit de projets.



GRAPHIQUE 1

SITUATION À LA CLÔTURE 2021 EN TERMES DE PROJETS

Au regard des informations fournies :

- ✓ 78 % des travaux pressentis pour 2021 ont été réalisés effectivement ou sont en cours de réalisation. Ce chiffre est en baisse par rapport aux exercices précédents (91% en 2020) ;
- ✓ 15 % des projets ont vu leur réalisation repoussée de quelques mois (moins d'un an) ;
- ✓ Seulement 4 % des travaux ont été repoussés à un horizon plus lointain (2023 ou plus) ;
- ✓ Environ 1 % a été annulé, souvent au profit d'une autre solution technique.

In fine, ces proportions divergent quelque peu de celles rencontrées dans les plans précédents. Seul le taux de projets finalement annulés reste stable en comparaison du passé.

Rappelons à nouveau que la CWaPE s'est enquis de l'assurance formelle des GRD concernés que, sur toute la période 2022-2026, aucun des travaux annulés ou postposés n'était de nature à compromettre la sécurité, la fiabilité de l'alimentation ou l'efficacité de leurs réseaux.

La CWaPE s'est également assurée de la programmation effective des travaux initialement programmés mais finalement postposés. Les remarques à cet égard ont été formulées individuellement aux GRD.

## 1.7. Composition des réseaux à la fin décembre 2021

### 1.7.1. Situation globale

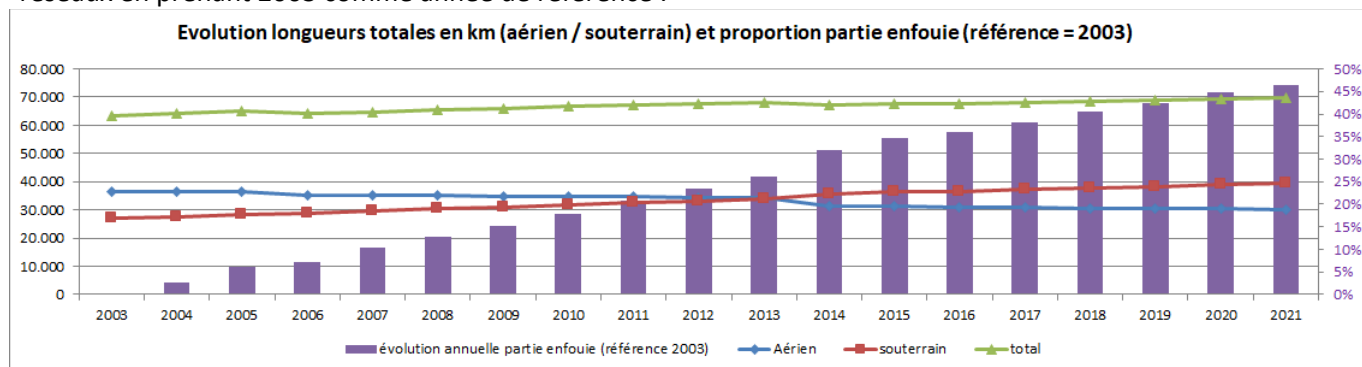
Le tableau ci-dessous dresse la situation des réseaux de distribution en Wallonie au 31 décembre 2021 :

GRD	Nombre total de codes EAN	GWh distribués (Total 2021)	Longueur réseaux (en km au 31/12/2021 et EP non compris)	M de réseau par client final
ORES	1.458.094	10.549	52.057	36
RESA	454.517	3.269	14.457	32
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	18.581	135	550	30
AIEG	26.260	216	1.039	40
AIESH	22.035	183	1.590	72
Total Wallonie	1.979.487	14.352	69.693	35

TABEAU 7 SITUATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN WALLONIE (FIN 2021)

### 1.7.2. Longueurs réseaux

Tenant compte des éléments qui précèdent, le graphique ci-après dresse l'évolution en termes de longueur des réseaux en prenant 2003 comme année de référence :



GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DES LONGUEURS (AÉRIEN VS SOUTERRAIN) DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (PÉRIODE 2003 À 2021)

Il est intéressant de constater que, par le passé, les liaisons aériennes constituaient la partie prépondérante des réseaux de distribution. Depuis 2013, cette tendance s'est inversée : les réseaux de distribution sont maintenant donc majoritairement enterrés.

Les variations observées dans les données relatives aux longueurs réseaux s'expliquent notamment par :

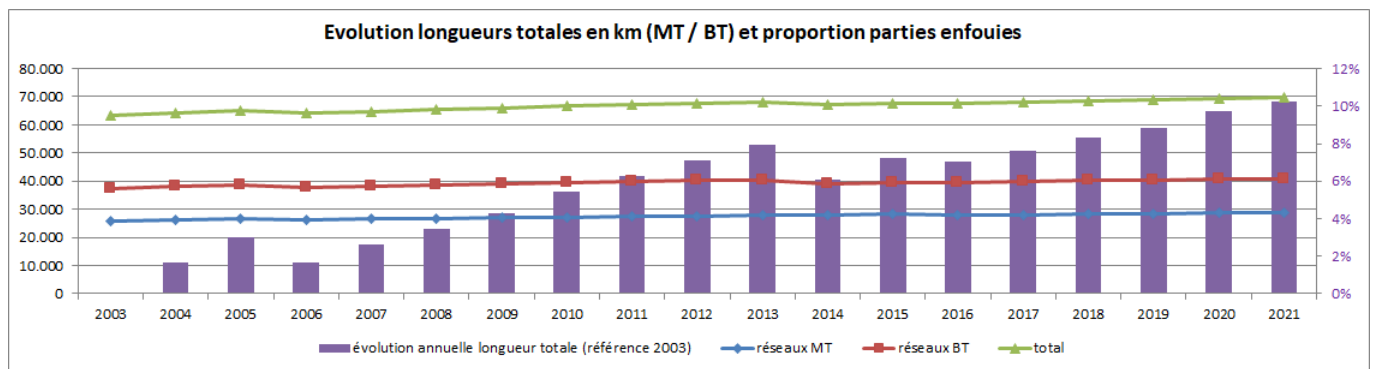
- le remplacement de lignes aériennes vétustes (notamment en cuivre nu) par de nouvelles canalisations enfouies ;
- l'extension des réseaux, notamment pour l'alimentation de nouveaux zonings, lotissements, amélioration des bouclages, ... ;
- la correction de valeurs historiques erronées.

Pour mémoire, il convient de noter que les GRD procèdent à la numérisation des plans de leurs réseaux afin d'en obtenir une cartographie informatisée. Le tracé des diverses liaisons (aériennes et souterraines) est donc progressivement digitalisé et couplé à des logiciels de représentation géographique. Cette démarche explique notamment la diminution constatée en 2014 qui trouve son origine dans un alignement avec les données cartographiques des bases de données d'inventaire d'ORES relatives au réseau basse tension. Cette convergence a entraîné des corrections d'inventaire parfois importantes, notamment sur le secteur de Verviers. Il en est de même pour l'AIESH en 2016. Ces corrections n'ont toutefois pas modifié la valeur économique des réseaux concernés. Précisons enfin que les données reprises ci-dessous correspondent à des grandeurs géographiques et non électriques. Ainsi donc, la valeur retenue pour 3 câbles unipolaires de longueur « L » est bien de « L » et non « 3 x L ».

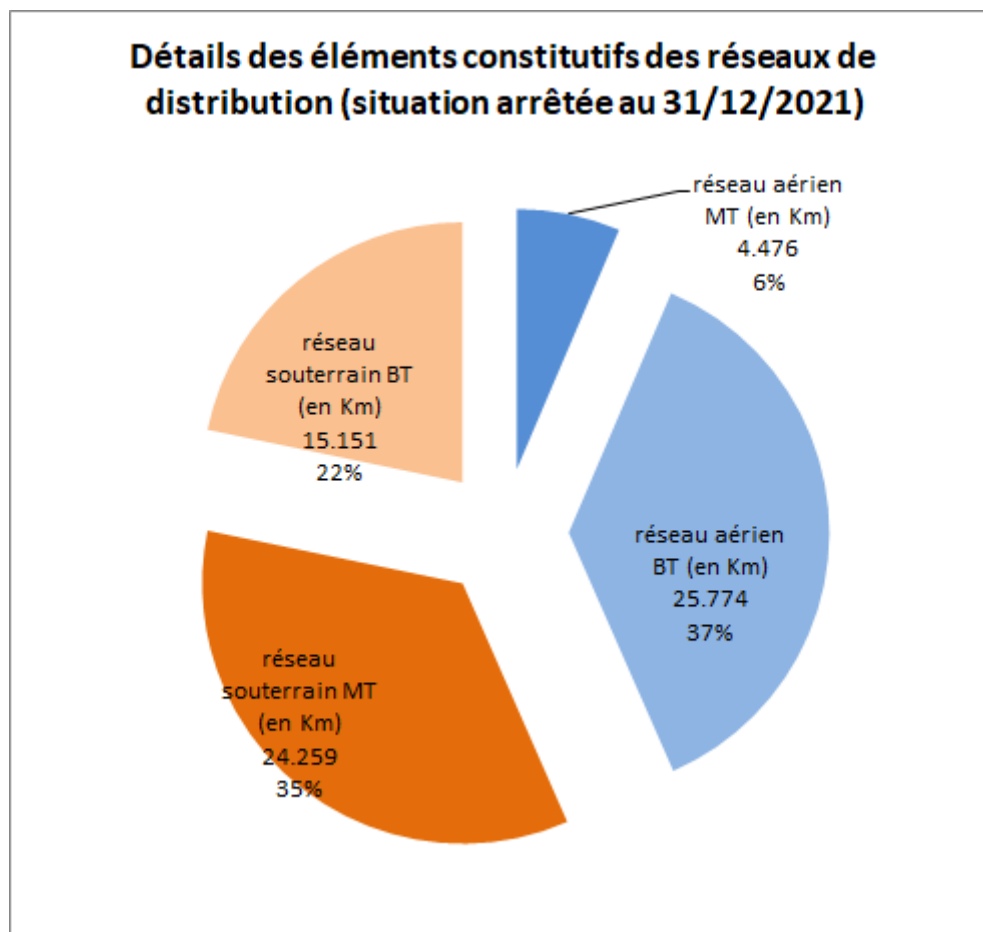
Ces deux notions différentes ont parfois pu être sources de confusion dans la constitution historique des inventaires.

En application des impositions dictées par l'article 13 du Décret, les GRD donnent la priorité à l'enfouissement des lignes électriques lors de l'amélioration, du renouvellement et de l'extension des réseaux ; le graphique ci-dessous reprend l'évolution annuelle de la partie enfouie en prenant également 2003 comme année de référence :





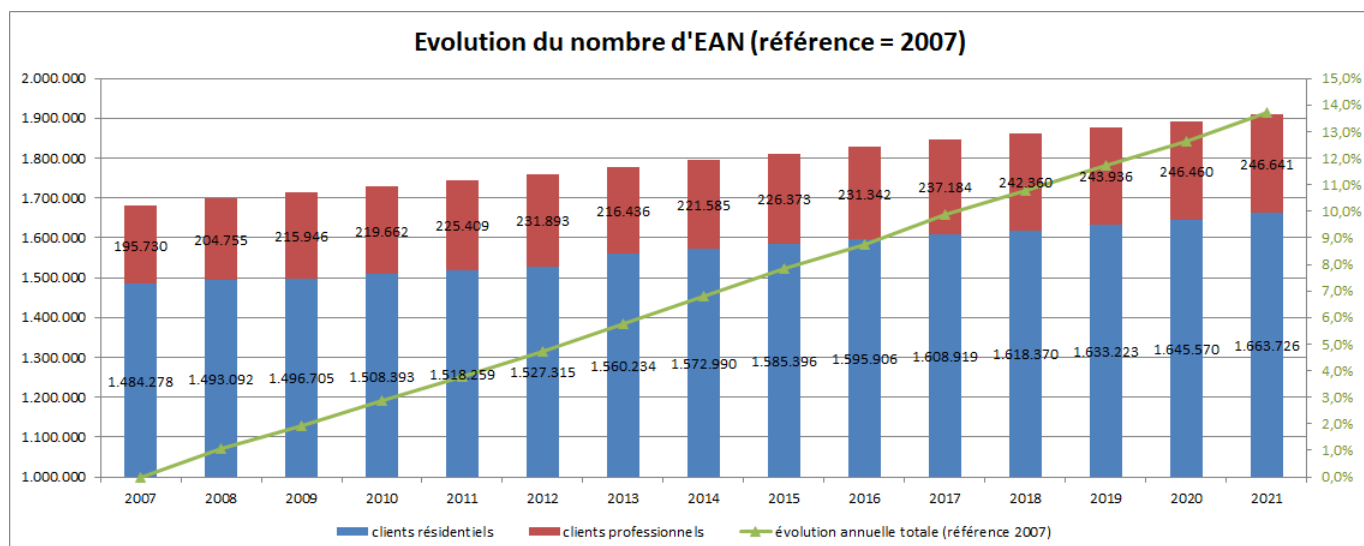
**GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES LONGUEURS (MT VS BT) DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (PÉRIODE 2003 A 2021)**



**GRAPHIQUE 4 RÉPARTITION DES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (FIN 2021)**

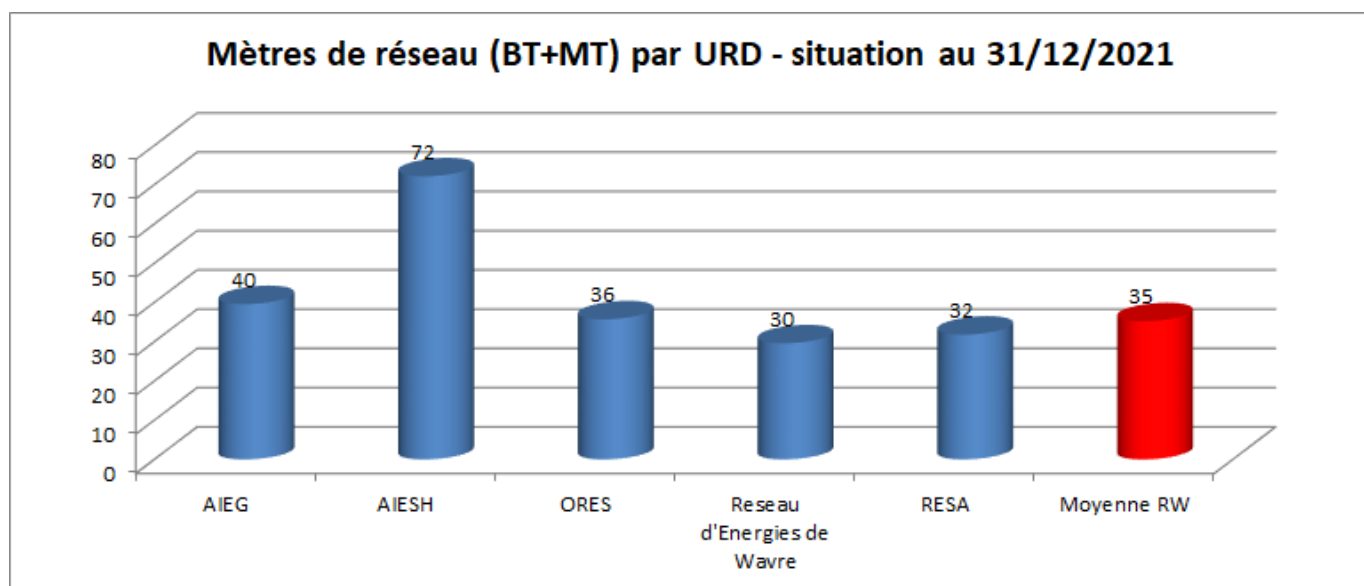
### 1.7.3. Nombre de codes EAN

Le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution continue de croître ; il est de l'ordre de 1,88 million de codes EAN. Depuis 2007, le taux de croissance annuel moyen reste stable et se chiffre à environ 1,0 %.



GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DU NOMBRE D'EAN (PÉRIODE 2007 À 2021)

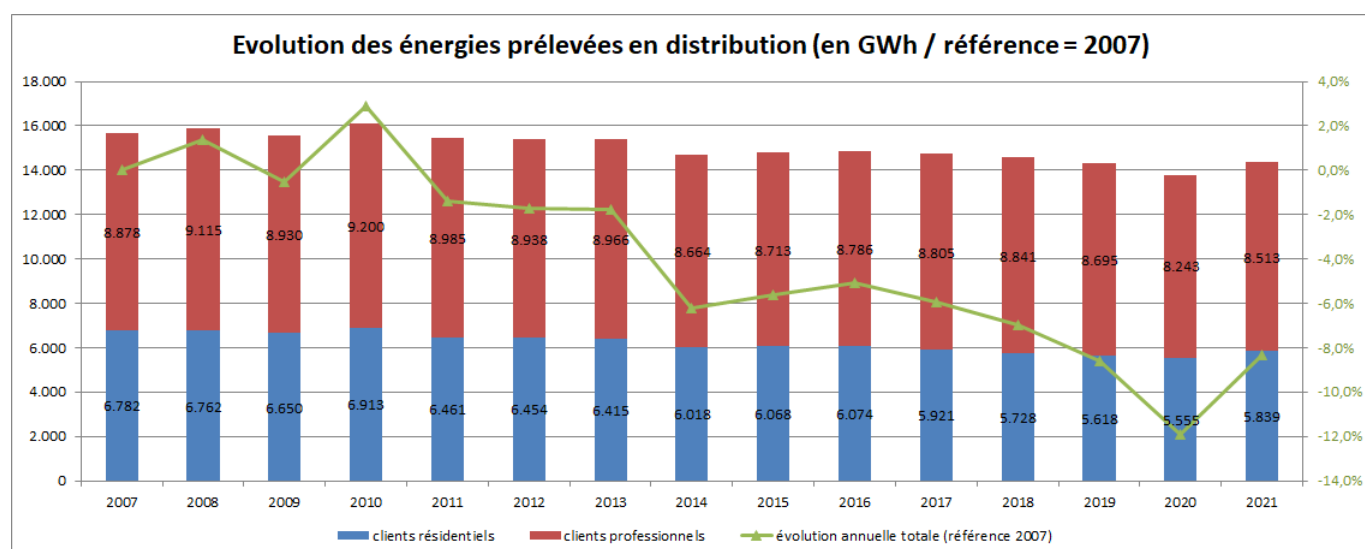
En fonction du caractère rural ou urbain des régions couvertes, l'étendue des réseaux nécessaire au raccordement des utilisateurs varie du simple au double.



GRAPHIQUE 6 RÉPARTITION SELON LES GRD DU NOMBRE DE MÈTRES DE RÉSEAU PAR URD (DONNÉES 2021)

#### 1.7.4. Les énergies prélevées

De manière générale, les énergies consommées sur les réseaux de distribution étaient en constante diminution depuis 2010. Le niveau de consommation de 2020 (13,798 TWh) est historiquement bas. Il est le plus faible enregistré depuis 2007.



GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DES ÉNERGIES PRÉLEVÉES PAR LES URD RÉSIDENTIELS / PROFESSIONNELS (PÉRIODE 2007 À 2021)

Par rapport à 2007, les énergies totales prélevées en 2021 ont diminué de près de 8,4 % (14,352 TWh en 2021 vs 15,660 TWh en 2007) alors que le nombre d'utilisateurs a connu une augmentation de 13,7 % (1.910.367 EAN en 2021 vs 1.680.008 en 2007).

Même si la consommation électrique de l'année 2020 n'est guère représentative en raison de la crise sanitaire liée au Covid, il est cependant important de remarquer qu'après 10 années consécutives de baisse, en 2021, les énergies prélevées sur les réseaux de distribution repartent à la hausse, tant pour les utilisateurs résidentiels (5,555 TWh en 2020 vs 5,839 TWh en 2021) que pour les professionnels (8,243 TWh en 2020 vs 8,513 TWh en 2021).

Cette augmentation s'explique au regard des deux éléments suivants :

- Une diminution globale de la production en 2021 : si le niveau d'ensoleillement a été équivalent, l'année 2021 a été particulièrement peu venteuse. On constate donc un arrêt assez net dans la progression de l'énergie éolienne produite ;
- Une consommation d'électricité à la hausse suite à la reprise économique post crise sanitaire.

### 1.7.5. La production décentralisée

Fin décembre 2021, la situation décrite par les GRD en termes d'unités de production décentralisée (UPD) raccordées à leurs réseaux pouvait se résumer comme suit :

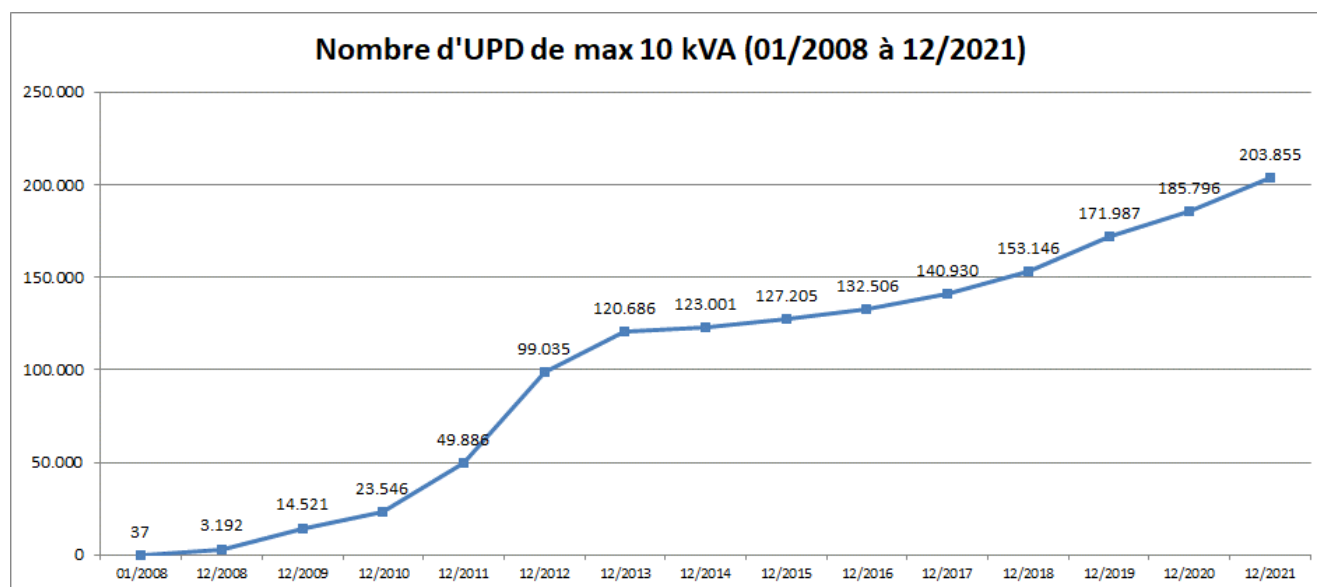
GRD	En nombre au 31/12/2021						En puissance cumulée (MVA) au 31/12/2021					
	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P	Unités de stockage*	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P	Unités de stockage*
ORES	150.159	1.759	236	78	0	non disponible	807	163	351	892	0	non disponible
RESA	45.781	633	58	13	0	2	245	57	63	182	0	3
AIEG	3.266	31	1	2	0	0	17	4	2	25	0	0
AIESH	2.824	20	2	3	0	0	17	1	3	47	0	0
RESEAU D'ÉNERGIES DE WAVRE	1.825	52	0	0	0	0	11	6	0	0	0	0
Total Wallonie	203.855	2.495	297	96	0	2	1.097	231	419	1.146	0	3

TABLEAU 8 SITUATION RACCORDEMENT D'UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE (FIN 2021)

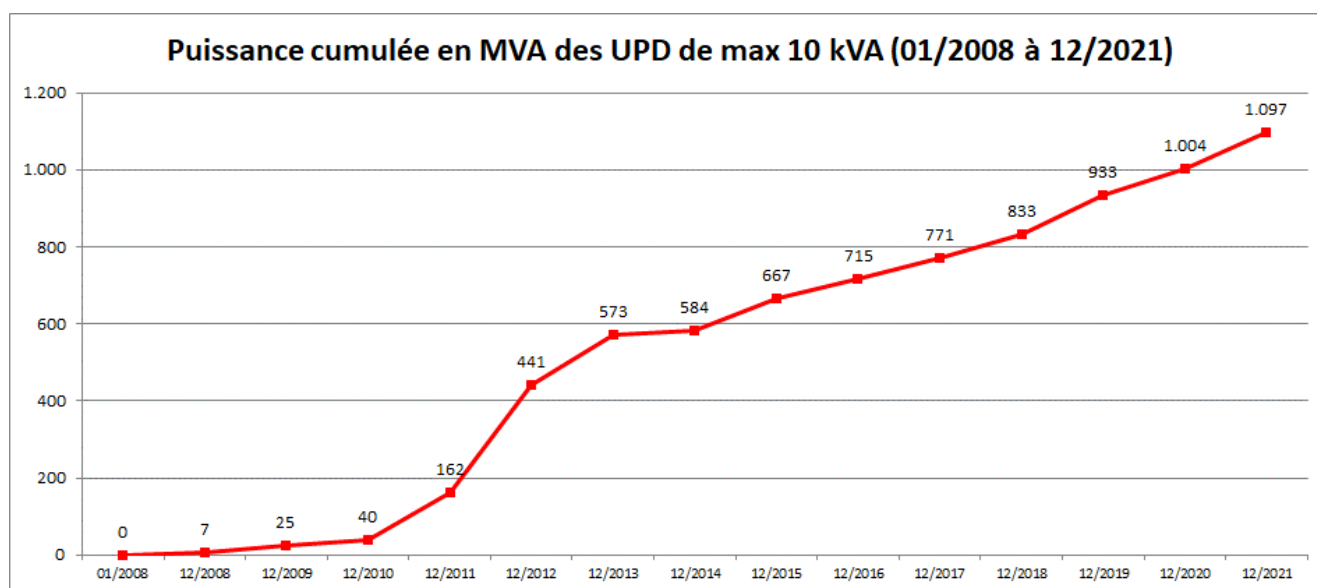
\*Par le passé, le placement d'un dispositif de stockage ne nécessitant pas de demande d'autorisation ou même de notification avant mise en service, les GRD n'étaient pas nécessairement informés du raccordement de tels dispositifs au sein de leurs réseaux. Cette situation n'est normalement plus de mise, non seulement depuis la révision de la prescription technique C10/11 (septembre 2019) mais également depuis la mise en œuvre du nouveau RTDE (art. III.22 §1<sup>er</sup>). Les chiffres cités dans le tableau visent à fournir un ordre de grandeur. Ils sont donnés à titre purement indicatif sur base du rapportage effectué par les GRD dans le cadre des plans d'adaptation et peuvent par conséquent légèrement différer des chiffres provenant d'autres sources.

### 1.7.6. Les unités de petite puissance

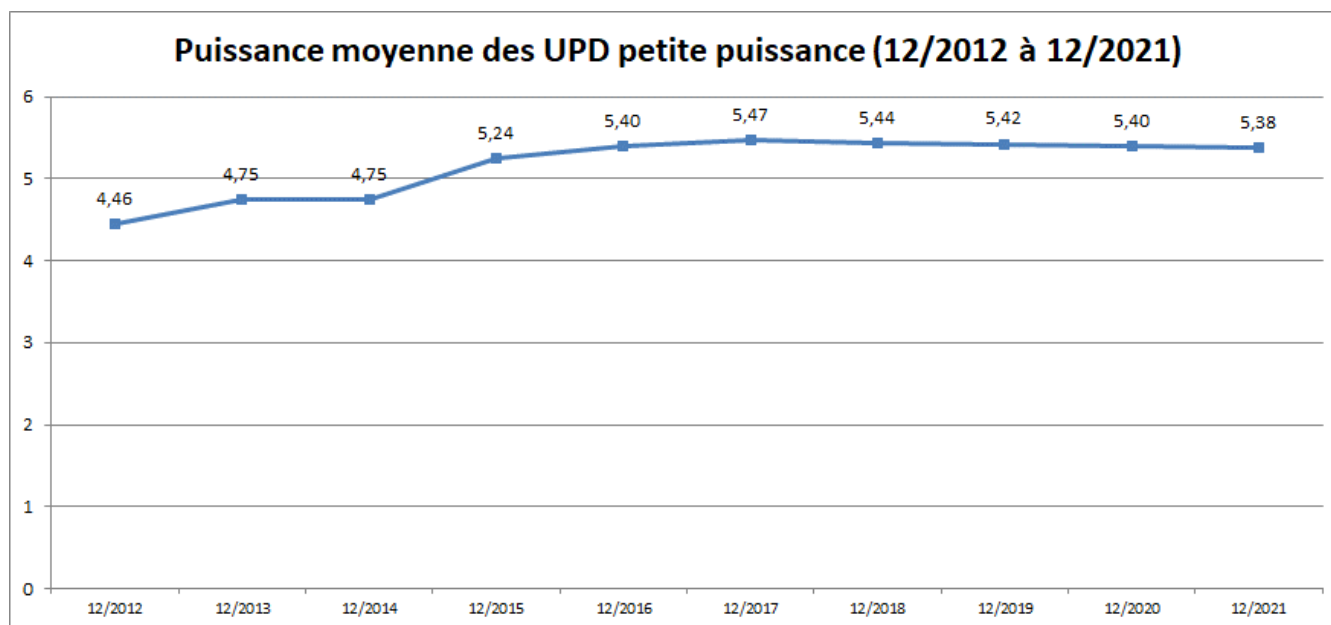
Fin 2021, la Région wallonne comptait donc plus de 203.850 unités de production décentralisée de petite puissance (de maximum 10 kVA) raccordées aux réseaux de distribution cumulant une puissance de 1.097 MVA :



GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS D'UPD DE MAX 10 KVA  
(PÉRIODE 2008 À 2021)



GRAPHIQUE 9 ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES UPD DE MAX 10 KVA  
(PÉRIODE 2008 À 2021)

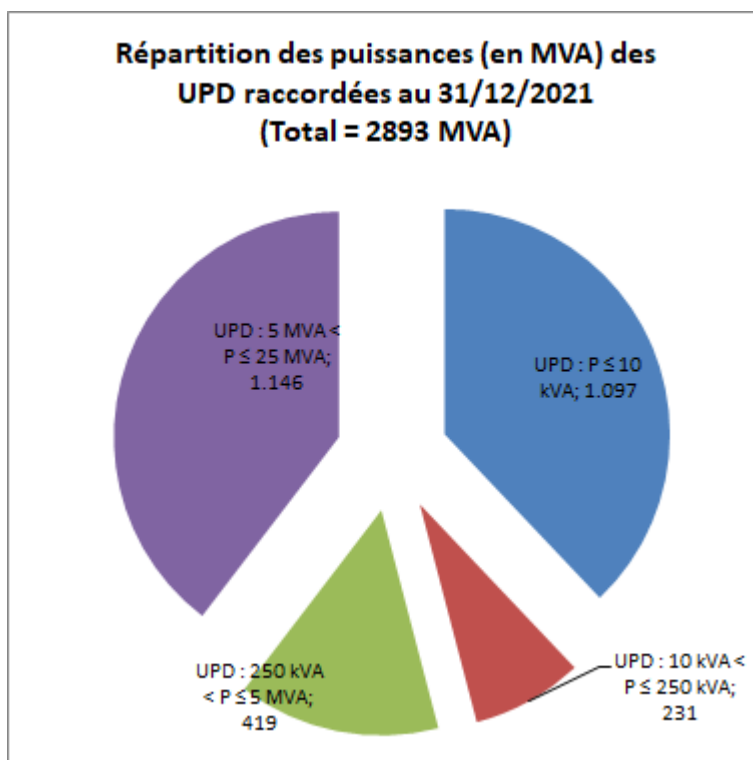


GRAPHIQUE 10 ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE MOYENNE DES UPD DE PETITE PUISSANCE  
(PÉRIODE 2008 À 2021)

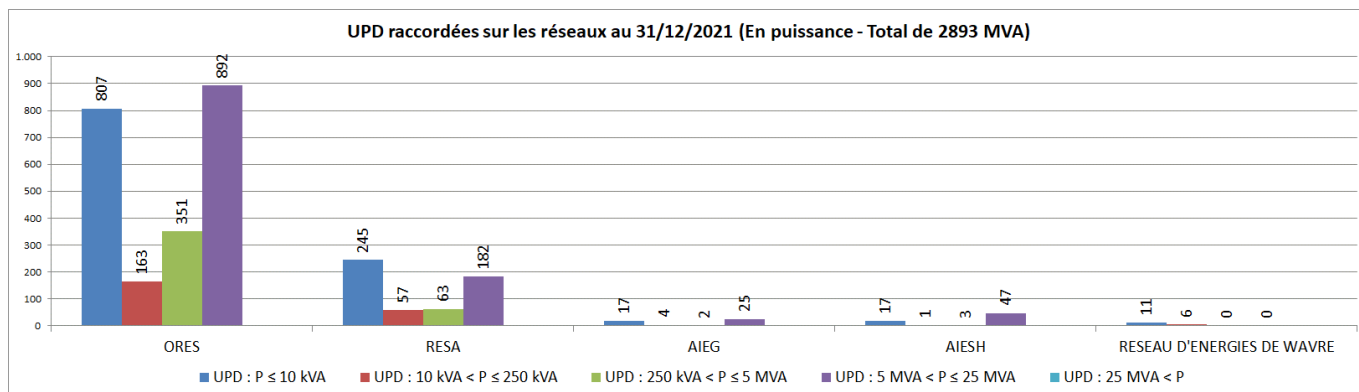
La puissance moyenne des UPD de petite puissance (max 10 kVA) est stable et aurait même tendance à diminuer légèrement.

### 1.7.7. Les autres unités de production

Le graphique ci-dessous retrace, en termes de puissance installée, la place des UPD décrites au chapitre précédent dans le paysage énergétique wallon :



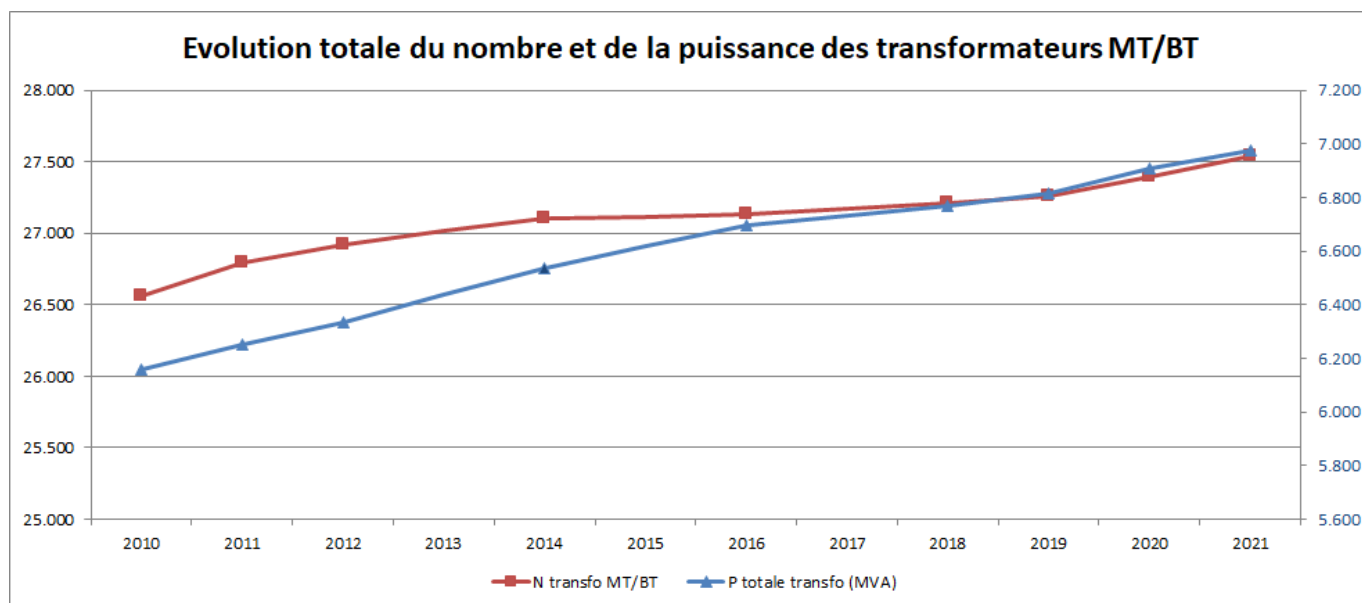
GRAPHIQUE 11 RÉPARTITION DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD  
(FIN 2021)



**GRAPHIQUE 12 RÉPARTITION PAR GRD DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD (FIN 2021)**

### 1.7.8. La transformation MT/BT

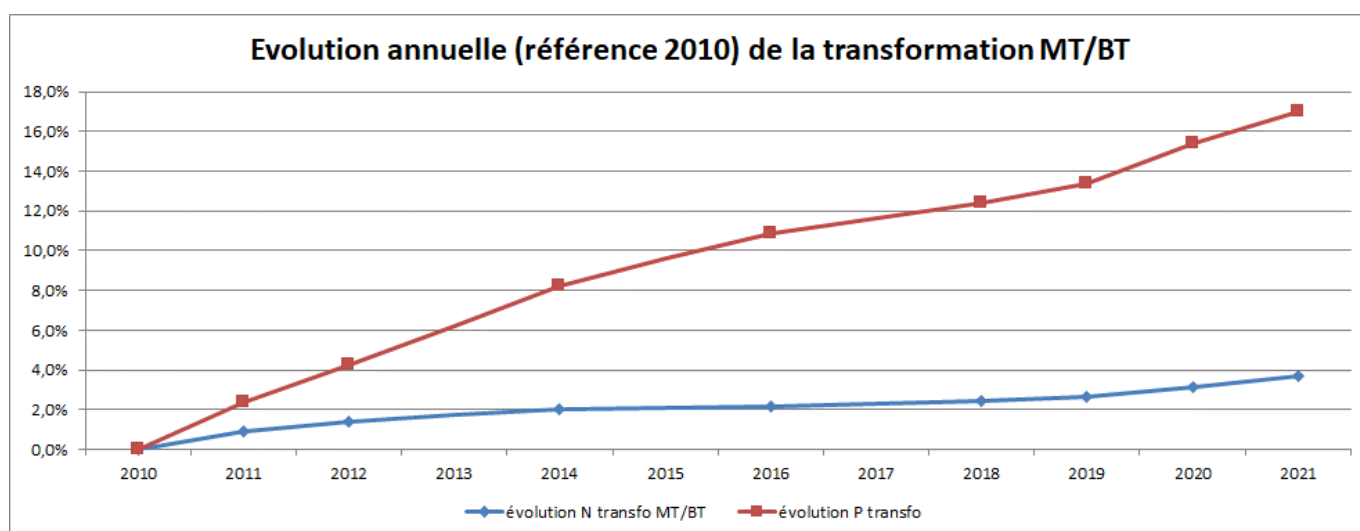
À la même échéance, 27.536 transformateurs MT/BT étaient en service pour une puissance totale cumulée de 6.976 MVA.



**GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 À 2020)**

Le nombre de transformateurs placés dans les réseaux continue à croître de manière significative depuis 2010, notamment en vue de répondre favorablement aux demandes de raccordement de nouveaux lotissements, zonings et autres utilisateurs.

L'augmentation plus importante relevée en 2020 s'explique notamment par le raccordement d'un nombre plus important de lotissements.



GRAPHIQUE 14 ÉVOLUTION EN % DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 À 2021)

Globalement, cette augmentation numérique du nombre de transformateurs induit donc logiquement un accroissement de la puissance de transformation installée.

Il convient de rappeler que des investissements réseaux toujours plus importants en termes de transformation MT/BT sont indispensables malgré des volumes d'énergie prélevée sur les réseaux globalement en baisse, même si l'année 2021 fait exception à cette évolution. En vue des nouveaux usages, on constate également une tendance au renforcement de la puissance standard des transformateurs lors de l'implantation voire la rénovation de cabines réseaux. Les énergies mesurées sur base annuelle ne doivent pas cacher la réalité pour les réseaux de devoir supporter les pointes de consommation, en ce compris en cas de baisse ou d'absence de production décentralisée (en soirée, ...). Ce constat est également valable en considérant les pointes liées à l'injection.

### 1.7.9. La flexibilité

Pour mémoire, l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière organise les régimes applicables à la compensation financière visée à l'article 26, §2<sup>ter</sup>, du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'analyse coût-bénéfice visée à l'article 26, §2<sup>quater</sup>, de ce même décret.

La CWaPE et les gestionnaires de réseau se sont concertés sur les modalités encadrant un rapportage annuel en matière de flexibilité technique. Elles vont de pair avec une refonte des « cahiers verts » dressant le bilan des capacités d'accueil des UPD dans les postes existants et leur saturation éventuelle. Les renseignements spécifiques et autres données relatives à cette flexibilité feront l'objet d'un rapport spécifique.

À côté de cette flexibilité technique liée essentiellement à la gestion des congestions des réseaux, soulignons la possibilité offerte maintenant à des utilisateurs finals raccordés en distribution de conclure des contrats liés à la fourniture de services auxiliaires (flexibilité commerciale). Fin 2021, les GRD renseignaient 42 clients raccordés à leurs réseaux et ayant contracté dans le cadre de ces services. La puissance totale modulable dans ce cadre se chiffre à 147,4 MVA. 91 demandes d'activation ont été opérées au cours de l'année 2021.

### 1.7.10. Une gestion encore plus dynamique des réseaux

#### Les compteurs communicants :

Le décret du 19 juillet 2018 a introduit dans les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, les dispositions relatives au déploiement des compteurs communicants en Région wallonne. Même si les décrets en question ont depuis fait l'objet d'une modification, ces derniers déterminaient déjà une première trajectoire et fixaient un objectif pour le déploiement des compteurs intelligents. Ainsi, au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2023, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur intelligent devait avoir lieu systématiquement dans les cas suivants, à moins que cela ne soit « techniquement impossible ou non économiquement raisonnable » :

- Lorsque l'utilisateur du réseau est un client résidentiel déclaré en défaut de paiement ;
- Lorsqu'un compteur est remplacé ;
- Lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement ;
- Lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande.

L'objectif fixé par ce décret prévoit que, pour 2030, 80 % de compteurs intelligents équipent :

- Les utilisateurs de réseaux dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 6 000 kWh ;
- Les utilisateurs de réseaux dont l'unité de production a une puissance électrique nette développable supérieure ou égale à 5 kWe ;
- Les points de recharge ouverts au public.

Dans la mesure où le décret modificatif est entré en vigueur le 15 octobre 2022, les plans d'adaptation 2023-2028 ont été examinés sur la base du cadre légal applicable antérieurement et cité ci-avant.

Par ailleurs, des décisions individuelles de la CWaPE ont été prises fin 2021. Elles permettaient la mise en œuvre du déploiement des compteurs communicants conformément aux exigences décrétales. Le bilan en la matière peut s'établir comme suit :

GRD	Décisions	Dates	Intitulés
ORES	CD-21j28-CWaPE-0578	28-10-2021	RÉVISION DES CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET SPÉCIFIQUE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ D'ORES ASSETS
RESA	CD-21i01-CWaPE-0591	01-12-2021	RÉVISION DES CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET SPÉCIFIQUE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ DE RESA
AIEG	CD-21k25-CWaPE-0595	25-11-2021	DÉCISION D'OCTROI DE BUDGET SPÉCIFIQUE COUVRANT LES CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET SPÉCIFIQUE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ DE L'AIEG
AIESH	CD-21k25-CWaPE-0596	25-11-2021	DÉCISION D'OCTROI DE BUDGET SPÉCIFIQUE COUVRANT LES CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET SPÉCIFIQUE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ DE L'AIESH
REW	CD-21k25-CWaPE-0597	25-11-2021	DÉCISION D'OCTROI DE BUDGET SPÉCIFIQUE COUVRANT LES CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET SPÉCIFIQUE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ÉLECTRICITÉ DU REW



Lors de l'examen des plans d'adaptation, la CWaPE a comparé les données reprises dans les plans au regard de ces décisions, de manière à vérifier leur parfaite concordance. Les conclusions à cet égard sont reprises dans les courriers à portée individuelle. Des détails complémentaires sont disponibles dans la note d'examen repris dans la suite de la présente.

Comme relevé ci-avant et de manière exhaustive, le décret du 5 mai 2022 a modifié comme suit l'objectif fixé en son article 35, § 1<sup>er</sup> :

« Au plus tard au 31 décembre 2029, le gestionnaire de réseau de distribution atteint l'objectif de quatre-vingts pour cent de compteurs communicants installés sur son réseau auprès des utilisateurs suivants :

1° lorsque l'utilisateur de réseau a une consommation annuelle standardisée supérieure ou égale à 6.000 kWh ;

2° lorsque l'utilisateur de réseau dispose d'une installation de production d'électricité ;

3° les points de recharge ouverts au public. »

À l'avenir, les plans d'adaptation devront prendre en considération ce nouveau cadre.

#### Le smart grid :

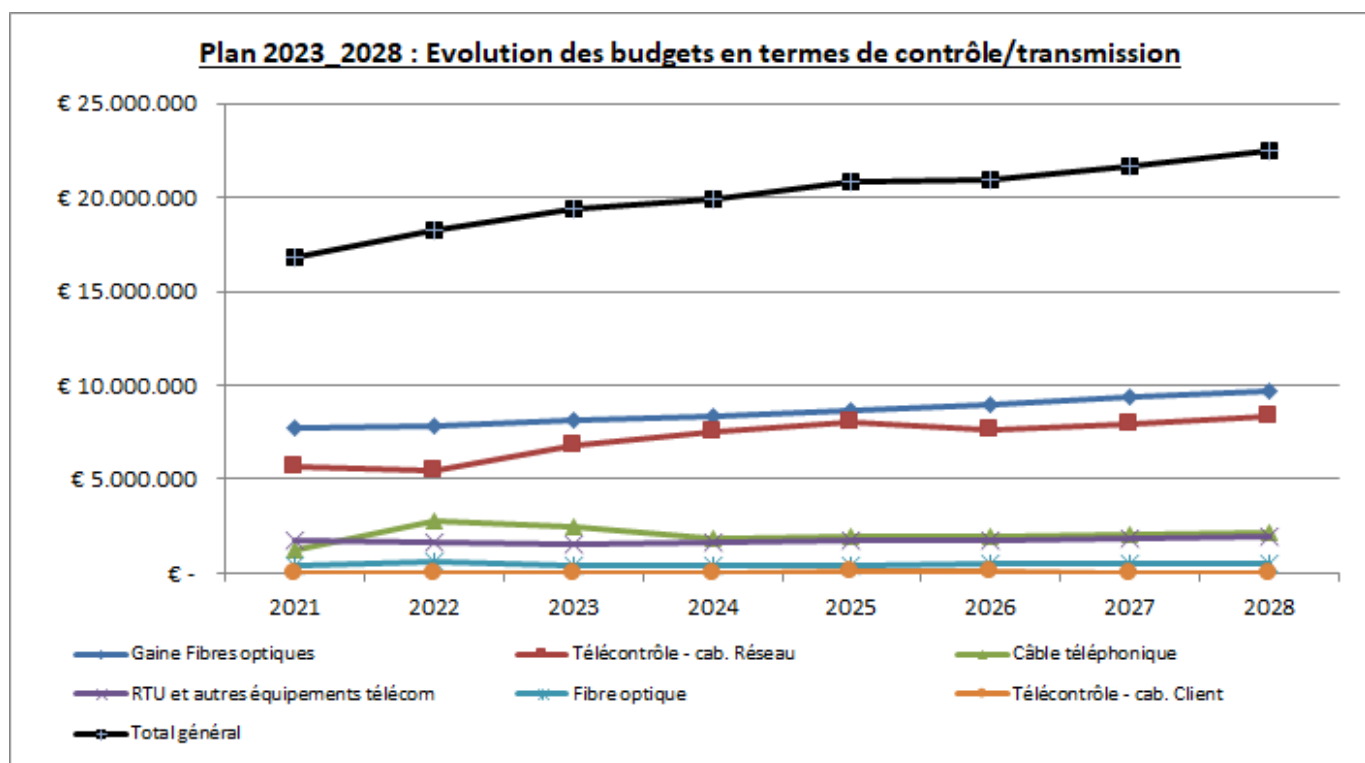
Un autre défi majeur que les gestionnaires des réseaux de distribution continuent de relever ces dernières années, consiste en une gestion encore plus dynamique de leur réseau, une gestion plus proche du temps réel.

À cet égard, des équipements toujours plus nombreux constituent les réseaux, tant en termes de contrôle/commande, qu'en termes de mesures. Fin 2021, la situation en la matière pouvait se résumer comme suit :

GRD	Postes/cabines GRD télécontrôlé(e)s	Cabines clients télécontrôlées	RTU en fonction chez les clients	RTU en fonction chez le GRD	Disjoncteurs télécommandés	Points de mesure qualité réseaux (EN 50160)
ORES	2.552	795	455	2.772	4.369	139
RESA	341	35	35	375	3.180	37
AIEG	52	0	2	59	82	2
AIESH	34	0	0	34	161	3
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	60	0	14	60	47	2
Total Wallonie	3.039	830	506	3.300	7.839	183

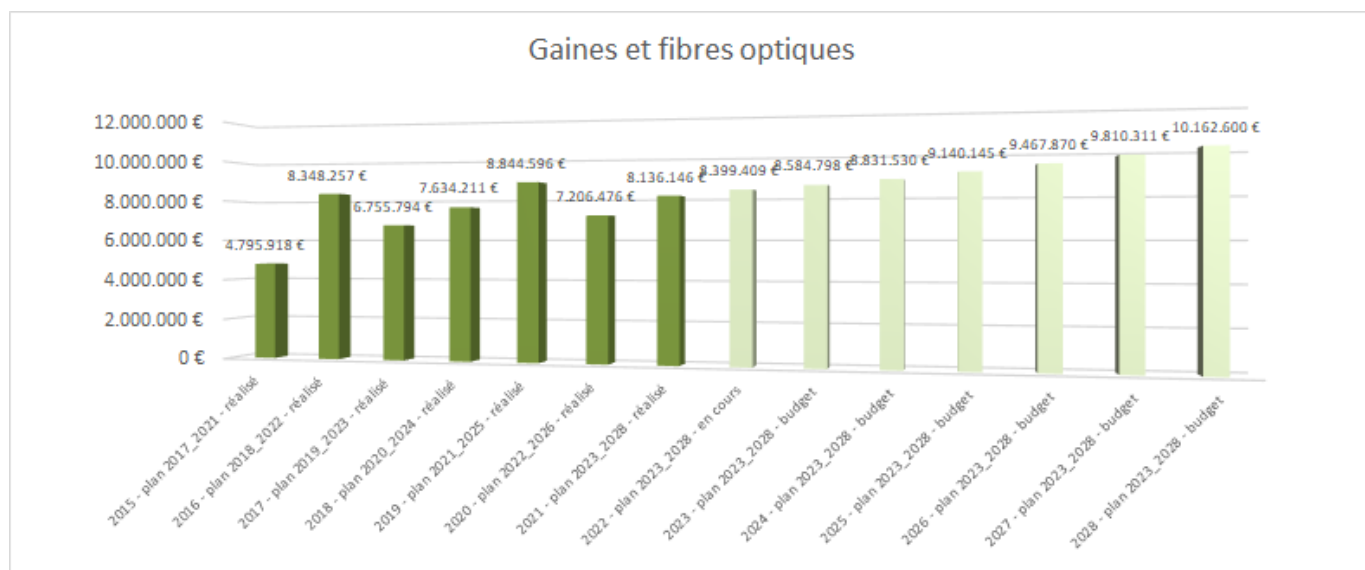
TABLEAU 9 SITUATION GESTION DYNAMIQUE DES RÉSEAUX  
(FIN 2021)

Les budgets envisagés par les GRD pour le déploiement progressif d'équipements supplémentaires de contrôle et transmission au cours de la prochaine période des plans d'adaptation sont repris dans le graphique ci-dessous :



GRAPHIQUE 15 ÉVOLUTION DES BUDGETS EN TERMES DE CONTRÔLE TRANSMISSION  
(PÉRIODE 2021 À 2028)

Fibres optiques et gaines dédiées : à l'instar des années précédentes, l'année 2021 s'inscrit dans la poursuite d'investissements conséquents consacrés au placement de fibres optiques ainsi que des gaines destinées à les recevoir :



GRAPHIQUE 16 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR PLACEMENT FIBRES OPTIQUES ET GAINES DÉDIÉES

La nécessité croissante de contrôle, de commande et le perfectionnement des SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) nécessitent le rapatriement d'un nombre accru d'informations délivrées par les divers équipements « *smart* » installés en cabines. Outre le déploiement des compteurs communicants, ces améliorations de la surveillance et la gestion des réseaux passe nécessairement par l'installation supplémentaire de moyens performants de communication. Au regard des valeurs historiques, ces investissements sont donc voués à évoluer à la hausse.

Pour mémoire, le pic enregistré en 2019 s'explique en partie par des investissements exceptionnels consentis par REW.

## 1.8. Les investissements envisagés

À toutes fins utiles, rappelons que concernant les plans d'adaptation 2023-2028, l'avis de la CWaPE ne porte pas sur les projets envisagés au cours de la période 2024 à 2028. L'évocation des données rentrées par les GRD pour cette période via leur plan d'adaptation (notamment les quantités, les montants, les prix unitaires, ...), ne vaut donc validation ni des postes budgétaires, ni des projets mentionnés pour ces cinq années, ni même de la nécessité d'entreprendre ceux-ci et ce, compte tenu du caractère indicatif de ces données.

### 1.8.1. Synthèse des projets et postes budgétaires

Au cours de la période couverte, les travaux envisagés par les GRD sur les réseaux et ses éléments constitutifs sont détaillés dans le plan suivant les deux orientations suivantes :

- ✓ L'approche « projets » : tous les différents travaux sont repris dans un tableau et sont détaillés principalement selon les critères suivants :
  - L'année de réalisation prévue ;
  - La motivation selon une codification établie ;
  - La nature et le descriptif des travaux voire certains commentaires complémentaires ;
  - La localisation géographique ;
  - Les quantités et montants bruts associés.
- ✓ L'approche « postes budgétaires » : par année, les quantités et budgets sont détaillés selon des postes (et sous-postes) définis et identiques à ceux introduits dans le cadre des propositions tarifaires, à savoir :
  - Câbles ;
  - Lignes ;
  - Postes ;
  - Cabines ;
  - Raccordements clients ;
  - Comptages ;
  - Contrôle/transmission.

Au global et par année, les quantités et montants totaux bruts d'investissement des différents projets (nominatifs et non-nominatifs) devraient correspondre aux données des différents postes budgétaires.

**En termes de projets rentrés**, la situation financière communiquée est la suivante :

	2019 - plan 2021_2025 - clôturé	2020 - plan 2022_2026 - clôturé	2021 - plan 2023_2028 - clôturé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budgété	2024 - plan 2023_2028 - budgété	2025 - plan 2023_2028 - budgété	2026 - plan 2023_2028 - budgété	2027 - plan 2023_2028 - budgété	2028 - plan 2023_2028 - budgété
AIEG	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 4.850.977	€ 4.188.300	€ 5.165.944	€ 4.256.830	€ 4.017.520	€ 4.099.520	€ 4.049.000	€ 4.159.000
AIESH	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 1.517.589	€ 2.924.500	€ 3.477.432	€ 3.535.237	€ 3.783.461	€ 3.297.279	€ 3.258.595	€ 3.382.615
ORES	€ 162.379.980	€ 169.116.541	€ 186.184.527		€ 210.929.302	€ 242.780.431	€ 274.866.289	€ 309.960.893	€ 332.697.335	€ 357.196.846
RESA	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 42.346.030	€ 44.318.536	€ 48.377.219	€ 45.407.650	€ 46.042.822	€ 46.437.220	€ 48.261.052	€ 49.686.426
Réseau d'Energies de Wavre	€ 5.431.328	€ 3.900.230	€ 3.233.054	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834	€ 3.609.171	€ 3.663.309
Total général	€ 211.731.531	€ 213.777.674	€ 238.132.177	-	€ 271.350.401	€ 299.431.660	€ 332.213.377	€ 367.350.746	€ 391.875.153	€ 418.088.196

TABLEAU 10 ÉVOLUTION PROGRAMMATION DES PROJETS (PÉRIODE 2019 À 2028)

Les données relatives aux projets d'ORES pour l'année 2022 n'ont pas été communiquées à la CWaPE en raison des difficultés évoquées par ORES d'actualiser, durant l'exercice en cours, les montants y relatifs. Pour rappel, cette situation ne sera plus tolérée à l'avenir.

**Concernant les postes budgétaires**, pour la période 2021 à 2028 mais tenant compte de la remarque ci-dessus, la situation financière rentrée recouvre parfaitement celle des projets pressentis :

	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
AIEG	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 4.850.977	€ 4.188.300	€ 5.165.944	€ 4.256.830	€ 4.017.520	€ 4.099.520	€ 4.049.000	€ 4.159.000
AIESH	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 1.517.589	€ 2.924.500	€ 3.477.432	€ 3.535.237	€ 3.783.461	€ 3.297.279	€ 3.258.595	€ 3.382.615
ORES	€ 162.379.980	€ 169.116.541	€ 186.184.527	€ 194.529.649	€ 210.929.302	€ 242.780.431	€ 274.866.289	€ 309.960.893	€ 332.697.335	€ 357.196.846
RESA	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 42.346.030	€ 44.318.536	€ 48.377.219	€ 45.407.650	€ 46.042.822	€ 46.437.220	€ 48.261.052	€ 49.686.426
Réseau d'Energies de Wavre	€ 5.431.328	€ 3.881.405	€ 3.233.054	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834	€ 3.609.171	€ 3.663.309
Total général	€ 211.731.531	€ 213.758.849	€ 238.132.177	€ 249.311.235	€ 271.350.401	€ 299.431.660	€ 332.213.377	€ 367.350.746	€ 391.875.153	€ 418.088.196

TABLEAU 11 ÉVOLUTION DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2019 À 2028)

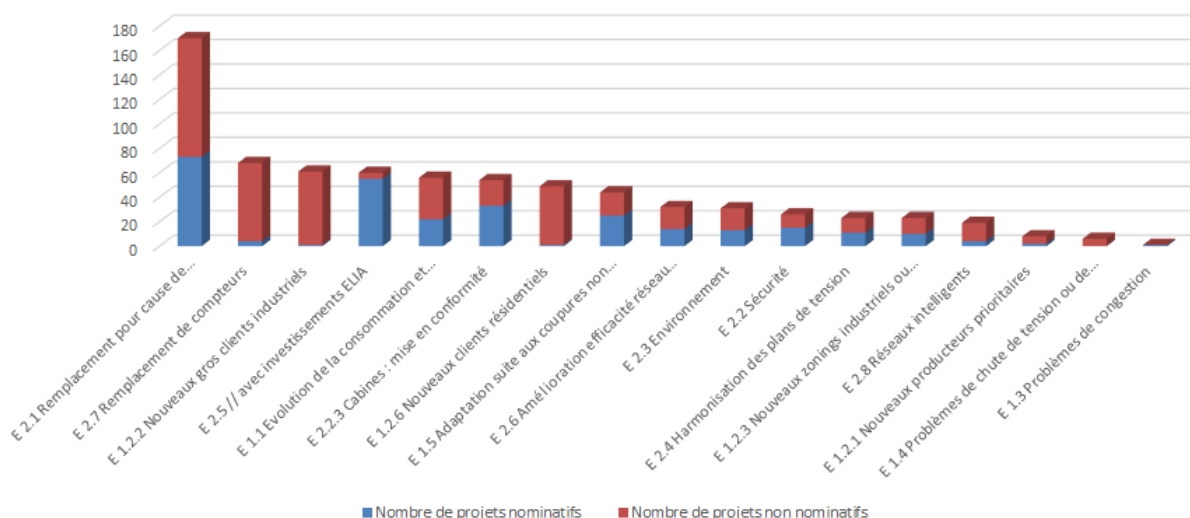
### 1.8.2. Les projets et leurs motivations

Le tableau ci-après reprend, sur la période 2023-2028, un aperçu de la répartition du nombre de projets rentrés par élément de motivation. Il convient d'emblée de préciser que les décisions d'investissement sont en général dictées simultanément par plusieurs triggers. Le classement ci-dessous est opéré tenant compte, pour les données disponibles, du moteur jugé comme « principal » de l'investissement par le GRD concerné.

Le découpage opéré peut varier selon le GRD. À titre d'exemple, la mise en conformité des cabines MT, selon l'AR de 2012, peut être vu sous différents focus : mise en conformité, sécurité ou vétusté.

Malgré la période couverte de 6 ans et non 5 comme par le passé, au regard des exercices précédents, le regroupement dans le rapportage des secteurs d'ORES en une seule entité explique le nombre drastiquement revu à la baisse du nombre de projets (- 50%).

### Répartition par motivation du nombre de projets sur la période 2023-2028



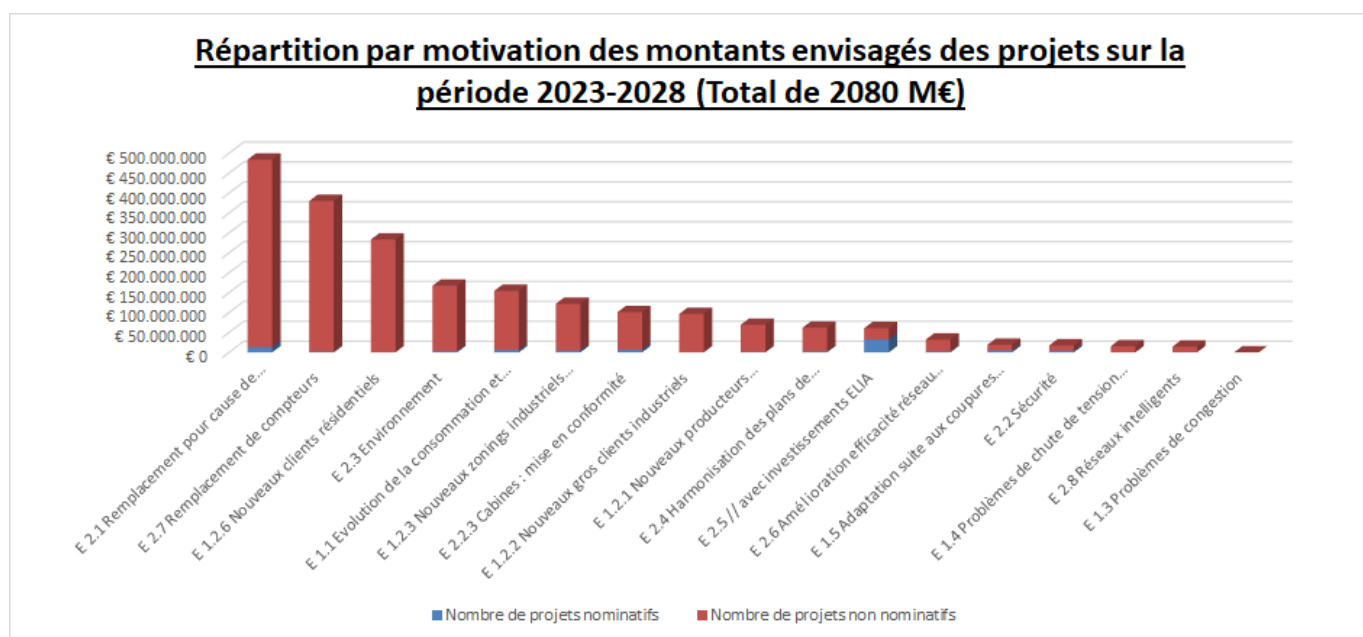
GRAPHIQUE 17 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS ATTENDUS  
(CUMUL PÉRIODE 2023 À 2028)

Le remplacement pour cause de vétusté demeure donc largement le principal moteur d'investissement envisagé :

Codes de motivation	Nombre de projets Nominatifs	Nombre de projets Non Nominatifs	Nombre total de projets
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	73	97	170
E 2.7 Remplacement de compteurs	4	64	68
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	1	60	61
E 2.5 // avec investissements ELIA	55	5	60
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	22	34	56
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	33	21	54
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	1	48	49
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	25	19	44
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	14	18	32
E 2.3 Environnement	13	18	31
E 2.2 Sécurité	15	11	26
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	11	12	23
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	10	13	23
E 2.8 Réseaux intelligents	4	15	19
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	2	6	8
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	6	6
E 1.3 Problèmes de congestion	1	0	1
<b>Total général</b>	<b>284</b>	<b>447</b>	<b>731</b>

TABEAU 12 SITUATION NOMBRE DE PROJETS PROGRAMMÉS  
(PÉRIODE 2023 A 2028)

En termes d'investissements bruts envisagés, la répartition par moteur de motivation sur la période 2023 à 2028 se répartit comme suit :



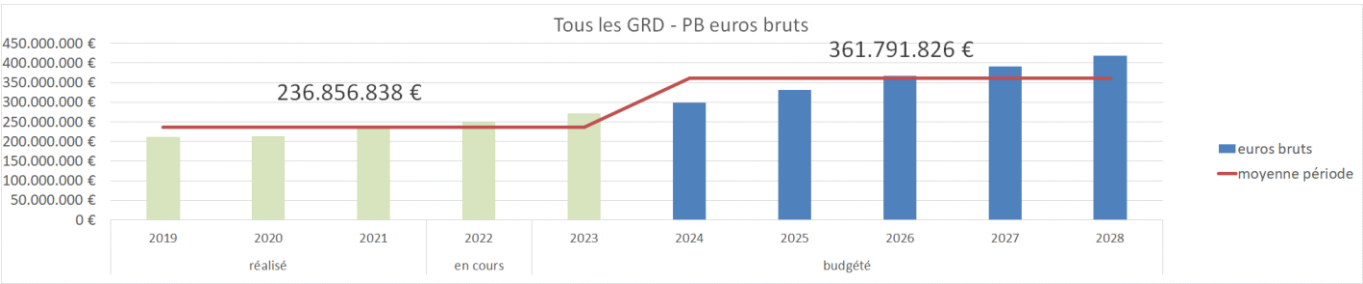
GRAPHIQUE 18 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT DES PROJETS ATTENDUS (CUMUL PÉRIODE 2023 À 2028)

Tenant compte des réserves déjà formulées, tant lors des exercices précédents que lors du présent examen, en matière de plan de déploiement des compteurs intelligents, le tableau ci-après donne, par élément de motivation, le détail de l'évolution du niveau des investissements envisagés par les GRD dans les réseaux de distribution en Région wallonne.

Codes de motivation	Montant des projets nominatifs	Montant des projets non nominatifs	Total de projets
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 13.495.896	€ 470.274.711	€ 483.770.607
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 1.550.321	€ 378.784.985	€ 380.335.306
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 90.000	€ 283.319.343	€ 283.409.343
E 2.3 Environnement	€ 3.000.784	€ 164.438.424	€ 167.439.208
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 6.363.989	€ 148.170.104	€ 154.534.093
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 4.841.861	€ 117.188.399	€ 122.030.260
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 7.104.323	€ 94.064.860	€ 101.169.183
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 161.830	€ 96.369.438	€ 96.531.268
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 1.207.040	€ 68.105.865	€ 69.312.905
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 2.032.748	€ 59.926.748	€ 61.959.496
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 32.499.895	€ 28.430.875	€ 60.930.769
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 2.399.963	€ 29.704.510	€ 32.104.473
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 5.289.023	€ 13.969.914	€ 19.258.937
E 2.2 Sécurité	€ 4.226.880	€ 13.270.191	€ 17.497.071
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 0	€ 15.493.128	€ 15.493.128
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 596.843	€ 13.765.322	€ 14.362.165
E 1.3 Problèmes de congestion	€ 171.320	€ 0	€ 171.320
<b>Total général</b>	<b>€ 85.032.715</b>	<b>€ 1.995.276.817</b>	<b>€ 2.080.309.533</b>

TABLEAU 13 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT (NOMINATIF/ NON NOMINATIF) (PÉRIODE 2023 À 2028)

Au regard de la période tarifaire précédente, la différence des montants moyennés annuels bruts est très importante et représente une hausse de 52,7 % :



GRAPHIQUE 19 EVOLUTION DES ENVELOPPES ANNUELLES MOYENNES PB (PERIODE 2019-2023 VS 2024-2028)

	Moyenne (2019-2023)	Moyenne (2024-2028)	Delta en €	Delta en % absolu	Delta en % relatif
AIEG	4.259.803 €	4.116.374 €	-143.429 €	-3%	0%
AIESH	3.605.732 €	3.451.438 €	-154.294 €	-4%	0%
ORES	184.628.000 €	303.500.359 €	118.872.359 €	64%	95%
RESA	40.503.996 €	47.167.034 €	6.663.038 €	16%	5%
Réseau d'Energies de Wavre	3.859.308 €	3.556.622 €	-302.686 €	-8%	0%
Total général	236.856.838 €	361.791.826 €	124.934.988 €	53%	100%

TABLEAU 14 ÉVOLUTION DES ENVELOPPES ANNUELLES MOYENNES PB (PÉRIODE 2019-2023 VS 2024-2028)

Outre les explications fournies dans les analyses individuelles, il convient de souligner que tous les GRD n'utilisent pas dans le cadre de leur plan d'adaptation le même taux d'indexation, certains GRD privilégiant même, à ce stade, une approche à « euro constant ».

Par ailleurs, la CWaPE observe que certains GRD annoncent des investissements conséquents en vue :

- D'accroître la résilience des réseaux via notamment la réduction de la fréquence des interruptions/des pannes, la réduction des délais de rétablissement de l'alimentation, ... ;
- De favoriser l'accueil des productions décentralisées ;
- De résoudre des problèmes de vétusté, de mise en conformité, de sécurité, ... ;
- De répondre aux besoins des URD : nouveaux raccordements, modification ou déplacement d'installations, ...

Si ces investissements, par leur nature, font déjà partie intégrante des missions des GRD, ORES met également en avant la nécessité de montants très importants à prévoir « pour assurer la transition énergétique » et ayant pour objet « le renforcement de la capacité d'accueil des réseaux aux nouveaux usages, notamment les véhicules électriques et les pompes à chaleur ». Au nombre des mesures envisagées à plus large échelle qu'auparavant, citons notamment :

- Le renforcement des réseaux BT dont la conversion des réseaux 3x230 V et 3N400 basée exclusivement sur l'âge des réseaux (seuils de 25 et 50 ans) ;
- Le remplacement des câbles HT de faible section (de moins de 35 mm² cuivre et 50 mm² aluminium) ;
- Une harmonisation de tension pour les installations HT < à 10 kV ;
- Le remplacement des câbles BT datant d'avant 1980 ;
- Le remplacement de lignes BT aériennes installées avant 1960.

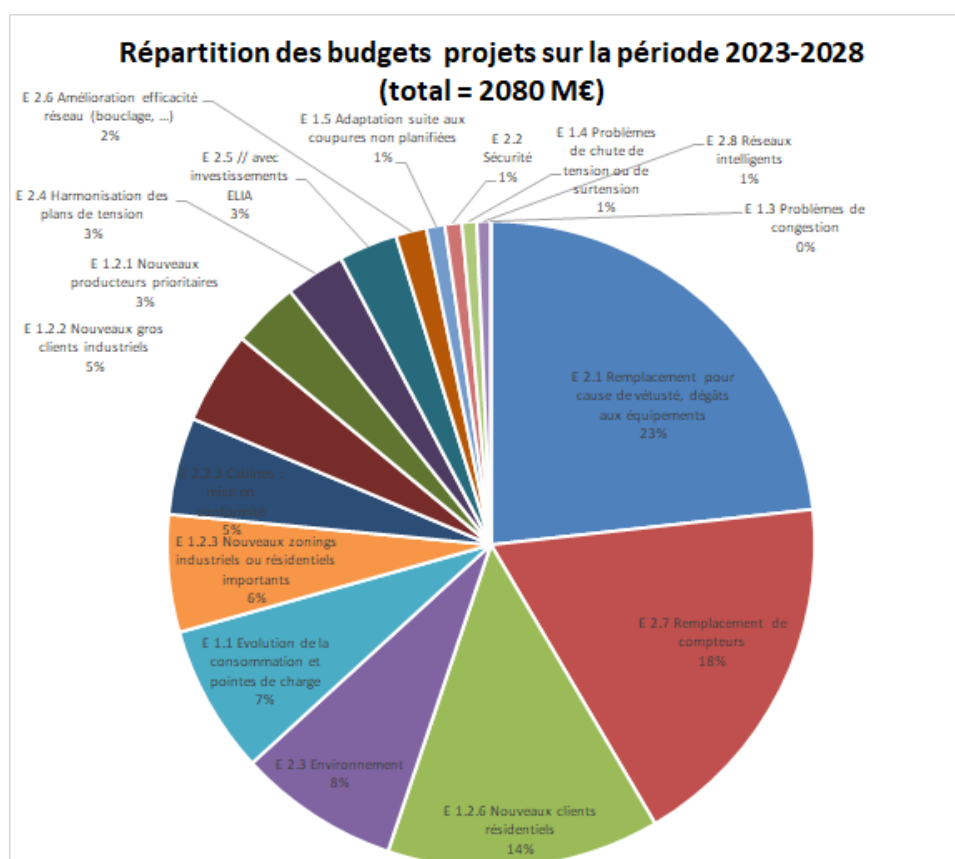
Dans l'impossibilité, d'après ORES elle-même, d'une définition des besoins selon une approche locale, la manière utilisée par ORES pour prioriser les infrastructures concernées et donc quantifier les quantités et coûts associés, fera l'objet de discussions ultérieures et ce, notamment dans le cadre de l'adoption de la prochaine méthodologie tarifaire. La CWaPE ne peut en tout cas pas, à ce stade, soutenir en sa totalité et de manière inconditionnelle, l'approche d'ORES et constate les réserves formulées par le GRD lui-même quant aux perspectives 2024-2028 reprises dans son plan.

Codes de motivation	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Moyenne / an
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 59.640.691	€ 66.857.872	€ 76.197.189	€ 86.249.932	€ 92.569.216	€ 102.255.708	€ 80.628.435
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 37.417.872	€ 53.803.692	€ 60.727.638	€ 72.854.805	€ 76.380.256	€ 79.151.043	€ 63.389.218
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 44.807.109	€ 44.767.748	€ 45.796.456	€ 47.383.373	€ 49.595.658	€ 51.059.000	€ 47.234.891
E 2.3 Environnement	€ 24.463.672	€ 25.017.056	€ 26.600.730	€ 28.520.354	€ 30.512.293	€ 32.325.102	€ 27.906.535
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 15.673.401	€ 18.449.041	€ 22.008.353	€ 28.308.048	€ 33.499.776	€ 36.595.473	€ 25.755.682
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 20.446.310	€ 20.524.665	€ 20.118.417	€ 20.317.626	€ 20.339.468	€ 20.283.774	€ 20.338.377
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 13.879.753	€ 16.058.743	€ 17.762.699	€ 16.755.520	€ 17.680.659	€ 19.031.809	€ 16.861.531
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 14.907.796	€ 15.481.698	€ 15.786.097	€ 16.278.322	€ 16.787.301	€ 17.290.054	€ 16.088.545
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 10.421.202	€ 10.743.837	€ 11.728.762	€ 12.119.133	€ 11.935.016	€ 12.364.954	€ 11.552.151
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 3.135.403	€ 4.792.494	€ 7.574.340	€ 12.317.182	€ 15.530.302	€ 18.609.774	€ 10.326.583
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 11.978.962	€ 8.303.110	€ 10.967.098	€ 9.765.398	€ 8.954.968	€ 10.961.234	€ 10.155.128
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 4.596.910	€ 4.731.052	€ 5.375.680	€ 5.870.298	€ 6.137.618	€ 5.392.915	€ 5.350.746
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 2.856.511	€ 2.712.624	€ 3.397.450	€ 2.583.430	€ 3.669.950	€ 4.038.971	€ 3.209.823
E 2.2 Sécurité	€ 2.409.344	€ 2.492.397	€ 3.308.826	€ 2.990.373	€ 2.907.126	€ 3.389.004	€ 2.916.178
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 2.374.061	€ 2.447.620	€ 2.533.311	€ 2.624.553	€ 2.719.035	€ 2.794.548	€ 2.582.188
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 2.341.403	€ 2.248.010	€ 2.330.330	€ 2.412.399	€ 2.485.191	€ 2.544.832	€ 2.393.694
E 1.3 Problèmes de congestion					€ 171.320		€ 28.553
Total général	€ 271.350.401	€ 299.431.660	€ 332.213.377	€ 367.350.746	€ 391.875.153	€ 418.088.196	€ 346.718.255

TABLEAU 15 ÉVOLUTION MONTANTS ANNUELS PROJETS PAR CODE MOTIVATION  
(PERIODE 2023 A 2028)

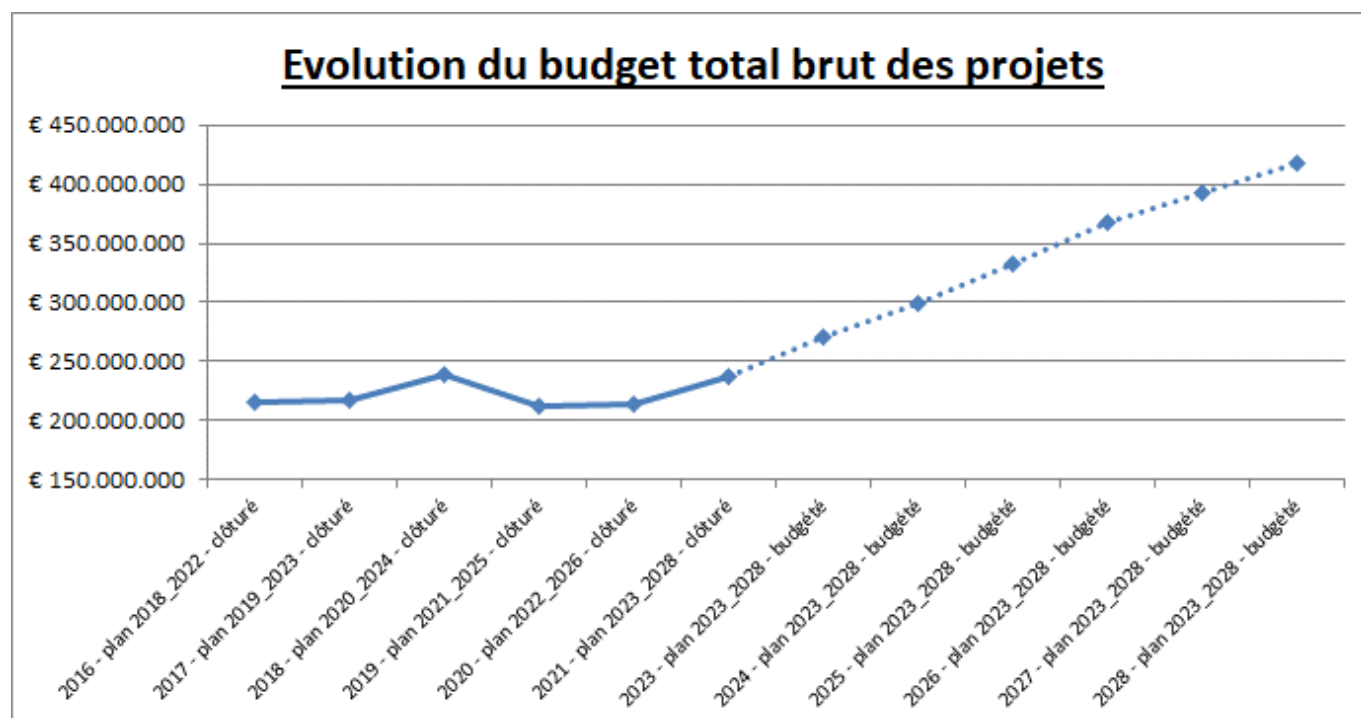
Renforcé par ces nouvelles politiques, le remplacement pour cause de vétusté conforte demeure le trigger principal d'investissement et représente près de 80 M€ sur base annuelle. Cela représente 15 M€ de plus que la moyenne annuelle de l'exercice précédent.





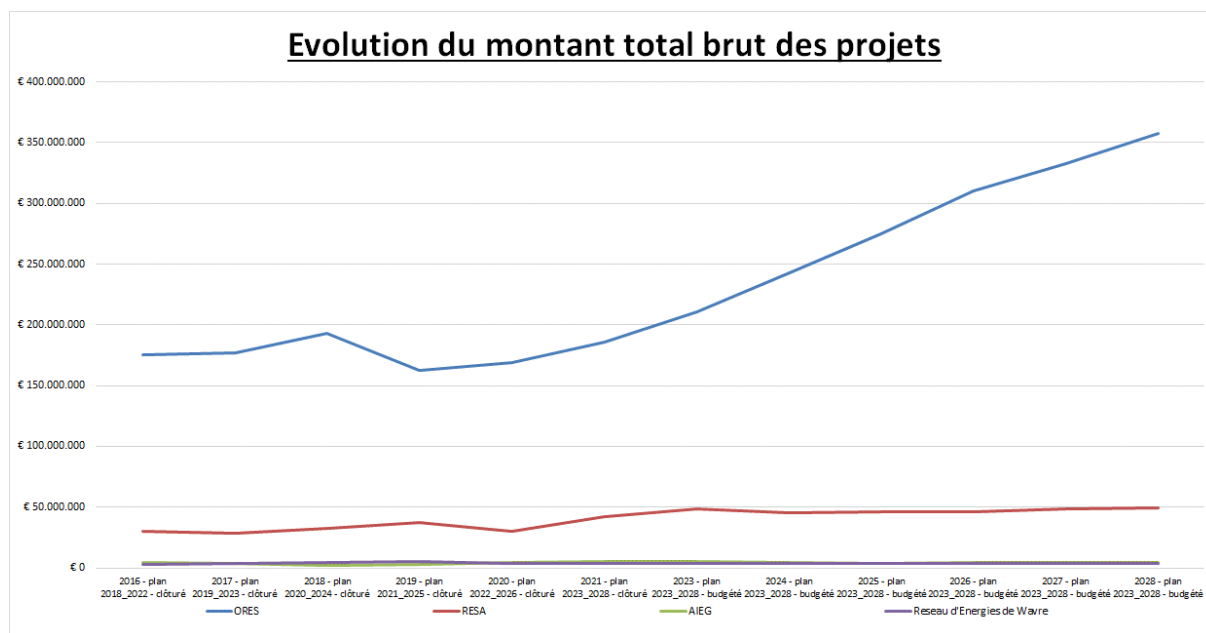
GRAPHIQUE 20 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS EN FONCTION DES PRINCIPALES MOTIVATIONS (PÉRIODE 2023 À 2028)

Sur base des données du bilan dressé ci-avant et abstraction faite de l'exercice 2022, l'évolution des montants totaux envisagés par les GRD est donc la suivante (pour la région wallonne et par GRD ensuite) :



GRAPHIQUE 21 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PÉRIODE 2016 à 2021 + 2023 à 2028)

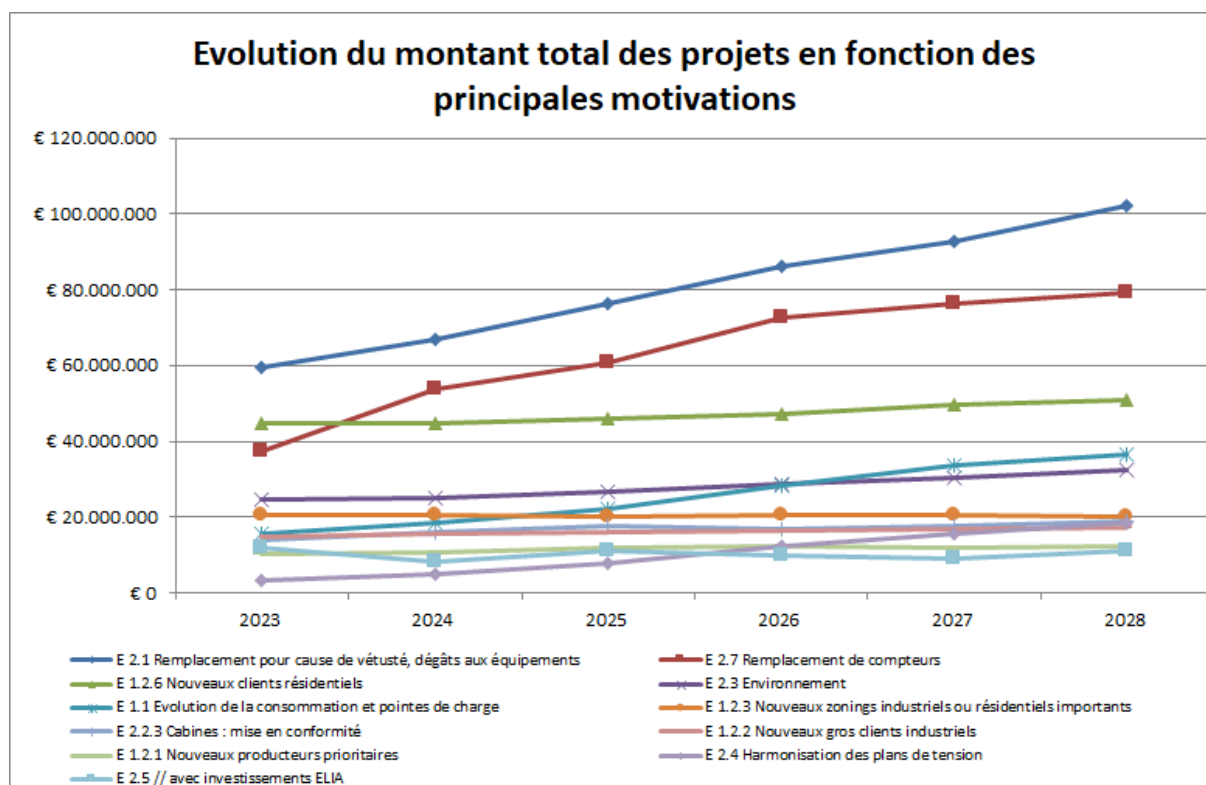
Les variations rencontrées s'expliquent en détaillant cette évolution par GRD :



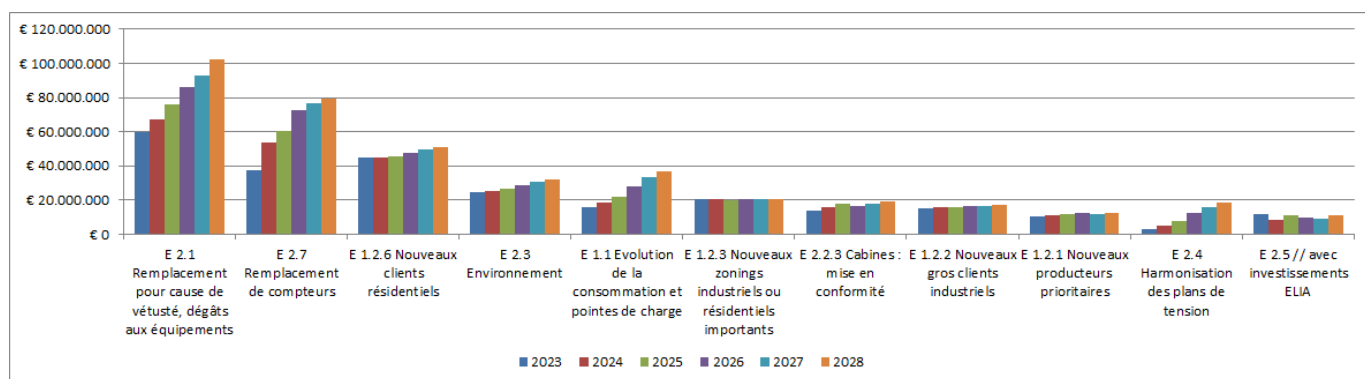
GRAPHIQUE 22 ÉVOLUTION PAR GRD DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2016 à 2021 + 2023 à 2028)

Tenant compte des explications reprises ci-avant, le graphique ci-dessus confirme nettement que ce sont les augmentations successives d'ORES qui expliquent majoritairement l'accroissement global constaté en fin de période, celles de RESA intervenant de manière secondaire.

Si on se focalise sur les motivations principales (représentant au minimum 10 M€ d'investissement sur base annuelle), on constate l'évolution suivante des montants dévolus :



GRAPHIQUE 23 ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CODES DE MOTIVATION - MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2023 A 2028)



GRAPHIQUE 24 ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CODES DE MOTIVATION - MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2023 A 2028)

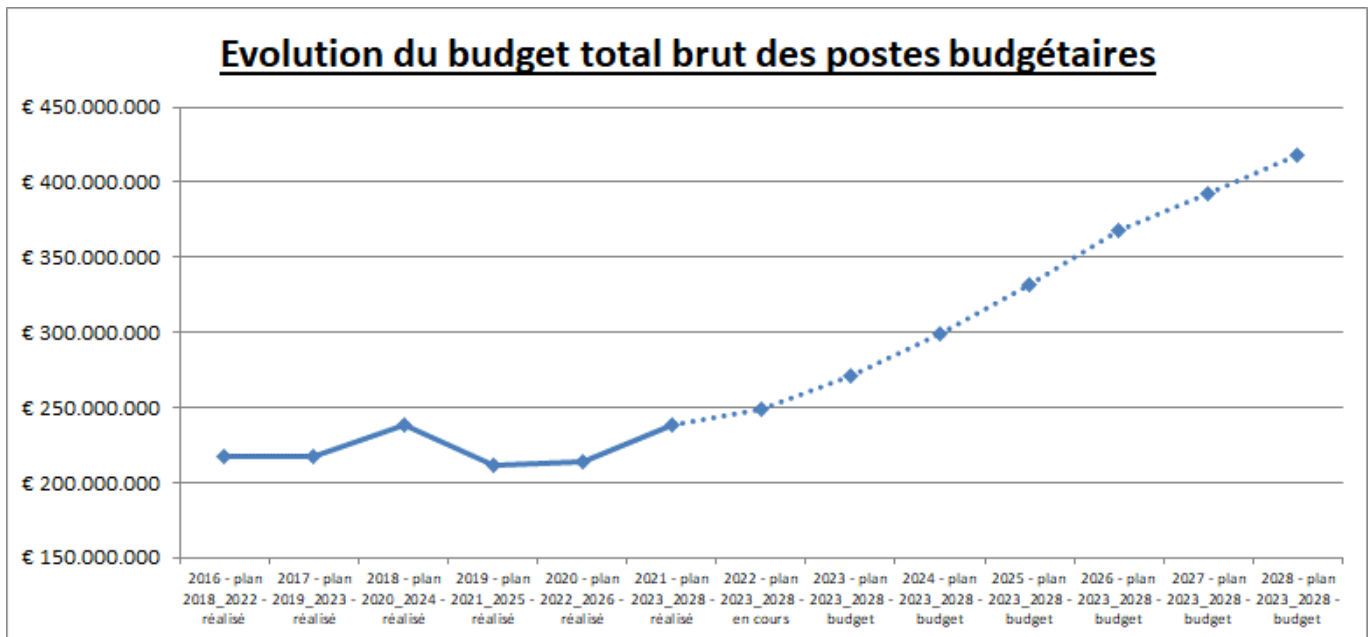
### 1.8.3. Les postes budgétaires

Tenant compte des réserves déjà évoquées, l'évolution des investissements réalisés/pressentis en termes de postes budgétaires est la suivante :

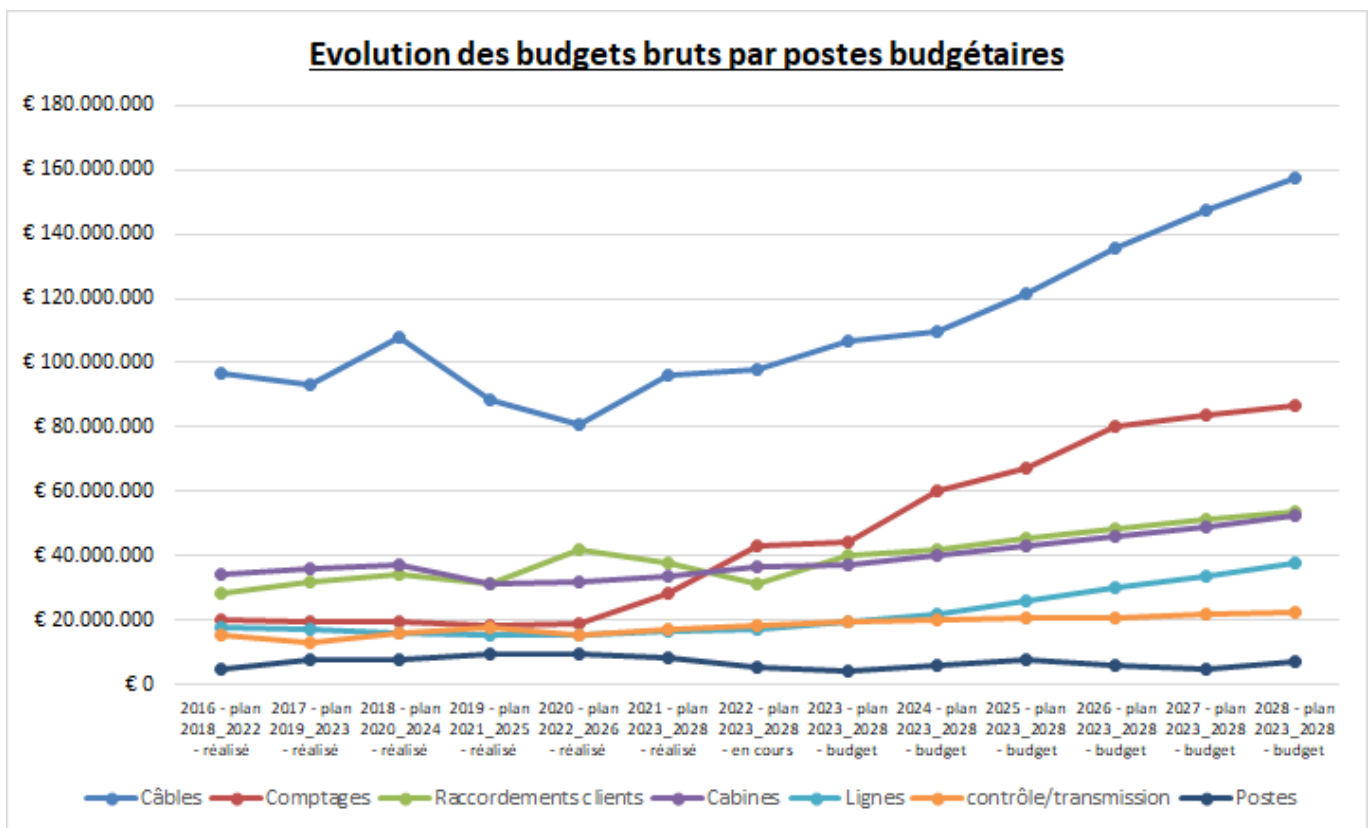
	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	€ 107.659.446	€ 88.331.539	€ 80.869.769	€ 96.090.492	€ 98.144.811	€ 106.628.635	€ 109.424.432	€ 121.749.306	€ 135.494.397	€ 147.562.258	€ 157.637.717
Comptages	€ 19.448.846	€ 18.405.362	€ 18.876.001	€ 28.347.614	€ 42.894.517	€ 44.408.592	€ 60.431.149	€ 67.409.939	€ 79.938.850	€ 83.885.946	€ 86.970.894
Raccordements clients	€ 34.117.079	€ 31.417.135	€ 41.846.409	€ 37.981.790	€ 31.088.828	€ 39.898.398	€ 41.760.013	€ 45.182.298	€ 48.594.980	€ 51.101.916	€ 53.582.189
Cabines	€ 37.190.784	€ 31.504.852	€ 31.848.294	€ 33.886.470	€ 36.319.177	€ 37.046.272	€ 40.207.838	€ 43.178.247	€ 46.148.010	€ 48.919.772	€ 52.354.522
Lignes	€ 16.201.531	€ 15.128.557	€ 15.552.004	€ 16.839.436	€ 17.086.789	€ 19.556.535	€ 21.997.417	€ 25.968.547	€ 30.260.347	€ 33.684.276	€ 37.815.036
Contrôle/transmission	€ 15.798.394	€ 17.497.893	€ 15.141.974	€ 16.913.826	€ 18.277.924	€ 19.427.101	€ 19.921.894	€ 20.870.743	€ 20.950.586	€ 21.692.807	€ 22.572.609
Postes	€ 7.900.732	€ 9.446.194	€ 9.624.397	€ 8.072.548	€ 5.499.190	€ 4.384.867	€ 5.688.915	€ 7.854.297	€ 5.963.576	€ 5.028.179	€ 7.155.228
Autres	€ 596.682	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
<b>Total général</b>	<b>€ 238.913.494</b>	<b>€ 211.731.531</b>	<b>€ 213.758.849</b>	<b>€ 238.132.177</b>	<b>€ 249.311.235</b>	<b>€ 271.350.401</b>	<b>€ 299.431.660</b>	<b>€ 332.213.377</b>	<b>€ 367.350.746</b>	<b>€ 391.875.153</b>	<b>€ 418.088.196</b>

TABLEAU 16 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DU MONTANT ANNUEL BRUT (PERIODE 2018 A 2028)

En termes de postes budgétaires et au global, on retrouve donc logiquement exactement la même tendance à la hausse du montant total des investissements bruts que celle constatée au niveau de la découpe par item.



GRAPHIQUE 25 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES POSTES BUDGÉTAIRES  
(PERIODE 2016 A 2028)



GRAPHIQUE 26 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX ANNUELS BRUTS  
(PÉRIODE 2016 À 2028)

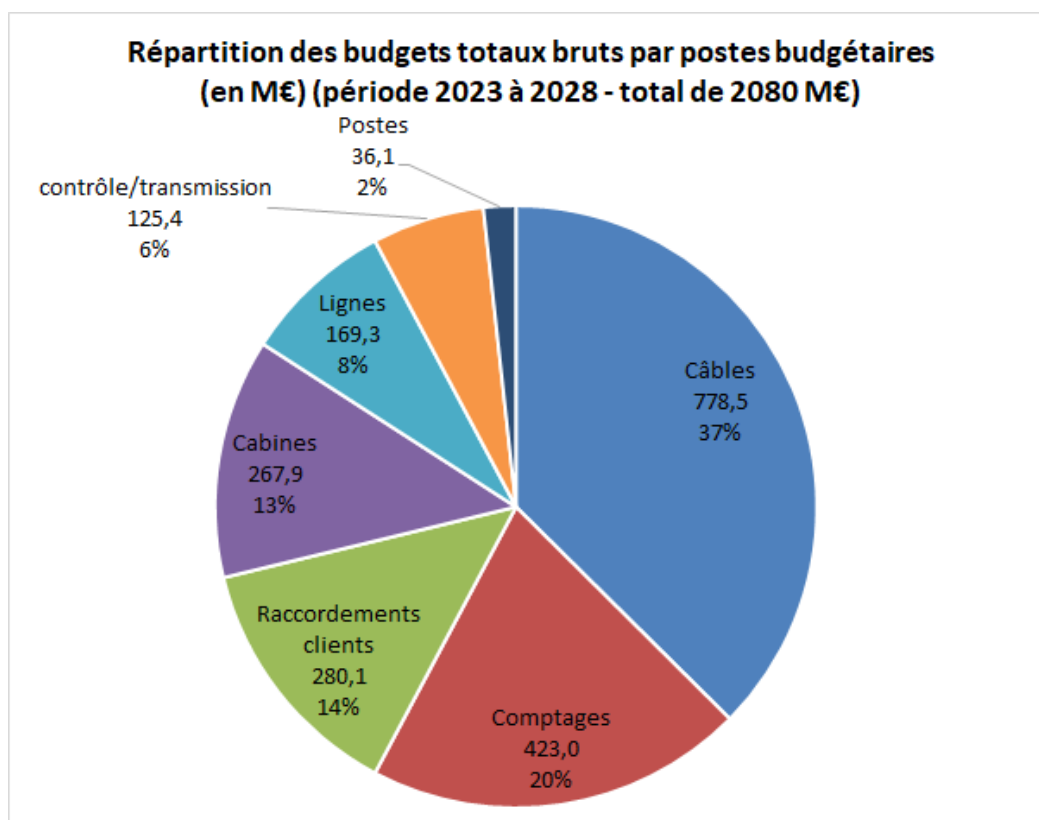
Le graphique ci-dessus permet de confirmer les tendances suivantes :

- ✓ Le budget « câbles » demeure le poste le plus important. Ce constat s'explique principalement par le fait que les remplacements pour cause de vétusté sont les plus importants en termes de budget et par l'obligation pesant sur les GRD d'accorder la priorité à l'enfouissement lors des extensions et du

renouvellement des réseaux. Comme expliqué ci-avant, l'abandon du 6 kV au profit d'un niveau de tension supérieure induit également une augmentation significative. Les années 2019 et 2020 ont été marquées par un certain ralentissement dû à la crise sanitaire. La nette augmentation en fin de période résulte principalement de la politique souhaitée par ORES de remplacement des câbles HT de fine section et des câbles BT de plus de 50 ans telle que décrite ci-avant.

- ✓ L'augmentation pressentie au niveau des comptages s'explique par la mise en œuvre progressive du déploiement des compteurs communicants. Celui-ci a été mis à mal en 2020 et 2021 notamment en raison de la crise sanitaire et la volonté des GRD, par mesures de sécurité, de limiter autant que possible, les contacts de leur personnel avec les URD. L'augmentation en fin de période s'explique par l'obligation des GRD de se conformer aux objectifs du décret. La trajectoire exacte devra cependant être affinée tenant compte des derniers changements législatifs intervenus en la matière. Elle fera l'objet d'ajustements discutés avec les GRD dans le cadre de l'établissement de la prochaine méthodologie tarifaire.
- ✓ Les cabines continueront de nécessiter également des investissements conséquents et en augmentation constante, notamment en raison de la nécessité, conformément aux analyses de risques menées, de la mise en conformité imposée dans le cadre de l'AR de 2012 (sécurité). Couplés à la crise sanitaire, dans ce domaine également, le manque de disponibilité des équipements et l'allongement des délais a ralenti le planning de mise en conformité initialement prévu.
- ✓ Concernant les raccordements clients, l'année 2020 a été marquée par un nombre relativement important de raccordements trans-MT notamment de parcs éoliens. Rappelons que ces derniers sont au moins partiellement couverts par les tarifs non périodiques. Le nombre de nouveaux lotissements est également globalement à la hausse. A noter également l'augmentation pressentie en fin de période, notamment en raison de la conversion souhaitée par ORES, de branchements BT 3x230 en 3N400.

Rappelons à toute fin utile que les budgets évoqués ici sont des montants bruts.



GRAPHIQUE 27 RÉPARTITION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (CUMUL PÉRIODE 2023 À 2028)

Un certain nombre d'autres constats de portée générale ont été soulignés ici. On se référera aux annexes pour des éléments plus détaillés.

## **1.9. Observations de la CWaPE**

### **1.9.1. Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans**

Les GRD établissent leurs plans en ne maîtrisant pas toutes les variables. Celles-ci sont d'ordre opérationnel et budgétaire.

Comme déjà évoqué ci-avant, les GRD mettent en avant l'impact de la crise sanitaire sur leurs travaux d'investissement, non seulement en 2020 mais également en 2021. En raison de cette dernière, certains GRD ont connu également des difficultés sévères d'approvisionnement de matériel couplées à un allongement important des délais et la hausse des prix des équipements. Ces facteurs ont compliqué encore davantage le travail des GRD, notamment lors du remplacement des équipements endommagés par les inondations rencontrées mi-2021.

D'un point de vue opérationnel, les GRD font également face à l'imprévisibilité de nombreux facteurs externes : commandes, autorisations, planning des travaux communaux et synergies de chantiers (cf. décret « impétrants »), etc. Cette imprévisibilité a également des répercussions au niveau de la ventilation pluriannuelle du budget, dès lors que certains chantiers non programmés consomment le budget alloué à d'autres projets qui doivent être reportés.

La CWaPE estime nécessaire de nuancer le caractère « liant » des composantes du plan. Cette contrainte doit essentiellement viser le volume total de prestations. Pour ce qui concerne les grandes familles de travaux, des objectifs génériques sont à définir, sans qu'il soit toujours possible d'identifier avec précision la localisation des travaux permettant de les rencontrer.

### **1.9.2. Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités**

Pour mémoire, les gestionnaires de réseau indiquent qu'ils rencontrent nombre d'entraves dans l'exécution des chantiers : autorisations d'ouverture refusées, contraintes d'urbanisme lors de la construction de cabines, impositions techniques pénalisantes (réfection d'une portion de voirie ou trottoir plus importante que la largeur strictement nécessaire à l'exécution du chantier...), etc. Tant le planning que le budget des chantiers peuvent en être considérablement affectés.

La CWaPE rappelle l'intérêt de mieux baliser les missions de service public afin d'éviter que ce genre d'entraves n'occasionne des surcoûts inutiles, voire ne porte à conséquence plus lourde si des entretiens indispensables ne peuvent être réalisés en temps utile.

Par ailleurs, l'entrée en vigueur du décret impétrant au 31 décembre 2016, s'il présente des opportunités en matière de synergie, complique singulièrement la tâche des GRD et représente pour certains, de réelles contraintes supplémentaires non seulement de planification des investissements mais également d'ordre organisationnel. En effet, si l'opportunité d'intervenir à un endroit du réseau est manquée, la voirie ne peut être ouverte avant un délai de l'ordre de cinq ans. La plupart des GRD sont en pratique confrontés à ce type de difficulté occasionnant des complications financières et organisationnelles qui découlent de travaux à mener parfois dans l'urgence.

### 3. AVIS DE LA CWAPE

La CWAPE acte l'issue de la procédure d'établissement du plan d'investissement 2023-2028 des différents GRD en application des dispositions décrétales en vigueur au moment du délai légal fixé pour l'introduction de leur projet auprès de la CWAPE (02 mai 2022) et suivant le schéma établi dans les lignes directrices convenues avec les gestionnaires de réseaux et publiées sur son site Internet.

En application de l'article 15<sup>1</sup> du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la CWAPE a examiné les différents plans d'adaptation (en ce compris leurs annexes) rentrés par les GRD en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement des réseaux dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Les conclusions de la CWAPE ont été transmises aux différents GRD, chacun en ce qui les concerne.

Le présent avis expose essentiellement une situation agrégée au niveau de la Région wallonne.

Au niveau des postes budgétaires et projets introduits, seuls ceux en lien direct avec l'activité régulée des GRD et repris explicitement dans les plans d'adaptation font l'objet des présentes conclusions.

En application des dispositions décrétales, « le plan d'investissement couvre une période correspondant à la période tarifaire », laquelle porte actuellement sur les années 2019 à 2023.

Comme spécifié aux GRD dans les courriers à portée individuelle et notamment en raison de l'établissement en cours de la méthodologie tarifaire pour la période 2024 à 2028, l'avis de la CWAPE ne doit être compris que comme portant sur le bilan 2021 et les investissements en cours pour 2022 (pour autant qu'ils soient connus – non transmis par ORES) ainsi que les prévisions de 2023 et ce, même si des commentaires et autres recommandations sont toutefois émis pour les années ultérieures.

Concernant les bilans, la version définitive des plans soumis à l'examen de la CWAPE intègre bien les travaux de remplacement et de rénovation liés aux inondations exceptionnelles de juillet 2021.

À l'issue de son analyse portant sur la période 2021-2023, la CWAPE constate que, dans l'ensemble, les GRD ont bien intégré dans la version définitive de leurs documents, les commentaires et remarques formulés par la CWAPE dans le cadre de l'analyse des projets.

Tenant compte des limites citées ci-avant, sur la base des renseignements présentés et à l'exception des réserves exprimées individuellement, au terme de son examen et des divers échanges avec les GRD, la CWAPE ne relève pas, en rapport avec l'année 2023, d'incohérence de nature à entraver la bonne exécution des missions imparties aux GRD ou à les empêcher de faire face aux besoins prévisibles des utilisateurs et ce, ni dans les choix techniques proposés, ni en termes de délais ou coopération avec les autres gestionnaires de réseaux. Ces constats ne relèvent évidemment en rien les GRD de leur responsabilité permanente d'exploitant.

De manière complémentaire, quelques points de détail ont été directement transmis aux GRD concernés. Ces points de détail ne sont pas de nature à entraver ou même limiter la portée de l'avis de la CWAPE relatifs aux plans d'adaptation.

L'horizon 2024-2028 porte sur une autre période tarifaire. Les renseignements y relatifs (quantités, prix unitaires ou montants d'investissement annoncés) repris dans les courriers à portée individuelle, dans les notes d'examen et dans la présente, sont donc repris à titre purement informatif et non engageant. Leur évocation ne vaut donc validation ni des postes budgétaires (PB), ni des projets, ni même de la nécessité les entreprendre et ce, compte

---

<sup>1</sup> Tel qu'en vigueur au moment de la rédaction des projets de plan 2023-2028.

tenu du caractère indicatif de ces données. La CWaPE a par ailleurs relevé les réserves formulées par ORES et RESA quant au caractère indicatif des informations communiquées pour cette période.

Pour la période 2024-2028, la référence aux données communiquées par les GRD n'est donc ni de nature à engager la CWaPE d'une quelconque manière, ni à créer des attentes dans le chef des GRD.

Enfin, compte tenu de l'entrée en vigueur le 15 octobre 2022 du décret wallon du 5 mai 2022 laquelle était postérieure à l'établissement des plans faisant l'objet de la présente analyse, les changements induits par les récentes modifications législatives n'ont donc pas encore été intégrés dans cet exercice et devront donc faire l'objet d'une révision ultérieure. C'est en particulier le cas pour le déploiement des compteurs communicants.

Concernant ces trajectoires de déploiement, et comme déjà précisé ci-avant, la CWaPE a examiné la cohérence entre les données rentrées par les GRD dans le cadre des plans d'adaptation et les décisions prises au dernier trimestre 2021 dans le cadre de la révision des charges nettes / octroi de budget spécifique.

Ses conclusions à cet égard sont reprises dans les courriers à portée individuelle.

Enfin, la CWaPE rappelle et insiste pour que des travaux clairement définis, répondant à un besoin spécifique ou présentant un caractère significatif (taille, montant financier, ...) fassent autant que possible l'objet de projets nominatifs distincts, identifiés de manière univoque.

\*   \*  
\*



## 4. ANNEXES

### 1.10. ANNEXE I : Note d'examen des plans

#### 1.10.1. Examen des projets rentrés

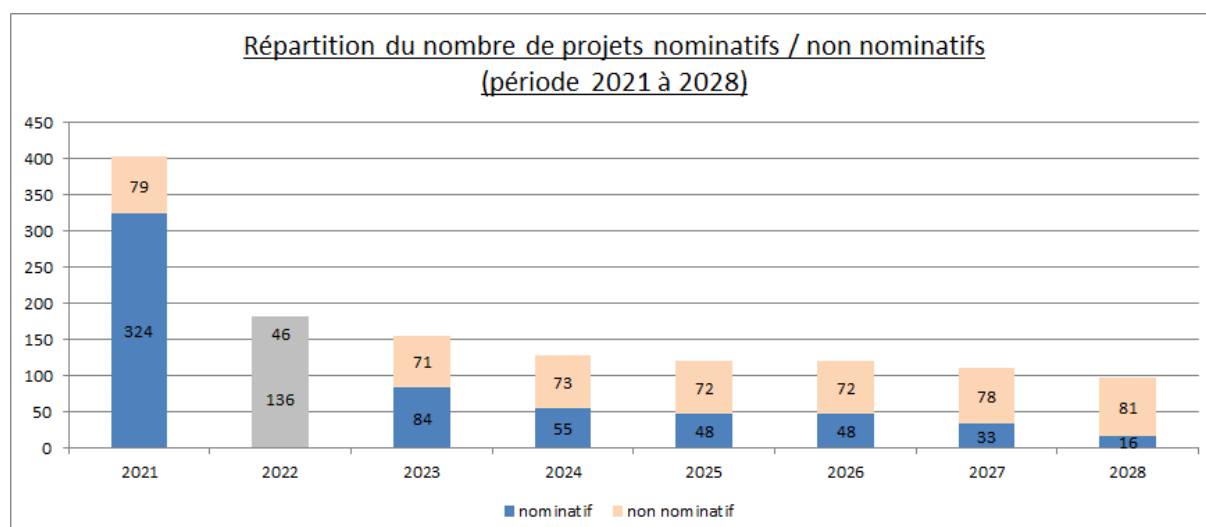
L'examen s'est déroulé suivant les conditions et la procédure décrites au chapitre 1.3. La CWaPE a analysé les projets rentrés par les différents GRD et des remarques individuelles ont été transmises aux dates mentionnées dans le tableau 1.

#### 1.10.2. Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans

Même si les plans introduits ont généralement une portée qui peut aller jusqu'à cinq ans (six ans dans cet exercice vu la fin proche de la période tarifaire), en matière de réalisation de chantiers, des prévisions à plus de six mois demeurent souvent difficiles à établir. Les incertitudes vont croissant à mesure que le terme s'allonge, rendant très illusoires des prévisions au-delà de deux à trois ans. Cette rapide dégradation dans la précision s'explique d'une part par l'interdépendance très marquée du planning de pose avec des facteurs externes non maîtrisés par le GRD (calendriers des travaux de tiers, disponibilité des entrepreneurs, affectation de zonings dans les plans de secteur, décision d'investissement des nouveaux clients, etc.). À cela s'ajoutent les arbitrages budgétaires qui peuvent encore avoir lieu en fin d'année par les instances des GRD et en cours d'exercice au gré des imprévus opérationnels.

En toute logique donc, une proportion croissante des budgets annoncés pour les années futures est généralement allouée sous forme d'enveloppes « non nominatives », c'est-à-dire non dédiées à des projets spécifiques. Ces mêmes projets sont parfois regroupés en « portefeuille » de potentiel. Ceci n'impacte pas les enveloppes de revenu autorisé des GRD mais doit évidemment faire l'objet d'un suivi ex-post de la CWaPE quant aux réalisations effectives, dans le cadre des plans futurs.

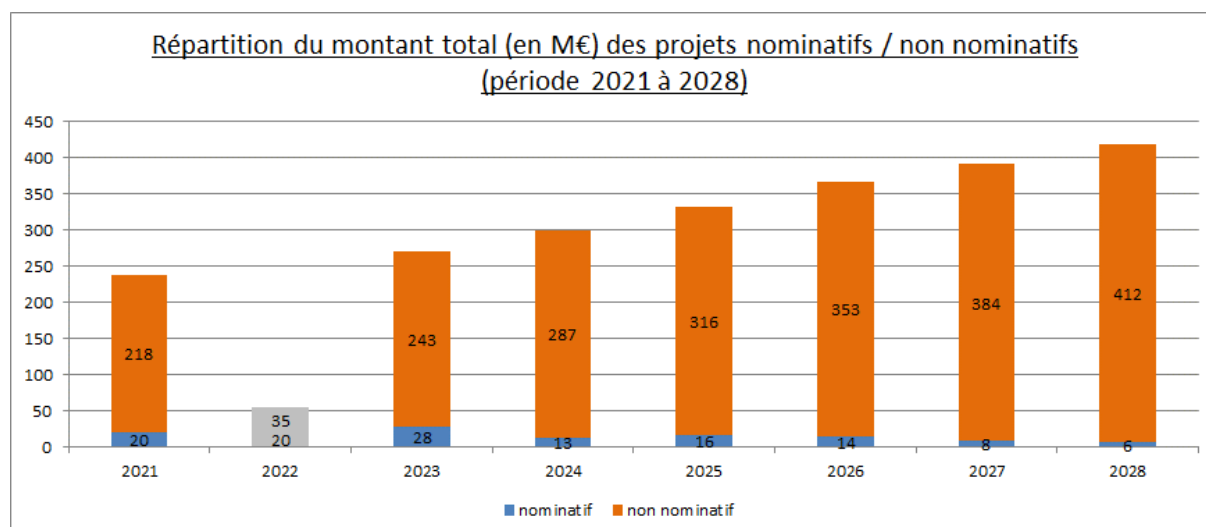
Pour mémoire, à défaut d'actualisation de l'année en cours, les projets prévus par ORES en 2021 n'apparaissent pas dans les graphiques ci-dessous, raison pour laquelle les données relatives à cette année ont été grisées.



NB : 2022 : pas de données d'ORES.

GRAPHIQUE 28   ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS  
(PÉRIODE 2021 À 2028)

Le graphique ci-après donne une idée de l'évolution des montants financiers relatifs à la répartition entre projets nominatifs et non nominatifs :



NB : 2022 : pas de données d'ORES.

GRAPHIQUE 29 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS  
(PÉRIODE 2021 À 2028)

Le creux rencontré en 2022 est essentiellement dû à l'absence des budgets d'ORES et ce pour les raisons déjà évoquées (pas d'actualisation des budgets de l'année en cours). ORES s'est engagée à mener cette actualisation à l'avenir.

Rappelons enfin que seule la réalisation des travaux prévus à court terme (généralement 2 ans) présente un certain degré de certitude. Les travaux nominatifs dont l'exécution est prévue à plus longue échéance reflètent des investissements conditionnels évoquant des programmes indicatifs de renforcement qui, pour certains, doivent encore, soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au regard de l'évolution des flux. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus ayant servi de base aux hypothèses formulées, raison pour laquelle ils sont parfois regroupés sous la forme d'enveloppes rassemblant des projets non nominatifs. Seuls les grands projets échelonnés dans le temps ou les travaux identifiés avec précision sont mentionnés nominativement pour les années suivantes, comme par exemple, les travaux menés en parallèle avec ELIA.

### 1.10.3. Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD

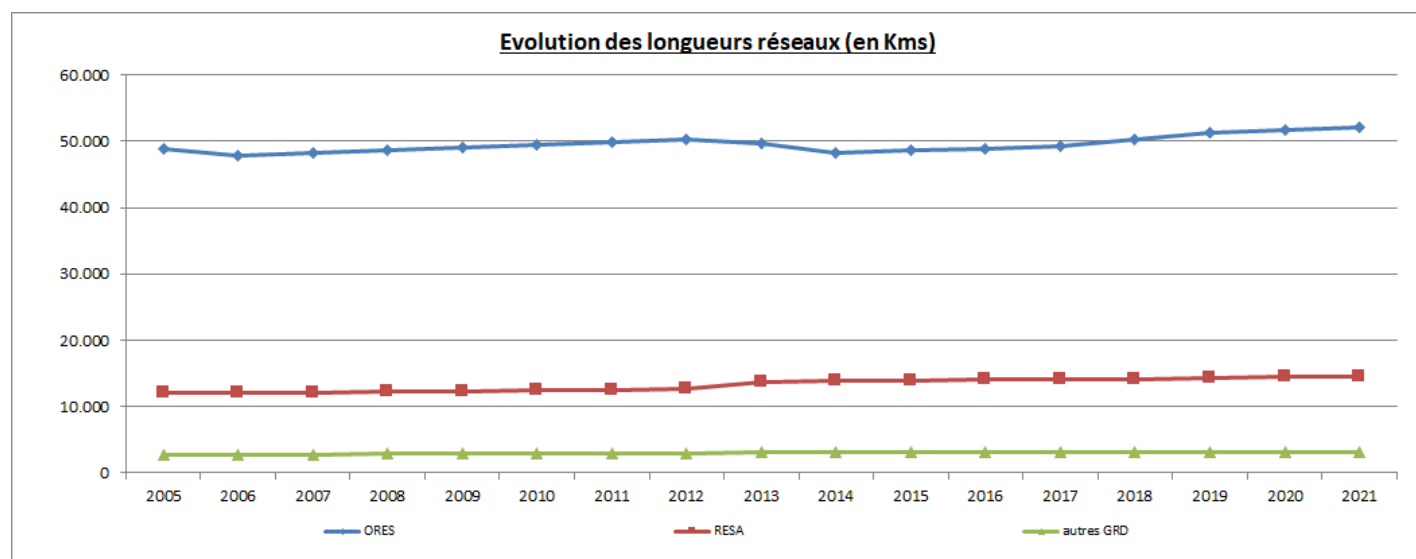
Outre les statistiques reprises au chapitre 2, les données ci-dessous donnent un aperçu global, pour la Wallonie et par GRD.

#### Évolution des réseaux depuis 2005

Les tableaux et graphiques suivants montrent l'évolution des longueurs totales des réseaux de distribution.

Evolution des longueurs réseaux (en Kms)								
	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	GASELWEST	INFRAX PBE	TOTAL RW
2005	810	1.429	48.861	12.039	448	917	583	65.087
2006	799	1.433	47.891	12.110	465	948	596	64.242
2007	890	1.450	48.315	12.159	471	956	605	64.846
2008	891	1.457	48.687	12.279	480	972	622	65.387
2009	907	1.475	49.108	12.317	482	989	626	65.904
2010	997	1.490	49.461	12.509	488	999	669	66.612
2011	1.003	1.490	49.928	12.547	502	1.009	669	67.148
2012	1.007	1.497	50.314	12.613	507	1.008	725	67.671
2013	1.017	1.500	49.706	13.731	509	1.017	742	68.222
2014	1.042	1.540	48.337	13.840	512	1.029	751	67.051
2015	1.002	1.569	48.736	13.941	518	1.032	758	67.556
2016	1.003	1.544	48.919	14.048	524	857	763	67.657
2017	1.010	1.547	49.189	14.113	527	859	766	68.010
2018	1.015	1.547	50.279	14.196	530	869		68.437
2019	1.020	1.552	51.326	14.336	542			68.775
2020	1.037	1.556	51.764	14.425	548			69.330
2021	1.039	1.558	52.057	14.457	550			69.661

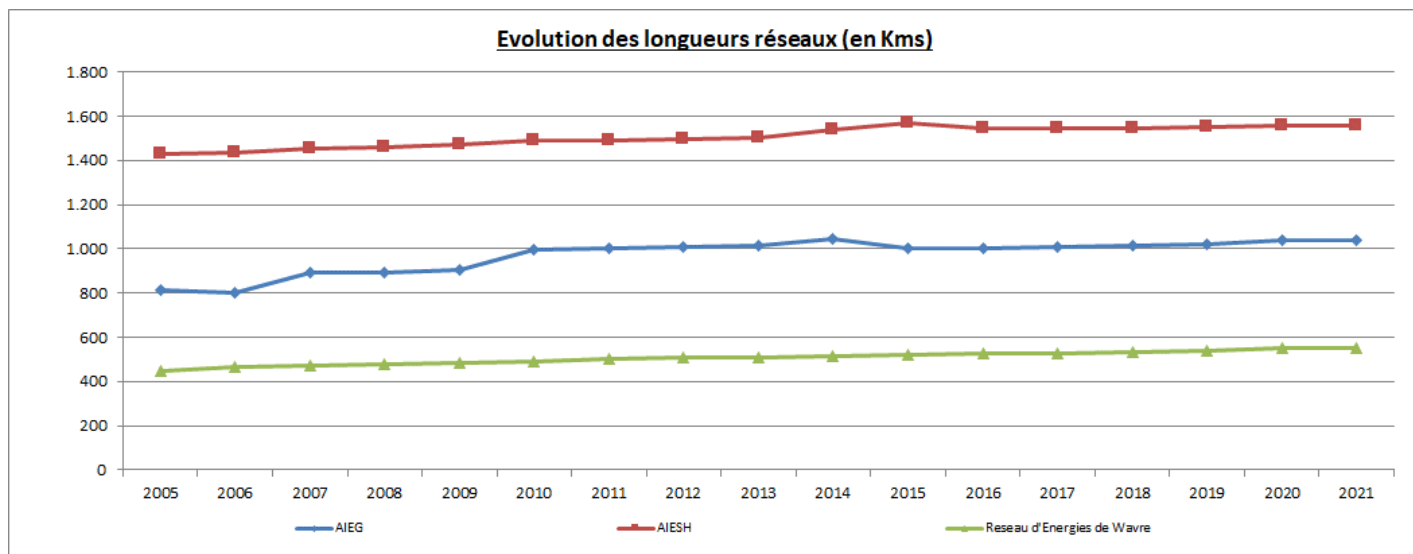
TABLEAU 17 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DISTRIBUTION  
(PÉRIODE 2005 A 2021)



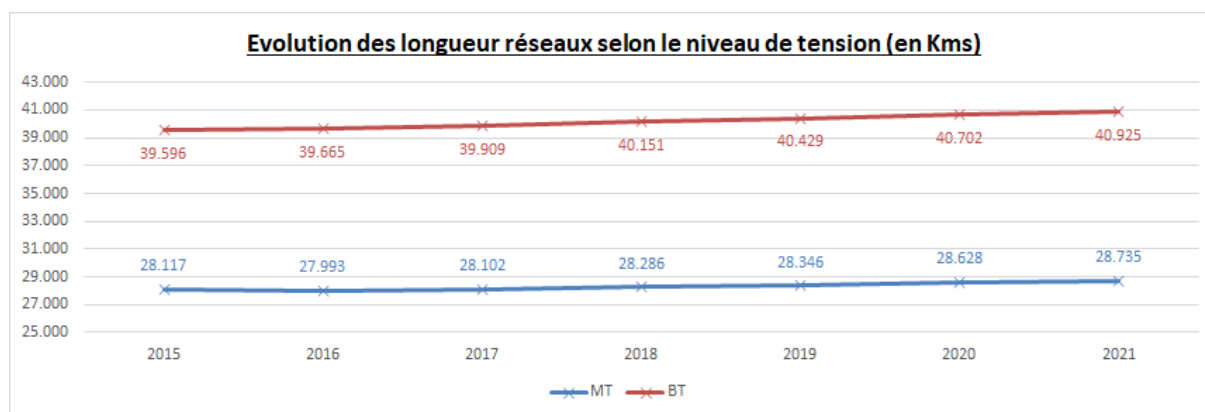
GRAPHIQUE 30 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX D'ORES ET RESA  
(PÉRIODE 2005 À 2021)

Pour mémoire, les principales variations enregistrées correspondent :

- En 2013 : la reprise par RESA de la ville de Liège centre à ORES Verviers (Intermosane I) ;
- Fin 2014 : un alignement avec leurs données cartographiques, des bases de données d'inventaire d'ORES Verviers relatives au réseau basse tension ;
- En 2018 : reprise des réseaux de INFRAX PBE par ORES Brabant Wallon ;
- En 2019 : reprise des réseaux de Gaselwest par ORES Mouscron.

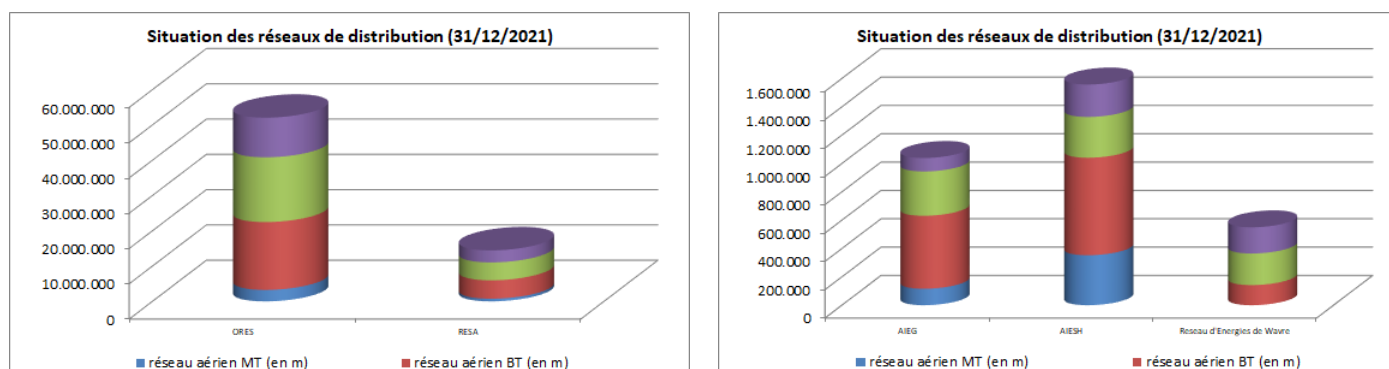


GRAPHIQUE 31 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DE L'AIEG, AIESH ET REW (PÉRIODE 2005 À 2021)

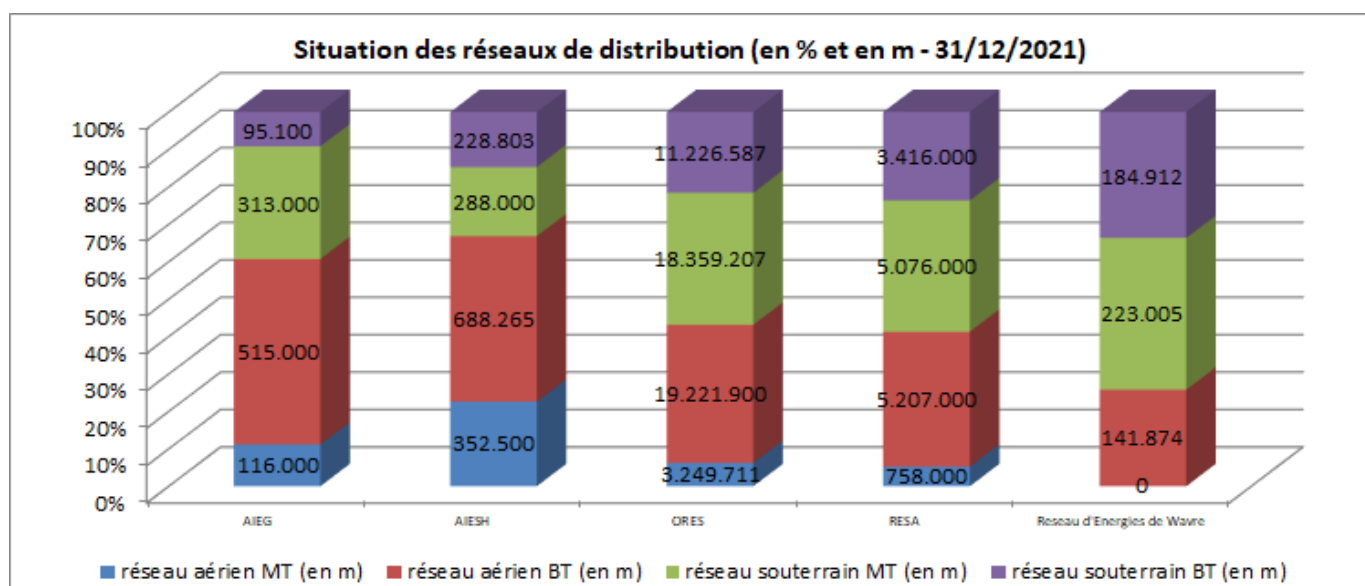


GRAPHIQUE 32 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE NIVEAU DE TENSION (PÉRIODE 2015 À 2021)

Selon le mode de pose, la situation figée au 31 décembre 2021 peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 33 RÉPARTITION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE MODE DE POSE ET TENSION (EN M – FIN 2021)



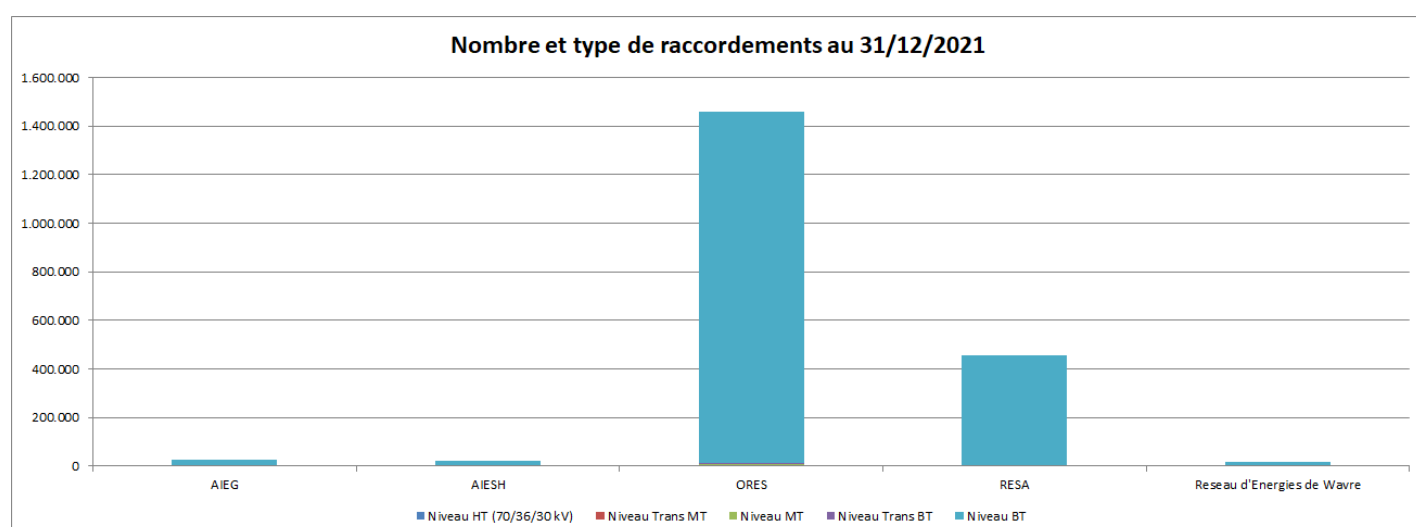
GRAPHIQUE 34 RÉPARTITION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE MODE DE POSE ET TENSION (EN % - FIN 2021)

## Les raccordements

Le tableau ci-dessous reprend le nombre et type de raccordements en date du 31/12/2021 :

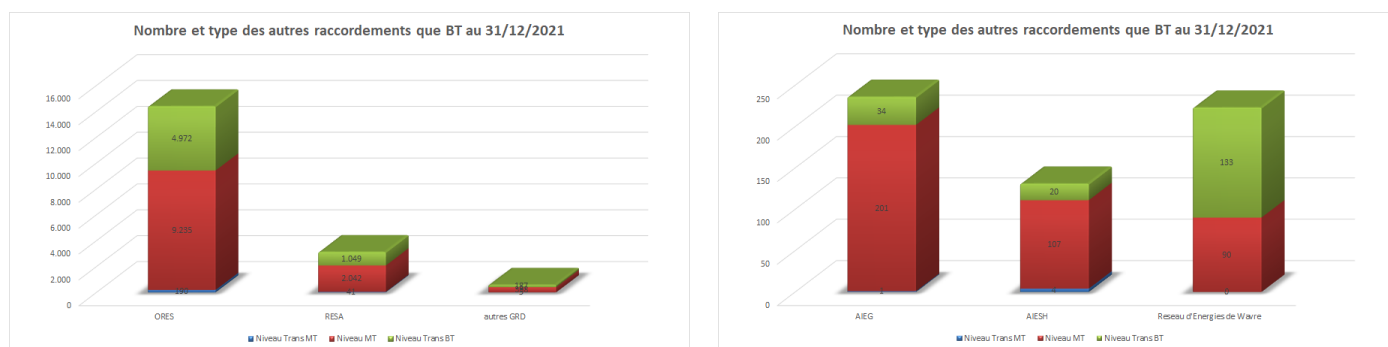
	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	total
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	1	0	0	0	1
Niveau Trans MT	1	4	190	41	0	236
Niveau MT	201	107	9.235	2.042	90	11.675
Niveau Trans BT	34	20	4.972	1.049	133	6.208
Niveau BT	26.024	21.903	1.443.697	451.385	18.358	1.961.367
Total Raccordements clients	26.260	22.035	1.458.094	454.517	18.581	1.979.487

TABLEAU 18 SITUATION GLOBALE NOMBRE ET TYPE DE RACCORDEMENTS (FIN 2021)



GRAPHIQUE 35 RÉPARTITION DES RACCORDEMENTS PAR GRD (SITUATION FIN 2021)

S'il est fait abstraction des raccordements BT :



GRAPHIQUE 36 RÉPARTITION DES TYPES DE RACCORDEMENT SELON LE NIVEAU DE PUISSANCE (FIN 2021)

#### 1.10.4. Respect des plans introduits antérieurement

D'une manière générale, la programmation des travaux dans le chef des GRD est souvent conditionnée par des facteurs externes non maîtrisables (travaux impétrants, disponibilité des ressources, ...) ainsi que par les arbitrages à opérer afin de répartir les réserves budgétaires et les ressources du GRD, comme de ses sous-traitants, en fonction des urgences.

La non-concrétisation ou le report de planning touchant les projets de promoteurs, les incertitudes de décisions administratives externes (autorisations, décisions relatives aux zonings), de la recherche de synergies, etc. constituent autant de sources de perturbation des plannings initialement définis.

Ceci explique la double approche d'analyse menée par la CWaPE de :

- La réalisation au cas par cas des principaux projets nominatifs programmés (motivation des annulations ou reports) ;
- L'évaluation globale des montants alloués aux projets non nominatifs (approche statistique).

Comme expliqué au § 2.1, le bien-fondé des reports et annulations ainsi que leurs conséquences éventuelles ont également été passés en revue.

### 1.10.5. Les projets de travaux programmés

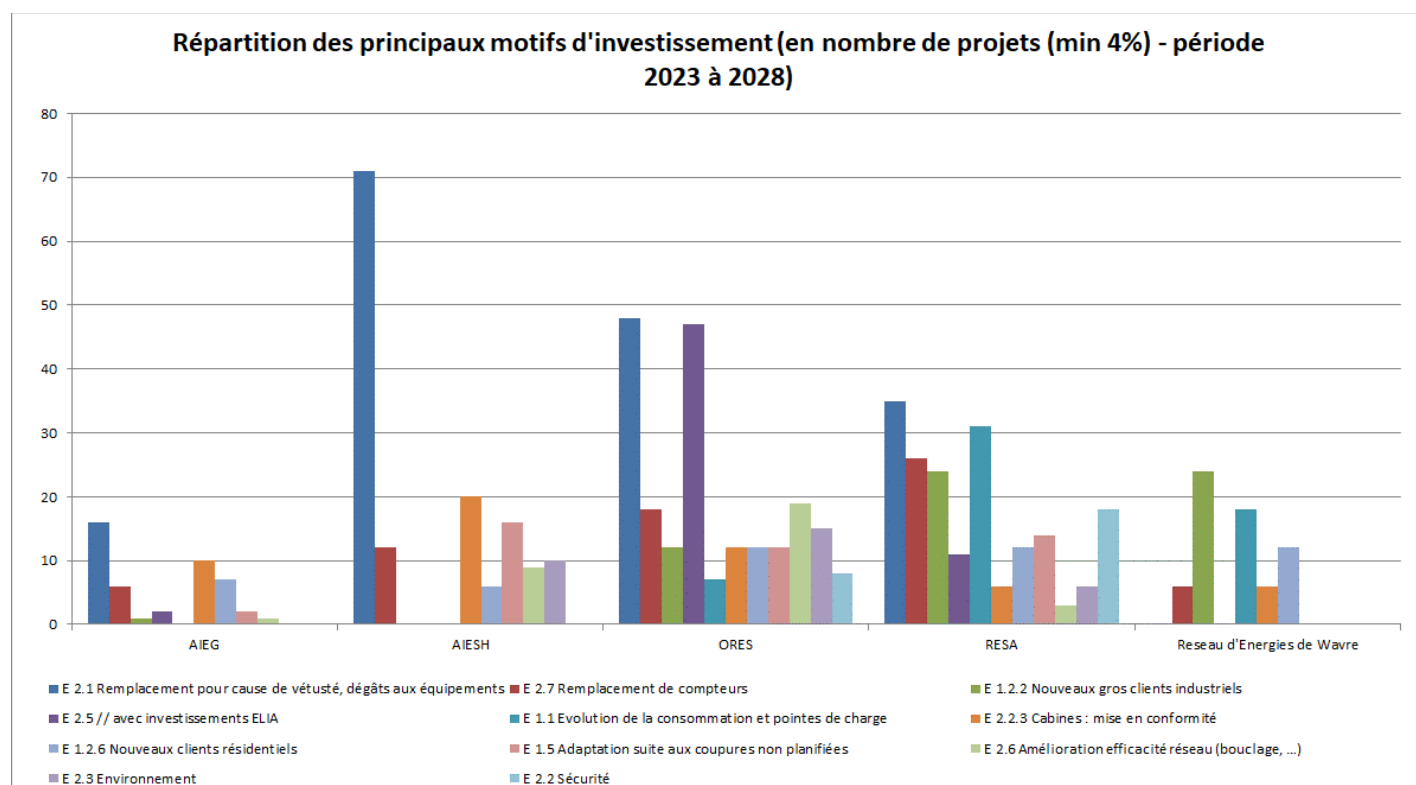
#### Les principaux moteurs d'investissements

En termes de nombre total de projets rentrés (nominatifs et non nominatifs) pour la période 2023-2028, la situation est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général	en %
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	16	71	48	35	0	170	23%
E 2.7 Remplacement de compteurs	6	12	18	26	6	68	9%
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	1	0	12	24	24	61	8%
E 2.5 // avec investissements ELIA	2	0	47	11	0	60	8%
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	7	31	18	56	8%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	10	20	12	6	6	54	7%
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	7	6	12	12	12	49	7%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	2	16	12	14	0	44	6%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	1	9	19	3	0	32	4%
E 2.3 Environnement	0	10	15	6	0	31	4%
E 2.2 Sécurité	0	0	8	18	0	26	4%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	18	5	0	23	3%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	1	0	6	10	6	23	3%
E 2.8 Réseaux intelligents	1	6	6	0	6	19	3%
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	2	0	6	0	0	8	1%
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	6	0	0	6	1%
E 1.3 Problèmes de congestion	0	0	0	1	0	1	0%
<b>Total Général</b>	<b>49</b>	<b>150</b>	<b>252</b>	<b>202</b>	<b>78</b>	<b>731</b>	<b>100%</b>

TABLEAU 19 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS PRÉSENTIS (PÉRIODE 2023 À 2028)

Si nous nous focalisons sur les motivations totalisant minimum 4 % du nombre total de projets sur la période 2023-2028, la répartition est la suivante :



GRAPHIQUE 37 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION ET PAR GRD DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS/NON NOMINATIFS (MIN 4 % - PÉRIODE 2023 À 2028)

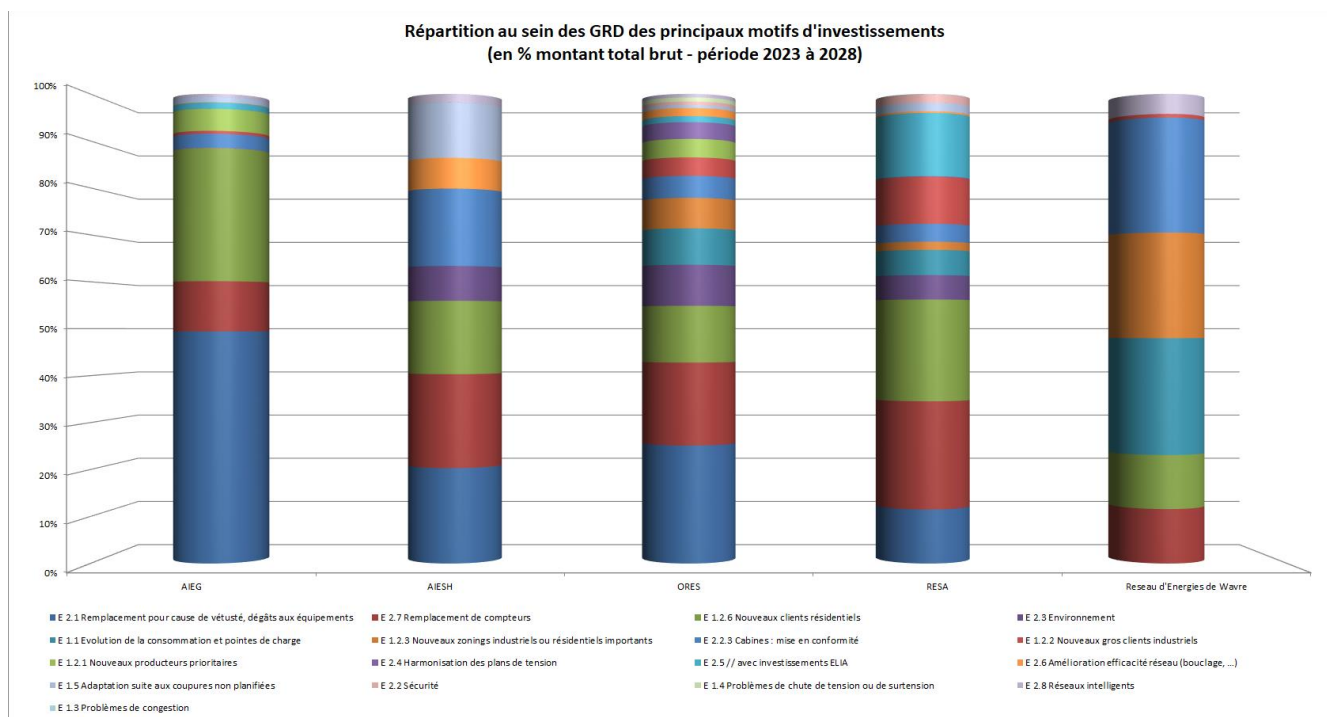
Tenant compte de la difficulté de parfois faire valoir le trigger principal d'investissement au regard des autres avantages techniques apportés par les différents travaux, on observe cependant une certaine disparité dans les motivations mises en avant. Les remplacements pour cause de vétusté constituent souvent le moteur principal d'investissement sauf pour les GRD possédant, par exemple, moins de réseaux aériens. Contrairement aux autres GRD, ils sont en effet moins confrontés à la nécessité d'enfouissement des anciennes lignes aériennes en cuivre nu.

Si, tenant compte des réserves d'usage, nous menons la même analyse en termes de montants bruts d'investissements :

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	12.727.944	4.211.100	434.149.114	32.682.450	0	483.770.607
E 2.7 Remplacement de compteurs	2.752.000	4.149.020	305.489.043	65.488.137	2.457.105	380.335.306
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	7.279.000	3.240.000	208.860.797	61.592.614	2.436.933	283.409.343
E 2.3 Environnement	0	1.537.000	151.105.371	14.796.837	0	167.439.208
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	134.025.473	15.237.272	5.271.347	154.534.093
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	20.000	0	112.265.177	4.981.316	4.763.766	122.030.260
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	783.000	3.415.000	80.976.026	10.808.778	5.186.379	101.169.183
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	161.830	0	67.723.875	28.481.692	163.872	96.531.268
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	1.207.040	0	68.105.865	0	0	69.312.905
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	61.611.321	348.175	0	61.959.496
E 2.5 // avec investissements ELIA	345.000	0	22.334.205	38.251.565	0	60.930.769
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	20.000	1.359.000	29.736.188	989.286	0	32.104.473
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	287.000	2.441.000	11.303.014	5.227.923	0	19.258.937
E 2.2 Sécurité	0	0	12.342.046	5.155.025	0	17.497.071
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	15.493.128	0	0	15.493.128
E 2.8 Réseaux intelligents	165.000	382.500	12.910.454	0	904.211	14.362.165
E 1.3 Problèmes de congestion	0	0	0	171.320	0	171.320
<b>Total Général</b>	<b>25.747.814</b>	<b>20.734.620</b>	<b>1.728.431.095</b>	<b>284.212.389</b>	<b>21.183.614</b>	<b>2.080.309.533</b>

**TABEAU 20 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (SUR BASE DES PROJETS PRESSSENTIS - PÉRIODE 2023 À 2028)**

On constate donc une répartition assez différente des besoins déclarés par les GRD :



**GRAPHIQUE 38 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR CODE DE MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (SUR BASE DES PROJETS PRESSSENTIS - PÉRIODE 2023 À 2028)**



Il faut cependant être conscient que cet exercice de comparaison présente des limites. Si, objectivement, les nécessités d'investissement sont légitimement influencées par des conditions historiques induisant des motivations techniques spécifiques, il faut également reconnaître qu'il n'est pas toujours aisé d'isoler nommément le trigger principal d'investissement. Comme déjà signalé précédemment, les travaux sont souvent le fruit de la conjugaison de multiples facteurs. On ne peut donc nier un certain risque de subjectivité dans la définition de la motivation dite « principale ».

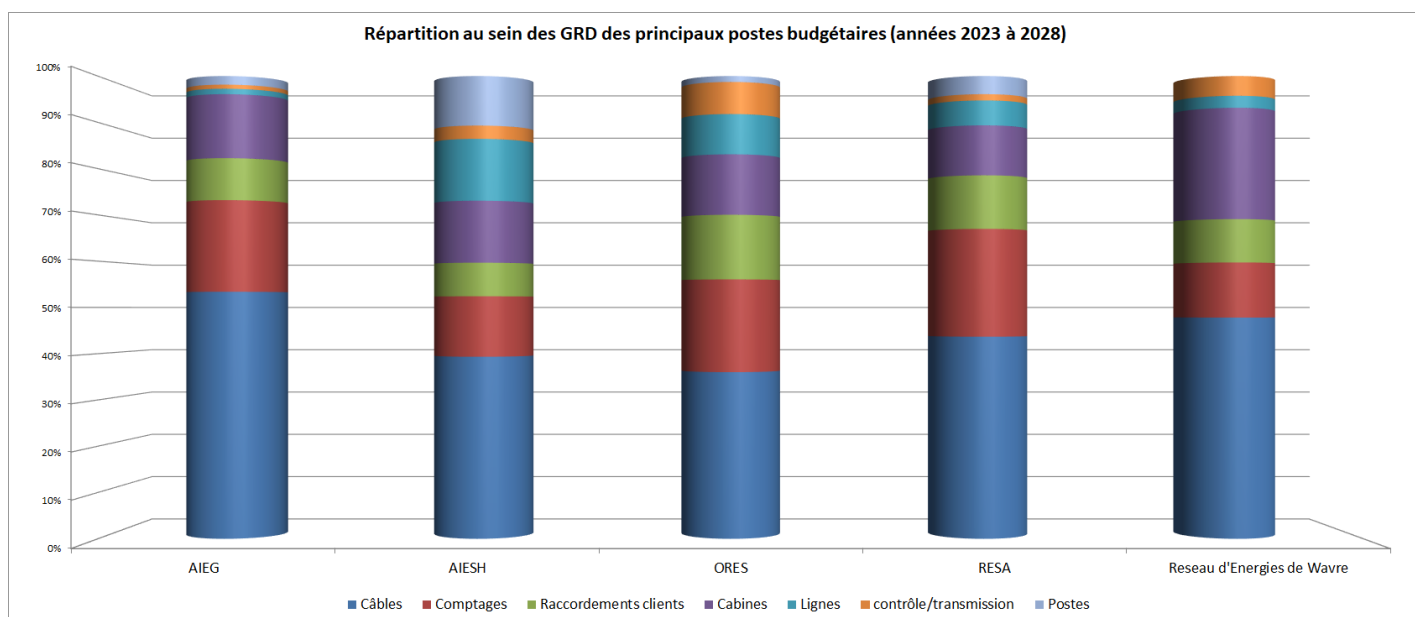
### Les postes budgétaires

Sur la même période 2023-2028, la répartition des budgets par GRD est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général
Câbles	13.743.944	8.156.500	622.359.490	124.111.171	10.125.641	778.496.746
Comptages	5.098.870	2.709.020	346.488.991	66.224.252	2.524.237	423.045.371
Raccordements clients	2.335.000	1.505.500	241.405.743	32.889.739	1.983.814	280.119.796
Cabines	3.559.000	2.777.500	225.728.730	30.693.578	5.095.852	267.854.660
Lignes	302.000	2.771.100	150.365.043	15.294.157	549.859	169.282.159
contrôle/transmission	229.000	595.000	119.866.603	3.840.925	904.211	125.435.739
Postes	480.000	2.220.000	22.216.495	11.158.567	0	36.075.062
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0
<b>Total général</b>	<b>25.747.814</b>	<b>20.734.620</b>	<b>1.728.431.095</b>	<b>284.212.389</b>	<b>21.183.614</b>	<b>2.080.309.533</b>
%	1%	1%	83%	14%	1%	100%

**TABEAU 21** RÉPARTITION PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2023 A 2028)

À l'instar de la situation rencontrée en termes d'éléments de motivation, dans ce domaine également, les différents GRD possèdent des besoins légèrement différents :



**GRAPHIQUE 39** RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2023 À 2028)

### 1.10.6. Les besoins en capacité

#### L'évolution de la charge (prélèvement)

Pour s'assurer de l'adéquation des plans en termes de prélèvements, la CWaPE a accordé une attention particulièrement vigilante à l'analyse :

- Des mesures effectuées par les GRD au niveau des principaux feeders MT ;
- De la dernière version disponible du plan de prévision des consommations électriques à 7 ans (également appelé « PP7 » ou « cahiers noirs ») au niveau des postes Elia. Fruit d'une concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, basé sur les mesures de l'hiver 2020 et les prévisions pour l'hiver 2021-2022, ce document constitue un pilier essentiel sur lequel l'examen est fondé ;
- Comme convenu avec les GRD et Elia, le document de base ayant servi pour l'analyse des données GRD est la version datée du 27 septembre 2021, transmise par la CWaPE à tous les GRD par un courriel daté du 24 février 2022. Il s'agit de la dernière édition disponible et ayant été utilisée pour l'analyse du dernier plan d'adaptation 2022-2029 d'Elia. Cette manière de procéder garantit la meilleure cohérence des scénarii retenus par le gestionnaire des réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution. Elle évite également tout décalage temporel dans les hypothèses retenues par les différentes parties. À noter cependant que certains GRD ont actualisé ces données (essentiellement l'année de réalisation des travaux) tenant compte des réunions de coordination tenues avec ELIA dans les derniers mois. Tenant compte de ces derniers éléments, la situation sera également réexaminée dans les prochaines semaines par la CWaPE lors de l'examen du nouveau plan de développement du transport local d'ELIA.
- Concernant les scénarii de développement des nouveaux usages (essentiellement véhicules électriques et pompes à chaleur) et l'ampleur des renforcements qu'ils induiraient sur les réseaux, le lecteur est renvoyé aux réserves formulées ci-avant. Comme déjà précisé, ce point fera l'objet de discussions ultérieures avec les GRD, notamment dans le cadre de l'établissement de la prochaine méthodologie tarifaire.

#### Les feeders

En vue d'anticiper, au terme de la période couverte par les plans d'adaptation, d'éventuels problèmes de congestion (surcharges) dans les réseaux de distribution, la charge maximale enregistrée en 2021 sur les principaux « feeders » a été extrapolée par les GRD sur base d'un taux d'accroissement attendu (généralement accroissement variant de 0 à 1 % par an selon l'estimation du GRD). Par « feeders », il faut entendre les liaisons principales partant d'un poste MT ou d'un « PODE ».

Dans presque la totalité des cas, cette liaison est protégée par un disjoncteur motorisé et télé-signalé. Elle alimente soit :

- Les nœuds de « PODE » (poste déporté) ou de « dispersion » ;
- Deux nœuds de dispersion ;
- Le réseau MT de distribution à partir de nœuds de dispersion.

L'analyse s'est focalisée sur les conducteurs constituant l'ossature principale des réseaux de distribution, excluant par définition les liaisons dédiées au raccordement individuel d'URD (en prélèvement ou en injection).

Concernant les feeders, les mesures effectuées lors de l'hiver 2021 sont comparées au regard de la capacité maximale admissible des feeders, à savoir le réglage nominal du disjoncteur. Tenant compte d'une estimation annuelle des prélèvements, ce coefficient est extrapolé à l'hiver 2028. Les résultats sont repris dans les tableaux et schémas ci-après.

	N feeders monitorés	mesures 2021							extrapolation 2028						
		= ou + de 100 %	entre 95 % (=) et 100 %	entre 90 % (=) et 95 %	entre 80 % (=) et 90 %	entre 70 % (=) et 80 %	entre 60 % (=) et 70 %	moins de 60 %	= ou + de 100 %	entre 95 % (=) et 100 %	entre 90 % (=) et 95 %	entre 80 % (=) et 90 %	entre 70 % (=) et 80 %	entre 60 % (=) et 70 %	moins de 60 %
AIEG	27							27						1	26
AIESH	23						1	22				1	1	1	20
ORES	2.149					1	13	2.135					6	24	2.119
Reseau d'Energies de Wavre	21							21							21
RESA	407	1	1	1	6	8	24	366		1		3	8	17	378
	2.627	1	1	1	6	9	38	2.571	0	1	0	4	15	43	2.564

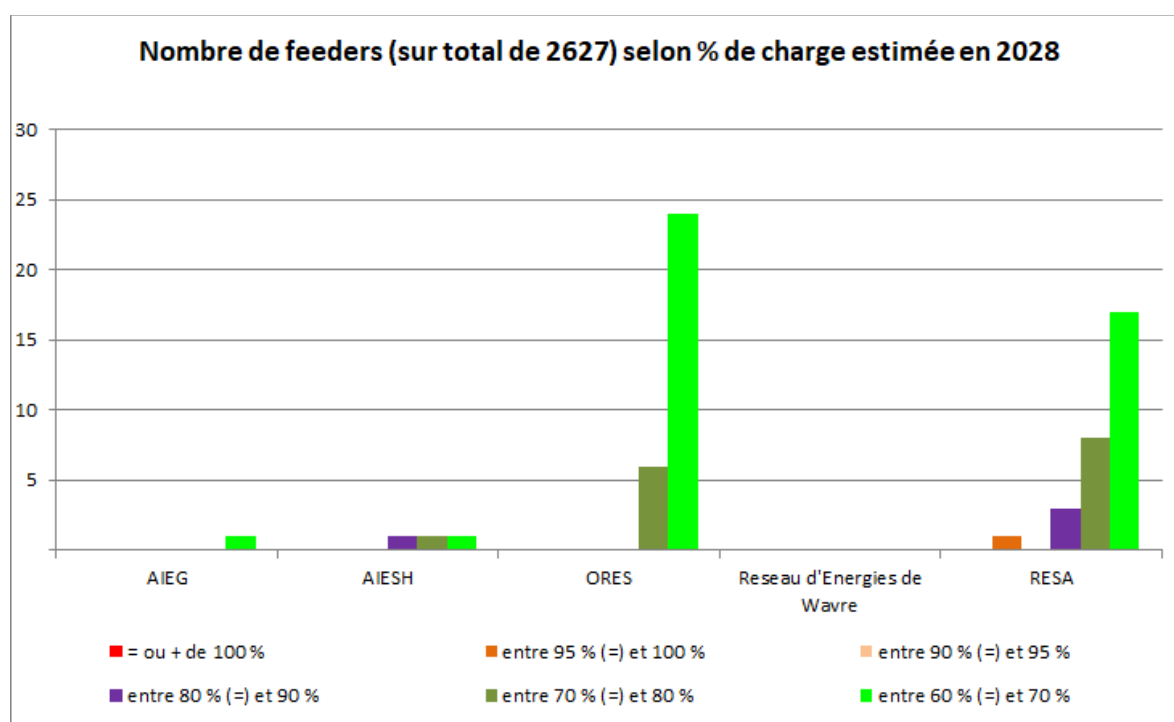
**TABEAU 22 CHARGE DES FEEDERS PRINCIPAUX : MESURES MAX 2021 ET EXTRAPOLATIONS 2028**

In fine, près de 98 % des feeders devraient, à l'horizon 2028, connaître une pointe de charge de moins de 60 % de leur capacité maximale.

	= ou + de 100 %	Entre 95 % (=) et 100 %	Entre 90 % (=) et 95 %	Entre 80 % (=) et 90 %	Entre 70 % (=) et 80 %	Entre 60 % (=) et 70 %	Moins de 60 %
Nombre de feeders concernés	0	1	0	4	15	43	2.564
en %	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,6%	1,6%	97,6%

**TABEAU 23 RÉPARTITION DU % DE CHARGE MAX DES FEEDERS PRINCIPAUX À L'HORIZON 2028**

La répartition des 63 feeders dont la charge estimée à l'horizon 2028 devrait dépasser 60% de sa capacité maximale est la suivante :



**GRAPHIQUE 40 RÉPARTITION DES FEEDERS AVEC CHARGE ESTIMÉE À L'HORIZON 2028 SUPERIEURE À 60 %**

Seul RESA compte donc un feeder dont la charge pourrait être estimée à plus de 90% à l'horizon 2028. Ce feeder alimenté à partir de la sous-station de Bressoux fait l'objet d'une surveillance particulière. Le remplacement des câbles de liaison entre la sous-station de Bressoux et la cabine divisionnaire concernée pourrait être envisagé en cas de situation problématique.

### La frontière des réseaux de transport (local) / de distribution

L'analyse a également été complétée par la comparaison entre les données fournies :

- Par des GRD concernés par certains travaux à l'interface des réseaux de transport ;
- Par Elia en se basant sur les données telles que reprises dans le dernier plan d'adaptation 2022-2029.

Leur cohérence technique et leur synchronisation en termes de délais ont été vérifiées. Certaines divergences ont été identifiées mais elles s'expliquent essentiellement en raison du fait que les hypothèses prévalant lors de l'établissement du dernier plan d'Elia (soit celles définies en septembre 2021) ont été actualisées et revues en concertation avec les GRD lors de nouvelles réunions de concertation. Ce point sera réactualisé fin 2022, lors de l'examen du prochain plan d'Elia touchant le RTL.

En termes de projets nominatifs pressentis en parallèle avec les investissements ELIA, la situation attendue est la suivante :

En nombre de projets, sachant qu'un même projet peut se prolonger sur plusieurs années :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
AIEG	1	1					2
ORES	7	6	9	8	9	8	47
RESA	6	1	1	1	1	1	11
Total général	14	8	10	9	10	9	60

TABLEAU 24 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2023 À 2028)

En montant (euros) d'investissements :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
AIEG	85.000 €	260.000 €					345.000 €
ORES	2.073.272 €	2.579.879 €	5.394.602 €	4.081.452 €	3.157.343 €	5.047.656 €	22.334.205 €
RESA	9.820.690 €	5.463.231 €	5.572.496 €	5.683.946 €	5.797.625 €	5.913.577 €	38.251.565 €
Total général	11.978.962 €	8.303.110 €	10.967.098 €	9.765.398 €	8.954.968 €	10.961.234 €	60.930.769 €

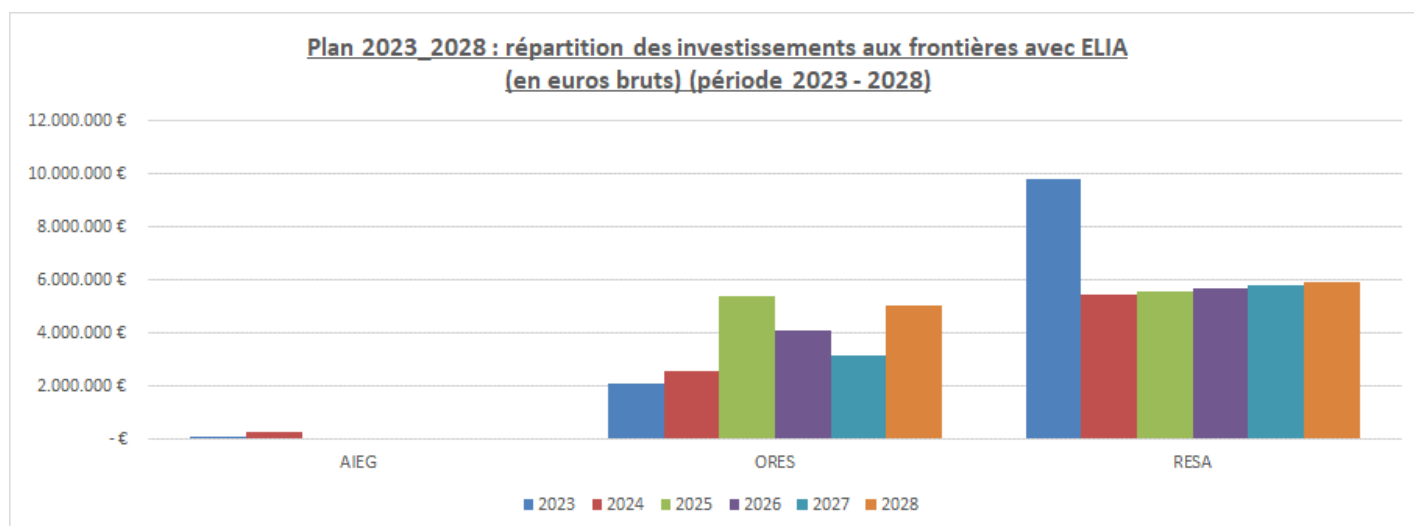
TABLEAU 25 ÉVOLUTION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2023 À 2028)

Travaux concernés :

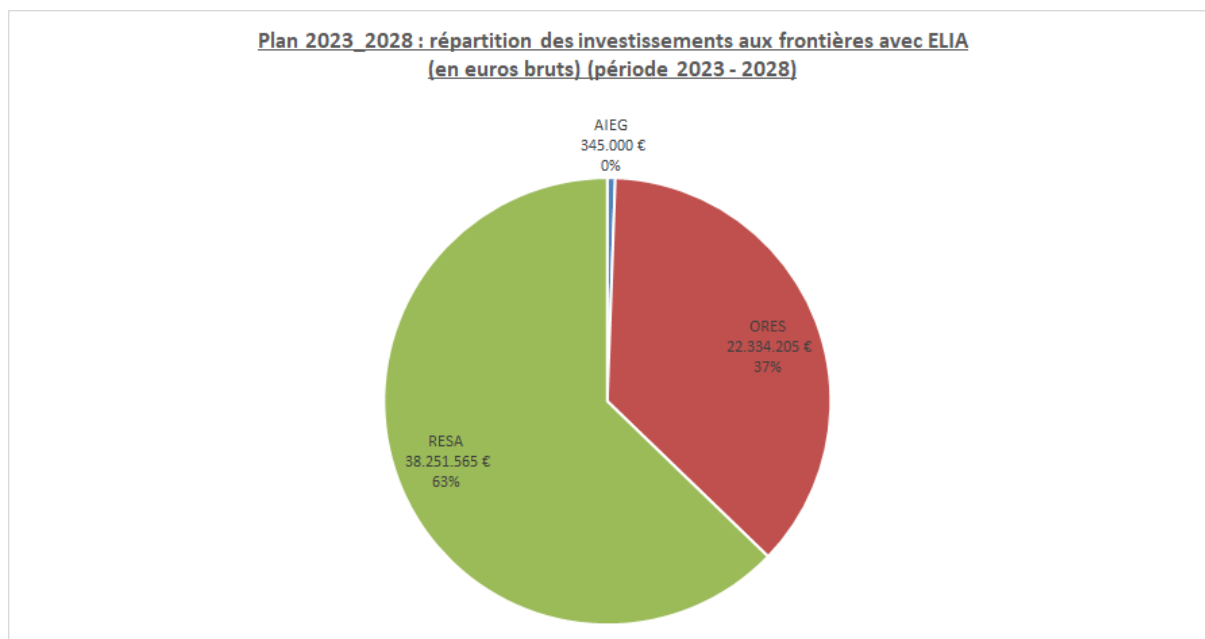
GRD	Description des travaux	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
AIEG	Renouvellement poste Couvin		260.000 €					260.000 €
	Viroinval renforcement COUVIN	85.000 €						85.000 €
	Total AIEG	85.000 €	260.000 €					345.000 €
ORES	Poste de MONCEAU 9921		30.000 €	1.339.653 €	513.748 €			1.883.401 €
	Poste de BRAINE L'ALLEUD 60110		30.000 €	1.478.573 €	337.160 €			1.845.732 €
	Poste d'Elouges	30.000 €	1.199.765 €	463.232 €				1.692.997 €
	Poste de MONS 8006			30.000 €	1.137.229 €	429.736 €		1.596.965 €

	Poste de Jemappes					30.000 €	1.502.770 €	1.532.770 €
	Poste de Marche : remplacement TCC				30.000 €	995.564 €	379.927 €	1.405.491 €
	Poste de WAYS 7925				30.000 €	1.008.294 €	359.548 €	1.397.842 €
	Poste de Ciney	1.007.540 €	362.912 €					1.370.452 €
	Poste AUBANGE 22990 – Cf. PODE ATHUS			1.239.179 €				1.239.179 €
	Poste de Villers-sur-Semois					30.000 €	1.153.202 €	1.183.202 €
	Poste des Plenesses			30.000 €	773.042 €	292.039 €		1.095.081 €
	Poste de Quevaucamps			30.000 €	745.147 €	311.710 €		1.086.857 €
	Poste de Amel	30.000 €	735.954 €	279.952 €				1.045.906 €
	Poste de Lobbes					30.000 €	937.438 €	967.438 €
	Poste de Mouscron 2	465.107 €	221.248 €					686.355 €
	Poste de Tertre					30.000 €	654.772 €	684.772 €
	Poste de Hatrival/Lorcy				515.126 €			515.126 €
	Pode de Athus 22075			504.014 €				504.014 €
	PO de Farciennes - Rénovation complète du poste	424.168 €						424.168 €
	Déplacement poste de Lixhe	90.692 €						90.692 €
	Poste de Harmignies						30.000 €	30.000 €
	Poste de Braine-le-Comte						30.000 €	30.000 €
	PO Warneton	25.764 €						25.764 €
	<b>Total ORES</b>	<b>2.073.272 €</b>	<b>2.579.879 €</b>	<b>5.394.602 €</b>	<b>4.081.452 €</b>	<b>3.157.343 €</b>	<b>5.047.656 €</b>	<b>22.334.205 €</b>
<b>RESA</b>	Enveloppe non nominative / Sous-Stations		5.463.231 €	5.572.496 €	5.683.946 €	5.797.625 €	5.913.577 €	28.430.875 €
	NSD Bressoux	6.717.275 €						6.717.275 €
	NCR Angleur 15kV	1.421.330 €						1.421.330 €
	NSD Hannut	1.232.541 €						1.232.541 €
	CD HAUTS SARTS	222.617 €						222.617 €
	NSD Seraing 15kV	175.459 €						175.459 €
	Nouvelle S/St Angleur 6kV	51.468 €						51.468 €
	<b>Total RESA</b>	<b>9.820.690 €</b>	<b>5.463.231 €</b>	<b>5.572.496 €</b>	<b>5.683.946 €</b>	<b>5.797.625 €</b>	<b>5.913.577 €</b>	<b>38.251.565 €</b>
<b>Total général</b>		<b>11.978.962 €</b>	<b>8.303.110 €</b>	<b>10.967.098 €</b>	<b>9.765.398 €</b>	<b>8.954.968 €</b>	<b>10.961.234 €</b>	<b>60.930.769 €</b>

TABLEAU 26 LISTE DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA  
(PÉRIODE 2023 À 2028)



GRAPHIQUE 41 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2023 - 2028)



GRAPHIQUE 42 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2023 - 2028)

### L'évolution de la production

L'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière organise les régimes applicables à la compensation financière visée à l'article 26, § 2<sup>ter</sup>, du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'analyse coût-bénéfice visée à l'article 26, § 2<sup>quater</sup>, de ce même décret.

Ces dispositions peuvent être synthétisées comme suit :

- Toute nouvelle unité de production de plus de 250 kW, ou sous certaines conditions toute extension de capacité, doit pouvoir être flexible, c'est-à-dire qu'elle doit pouvoir être modulée par le gestionnaire de réseau pour rencontrer des besoins de sécurité opérationnelle du réseau en cas de congestion, pour autant qu'elle soit susceptible d'injecter (voir situation avec anti-retour) ;
- Toute demande de raccordement qui ne peut être pleinement satisfaite, par le réseau existant ou ses développements programmés, fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice en vue d'évaluer la pertinence de procéder à des investissements sur le réseau (à ce jour, près de 170 cas ont été enregistrés) ;
- Le candidat producteur se voit attribuer de la capacité permanente et/ou flexible ;
- La modulation d'une capacité permanente ouvre le droit, sous certaines conditions, à une compensation financière pour la perte des revenus liée à la contrainte de modulation imposée par le gestionnaire de réseau. Les volumes non produits sont estimés sur base d'une prescription approuvée par la CWaPE.

Vu ces dispositions, l'analyse traditionnellement menée et relative à l'examen des capacités d'accueil de nouveaux projets de production décentralisée et notamment d'injection, sur les réseaux d'Elia, à partir des postes sources, n'est plus menée dans le cadre des plans d'adaptation.

Dans un souci de simplification administrative, les renseignements y relatifs n'ont plus été réclamés dans ce cadre car ils auraient constitué un doublon par rapport aux obligations de rapportage décrites dans les articles 28 et 29 de l'AGW précité qui prévoient respectivement :

*Article 28 :*

*§ 1er. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de volume d'énergie active non produite, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.*

*§ 2. Le raccordement des unités de production décentralisées sur le réseau de distribution, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.*

*§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapports visés aux paragraphes 1er et 2.*

*Article 29 :*

*Chaque gestionnaire de réseau publie sur son site internet la capacité d'injection permanente disponible sur son réseau, calculée suivant la méthodologie établie conformément à l'article 3 § 2, pour chaque ensemble de charges et de sites de production qui est considéré pour la planification du réseau et notamment pour le dimensionnement de la transformation vers la moyenne tension.*

Précisons que ces dispositions pourraient être amenées à évoluer dans le cadre de la mise en œuvre des nouvelles dispositions décrétales en matière de flexibilité technique.

Ces données, examinées dans le cadre de ce rapportage spécifique mis en place en concertation avec les gestionnaires de réseaux, ne sont donc pas analysées dans le cadre de la présente.

### 1.10.7. La fiabilité des réseaux

Des travaux conséquents sont également programmés en vue d'accroître encore le niveau de fiabilité des réseaux. Outre des actions prises en termes de modernisation, de renforcement, de bouclage, de placement d'équipements de mesure et de commande, etc., des modifications spécifiques visent à diminuer le nombre d'interruptions non planifiées d'alimentation dont les utilisateurs ont été victimes.

Les tableaux ci-après reprennent les travaux **nominatifs** pressentis à cette fin :

En nombre de travaux :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
RESA	1	2	2	1	7		13
AIESH	4		1		3	2	10
AIEG	1			1			2
Total général	6	2	3	2	10	2	25

TABEAU 27 ÉVOLUTION PAR GRD DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2023 À 2028)

En montant brut (€) d'investissement :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
RESA	392.979 €	729.518 €	1.096.914 €	271.438 €	1.170.173 €		3.661.023 €
AIESH	547.000 €		255.000 €		319.000 €	220.000 €	1.341.000 €
AIEG	87.000 €			200.000 €			287.000 €
Total général	1.026.979 €	729.518 €	1.351.914 €	471.438 €	1.489.173 €	220.000 €	5.289.023 €

TABLEAU 28 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2023 À 2028)

À ceux-ci s'ajoutent également d'autres projets non nominatifs prévus par ORES, RESA et AIESH, d'un montant total de 13,97 M€ bruts.

### 1.10.8. La qualité de l'alimentation

Des mesures particulières sont également prises en termes de qualité de tension mise à disposition des utilisateurs finals. Des travaux tout aussi conséquents que ceux décrits à l'alinéa précédent sont programmés pour solutionner des problèmes causés par des chutes de tension ou des surtensions.

La CWaPE ne constate aucun projet nominatif en vue de résoudre des problèmes ponctuels décelés. Au global, seul ORES prévoit des enveloppes non nominatives pour pallier des problèmes de cette nature ; au global, le montant brut (€) d'investissement se profile comme suit :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
ORES	2.374.061 €	2.447.620 €	2.533.311 €	2.624.553 €	2.719.035 €	2.794.548 €	15.493.128 €
Total général	2.374.061 €	2.447.620 €	2.533.311 €	2.624.553 €	2.719.035 €	2.794.548 €	15.493.128 €

TABLEAU 29 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS VISANT À SOLUTIONNER DES PROBLÈMES DE QUALITÉ DE TENSION (PÉRIODE 2023 À 2028)

### 1.10.9. Assainissement et sécurité

Dans ce domaine, les deux éléments suivants méritent d'être mis en exergue.

#### Le remplacement des vieilles lignes aériennes en cuivre nu

Depuis de nombreuses années, les GRD déploient des efforts conséquents pour le remplacement des vieilles lignes aériennes (MT et BT) constituées de conducteurs en cuivre nu. Au fil des années, ce genre de lignes risque d'engendrer de manière générale des problèmes potentiels :

- Si leur section est relativement faible, elles peuvent engendrer, outre des problèmes de congestion, des problèmes liés à la qualité de la tension ;
- Constituées de conducteurs dépourvus d'isolation, elles peuvent être sources de problème de sécurité si les distances minimales de sécurité ne devaient plus être respectées. Elles sont également plus sensibles aux risques de court-circuit causés par la végétation ou les oiseaux par exemple.

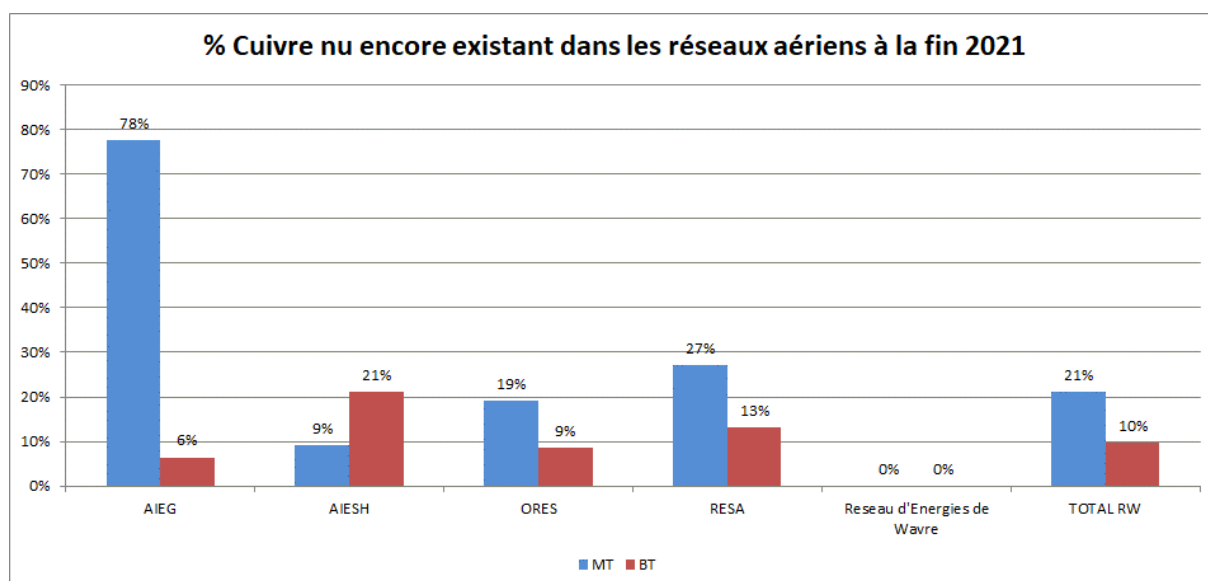


Fin 2021, l'inventaire de ces lignes cuivre nu pouvait se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	TOTAL RW
MT	Longueur totale aérien (Kms)	116	353	3.250	758	0	4.477
	Longueur cuivre nu (Kms)	90	32	620	205	0	947
	long cuivre nu vétuste	10	0	484	98	0	592
	% cuivre nu	78%	9%	19%	27%	-	21%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	0	50	13	0	
	Assainissement	45 ans	-	12 ans	16 ans	-	
BT	Longueur totale aérien (Kms)	515	688	19.222	5.207	142	25.774
	Longueur cuivre nu (Kms)	33	145	1.643	680	0	2.501
	long cuivre nu vétuste	11	50	389	300	0	750
	% cuivre nu	6%	21%	9%	13%	0%	10%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	5	95	11	0	
	Assainissement	17 ans	32 ans	17 ans	62 ans	-	

TABLEAU 30 SITUATION PAR GRD DES RÉSEAUX AÉRIENS EN CUIVRE NU (FIN 2021)

À noter également que toutes les lignes cuivre nu ne sont pas systématiquement problématiques en termes de sécurité, congestion ou problème de tension. Seules les lignes plus anciennes équipées de conducteurs de faible section sont potentiellement critiques. Certaines durées relativement longues calculées pour le remplacement complet de ces infrastructures sont donc à relativiser.



GRAPHIQUE 43 LONGUEUR (EN KM) CUIVRE NU ENCORE EXISTANT DANS LES RÉSEAUX À LA FIN 2021

### Sécurité et mise en conformité aux prescriptions de l'AR du 04/12/2012

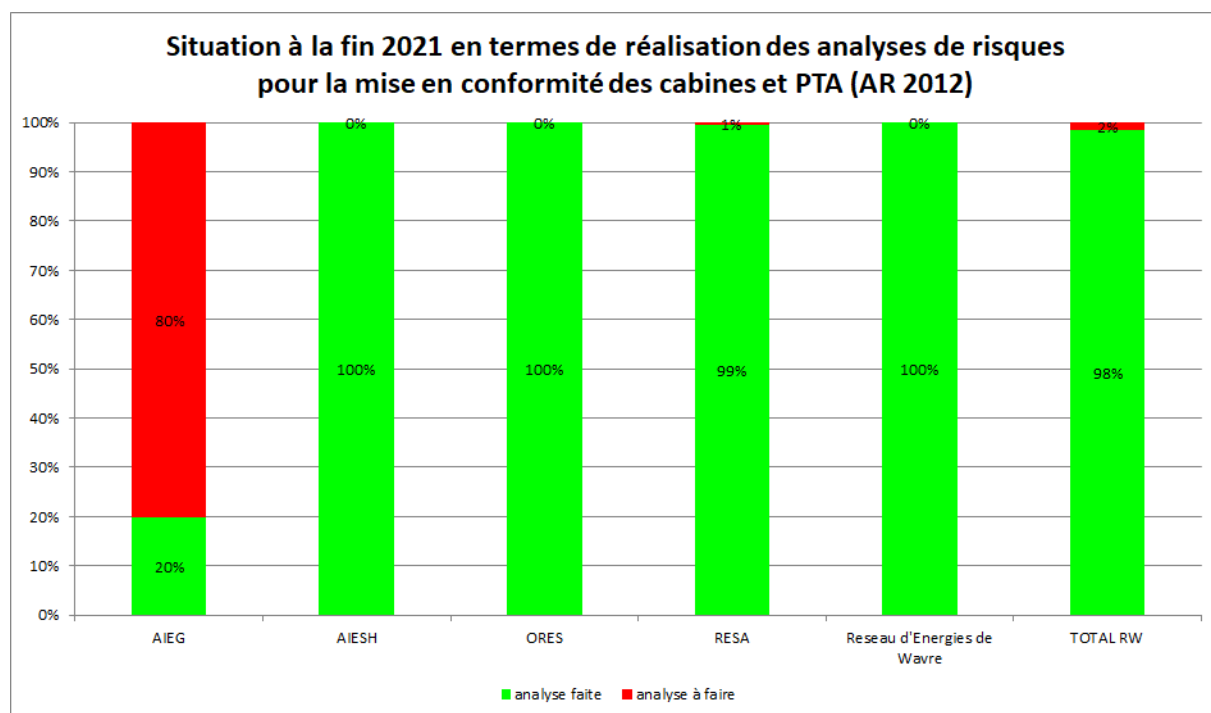
Un autre chantier très conséquent entamé ces dernières années vise la mise en conformité des installations électriques (dont les cabines (MT en postes, PODE et distribution) et PTA) aux prescriptions minimales de sécurité définies par l'AR du 4 décembre 2012 (paru au MB 21.12.2012).

Le bilan détaillé en termes d'analyses des risques peut se résumer comme suit :

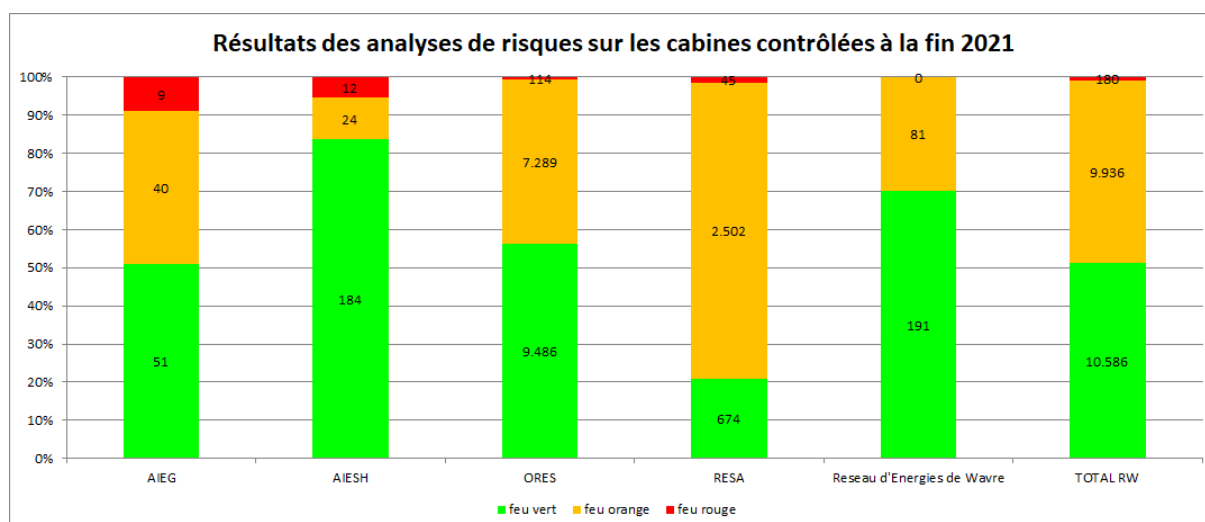
		AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	TOTAL RW
cabines	feu vert	51	184	9.486	674	191	10.586
	feu orange	40	24	7.289	2.502	81	9.936
	feu rouge	9	12	114	45	0	180
	total visitées	100	220	16.889	3.221	272	20.702
	solde à visiter	194	0	0	23	0	217
PTA	feu vert	0	309	3.005	344	0	3.658
	feu orange	0	0	2.765	887	0	3.652
	feu rouge	0	0	10	8	0	18
	total visités	0	309	5.780	1.239	0	7.328
	solde à visiter	210	0	0	0	0	210
Total à visiter		504	529	22.669	4.483	272	28.457
Total visité		100	529	22.669	4.460	272	28.030
solde à visiter		404	0	0	23	0	427
en %		80%	0%	0%	1%	0%	2%

TABLEAU 31 SITUATION PAR GRD RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES ET MISE EN CONFORMITÉ (AR 2012) DES CABINES ET PTA (FIN 2021)

La CWaPE constate que, dans cette matière de compétence fédérale, l'AIEG enregistre du retard par rapport aux autres GRD.



GRAPHIQUE 44 SITUATION EN TERMES DE RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2021)



GRAPHIQUE 45 RÉSULTAT DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2021)

Le code couleur utilisé ci-dessus peut être interprété de deux façons :

- Vert : risque faible / conforme ;
- Orange : risque élevé / non conforme mais non critique ;
- Rouge : risque très élevé / non conforme et jugé critique (mise en conformité prioritaire).

Si nous regroupons les deux motivations principales (à savoir les raisons de sécurité et la mise en conformité des cabines), ce sont près de 118,7 M€ d'investissements qui sont programmés pour couvrir les six années à venir :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
ORES	€ 13.320.214	€ 13.933.369	€ 15.133.855	€ 15.868.810	€ 16.936.110	€ 18.125.713	€ 93.318.071
RESA	€ 1.649.497	€ 2.404.762	€ 3.190.552	€ 2.837.860	€ 2.718.612	€ 3.162.520	€ 15.963.803
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 694.386	€ 710.010	€ 1.603.118	€ 713.222	€ 733.063	€ 732.580	€ 5.186.379
AIESH	€ 445.000	€ 1.040.000	€ 1.070.000	€ 260.000	€ 200.000	€ 400.000	€ 3.415.000
AIEG	€ 180.000	€ 463.000	€ 74.000	€ 66.000	€ 0	€ 0	€ 783.000
Total général	€ 16.289.097	€ 18.551.141	€ 21.071.525	€ 19.745.893	€ 20.587.786	€ 22.420.813	€ 118.666.254

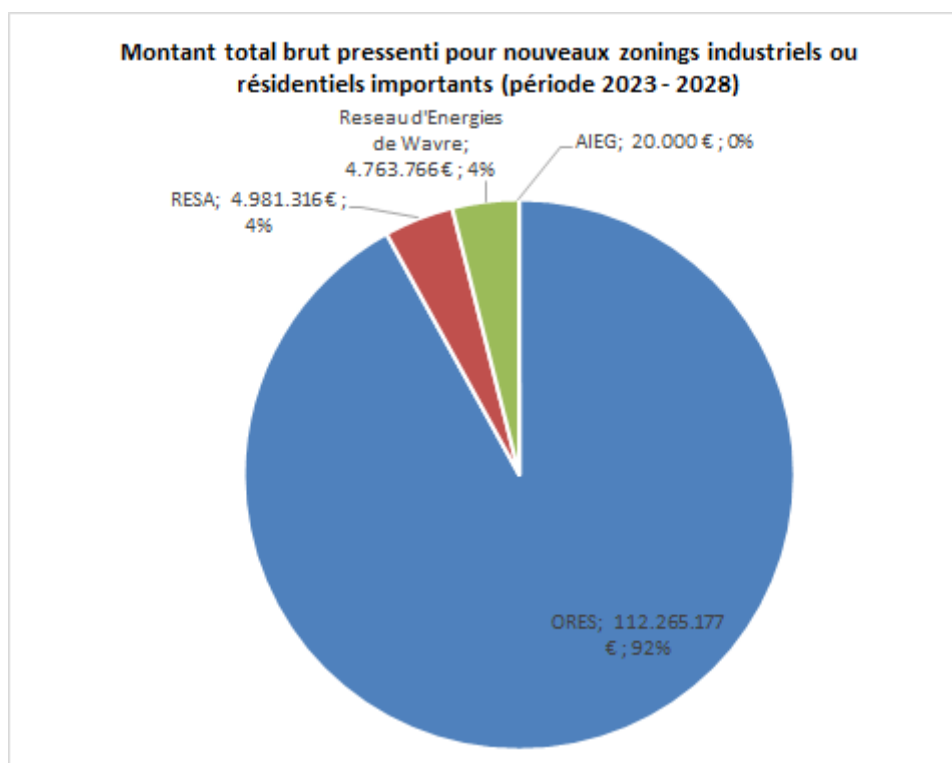
TABLEAU 32 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS PRESENTIS POUR L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ Y COMPRIS DES CABINES (PÉRIODE 2023 À 2028)

#### 1.10.10. Les lotissements et zones d'activité économique

Un certain nombre de zonings industriels et lotissements résidentiels sont retenus dans les plans des différents GRD. Il s'agit, la plupart du temps, de projets portés par des promoteurs qui se sont fait connaître, notamment par le biais d'une demande d'étude. La réalisation de travaux nécessaires à l'alimentation de ces nouveaux centres est subordonnée à la commande ferme du demandeur, laquelle n'est jamais garantie. C'est essentiellement pour cette raison que, pour ce genre de travaux, les GRD travaillent par enveloppes budgétaires estimées sur base des réalisations des années précédentes et des projets immobiliers connus. Outre les projets nominatifs identifiés pour la période 2023-2028, le solde est pour majeure partie constitué d'enveloppes non nominatives.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total général
<b>Nominatif</b>	<b>2.471.181 €</b>	<b>788.348 €</b>	<b>790.981 €</b>	<b>791.351 €</b>			<b>4.841.861 €</b>
Réseau d'Energies de Wavre	773.742 €	788.348 €	790.981 €	791.351 €			3.144.421 €
RESA	1.677.440 €						1.677.440 €
AIEG	20.000 €						20.000 €
<b>Non nominatif</b>	<b>17.975.128 €</b>	<b>19.736.317 €</b>	<b>19.327.436 €</b>	<b>19.526.275 €</b>	<b>20.339.468 €</b>	<b>20.283.774 €</b>	<b>117.188.399 €</b>
ORES	17.975.128 €	18.753.488 €	18.541.174 €	18.897.265 €	19.026.361 €	19.071.760 €	112.265.177 €
RESA		982.829 €	786.263 €	629.010 €	503.208 €	402.567 €	3.303.876 €
Réseau d'Energies de Wavre					809.899 €	809.447 €	1.619.345 €
<b>Total général</b>	<b>20.446.310 €</b>	<b>20.524.665 €</b>	<b>20.118.417 €</b>	<b>20.317.626 €</b>	<b>20.339.468 €</b>	<b>20.283.774 €</b>	<b>122.030.260 €</b>

**TABEAU 33 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS (NOMINATIFS ET NON NOMINATIFS) VISANT LE RACCORDEMENT DE ZONINGS INDUSTRIELS OU LOTISSEMENTS RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2023 À 2028)**



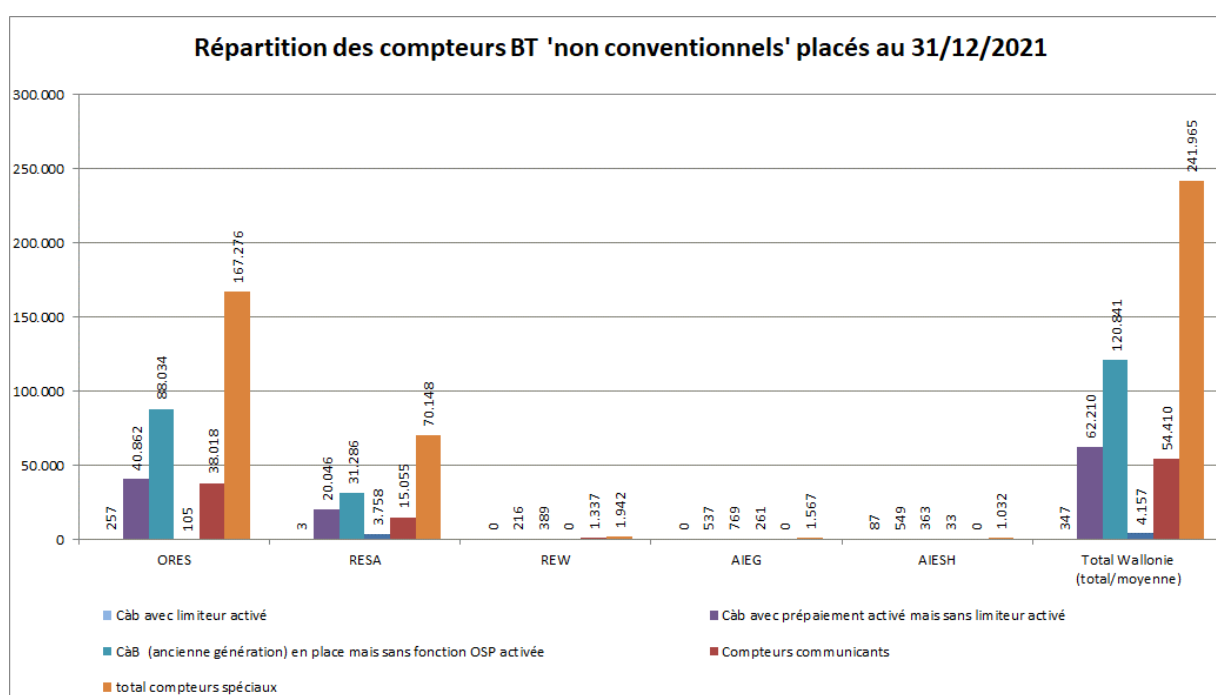
**GRAPHIQUE 46 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR % DE CHARGE DES MONTANTS DEDICACÉS AUX NOUVEAUX ZONINGS INDUSTRIELS OU RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2023 À 2028)**

### 1.10.11. Les compteurs non conventionnels

Sur base des données communiquées dans le cadre du suivi des OSP, le tableau ci-dessous reprend l'état de la situation en termes de compteurs BT non conventionnels installés à la date du 31 décembre 2021 :

	Càb avec limiteur activé	Càb avec prépaiement activé mais sans limiteur activé	CàB sans fonction OSP activée	Compteurs BT AMR/MMR	Compteurs intelligents	Total compteurs non conventionnels	% de CAB en fonction sans fonction CAB activée
ORES	257	40.862	88.034	105	38.018	142.652	68%
RESA	3	20.046	31.286	3.758	15.055	56.734	61%
REW	0	216	389	0	1.337	2.072	64%
AIEG	0	537	769	261	0	1.562	59%
AIESH	87	549	363	33	0	1.647	36%
Total Wallonie (total/moyenne)	347	62.210	120.841	4.157	54.410	204.667	66%

TABLEAU 34 LES COMPTEURS BT NON CONVENTIONNELS INSTALLÉS (SITUATION AU 31/12/2021)

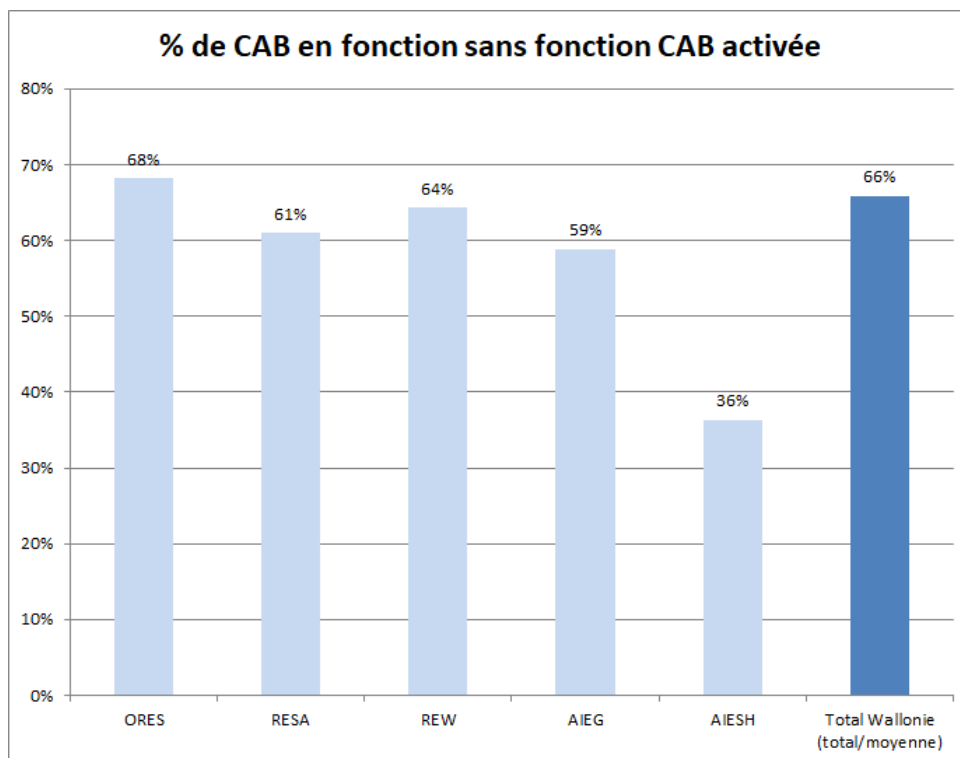


GRAPHIQUE 47 RÉPARTITION DES COMPTEURS BT 'NON-CONVENTIONNELS' PLACÉS AU 31/12/2021

#### Les compteurs à budgets :

Il est à noter que plus de 183.000 compteurs à budget étaient installés à la fin 2021 et que :

- 65,9 % de ceux-ci ne remplissent aucune fonction « sociale » et pourraient donc être remplacés par des compteurs intelligents classiques, ce pourcentage étant relativement stable chez tous les GRD, à l'exception de l'AIESH :

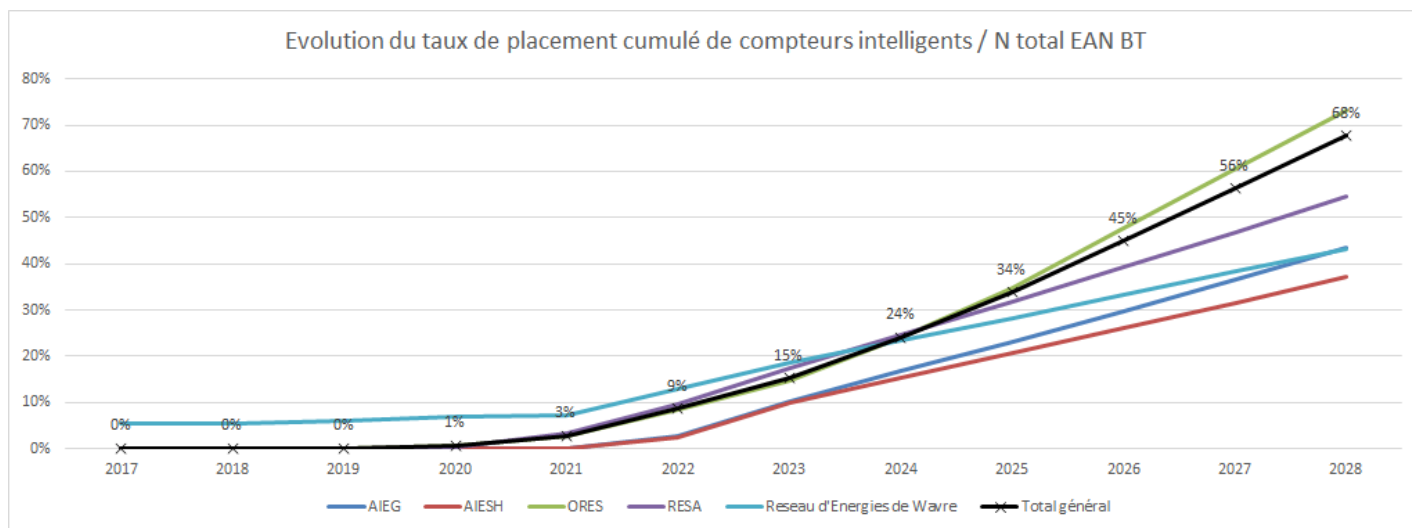


GRAPHIQUE 48 RÉPARTITION DES CÂB SANS FONCTION SOCIALE PLACÉS AU 31/12/2021

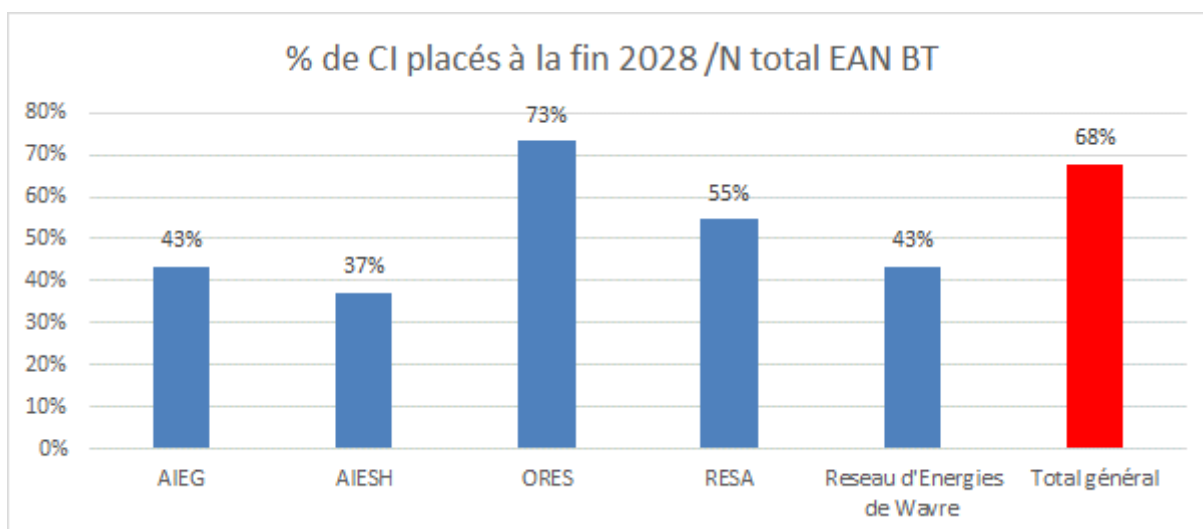
- 33,9 % d'entre eux ont la fonction prépaiement activée mais fonctionnent sans limitation puissance ;
- 0,2 % d'entre eux fonctionnent avec les fonctions prépaiement et limitation de puissance activées. Ce chiffre particulièrement bas s'explique en raison du changement législatif en matière d'OSP survenu dans le courant de l'année 2019.

#### Les compteurs intelligents :

Tenant compte des réserves déjà formulées à ce sujet, on constate donc à ce stade des ambitions assez différentes au regard du chemin envisagé pour atteindre les scénarii développés à l'horizon 2028 :



GRAPHIQUE 49 ÉVOLUTION DU PLACEMENT DE COMPTEURS INTELLIGENTS PAR % N TOTAL EAN BT À L'HORIZON 2028



GRAPHIQUE 50 NOMBRE DE COMPTEURS INTELLIGENTS PLACÉS À L'HORIZON 2028 (EN % DE N TOTAL COMPTEURS BT)

L'horizon 2028 n'est certes qu'une étape intermédiaire sur le chemin du déploiement des compteurs intelligents.

Lors de l'actualisation nécessaire des plans de déploiement, la CWaPE veillera à ce que les perspectives envisagées par les GRD, non seulement rencontrent l'intérêt général et des conditions d'optimisation des coûts et bénéfices mais également soient suffisamment ambitieuses pour atteindre les objectifs rappelés au chapitre 2 et fixés pour 2030 par les récentes modifications du Décret.

### 1.10.12. Les services de flexibilité

Fin 2021[VV1][GN2], le nombre d'URD raccordés sur un réseau de distribution et étant associés à un service de flexibilité dans le cadre des services auxiliaires pouvait se résumer comme suit :

	Nbre d'URD actifs (R1/R3DP/SDR)	P max flex activable (MVA)	N activations au cours de l'année [VV3][GN4]
AIEG	1	2,0	0
AIESH	1	12,0	0
ORES	31	103,1	77
RESA	9	30,3	14
Réseau d'Energies de Wavre	0	0,0	0
<b>Total</b>	<b>42</b>	<b>147,4</b>	<b>91</b>

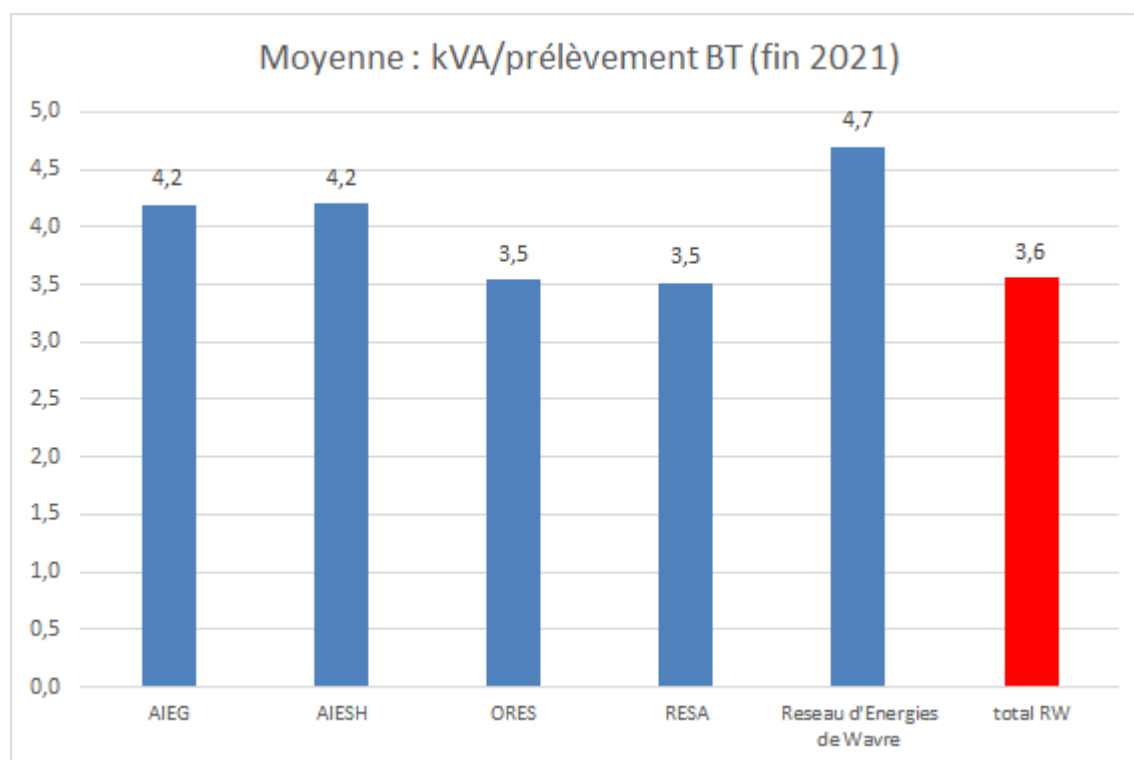
TABLEAU 35 LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (SITUATION AU 31/12/2021)

### 1.10.13. La transformation et autres installations MT

Fin 2021, l'inventaire des infrastructures tel que déclaré par les GRD pouvait se résumer comme suit :

	Cabines GRD : transformation au sol	Cabines GRD : transformation PTA	Nombre points de prélèvements BT	Nombre de transformateurs MT/BT	Puissance totale (en MVA) transformateurs MT/BT
AIEG	208	159	26.024	415	109,0
AIESH	220	309	21.903	529	92,1
ORES	15.314	5.766	1.443.697	21.692	5.105,0
RESA	3.083	1.232	451.385	4.628	1.583,7
Réseau d'Energies de Wavre	272	0	18.358	272	86,3
<b>Total RW</b>	<b>19.097</b>	<b>7.466</b>	<b>1.961.367</b>	<b>27.536</b>	<b>6.976,0</b>

TABLEAU 36 LA TRANSFORMATION ET AUTRES INSTALLATIONS MT (SITUATION AU 31/12/2021)



GRAPHIQUE 51 MOYENNE : KVA/POINT DE PRÉLÈVEMENT BT (FIN 2021)

### 1.10.14. Les postes budgétaires

#### Le budget global

Les chiffres cités dans le tableau ci-dessous se basent essentiellement :

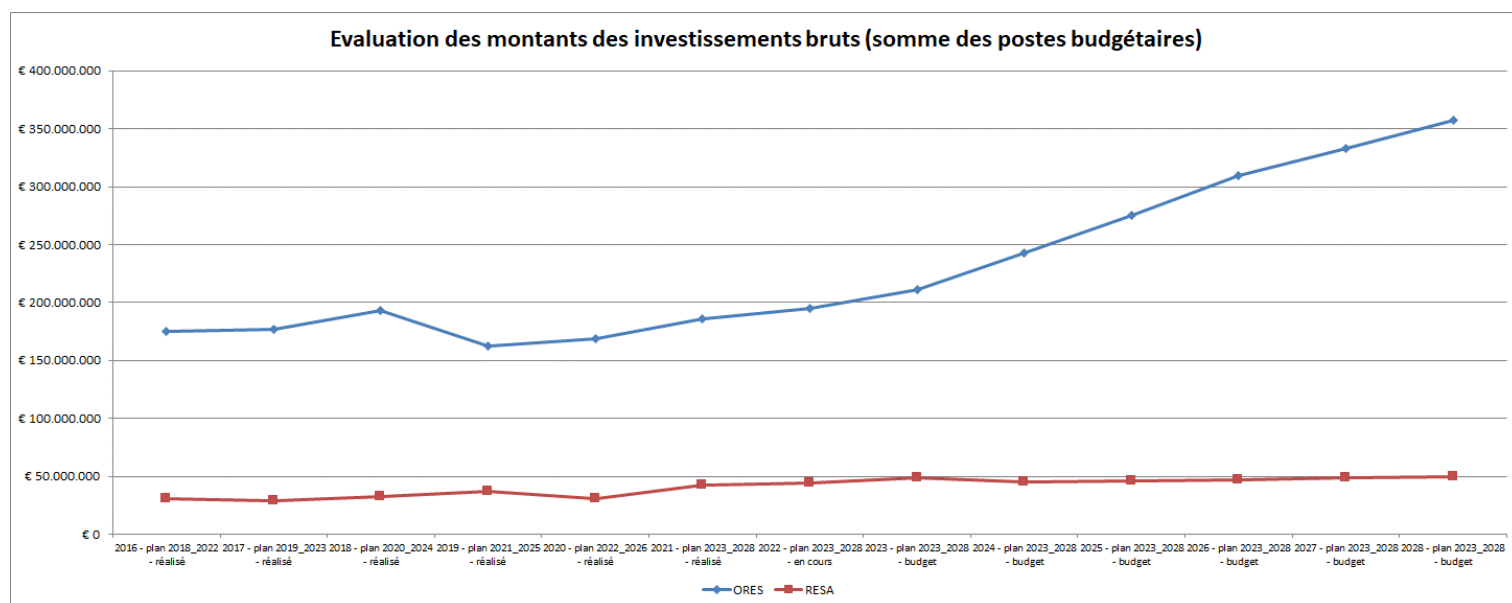
- Sur les réalisés pour les exercices 2016 à 2020 ;
- Sur le budget en cours de l'année 2021 éventuellement corrigé ;



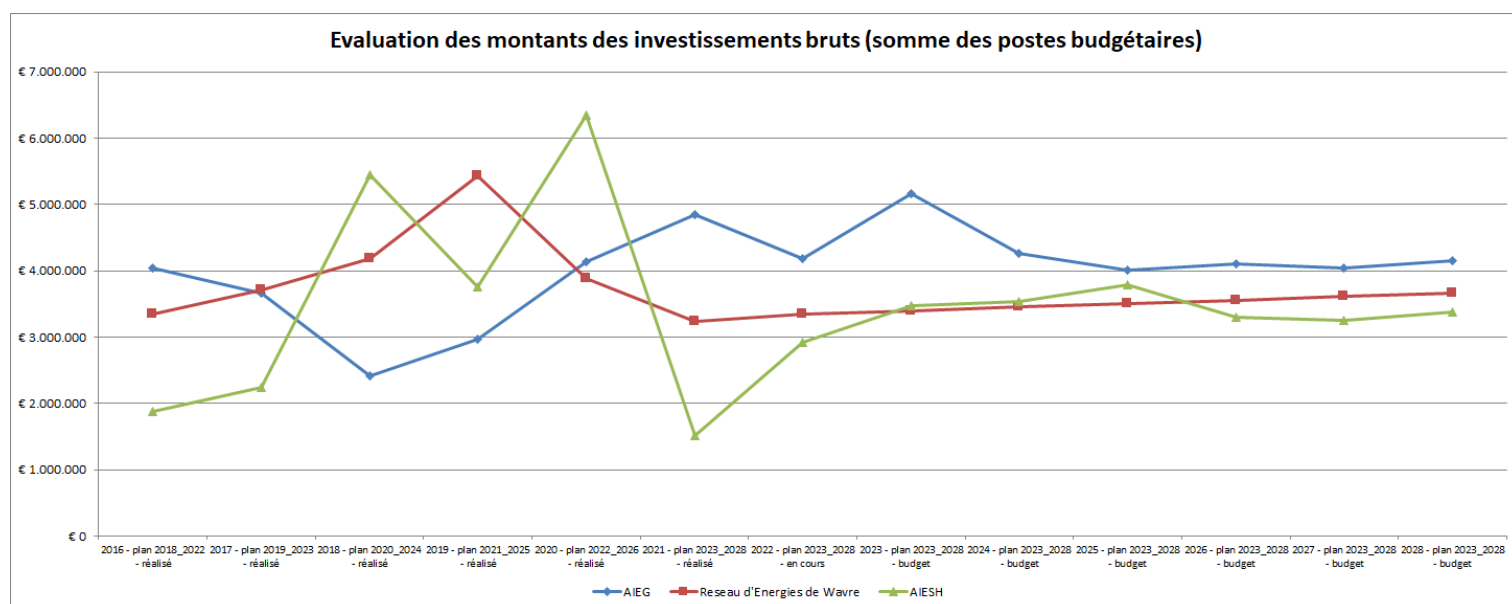
- Sur les valeurs des postes budgétaires reprises dans les plans d'adaptation pour la période 2022 à 2026.

	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
ORES	€ 192.805.872	€ 162.379.980	€ 169.116.541	€ 186.184.527	€ 194.529.649	€ 210.929.302	€ 242.780.431	€ 274.866.289	€ 309.960.893	€ 332.697.335	€ 357.196.846
RESA	€ 32.150.684	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 42.346.030	€ 44.318.536	€ 48.377.219	€ 45.407.650	€ 46.042.822	€ 46.437.220	€ 48.261.052	€ 49.686.426
AIEG	€ 2.413.695	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 4.850.977	€ 4.188.300	€ 5.165.944	€ 4.256.830	€ 4.017.520	€ 4.099.520	€ 4.049.000	€ 4.159.000
Réseau d'Energies de Wavre	€ 4.182.864	€ 5.431.328	€ 3.881.405	€ 3.233.054	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834	€ 3.609.171	€ 3.663.309
AIESH	€ 5.448.076	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 1.517.589	€ 2.924.500	€ 3.477.432	€ 3.535.237	€ 3.783.461	€ 3.297.279	€ 3.258.595	€ 3.382.615
GASELWEST	€ 1.912.302										
Total général	€ 238.913.494	€ 211.731.531	€ 213.758.849	€ 238.132.177	€ 249.311.235	€ 271.350.401	€ 299.431.660	€ 332.213.377	€ 367.350.746	€ 391.875.153	€ 418.088.196

TABLEAU 37 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES  
(EN € - PÉRIODE 2018 À 2028)

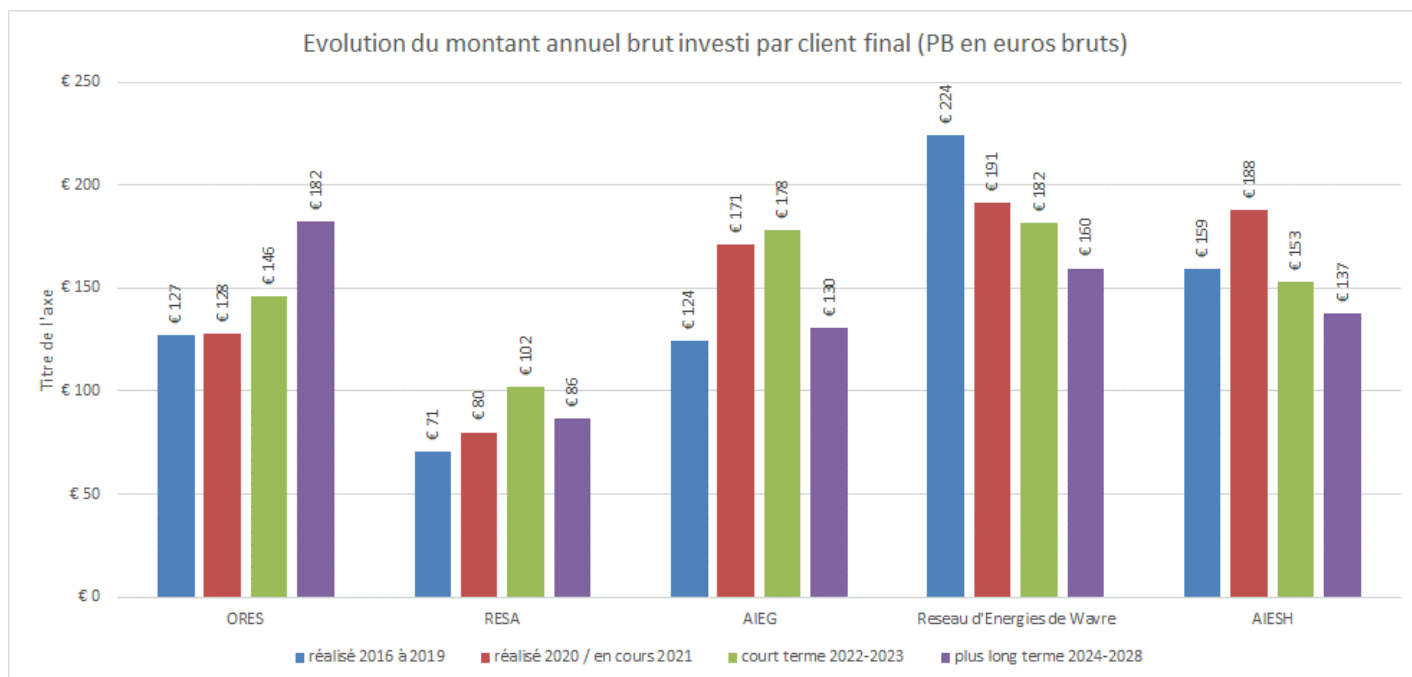


GRAPHIQUE 52 ÉVOLUTION POUR ORES ET RESA DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES  
(EN € SUR PÉRIODE 2016 A 2028)



GRAPHIQUE 53 ÉVOLUTION POUR L'AIEG, REW ET L'AIESH DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (EN € SUR PÉRIODE 2016 A 2028)

Le montant total annuel moyen d'investissements (en euros bruts, c'est-à-dire avant déduction de l'éventuelle intervention des clients, au cours de différents exercices sur la période 2016-2028) calculés sur les postes budgétaires ramené par code EAN est illustré par le graphique ci-dessous :



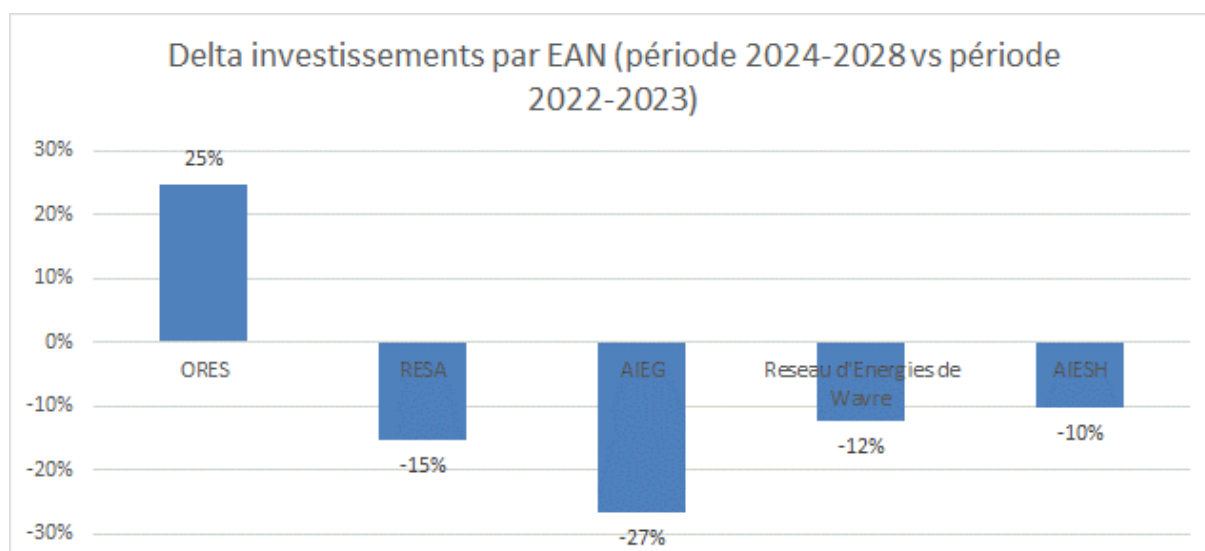
GRAPHIQUE 54 RÉPARTITION GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS<sup>2</sup> DES POSTES BUDGÉTAIRES PAR CODE EAN  
(EN €/EAN (BT+MT) - PÉRIODE 2016 À 2028)

Certaines variations annuelles significatives coïncident avec des budgets exceptionnels visant à faire face à des travaux particulièrement importants comme, par exemple certains travaux consentis aux frontières GRD/Elia (ex. cabines MT postes) ou la construction de PODE. En raison de leur taille, l'AIEG, l'AIESH et REW sont particulièrement impactées par la survenance de tels travaux mais également des aménagements plus modestes comme l'occurrence d'un nombre plus important de lotissements ou de zoning par exemple.

Pour ORES et RESA, on constate une relative stabilité sur la période 2016 à 2021. La crise sanitaire a notamment eu pour effet de freiner une partie des activités ces deux dernières années.

La CWaPE constate qu'ORES prévoit pour la période 2024-2028 une augmentation des investissements (exprimés en €/EAN/an) de l'ordre de 25% par rapport à la période 2022-2023, et se distingue en cela des autres GRD, malgré un contexte similaire. Insistant sur les réserves déjà formulées à plusieurs reprises, ces éléments sont donnés à titre indicatif afin de suivre l'évolution pressentie des investissements au sein de chaque GRD.

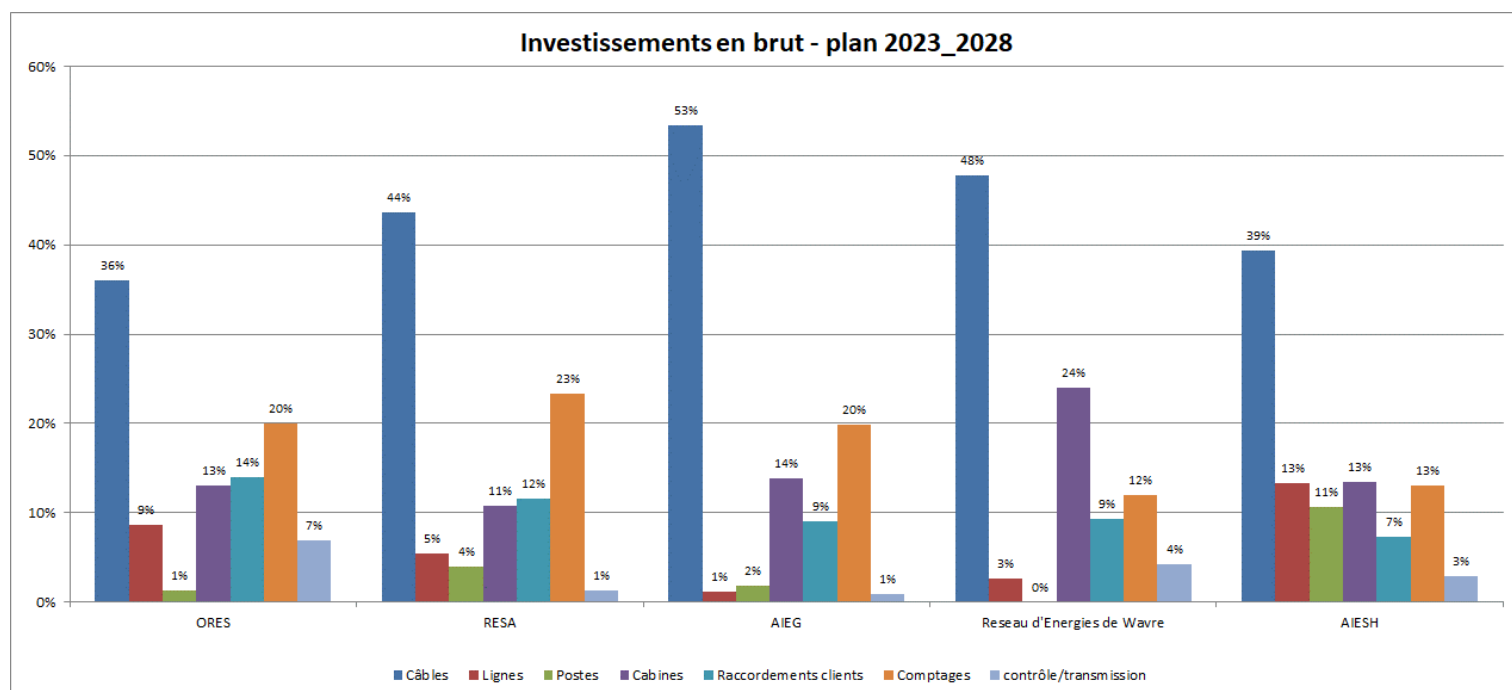
<sup>2</sup> Il est rappelé que les hypothèses d'indexation ne sont pas identiques pour tous les GRD.



GRAPHIQUE 55 DELTA INVESTISSEMENTS DES GRD PAR EAN (PÉRIODE 2024-2028 VS PÉRIODE 2022-2023)

### Les budgets individuels (en total brut)

Le graphique ci-après reprend, par poste budgétaire et par GRD, les proportions de montants bruts alloués à leurs budgets respectifs pour la période 2023-2028 :



GRAPHIQUE 56 RÉPARTITION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2023 À 2028)

Les pages suivantes détaillent, pour les différents GRD, les évolutions chronologiques suivantes :

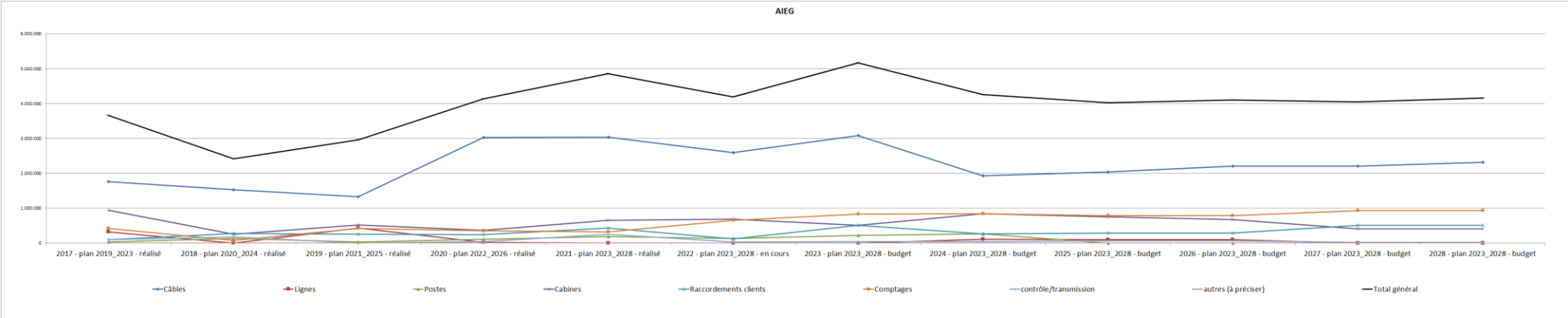
- Les valeurs détaillées des postes budgétaires tels que définis précédemment ;
- Ces mêmes valeurs reprises sous forme d'évolution graphique ;

- Le détail des catégories en « sous-postes budgétaires ». Dans les tableaux y relatifs, pour les cellules surlignées en :
  - Orange : les montants d'investissement qui s'écartent de manière significative de la moyenne calculée sur la période 2017 à 2028 ;
  - Rouge : les valeurs nulles ou négatives ;
  - Jaune : les valeurs relatives à la fin de déploiement de certains types de compteurs BT.

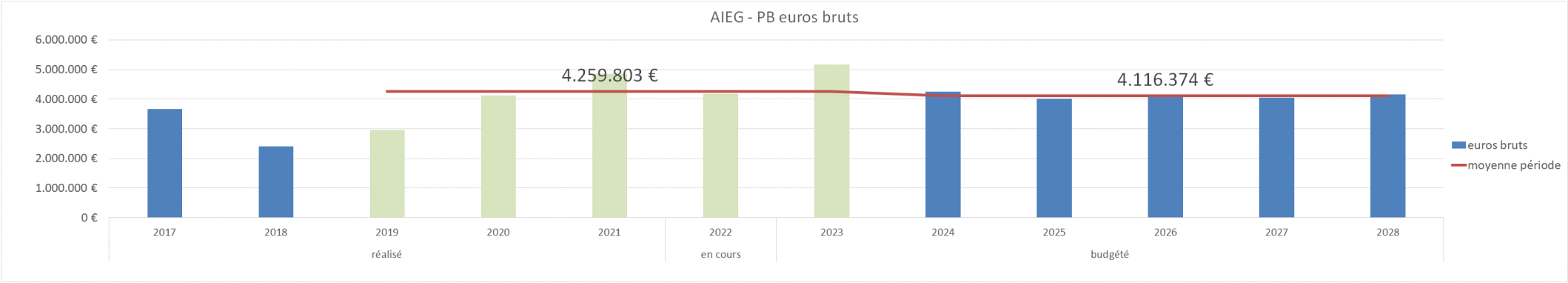
Pour ces cellules, la CWaPE a demandé et obtenu des GRD des explications justifiant leur occurrence. S'agissant de montants bruts, les valeurs négatives s'expliquent notamment par une régularisation « *ex-post* » suite à une imputation trop conséquente l'année précédente ou une ventilation différente entre différents postes budgétaires au regard des recettes enregistrées pour des opérations différentes : ex. raccordement d'un zoning ventilé en câbles, lignes, cabines, raccordements, ...

AIEG

AIEG	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	1.753.664	1.529.025	1.323.609	3.026.928	3.034.477	2.589.300	3.073.944	1.920.000	2.040.000	2.200.000	2.200.000	2.310.000
Lignes	317.749	0	431.975	13.099	0	0	0	102.000	100.000	100.000	0	0
Postes	33.278	123.000	25.798	105.000	180.000	125.000	220.000	260.000	0	0	0	0
Cabines	942.084	248.000	516.260	359.000	645.500	681.000	505.000	834.000	746.000	668.000	403.000	403.000
Raccordements clients	98.852	270.400	248.657	236.130	431.000	115.000	500.000	265.000	285.000	285.000	500.000	500.000
Comptages	417.323	72.770	415.692	349.645	315.000	648.000	832.000	837.830	786.520	786.520	928.000	928.000
contrôle/transmission	96.000	170.500	0	42.000	245.000	30.000	35.000	38.000	60.000	60.000	18.000	18.000
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.658.951	2.413.695	2.961.991	4.131.802	4.850.977	4.188.300	5.165.944	4.256.830	4.017.520	4.099.520	4.049.000	4.159.000



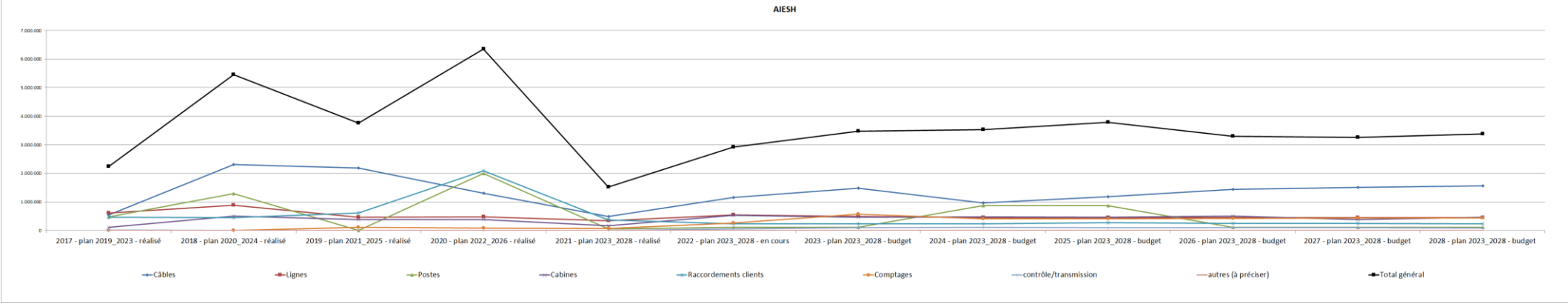
AIEG	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
<b>Câbles</b>	<b>1.753.664</b>	<b>1.529.025</b>	<b>1.323.609</b>	<b>3.026.928</b>	<b>3.034.477</b>	<b>2.589.300</b>	<b>3.073.944</b>	<b>1.920.000</b>	<b>2.040.000</b>	<b>2.200.000</b>	<b>2.200.000</b>	<b>2.310.000</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.369.367	1.228.750	1.129.584	2.391.928	2.443.477	1.879.842	2.123.944	1.570.000	1.790.000	1.900.000	1.750.000	1.800.000
Réseau BT	384.297	300.275	194.025	635.000	591.000	709.458	950.000	350.000	250.000	300.000	450.000	510.000
<b>Lignes</b>	<b>317.749</b>	<b>0</b>	<b>431.975</b>	<b>13.099</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>102.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	9.194	0	16.347	13.099	0	0	0	63.000	72.000	72.000	0	0
Réseau BT	308.555	0	415.628	0	0	0	0	39.000	28.000	28.000	0	0
<b>Postes</b>	<b>33.278</b>	<b>123.000</b>	<b>25.798</b>	<b>105.000</b>	<b>180.000</b>	<b>125.000</b>	<b>220.000</b>	<b>260.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	25.798	0	0	25.000	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	118.000	0	96.000	180.000	40.000	145.000	150.000	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	5.000	0	9.000	0	20.000	0	30.000	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	40.000	40.000	80.000	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	33.278	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	35.000	0	0	0	0	0
<b>Cabines</b>	<b>942.084</b>	<b>248.000</b>	<b>516.260</b>	<b>359.000</b>	<b>645.500</b>	<b>681.000</b>	<b>505.000</b>	<b>834.000</b>	<b>746.000</b>	<b>668.000</b>	<b>403.000</b>	<b>403.000</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	213.000	40.000	176.000	80.000	80.000	20.000	60.000	60.000	0	0
Cellules MT	942.084	204.000	189.000	219.000	287.500	446.000	360.000	683.000	539.000	521.000	265.000	265.000
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	44.000	114.260	100.000	182.000	155.000	60.000	131.000	147.000	87.000	138.000	138.000
<b>Raccordements clients</b>	<b>98.852</b>	<b>270.400</b>	<b>248.657</b>	<b>236.130</b>	<b>431.000</b>	<b>115.000</b>	<b>500.000</b>	<b>265.000</b>	<b>285.000</b>	<b>285.000</b>	<b>500.000</b>	<b>500.000</b>
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	28.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	53.600	0	0	0	0	0	150.000	180.000	180.000	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	98.852	188.800	248.657	236.130	431.000	115.000	500.000	115.000	105.000	105.000	500.000	500.000
<b>Comptages</b>	<b>417.323</b>	<b>72.770</b>	<b>415.692</b>	<b>349.645</b>	<b>315.000</b>	<b>648.000</b>	<b>832.000</b>	<b>837.830</b>	<b>786.520</b>	<b>786.520</b>	<b>928.000</b>	<b>928.000</b>
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	17.310	0	15.213	0	0	0	5.830	13.520	13.520	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	351.775	55.460	338.590	290.648	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	10.860	0	13.229	0	315.000	648.000	832.000	832.000	773.000	773.000	928.000	928.000
BT / à budget	54.688	0	63.873	43.783	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>contrôle/transmission</b>	<b>96.000</b>	<b>170.500</b>	<b>0</b>	<b>42.000</b>	<b>245.000</b>	<b>30.000</b>	<b>35.000</b>	<b>38.000</b>	<b>60.000</b>	<b>60.000</b>	<b>18.000</b>	<b>18.000</b>
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	71.000	0	0	108.000	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	15.000	0	0	16.000	0	20.000	20.000	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	36.500	0	0	0	0	0	6.000	36.000	36.000	0	0
RTU et autres équipements télécom	58.000	18.000	0	0	0	0	0	18.000	12.000	12.000	18.000	18.000
Télécontrôle - cab. Réseau	0	35.000	0	0	109.000	10.000	15.000	14.000	12.000	12.000	0	0
Autres équipements "smart"	23.000	10.000	0	26.000	28.000	0	0	0	0	0	0	0
<b>autres (à préciser)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total général</b>	<b>3.658.951</b>	<b>2.413.695</b>	<b>2.961.991</b>	<b>4.131.802</b>	<b>4.850.977</b>	<b>4.188.300</b>	<b>5.165.944</b>	<b>4.256.830</b>	<b>4.017.520</b>	<b>4.099.520</b>	<b>4.049.000</b>	<b>4.159.000</b>



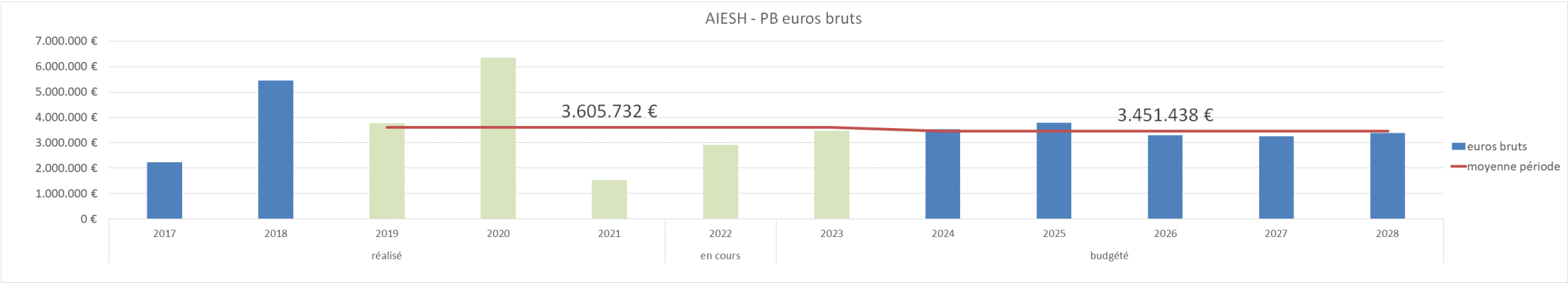


AIESH

AIESH	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	552.392	2.308.445	2.187.840	1.308.903	498.688	1.160.000	1.482.500	968.000	1.190.000	1.440.000	1.507.000	1.569.000
Lignes	615.882	887.481	466.553	473.292	343.529	548.000	488.800	458.500	458.800	455.000	455.000	455.000
Postes	475.655	1.290.241	0	1.993.904	59.626	120.000	120.000	870.000	870.000	120.000	120.000	120.000
Cabines	110.331	507.351	383.340	378.682	170.913	535.000	472.500	480.000	470.000	500.000	387.500	467.500
Raccordements clients	460.149	454.559	615.713	2.092.106	365.500	240.000	242.000	240.000	277.500	254.000	252.000	240.000
Comptages	0	0	111.937	86.912	79.333	257.750	572.882	409.987	418.411	427.029	435.845	444.865
contrôle/transmission	22.573	0	0	9.955	0	63.750	98.750	108.750	98.750	101.250	101.250	86.250
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	2.236.981	5.448.076	3.765.383	6.343.754	1.517.589	2.924.500	3.477.432	3.535.237	3.783.461	3.297.279	3.258.595	3.382.615



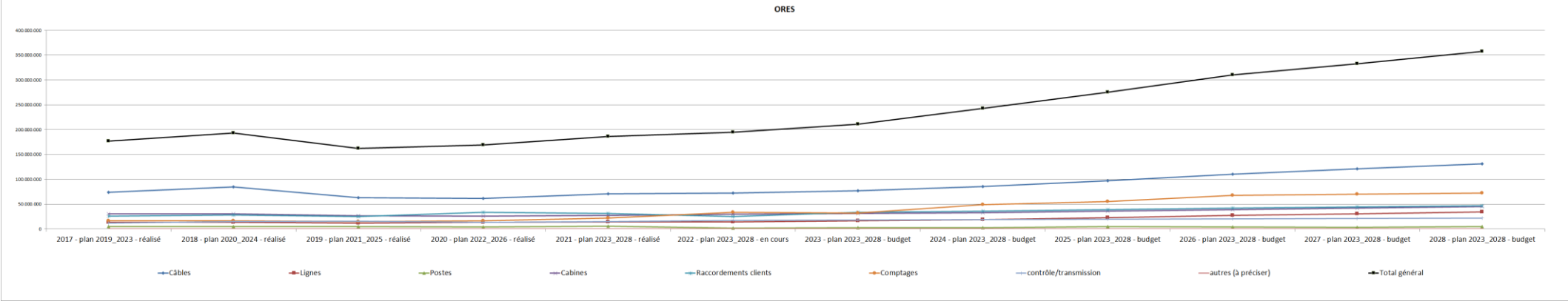
AIESH	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	552.392	2.308.445	2.187.840	1.308.903	498.688	1.160.000	1.482.500	968.000	1.190.000	1.440.000	1.507.000	1.569.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	401.964	1.039.750	1.103.303	735.449	159.352	710.000	990.000	638.000	785.000	1.089.000	1.099.000	1.215.000
Réseau BT	150.428	1.268.695	1.084.537	573.454	339.336	450.000	492.500	330.000	405.000	351.000	408.000	354.000
Lignes	615.882	887.481	466.553	473.292	343.529	548.000	488.800	458.500	458.800	455.000	455.000	455.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	100.265	0	0	0	0	70.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Réseau MT	215.290	432.881	47.089	109.161	40.793	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Réseau BT	300.326	454.600	419.464	364.132	302.735	358.000	343.800	313.500	313.800	310.000	310.000	310.000
Postes	475.655	1.290.241	0	1.993.904	59.626	120.000	120.000	870.000	870.000	120.000	120.000	120.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	50.000	0	0	0	0
Bâtiments	411.912	1.290.241	0	499.644	0	0	0	300.000	0	0	0	0
Cellules Poste	63.743	0	0	0	42.368	120.000	120.000	520.000	770.000	120.000	120.000	120.000
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	1.353.191	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	141.069	17.258	0	0	0	100.000	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	110.331	507.351	383.340	378.682	170.913	535.000	472.500	480.000	470.000	500.000	387.500	467.500
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	110.331	20.000	0	69.273	14.701	90.000	107.500	120.000	125.000	120.000	87.500	107.500
Cellules MT	0	477.351	284.925	272.933	113.636	270.000	230.000	230.000	215.000	240.000	195.000	222.500
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	10.000	98.415	36.476	42.575	175.000	135.000	130.000	130.000	140.000	105.000	137.500
Raccordements clients	460.149	454.559	615.713	2.092.106	365.500	240.000	242.000	240.000	277.500	254.000	252.000	240.000
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	1.638.859	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	37.443	65.161	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	460.149	454.559	578.270	388.086	365.500	240.000	242.000	240.000	277.500	254.000	252.000	240.000
Comptages	0	0	111.937	86.912	79.333	257.750	572.882	409.987	418.411	427.029	435.845	444.865
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	0	0	1.325	685	0	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	2.650	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	0	0	49.109	37.593	42.928	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	257.750	572.882	409.987	418.411	427.029	435.845	444.865
BT / à budget	0	0	62.828	45.344	35.720	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	22.573	0	0	9.955	0	63.750	98.750	108.750	98.750	101.250	101.250	86.250
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	0	5.000	22.500	10.000	12.500	5.000	0
Télécontrôle - cab. Réseau	22.573	0	0	0	0	63.750	93.750	86.250	88.750	88.750	96.250	86.250
Autres équipements "smart"	0	0	0	9.955	0	0	0	0	0	0	0	0
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	2.236.981	5.448.076	3.765.383	6.343.754	1.517.589	2.924.500	3.477.432	3.535.237	3.783.461	3.297.279	3.258.595	3.382.615



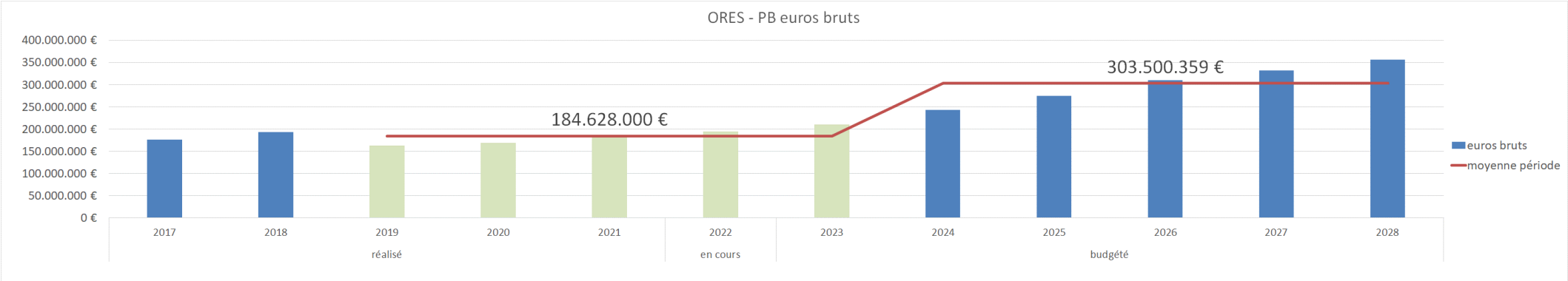


ORES

ORES	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles												
Lignes												
Postes												
Cabines												
Raccordements clients												
Comptages												
contrôle/transmission												
autres (à préciser)												
Total général												



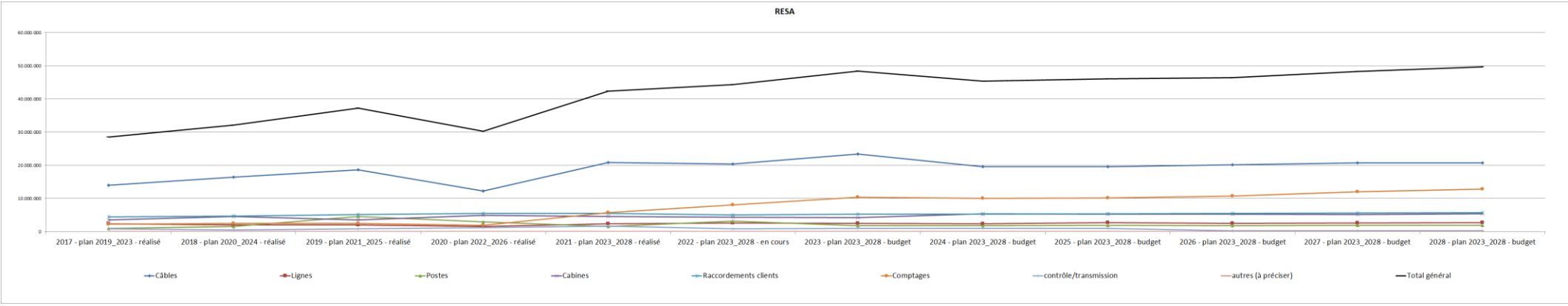
ORES	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	73.558.575	84.472.705	62.937.188	61.610.278	70.541.447	72.448.725	77.039.797	85.348.471	97.307.224	109.982.224	121.418.100	131.263.674
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	51.772.153	60.193.414	42.144.613	40.063.359	49.175.663	50.409.975	51.289.967	57.087.690	64.876.432	73.863.464	83.469.972	91.308.381
Réseau BT	21.786.422	24.279.291	20.792.575	21.546.919	21.365.784	22.038.750	25.749.829	28.260.781	32.430.792	36.118.760	37.948.128	39.955.292
Lignes	13.752.476	13.172.639	12.155.101	13.476.792	14.038.206	13.857.470	16.526.027	19.011.588	22.560.130	27.104.344	30.565.249	34.597.706
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	3.736.909	3.922.278	3.164.886	3.377.753	3.470.358	3.626.678	4.388.264	5.384.931	6.463.807	7.619.243	8.849.749	10.522.801
Réseau BT	10.015.568	9.250.361	8.990.215	10.099.039	10.567.848	10.230.792	12.137.763	13.626.657	16.096.323	19.485.101	21.715.499	24.074.905
Postes	4.715.223	4.967.965	4.900.228	4.526.706	5.783.896	2.051.632	2.226.138	2.728.638	5.117.415	3.999.805	3.027.532	5.116.968
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	25.335	465.178	9.616	6.999	126.927	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	2.863.243	1.934.676	2.162.023	2.025.615	2.441.190	1.181.933	1.364.738	1.587.278	3.507.633	2.288.652	1.523.155	3.113.091
Cellules Poste - Télécontrôle	1.035.087	1.578.264	1.786.028	1.541.021	2.306.966	772.438	766.887	935.255	1.307.223	1.386.481	1.179.641	1.555.308
Cellules TCC	791.559	989.848	942.561	953.072	908.813	97.260	94.513	206.105	302.559	324.672	324.736	448.568
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	30.238.162	30.471.071	26.260.210	25.809.053	27.762.767	29.940.997	31.057.975	32.630.787	35.806.720	38.864.604	42.155.898	45.212.745
Terrains	1.032.829	217.159	258.096	148.560	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	7.230.327	7.827.355	6.036.567	6.647.258	6.541.611	8.047.362	7.060.308	7.322.092	7.821.965	8.133.921	8.653.058	9.202.561
Cellules MT	17.009.280	17.518.643	14.825.558	13.771.377	15.026.491	16.764.142	17.743.160	18.784.228	21.015.747	23.280.190	25.533.515	27.620.852
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	4.965.727	4.907.913	5.139.989	5.241.858	6.194.665	5.129.492	6.254.507	6.524.467	6.969.009	7.450.493	7.969.326	8.389.332
Raccordements clients	26.061.421	28.209.685	25.115.798	33.636.408	31.350.840	25.428.903	33.620.310	35.608.565	38.865.891	42.193.429	44.368.980	46.748.568
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	1.054.029	4.754.266	3.346.345	9.005.399	6.599.361	0	7.090.000	7.309.600	7.565.600	7.838.000	8.120.000	8.412.400
Niveau MT	7.707.780	5.453.246	4.849.203	3.777.774	4.596.148	4.035.737	4.817.825	4.967.141	5.140.985	5.326.106	5.517.806	5.716.387
Niveau Trans BT	489.314	386.461	194.625	244.695	240.148	243.322	255.398	263.318	272.514	282.326	292.490	303.028
Niveau BT	16.810.299	17.615.711	16.725.625	20.608.541	19.915.184	21.149.844	21.457.087	23.068.506	25.886.792	28.746.997	30.438.684	32.316.753
Comptages	16.536.425	16.525.303	15.171.204	16.301.993	21.793.106	33.608.159	32.244.282	48.813.379	55.650.227	67.479.669	70.046.522	72.254.912
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	3.191.867	2.684.999	1.949.282	1.483.632	1.948.443	1.705.083	1.893.470	1.952.165	2.020.493	2.093.227	2.168.582	2.246.652
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	81.323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	45.000	18.759	5.139	2.196	9.317	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	9.062.266	10.033.628	8.518.742	8.828.817	9.067.829	1.834.496	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	92.360	443	56.803	2.937.715	9.321.414	30.068.579	30.350.812	46.861.214	53.629.734	65.386.442	67.877.940	70.008.260
BT / à budget	4.144.931	3.706.150	4.641.237	3.049.633	1.446.104	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	11.834.264	14.986.504	15.840.252	13.755.310	14.914.265	17.193.764	18.214.773	18.639.003	19.558.683	20.336.818	21.115.053	22.002.274
Câble téléphonique	968.816	2.200.397	1.770.295	1.670.186	1.272.633	2.804.327	2.493.350	1.860.720	1.925.840	1.995.120	2.066.960	2.141.440
Gaine Fibres optiques	6.464.110	7.272.037	7.562.048	6.232.035	7.636.701	7.812.969	8.134.295	8.385.455	8.679.970	8.992.425	9.315.345	9.651.720
Fibre optique	207.613	222.104	563.577	805.497	353.045	533.073	394.400	407.200	420.800	436.000	452.000	468.000
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	226.428	746.830	1.866.690	1.488.581	1.207.539	1.563.586	1.511.186	1.569.612	1.661.357	1.738.020	1.811.156	1.890.634
Télécontrôle - cab. Réseau	3.967.298	4.545.137	4.077.642	3.559.010	4.444.347	4.479.809	5.681.542	6.416.015	6.870.716	7.175.253	7.469.592	7.850.480
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	176.696.547	192.805.872	162.379.980	169.116.541	186.184.527	194.529.649	210.929.302	242.780.431	274.866.289	309.960.893	332.697.335	357.196.846



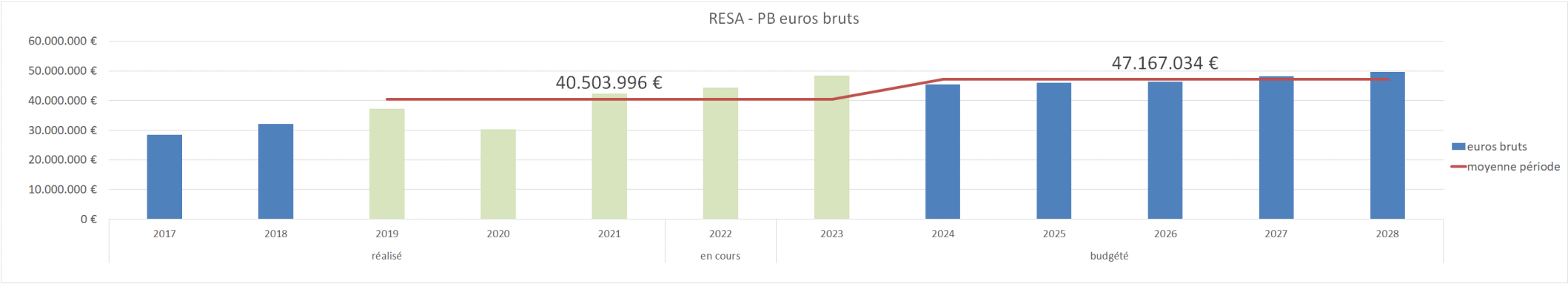


RESA

RESA	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	13.993.091	16.397.384	18.575.585	12.241.095	20.783.907	20.332.795	23.387.765	19.512.286	19.530.810	20.190.114	20.715.675	20.774.521
Lignes	2.327.216	2.031.065	2.054.670	1.500.611	2.411.415	2.593.674	2.452.399	2.334.334	2.758.318	2.509.661	2.570.545	2.668.900
Postes	987.704	1.540.160	4.520.168	2.998.787	1.601.906	3.202.558	1.818.729	1.830.277	1.866.882	1.843.772	1.880.647	1.918.260
Cabines	3.547.249	4.534.422	3.578.784	4.972.724	4.611.199	4.349.919	4.183.117	5.419.747	5.309.406	5.268.889	5.107.016	5.405.402
Raccordements clients	4.491.808	4.656.437	5.127.262	5.487.195	5.479.874	4.988.713	5.213.873	5.318.150	5.424.513	5.533.003	5.643.663	5.756.537
Comptages	2.280.784	2.438.898	2.461.840	1.922.028	5.767.927	8.004.594	10.389.622	10.006.350	10.149.719	10.789.470	12.038.729	12.850.362
contrôle/transmission	891.491	552.319	874.541	1.162.906	1.689.801	846.282	931.714	986.505	1.003.174	302.311	304.777	312.444
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	28.519.343	32.150.684	37.192.849	30.285.346	42.346.030	44.318.536	48.377.219	45.407.650	46.042.822	46.437.220	48.261.052	49.686.426



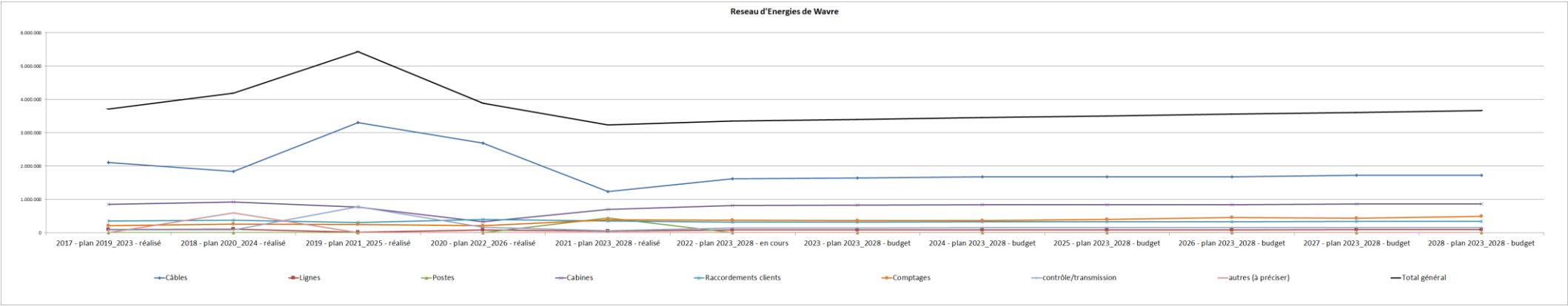
RESA	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	13.993.091	16.397.384	18.575.585	12.241.095	20.783.907	20.332.795	23.387.765	19.512.286	19.530.810	20.190.114	20.715.675	20.774.521
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	9.167.232	11.064.392	11.937.414	6.791.695	14.431.976	13.823.688	16.729.147	12.522.249	12.241.550	13.008.423	13.254.828	13.238.166
Réseau BT	4.825.859	5.332.993	6.638.171	5.449.400	6.351.930	6.509.108	6.658.617	6.990.037	7.289.260	7.181.691	7.460.847	7.536.354
Lignes	2.327.216	2.031.065	2.054.670	1.500.611	2.411.415	2.593.674	2.452.399	2.334.334	2.758.318	2.509.661	2.570.545	2.668.900
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	823.563	721.918	644.832	274.457	462.058	1.046.358	886.570	741.663	1.063.408	884.460	887.342	936.913
Réseau BT	1.503.653	1.309.146	1.409.838	1.226.154	1.949.357	1.547.316	1.565.829	1.592.671	1.694.910	1.625.201	1.683.203	1.731.987
Postes	987.704	1.540.160	4.520.168	2.998.787	1.601.906	3.202.558	1.818.729	1.830.277	1.866.882	1.843.772	1.880.647	1.918.260
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	408.894	225.920	1.487.380	944.069	1.366.955	374.502	957.599	976.751	996.286	1.016.212	1.036.536
Cellules Poste	987.704	862.643	4.131.655	1.410.191	354.499	1.555.209	1.099.662	814.577	830.868	847.486	864.436	881.724
Cellules Poste - Télécontrôle	0	268.623	201.905	0	0	228.176	232.828	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	13.061	100.450	111.344	52.218	111.738	58.101	59.263	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	-52.371	767	191.995	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	3.547.249	4.534.422	3.578.784	4.972.724	4.611.199	4.349.919	4.183.117	5.419.747	5.309.406	5.268.889	5.107.016	5.405.402
Terrains	52.212	277.188	559.413	830.987	22.133	151.875	158.730	161.904	165.142	168.445	171.814	175.250
Bâtiments	676.797	558.983	294.634	952.947	766.272	854.639	810.569	1.297.469	1.177.788	1.096.227	1.076.534	1.089.507
Cellules MT	1.869.292	2.212.014	1.685.030	2.025.952	2.446.390	1.940.326	1.961.665	2.488.464	2.510.267	2.470.393	2.427.294	2.594.149
Transformateurs MT/MT	43.673	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	905.275	1.486.237	1.039.707	1.162.837	1.376.404	1.403.080	1.252.153	1.471.911	1.456.208	1.533.824	1.431.375	1.546.496
Raccordements clients	4.491.808	4.656.437	5.127.262	5.487.195	5.479.874	4.988.713	5.213.873	5.318.150	5.424.513	5.533.003	5.643.663	5.756.537
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	7.577	1.206	15.976	0	0	5.478	5.726	5.840	5.957	6.076	6.197	6.321
Niveau MT	223.441	200.447	28.743	55.073	45.929	105.293	110.045	112.246	114.491	116.781	119.117	121.499
Niveau Trans BT	39.912	13.267	28.052	11.637	55.196	30.474	31.850	32.487	33.136	33.799	34.475	35.165
Niveau BT	4.220.878	4.441.518	5.054.492	5.420.485	5.378.749	4.847.467	5.066.252	5.167.577	5.270.929	5.376.347	5.483.874	5.593.552
Comptages	2.280.784	2.438.898	2.461.840	1.922.028	5.767.927	8.004.594	10.389.622	10.006.350	10.149.719	10.789.470	12.038.729	12.850.362
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	148	0	148.244	92.357	104.602	123.444	129.015	131.596	134.227	136.912	139.650	142.443
MT / MMR	0	0	12.413	65.592	3.142	22.704	23.729	24.203	24.687	25.181	25.685	26.198
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	996.319	897.234	1.335.573	714.326	2.150.734	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	17.155	353.202	120.726	401.320	2.946.497	7.742.779	10.236.878	9.850.552	9.990.804	10.627.377	11.873.394	12.681.721
BT / à budget	1.267.162	1.188.462	844.883	648.433	562.953	115.668	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	891.491	552.319	874.541	1.162.906	1.689.801	846.282	931.714	986.505	1.003.174	302.311	304.777	312.444
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	37.280	0	47.276	571.103	20.661	22.427	22.876	23.333	2.697	2.751	2.806
Télécontrôle - cab. Réseau	700.966	372.209	868.740	1.017.822	1.096.264	804.692	887.414	941.319	957.084	276.402	278.349	285.488
Autres équipements "smart"	190.524	142.831	5.800	97.807	22.434	20.929	21.873	22.311	22.757	23.212	23.676	24.150
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	28.519.343	32.150.684	37.192.849	30.285.346	42.346.030	44.318.536	48.377.219	45.407.650	46.042.822	46.437.220	48.261.052	49.686.426



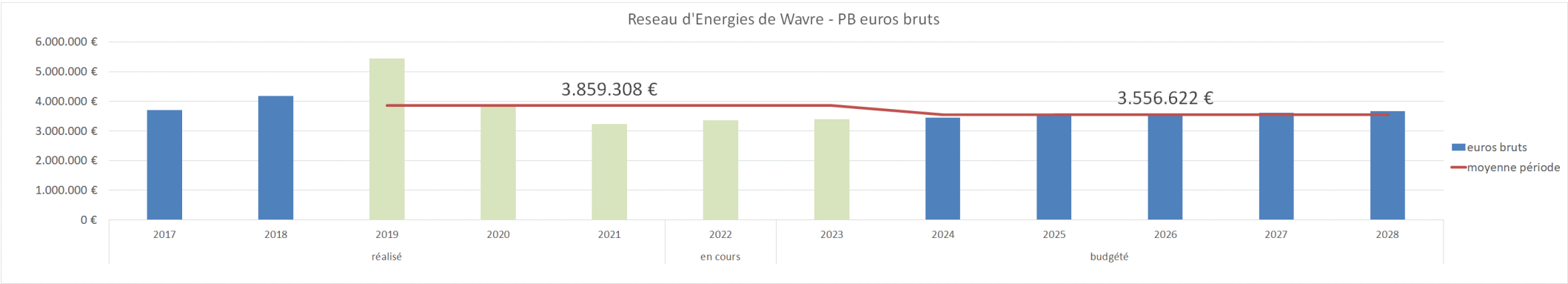


Réseau d'Energies de Wavre

Reseau d'Energies de Wavre	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
Câbles	2.112.215	1.834.636	3.307.317	2.682.564	1.231.974	1.613.991	1.644.629	1.675.675	1.681.272	1.682.059	1.721.483	1.720.523
Lignes	92.242	104.673	20.258	88.210	46.286	87.646	89.309	90.995	91.299	91.342	93.483	93.431
Postes	0	0	0	0	447.119	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	854.861	920.463	766.259	328.835	696.091	812.260	827.680	843.304	846.121	846.516	866.357	865.874
Raccordements clients	351.550	377.644	309.705	394.570	354.577	316.213	322.215	328.298	329.395	329.549	337.273	337.085
Comptages	211.916	259.695	244.689	215.423	392.248	376.013	369.807	363.603	405.062	456.162	436.849	492.755
contrôle/transmission	89.071	89.071	783.100	171.804	64.760	144.128	146.864	149.636	150.136	150.206	153.727	153.641
autres (à préciser)	0	596.682	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.711.855	4.182.864	5.431.328	3.881.405	3.233.054	3.350.250	3.400.504	3.451.512	3.503.284	3.555.834	3.609.171	3.663.309



Reseau d'Energies de Wavre	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2023_2028 - en cours	2023 - plan 2023_2028 - budget	2024 - plan 2023_2028 - budget	2025 - plan 2023_2028 - budget	2026 - plan 2023_2028 - budget	2027 - plan 2023_2028 - budget	2028 - plan 2023_2028 - budget
<b>Câbles</b>	<b>2.112.215</b>	<b>1.834.636</b>	<b>3.307.317</b>	<b>2.682.564</b>	<b>1.231.974</b>	<b>1.613.991</b>	<b>1.644.629</b>	<b>1.675.675</b>	<b>1.681.272</b>	<b>1.682.059</b>	<b>1.721.483</b>	<b>1.720.523</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.234.889	978.130	1.358.436	760.969	229.411	854.663	870.888	887.328	890.291	890.708	911.584	911.076
Réseau BT	877.326	856.507	1.948.881	1.921.595	1.002.563	759.327	773.742	788.348	790.981	791.351	809.899	809.447
<b>Lignes</b>	<b>92.242</b>	<b>104.673</b>	<b>20.258</b>	<b>88.210</b>	<b>46.286</b>	<b>87.646</b>	<b>89.309</b>	<b>90.995</b>	<b>91.299</b>	<b>91.342</b>	<b>93.483</b>	<b>93.431</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	92.242	104.673	20.258	88.210	46.286	87.646	89.309	90.995	91.299	91.342	93.483	93.431
<b>Postes</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>447.119</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	397.119	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	20.000	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	30.000	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cabines</b>	<b>854.861</b>	<b>920.463</b>	<b>766.259</b>	<b>328.835</b>	<b>696.091</b>	<b>812.260</b>	<b>827.680</b>	<b>843.304</b>	<b>846.121</b>	<b>846.516</b>	<b>866.357</b>	<b>865.874</b>
Terrains	0	0	0	0	0	93.537	108.956	124.580	127.397	127.793	147.633	147.150
Bâtiments	173.751	223.800	125.000	43.833	138.492	253.902	253.902	253.902	253.902	253.902	253.902	253.902
Cellules MT	602.167	633.457	585.419	285.002	417.851	331.528	331.528	331.528	331.528	331.528	331.528	331.528
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	78.943	63.205	55.839	0	139.748	133.294	133.294	133.294	133.294	133.294	133.294	133.294
<b>Raccordements clients</b>	<b>351.550</b>	<b>377.644</b>	<b>309.705</b>	<b>394.570</b>	<b>354.577</b>	<b>316.213</b>	<b>322.215</b>	<b>328.298</b>	<b>329.395</b>	<b>329.549</b>	<b>337.273</b>	<b>337.085</b>
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	27.162	11.997	92.361	56.730	10.867	10.631	10.833	11.038	11.074	11.080	11.339	11.333
Niveau Trans BT	7.820	5.719	0	0	0	4.789	4.880	4.972	4.988	4.991	5.108	5.105
Niveau BT	316.569	359.929	217.344	337.840	343.710	300.793	306.503	312.289	313.332	313.478	320.826	320.647
<b>Comptages</b>	<b>211.916</b>	<b>259.695</b>	<b>244.689</b>	<b>215.423</b>	<b>392.248</b>	<b>376.013</b>	<b>369.807</b>	<b>363.603</b>	<b>405.062</b>	<b>456.162</b>	<b>436.849</b>	<b>492.755</b>
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	11.262	13.601	38.801	4.073	85.766	10.701	10.904	11.110	11.147	11.152	11.413	11.407
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	138.289	183.730	89.000	95.891	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	91.639	99.506	289.443	365.313	358.903	352.493	393.915	445.010	425.436	481.348
BT / à budget	62.365	62.365	25.249	15.954	17.038	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>contrôle/transmission</b>	<b>89.071</b>	<b>89.071</b>	<b>783.100</b>	<b>171.804</b>	<b>64.760</b>	<b>144.128</b>	<b>146.864</b>	<b>149.636</b>	<b>150.136</b>	<b>150.206</b>	<b>153.727</b>	<b>153.641</b>
Câble téléphonique	0	0	3.272	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gainé Fibres optiques	34.535	34.535	150.570	122.129	19.200	16.683	18.051	19.438	19.688	19.723	21.483	21.440
Fibre optique	34.535	34.535	568.401	30.815	19.200	16.683	18.051	19.438	19.688	19.723	21.483	21.440
Télécontrôle - cab. Client	5.000	5.000	22.130	0	0	7.031	7.031	7.031	7.031	7.031	7.031	7.031
RTU et autres équipements télécom	10.000	10.000	0	0	0	9.430	9.430	9.430	9.430	9.430	9.430	9.430
Télécontrôle - cab. Réseau	5.000	5.000	38.728	18.860	26.360	94.300	94.300	94.300	94.300	94.300	94.300	94.300
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>autres (à préciser)</b>	<b>0</b>	<b>596.682</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total général</b>	<b>3.711.855</b>	<b>4.182.864</b>	<b>5.431.328</b>	<b>3.881.405</b>	<b>3.233.054</b>	<b>3.350.250</b>	<b>3.400.504</b>	<b>3.451.512</b>	<b>3.503.284</b>	<b>3.555.834</b>	<b>3.609.171</b>	<b>3.663.309</b>



## 1.11. ANNEXE II : Les indices qualité

La CWaPE a analysé les rapports qualité rentrés par les GRD pour l'exercice 2021. Pour mémoire, de nouvelles lignes directrices ont été rédigées en 2020 en concertation avec les GRD. Un des buts poursuivis dans la réécriture de ces lignes directrices visait essentiellement, compte tenu notamment des conclusions de l'audit des rapports qualité réalisé en 2018-2019, à rappeler aux GRD le contenu exact et la définition précise des indices à monitorer, de manière à pouvoir obtenir des GRD des renseignements recoupant exactement les mêmes notions. La CWaPE est en effet parfaitement consciente que pour que le rapport du GRD sur la qualité de ses prestations soit crédible, il est crucial que celui-ci dispose d'un système de collecte et de gestion des données qui en garantisse l'exactitude et l'exhaustivité. Sans un tel système, le rapport ne repose sur rien de véritablement objectivable et perd donc considérablement de son intérêt.

Le rapport d'audit, disponible sur le site de la CWaPE (<https://www.cwape.be/docs/?doc=5089>) a été communiqué aux GRD fin avril 2020. Ils ont pu en prendre connaissance et un plan d'actions correctives a été élaboré en concertation avec les GRD puis communiqué à ces derniers début 2021 (<https://www.cwape.be/publications/document/4464>).

Enfin, les lignes directrices approuvées en 2020 ont été adaptées début 2022. Cette révision avait pour objectif principal de mettre à jour les références légales suite notamment à l'entrée en vigueur, en 2021, du nouveau RTD.

### 1.11.1. Données générales

Les GRD renseignent les principaux indices qualité dans la littérature de leur rapport qualité.

Ils complètent également un tableau reprenant les détails et les différentes natures des interruptions enregistrées au cours de l'exercice. Le tableau permettant le recueil de ces détails est tiré de la prescription technique C10/14 éditée par Synergrid. Il ne serait pas réaliste d'effectuer, par utilisateur, un décompte analytique des temps de coupure. C'est la raison pour laquelle, pour évaluer ces indices, la méthode définie par Synergrid donne un indice global, tout utilisateur MT et BT confondu, basé sur le nombre de cabines de distribution dont l'alimentation a été interrompue. Le lecteur intéressé trouvera des explications complémentaires en cette matière sur le site internet de Synergrid duquel les définitions reprises ci-après sont d'ailleurs tirées.

La CWaPE se base sur ce tableau complété individuellement par les GRD, non seulement pour recalculer individuellement les différents indices qualité mais également pour pouvoir calculer précisément des valeurs pondérées au niveau de la Région. Le tableau ci-après résume les trois principaux indices qualité en comparant les valeurs citées par les GRD dans la littérature des rapports qualité et celles recalculées par la CWaPE. Certaines légères divergences sont inévitablement liées à des valeurs arrondies dans les calculs. Lorsque des divergences plus importantes sont rencontrées, elles font l'objet d'une discussion avec les GRD concernés dans le cadre de l'étude de leur projet de rapport. Si elles persistent dans la version définitive sans que des explications circonstanciées ne puissent les expliquer, la CWaPE privilégie les valeurs issues des calculs à celles simplement citées par les GRD.

Pour 2021, la CWaPE constate que les valeurs divergentes décelées dans les projets ont quasi toutes été rectifiées dans les versions définitives. Seule la valeur de l'indisponibilité totale du REW (hors réseaux amont) n'a pas été corrigée.

	Indices qualité pour l'exercice 2021					
	Indisponibilité totale		Fréquence		Durée de rétablissement	
	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs
<b>AIEG</b>	00:21:00	00:21:24	0,29	0,29	01:14:00	01:13:43
<b>AIESH</b>	00:31:46	00:31:45	0,97	0,97	00:32:00	00:32:50
<b>RESA</b>	04:19:33	04:19:16	1,47	1,47	02:56:39	02:56:38
<b>ORES Namur</b>	00:40:00	00:39:02	0,80	0,78	00:49:47	00:50:06
<b>ORES Hainaut</b>	00:37:00	00:36:47	0,94	0,94	00:39:17	00:39:13
<b>ORES Est</b>	00:36:00	00:35:28	0,83	0,83	00:43:16	00:42:50
<b>ORES Luxembourg</b>	00:46:00	00:44:46	0,97	0,96	00:47:40	00:46:38
<b>ORES Verviers</b>	06:48:00	06:46:05	1,03	1,02	06:37:57	06:38:26
<b>ORES Brabant Wallon</b>	00:31:00	00:31:12	0,62	0,62	00:49:50	00:50:24
<b>ORES Mouscron</b>	00:24:00	00:23:30	0,40	0,40	01:00:04	00:59:11
<b>Réseau d'Energies de Wavre</b>	01:00:53	01:00:51	0,07	0,07	15:08:05	15:07:41
<b>ORES Assets</b>	01 :00 :01	01 :00 :00	0.85	0.84	01 :11 :51	01 :11 :25
<b>Région Wallonne</b>	-	<b>01:33:13</b>	-	<b>0,93</b>	-	<b>01:39:44</b>

TABLEAU 38 PRINCIPAUX INDICES QUALITÉ : COMPARAISON DES VALEURS CITÉES DANS LES RAPPORTS DES GRD ET CELLES RECALCULÉES PAR LA CWAPE (FIN 2021)

### 1.11.2. L'indisponibilité

Définition : l'indisponibilité représente le temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution. C'est donc la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

Pour le calcul de celle-ci, la CWaPE a demandé aux GRD de bien vouloir se baser sur la prescription technique C10/14 établie par Synergrid « *Indices de qualité - Disponibilité de l'accès au réseau de distribution* ».

Les distinctions opérées par cette dernière portent principalement sur les défauts observés au niveau des câbles, des lignes, des cabines ainsi qu'au niveau d'une catégorie classifiée de « divers » qui regroupe respectivement :

- Une catégorie considérant comme devant être comptabilisée, à savoir essentiellement les défauts de cause inconnue (défauts furtifs) ;
- Une catégorie reprenant les défauts non comptabilisés car enregistrés sur les réseaux amont alimentant le GRD.

Suite à l'audit des rapports qualité, et compte tenu notamment des nombreuses possibilités d'interprétation entre « conditions normales » et « mauvaises conditions » atmosphériques, le tableau repris au §1.1.2 des lignes directrices a été modifié. Une catégorie 8 a été ajoutée et la catégorie 4 a été scindée en 2 items distincts :

- ✓ 4.a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut) ;
- ✓ 4.b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique).

Pour mémoire, le tableau repris au §1.1.2 des lignes directrices avait déjà été modifié une première fois par le passé.

En effet, ce tableau ne permettait pas l'encodage des incidents (et de l'indisponibilité induite) enregistrés sur le réseau propre du GRD mais dont l'origine n'était pas déterminée. La catégorie 7 avait donc été scindée en 2 items distincts :

- ✓ 7.a les incidents GRD constituant les « divers comptabilisés indéterminés » (= nouvelle rubrique) ;
- ✓ 7.b : les incidents NON GRD constituant les « divers non comptabilisés », à savoir l'indisponibilité suite à des problèmes enregistrés sur les réseaux autres que GRD (soit Elia/autre GRD) (= rubrique déjà existante par le passé).

Le but de cette adaptation était donc de permettre une parfaite cohérence entre les données renseignées dans le tableau de la prescription C10/14 et ce tableau du § 1.1.2

Enfin, une colonne reprenant la participation à la fréquence d'interruption a été ajoutée dans le tableau du § 1.1.2.

Il convient donc finalement de distinguer les trois catégories suivantes d'indisponibilité :

- Celle dite « *totale URD* », à savoir celle impactant les URD quelle que soit l'origine des interruptions ;
- Celle dite « *totale GRD* » ou « *hors catégorie 7b* » : elle est exclusivement induite par des incidents survenus directement sur les réseaux du GRD. Il s'agit donc de l'indisponibilité totale URD de laquelle sont déduites les coupures d'alimentation provoquées par des défauts survenus sur les réseaux amont alimentant le GRD (ces derniers étant comptabilisés dans la rubrique « divers non comptabilisés ») ;
- Celle dite « *propre GRD* » : il s'agit donc de l'indisponibilité totale GRD de laquelle sont déduites toutes les coupures provoquées par des tiers ou des circonstances météorologiques ; autrement dit, celle induite par des éléments sur lesquels le GRD pourrait éventuellement exercer une influence.

À noter que , suite à l'intégration de la catégorie 8 dans le tableau, il est désormais également possible de déterminer l'indisponibilité « totale URD » mais hors catégories 7b et 8.



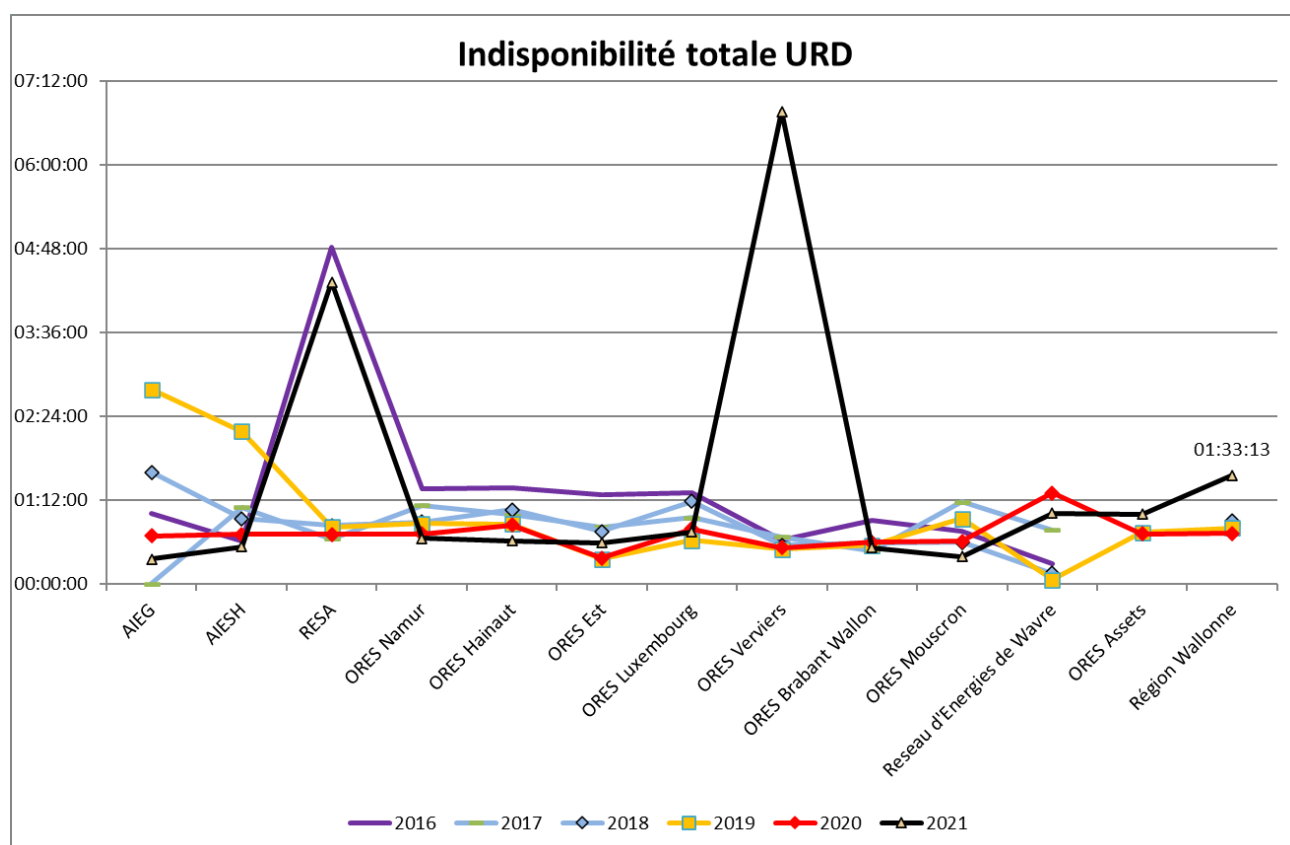
Les interruptions sont ainsi répertoriées en 10 catégories :

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité*** (hh:mm:ss)	Participation à la fréquence d'interruption***
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers			
2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)			
4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)			
5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers			
6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)			
7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)			
8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique			
Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)			
Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8)			
<b>TOTAL (hors catégorie 8)</b>			
<b>TOTAL général</b>			

TABLEAU 39 CLASSIFICATION INTERRUPTIONS NON PLANIFIÉES - CALCUL DES INDISPONIBILITÉS TOTALES OU PROPRES

La distinction des notions « totale » et « propre » a été opérée pour pouvoir faire la distinction entre ce que voit l'utilisateur, d'une part, et les causes liées plus particulièrement à la responsabilité immédiate des GRD, sur lesquelles il a une prise directe. Pour être exhaustif, notons que dans l'approche expliquée précédemment, au niveau d'ORES, une interruption dans un secteur « A » d'ORES suite à un défaut survenu sur un autre secteur « B » d'ORES dont il tire son alimentation et situé plus en amont n'a pas été considérée dans le calcul de l'indisponibilité propre de « A ».

En termes **d'indisponibilité totale URD**, l'historique peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 57 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPONIBILITÉ TOTALE DES DIFFÉRENTS GRD (PÉRIODE 2016 À 2021)

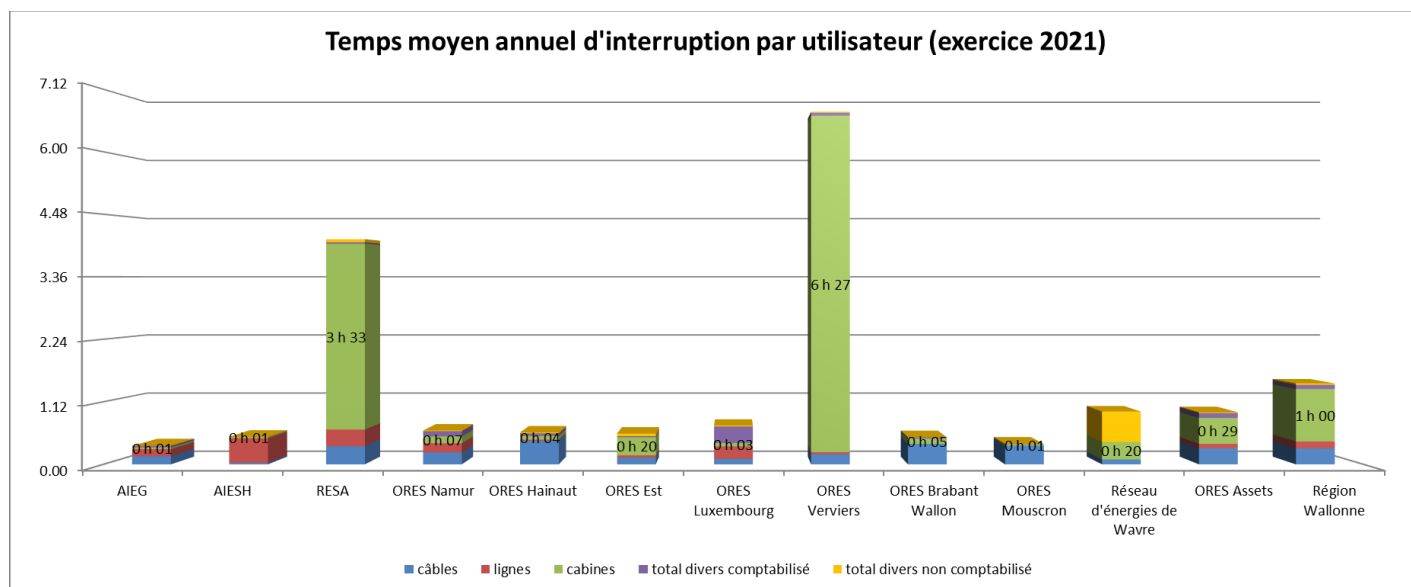
Pour mémoire :

- Les années 2010 et 2012 ont connu des phénomènes climatiques particuliers (ex. galloping sur lignes 150 et 70 kV sur réseau Elia dans la région de Tournai en 2012 ayant entraîné la chute de plusieurs pylônes).
- L'année 2016 a été marquée par des conditions météorologiques exceptionnellement difficiles en janvier 2016, notamment sur les réseaux de RESA.
- Les réseaux de l'AIESH ont été malmenés en janvier 2017 par la tempête EGON.
- De nombreux travaux de voirie ont été engagés par la ville de Mouscron en 2017 et se sont poursuivis en 2018.
- L'année 2018 a été marquée par des événements météorologiques ponctuels particulièrement difficiles en janvier 2018 (tempêtes ELEANOR et DAVID) ainsi qu'en septembre 2018 (tempête FABIENNE), notamment sur les réseaux de l'AIEG et d'ORES Luxembourg.
- L'année 2019 a été marquée par des conditions météorologiques exceptionnelles. Notamment les 3 et 4 mars 2019, où la tempête FREYA a causé des dégâts sur l'ensemble du territoire wallon.
- L'année 2020 a été marquée par plusieurs tempêtes en février, septembre et décembre ainsi que par la crise sanitaire liée au COVID 19.

- L'année 2021 a quant à elle été marquée par les inondations de juillet, principalement sur les réseaux de RESA, ORES Verviers et REW ainsi que par la suite de la crise sanitaire liée au COVID 19. Cette année a également été marquée par plusieurs tempêtes.

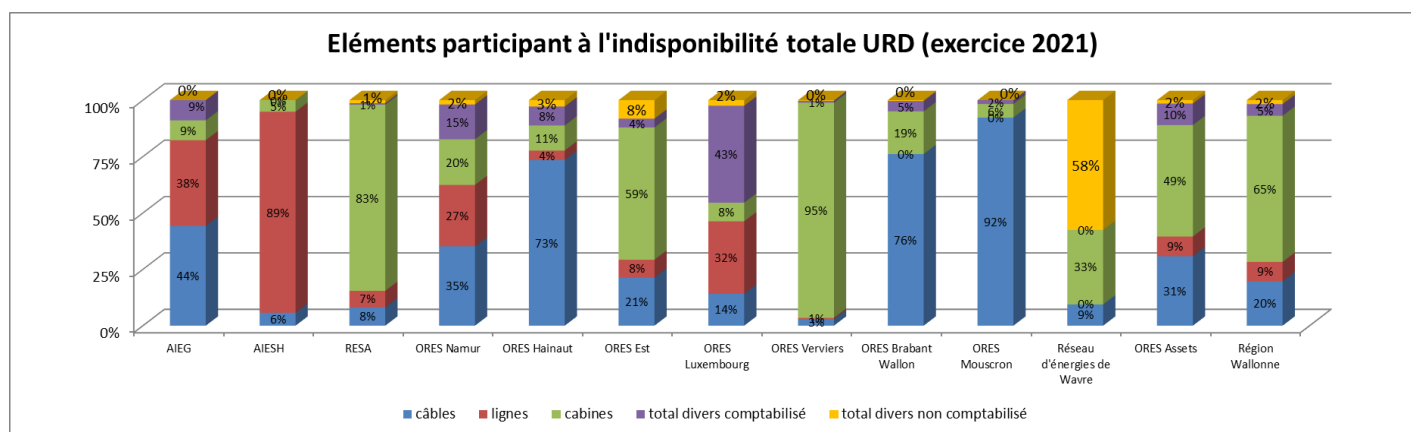
L'analyse de ces différents détails permet en partie de distinguer le matériel à l'origine des défauts :

En valeurs absolues :



**GRAPHIQUE 58 RÉPARTITION EN VALEURS ABSOLUES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2021)**

En valeurs relatives :

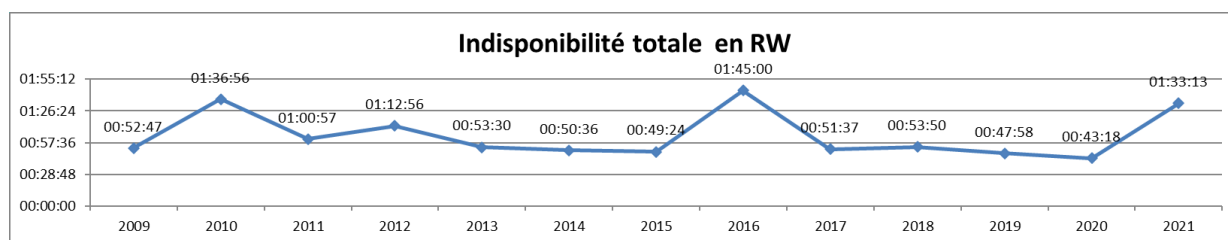


**GRAPHIQUE 59 RÉPARTITION EN VALEURS RELATIVES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2021)**

Si on compare les valeurs de 2021 avec celles de 2020, on remarque une augmentation importante de l'indisponibilité sur les réseaux de RESA et d'ORES Verviers. Comme évoqué plus haut, l'augmentation de l'indisponibilité est principalement due aux inondations de juillet 2021. À ce sujet, RESA nous a indiqué que, vu l'ampleur de cette catastrophe, leur priorité a été d'agir sur le terrain. Le GRD n'a pu dès lors collecter l'ensemble des informations relatives aux interruptions liées à des circonstances météo exceptionnelles et ne peut, de ce fait, pas garantir l'exhaustivité de ces données dans le rapport qualité.



L'évolution de l'indisponibilité totale URD au niveau de la Région est donc la suivante :

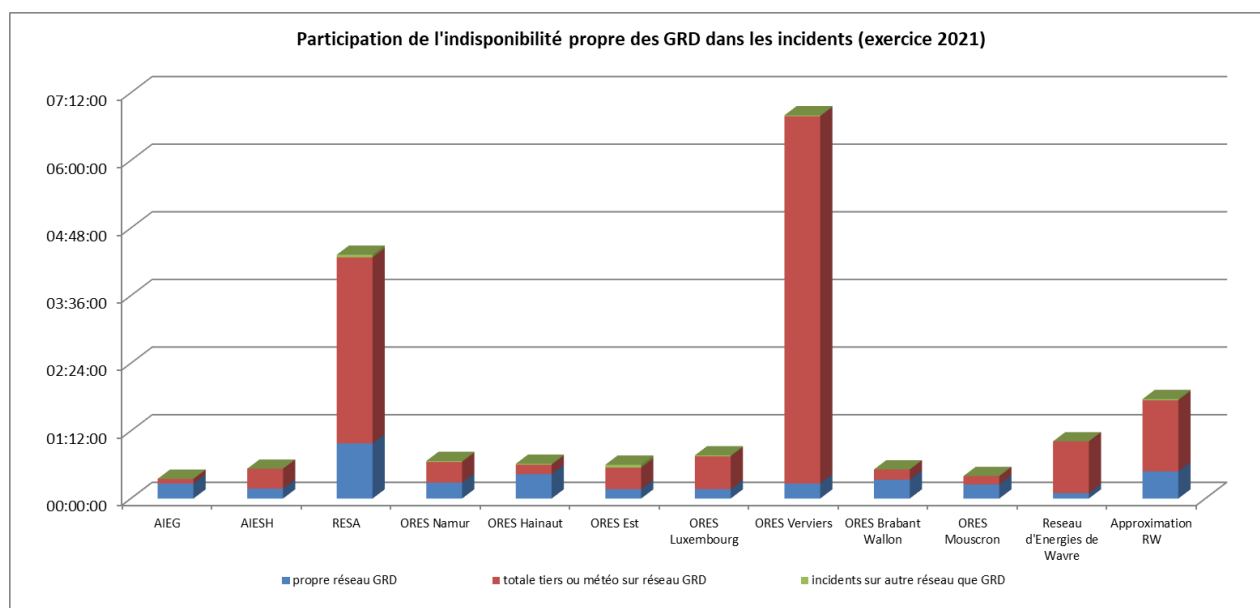


GRAPHIQUE 60 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPONIBILITÉ TOTALE CALCULÉ AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2021)

En Région wallonne et pour l'année 2021, le temps moyen annuel total d'interruption par utilisateur était d'environ 1 heure et 33 minutes. En 2021, un utilisateur de réseau raccordé en basse tension a donc été en moyenne privé d'alimentation électrique pendant 1 heure et 33 minutes.

Il est par contre moins aisé d'opérer un focus sur **l'indisponibilité propre** des GRD. Il s'agit en effet d'une notion individuelle qu'il est peu aisé mathématiquement d'agréger au niveau de la Région au départ des données brutes. Elle ne peut être calculée à partir des données tirées de la C10/14. Il est cependant possible d'opérer une approximation en pondérant le poids de chaque GRD en fonction du nombre d'utilisateurs.

En opérant de la sorte, on obtient les détails suivants :

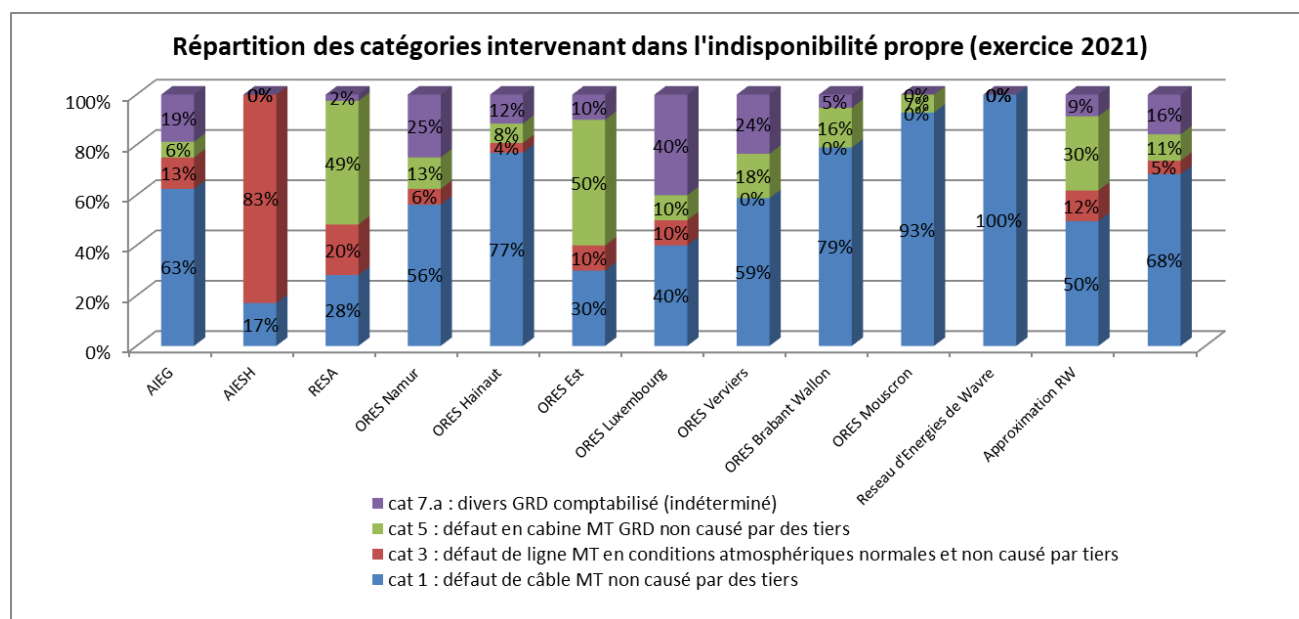


GRAPHIQUE 61 PARTICIPATION DE L'INDISPONIBILITÉ PROPRE DES GRD DANS LES INCIDENTS (EXERCICE 2021)

Comme précisé ci-avant, les chiffres avancés pour l'agrégation au niveau de la Région ne constituent qu'une approximation, ce qui explique que le total obtenu (01:45:56) est supérieur à l'indisponibilité réelle totale (01:33:13).

Sur cette base et pour 2021, on constate tout de même que lorsqu'un utilisateur est victime d'une période d'interruption de son alimentation, les installations des GRD sont à l'origine de 27 % du temps d'interruption ; le solde a pour origine des coupures provoquées par des tiers ou des conditions météorologiques (72 %) ou des incidents sur les réseaux amont (1 %) desquels les GRD tirent leur alimentation (Elia ou autres GRD).

Si l'on se focalise sur ces 27 % que constitue l'indisponibilité propre des GRD, la répartition des catégories y afférant se résume comme suit :



GRAPHIQUE 62 PARTICIPATION DES CATÉGORIES INTERVENANT DANS L'INDISPONIBILITÉ PROPRE (EXERCICE 2021)

Cette année, deux catégories se retrouvent de manière prépondérante :

- Les défauts de câbles, raison pour laquelle les GRD doivent, dans le cadre des rapports annuels qualité, lister les feeders MT principaux qui ont été sujets à au moins 3 interruptions au cours des 3 dernières années ; les arrachements par des tiers n'étant cependant pas pris en compte car non pertinents ; pour les feeders concernés, il leur est alors demandé d'analyser l'origine de ces interruptions ainsi que les mesures éventuelles programmées en vue d'éviter une dégradation de la situation. À noter que la proportion enregistrée sur ce type de défaut est évidemment impactée par la politique plus ou moins active de remplacement des lignes aériennes a fortiori vétustes par des canalisations enterrées (ex. REW qui ne compte plus de réseau MT aérien) ;
- Les défauts en cabine MT GRD. On constate que les défauts en cabine MT GRD représentent une part importante dans l'indisponibilité propre d'ORES Est et de RESA. Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente :
  - Chez ORES Est : 20 interruptions pour une participation à l'indisponibilité totale de 5 minutes ;
  - Chez RESA : 20 interruptions pour une Participation à l'indisponibilité totale de 29 minutes.

Les 2 autres catégories sont représentées de manière similaire :

- Les défauts sur les lignes aériennes. À ce propos, le graphique ci-dessus met une fois de plus en avant la situation un peu particulière de :

l'AIESH qui, comme notamment décrit dans les § 2.2.2 et 2.2.3 :

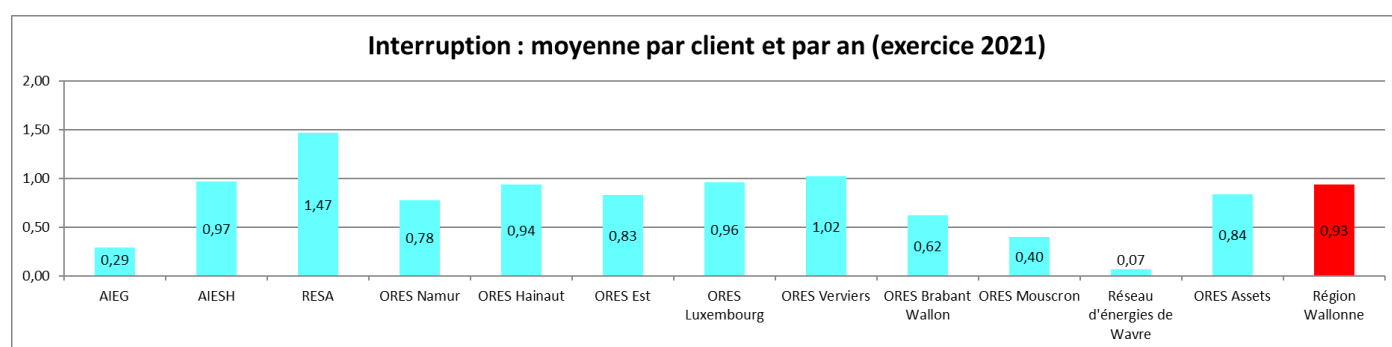
- Possède proportionnellement le réseau aérien le plus étendu ;
- Compte une densité d'URD plus faible (milieu plus rural).

- Les défauts classés en « divers comptabilisé ». On remarque que ces défauts représentent une part importante dans l'indisponibilité propre d'ORES Luxembourg. Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente 37 interruptions pour une participation à l'indisponibilité totale de 4 minutes.

### 1.11.3. La fréquence des interruptions

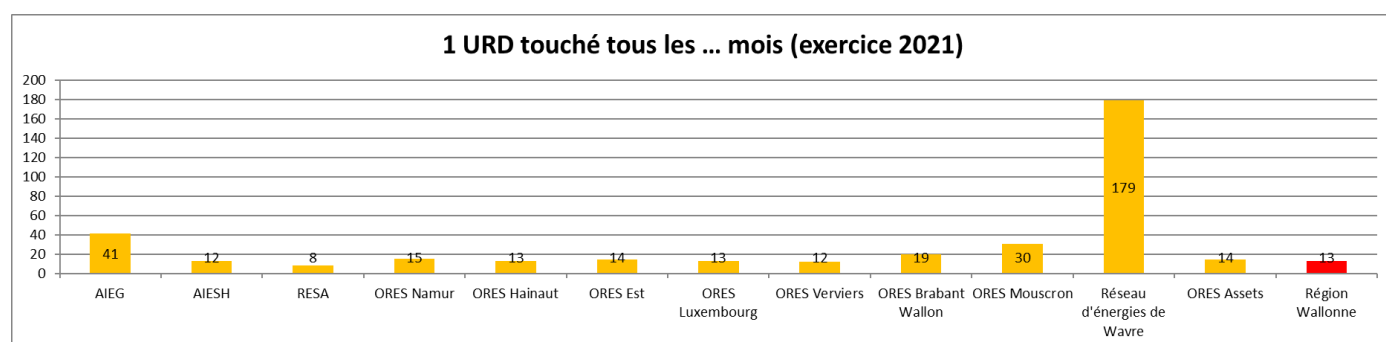
Définition : la fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

En termes de fréquence et plus particulièrement pour l'année 2021, les différences enregistrées par GRD peuvent se résumer comme suit :



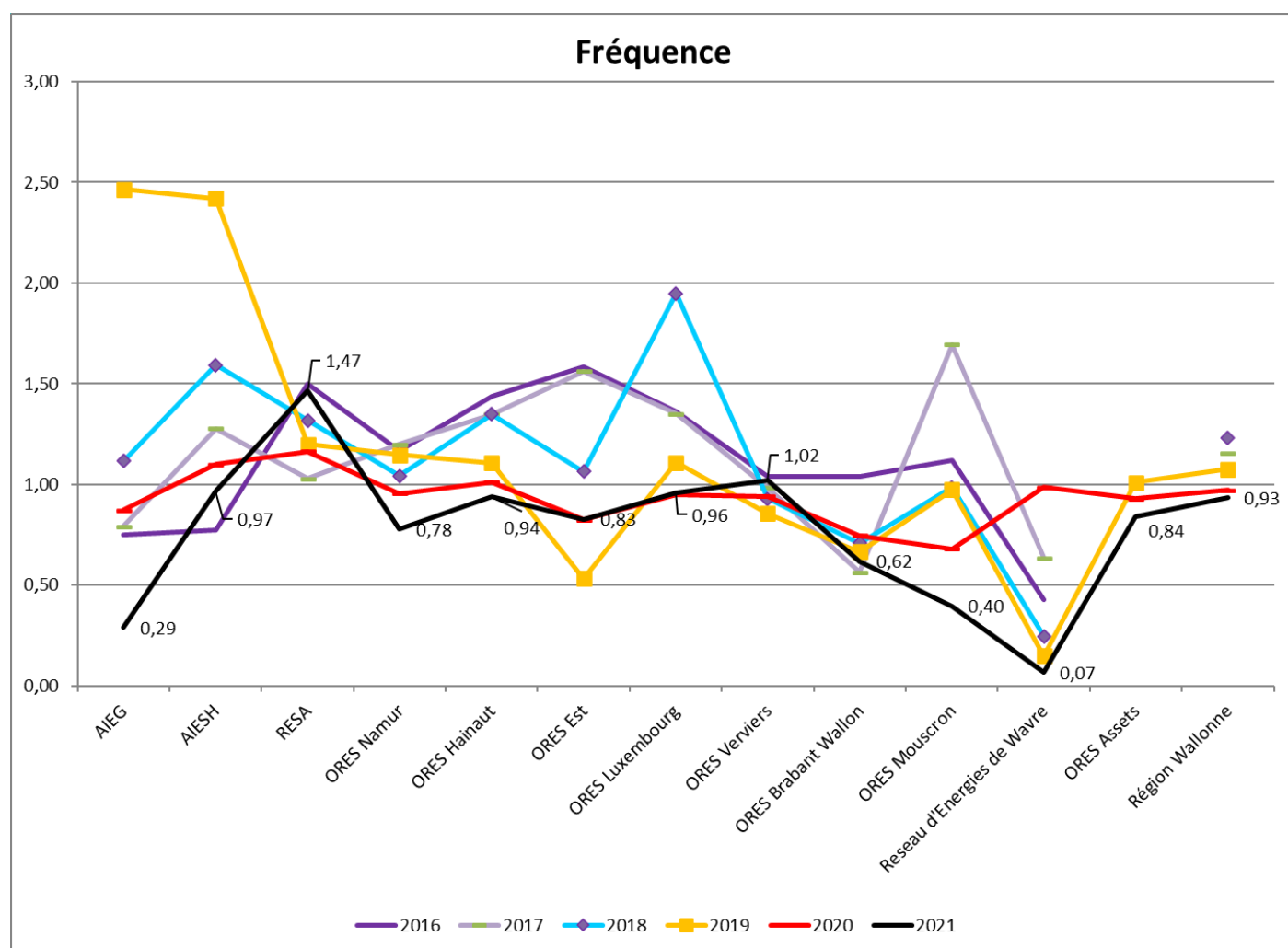
GRAPHIQUE 63 FRÉQUENCE PAR GRD  
(ANNÉE 2021)

En 2021, la fréquence d'interruption était de 0,93. C'est-à-dire que sur base de cette moyenne, un utilisateur de réseau connaît une coupure de son alimentation électrique tous les 13 mois.

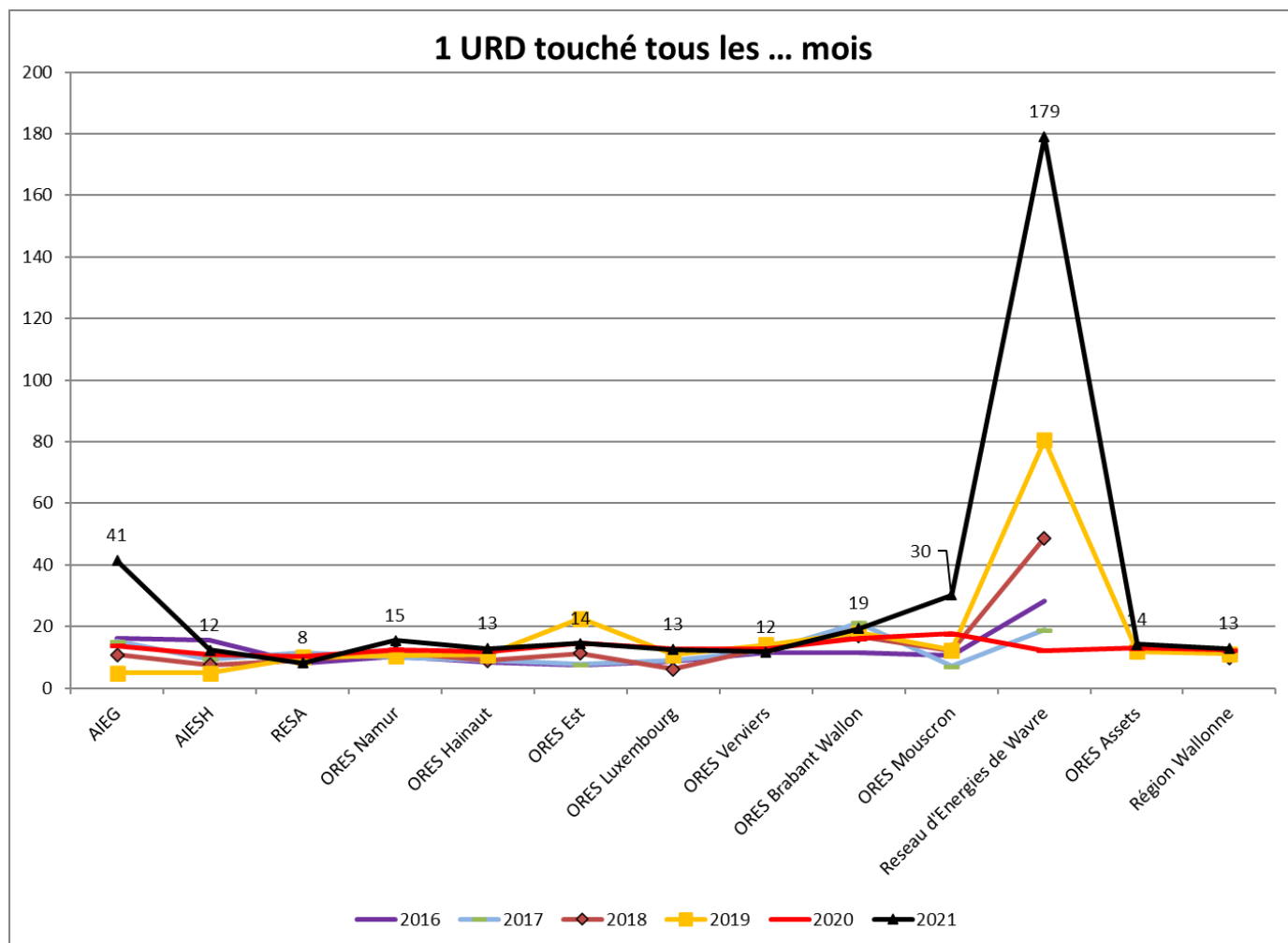


GRAPHIQUE 64 FRÉQUENCE PAR GRD TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE  
(ANNÉE 2021)

Les graphiques ci-après en retracent l'historique :

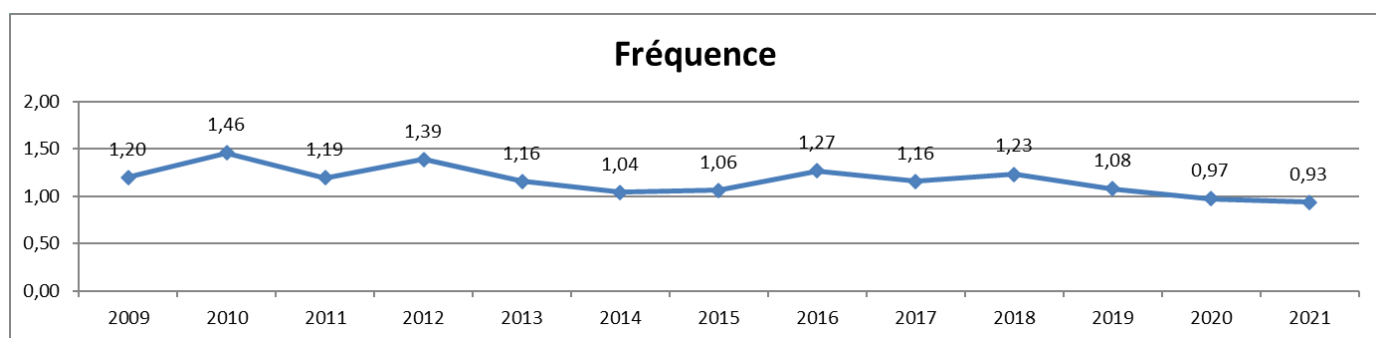


GRAPHIQUE 65 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE  
(PÉRIODE 2016 À 2021)



GRAPHIQUE 66 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE (PÉRIODE 2016 À 2021)

Au niveau de la Région, l'évolution de la fréquence se résume comme suit :

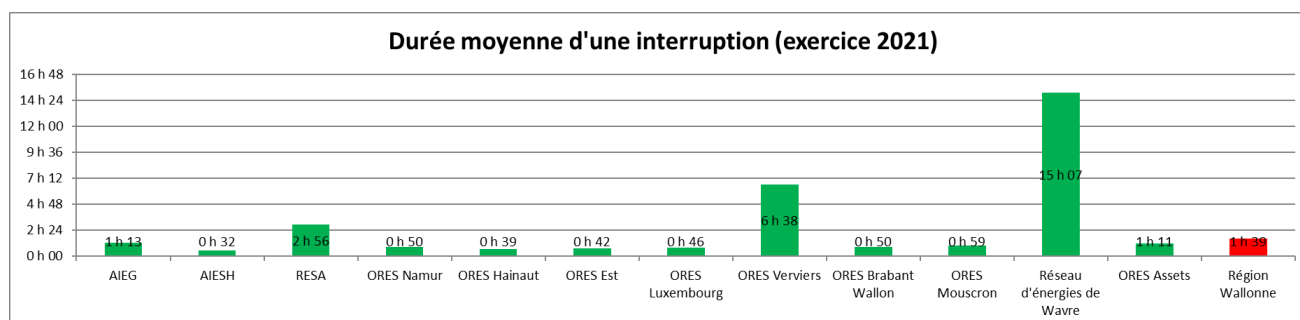


GRAPHIQUE 67 ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2021)

### 1.11.4. La durée de rétablissement

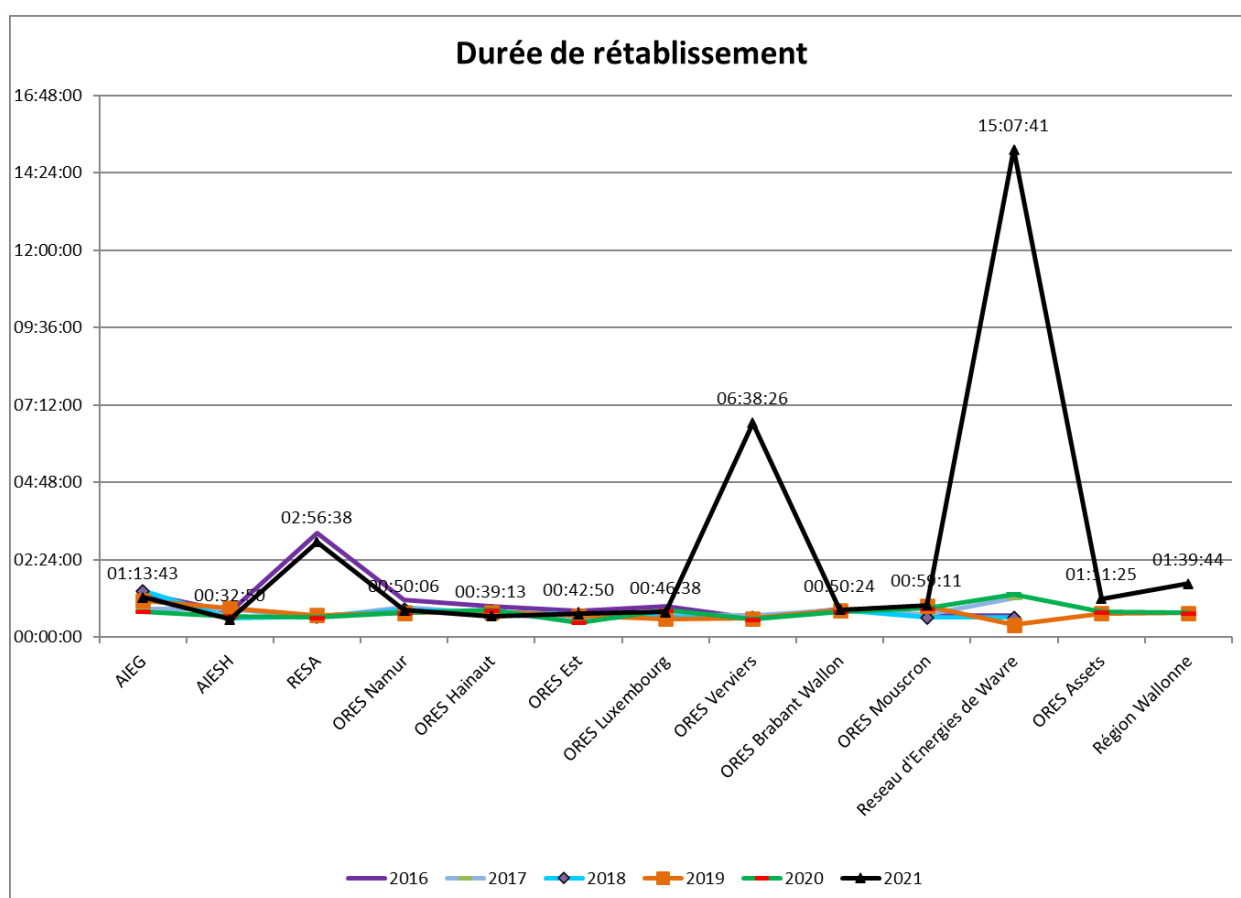
Définition : la durée de rétablissement est le temps moyen de durée des interruptions ; celui-ci est calculé en divisant la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution par le nombre d'interruptions.

Pour l'exercice 2021, la situation enregistrée en termes de durée de rétablissement par GRD est la suivante :



GRAPHIQUE 68 DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR GRD  
(ANNÉE 2021)

L'historique en la matière peut se résumer comme suit :

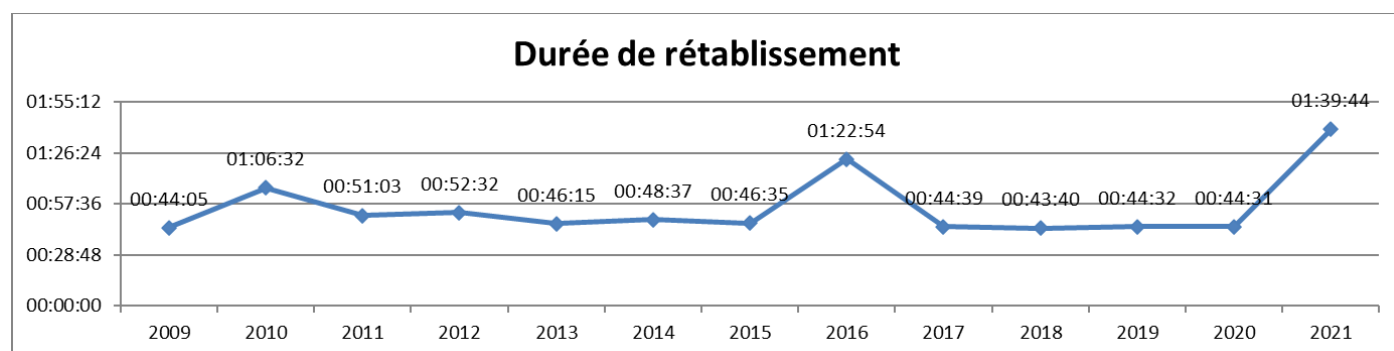


GRAPHIQUE 69 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR LES DIFFÉRENTS GRD  
(PÉRIODE 2016 À 2021)

Il faut d’emblée relativiser la pointe observée pour REW qui est due au fait que l’effet des inondations est ramenée au faible nombre d’interruptions MT (5) sur le réseau de ce GRD.

Lorsqu’un URD a connu une interruption d’alimentation en 2021, la durée moyenne de cette interruption a été de 1 heure et 39 minutes.

Mises à part certaines années dites « exceptionnelles » (comme 2016 et 2021), la durée de rétablissement est plutôt stable depuis 2009.



GRAPHIQUE 70 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE  
(PÉRIODE 2009 À 2021)

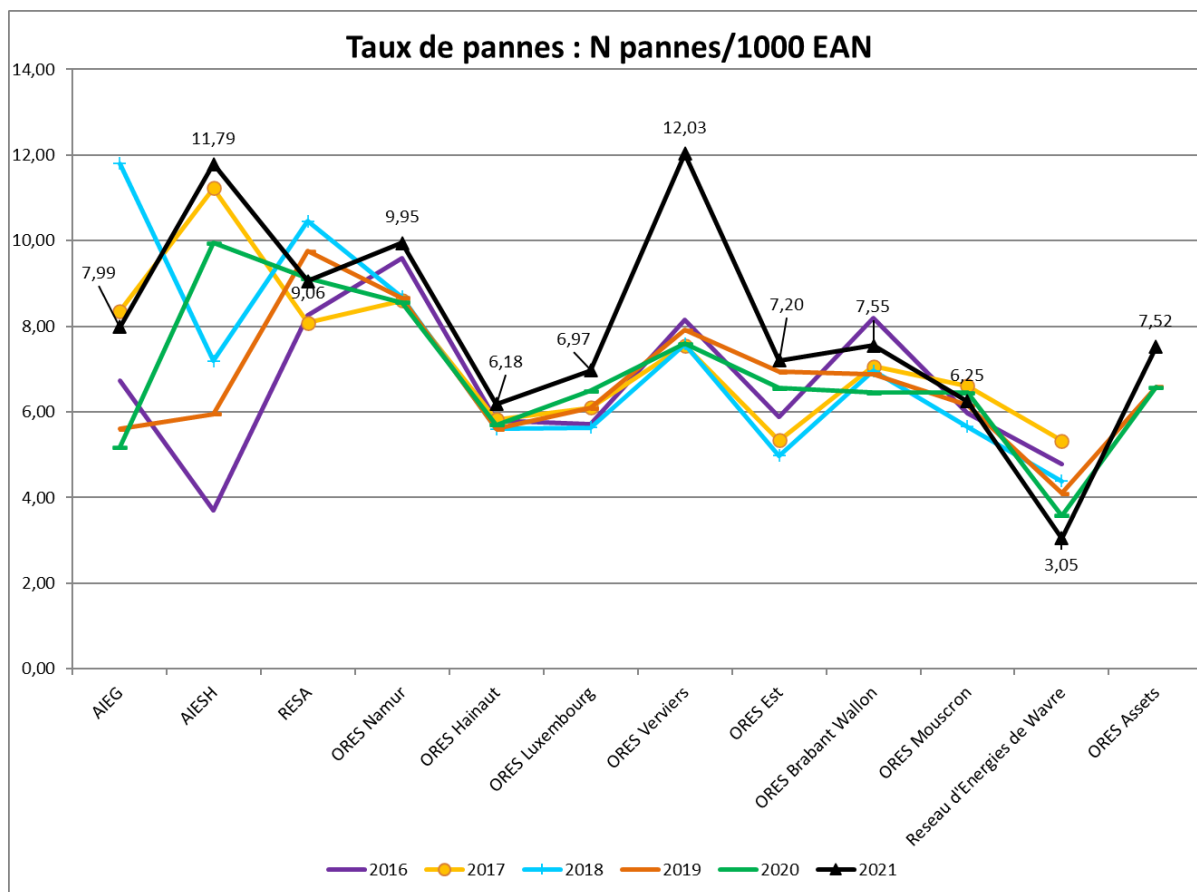
### 1.11.5. Les indices de pannes

#### 1.11.5.1. Le taux de pannes par 1.000 EAN

Depuis 2011, la CWaPE monitorise également le taux de pannes enregistrées par 1.000 URD.

Le graphique ci-dessous<sup>3</sup> montre que, par rapport à 2020, cet indice s’est dégradé chez la plupart des GRD. Cette dégradation s’explique notamment par les événements exceptionnels de 2021 (inondations mais aussi plusieurs tempêtes) qui ont occasionné des dégâts importants au niveau des installations des GRD.

<sup>3</sup> Les données historiques sont disponibles dans les rapports précédents

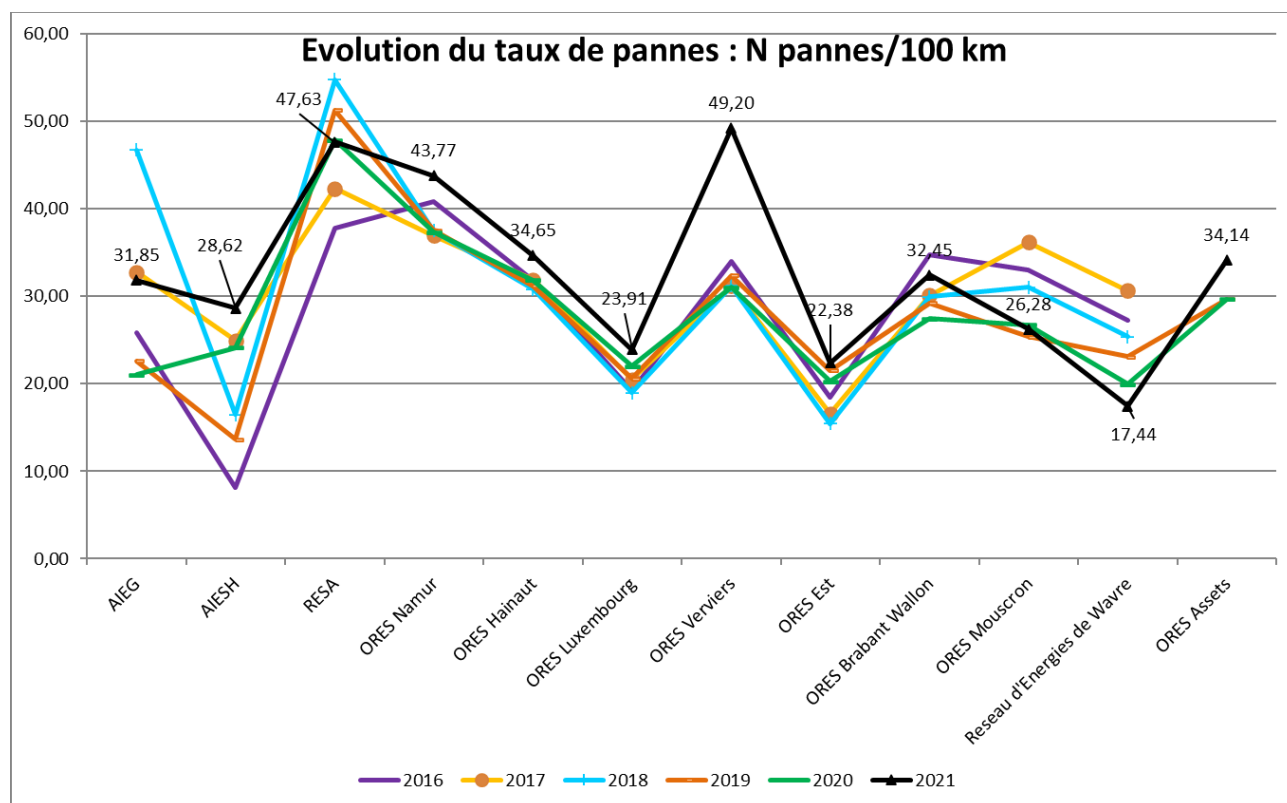


GRAPHIQUE 71 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 1 000 EAN  
(PÉRIODE 2016 À 2021)



### 1.11.5.2. Le taux de pannes par 100 km de réseau

La CWaPE monitorise également, depuis la même époque, le taux de pannes enregistrées par 100 km de réseau. Comme pour le taux de pannes par 1000 EAN, nous constatons ici aussi une dégradation de l'indice par rapport à 2020, et ce, chez la plupart des GRD. Les explications données par les GRD pour expliquer ce constat sont identiques à celles renseignées au point 4.2.5.1 :

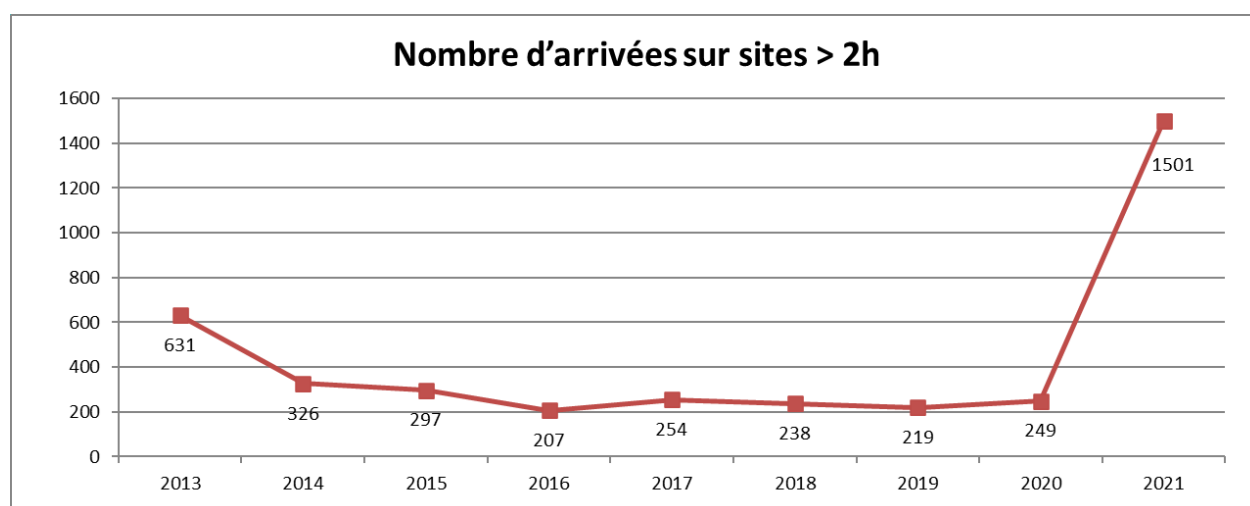


GRAPHIQUE 72 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 100 KM DE RÉSEAU  
(PÉRIODE 2016 À 2021)

### 1.11.5.3. Le nombre de dépassements d'arrivées sur site de plus de 2 heures

L'article I.7, §1<sup>er</sup>, du RTD prévoit « *qu'en cas de coupure non planifiée du réseau de distribution ou du raccordement, le gestionnaire du réseau de distribution doit être sur place dans les deux heures qui suivent l'appel de l'utilisateur du réseau de distribution, avec les moyens appropriés pour commencer les travaux qui conduisent à l'élimination du défaut* ».

La CWaPE constate que, par rapport à 2020, le nombre d'arrivées sur site de plus de deux heures a fortement augmenté.



GRAPHIQUE 73 ÉVOLUTION DU NOMBRES D'ARRIVÉES SUR SITE DE PLUS DE 2 HEURES  
(PÉRIODE 2013 À 2021)

Cette augmentation significative s'explique outre par les inondations également par le fait que, depuis 2021, tous les GRD à l'exception du REW (qui estime toujours le temps moyen d'arrivée sur site) assurent désormais le monitoring de cet indicateur.

### 1.11.5.4. Le nombre de dépassements de rétablissements de l'alimentation après 6 heures

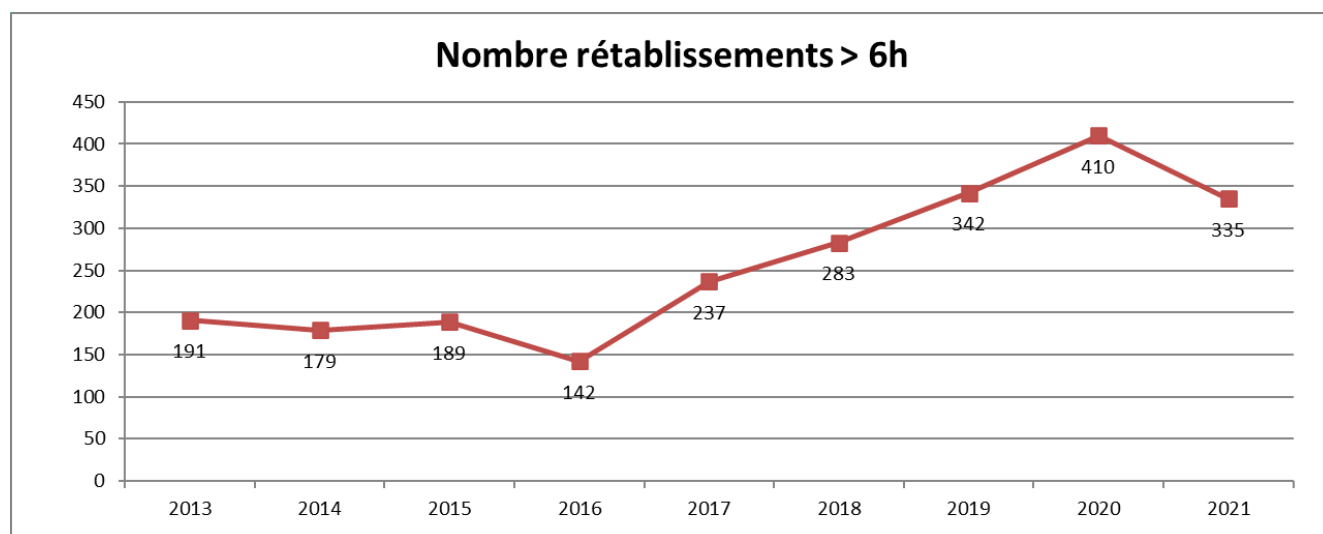
En corolaire avec le paragraphe précédent, précisons également que l'article I.7., §1<sup>er</sup>, du RTD prévoit aussi que « *sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances météorologiques (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes,...) reconnues exceptionnelles par une instance publique notoirement habilitée à cette fin, s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le gestionnaire du réseau de distribution prendra ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence, au niveau de la cabine de transformation haute tension/basse tension* ».

De même, l'article I.8. §1<sup>er</sup>, du RTD prévoit quant à lui « *qu'en cas d'interruption planifiée de la tension au point de raccordement dont la durée cumulée prévue dépasserait quatre heures dans une semaine, le GRD prend ses dispositions pour rétablir la tension au point de raccordement par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence au niveau de la cabine de transformation haute tension/basse tension*.

*Le GRD convient avec les fournisseurs des modalités de récupération de la valeur de l'énergie qu'il a fournie.*

*Si les mesures correctrices mises en place portent préjudice à certains URD, le GRD tente de limiter autant que faire se peut les inconvénients subis par ces URD. Il les informe des conséquences possibles, notamment sur les régimes de comptage, la fréquence, et la production. »*

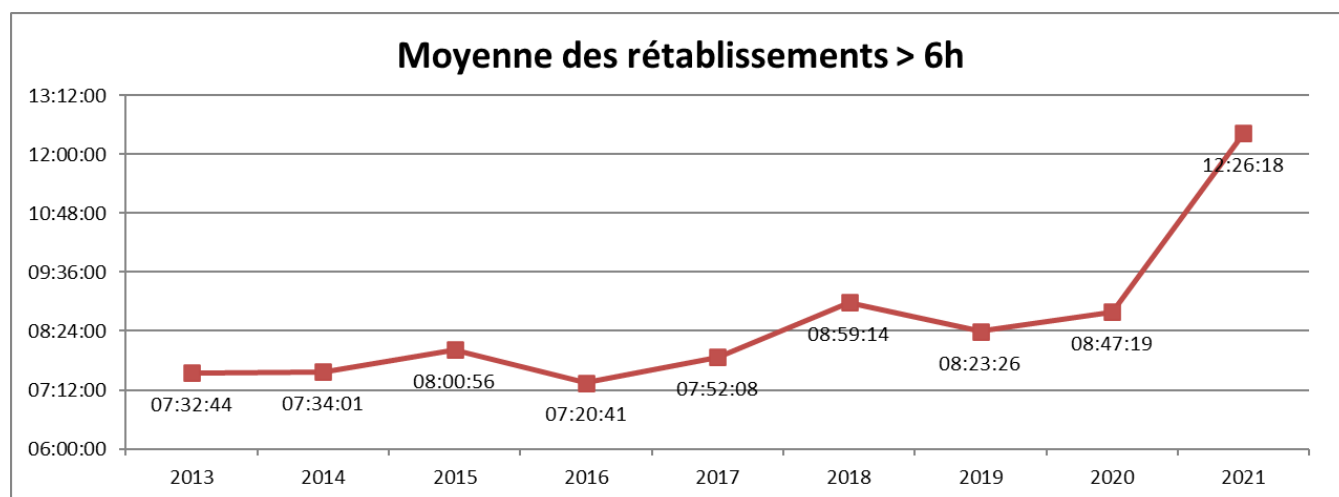
La CWaPE constate que, par rapport à 2020, le nombre de rétablissements > 6h a diminué, et ce, principalement sur RESA. Le fait que ce GRD, compte tenu des événements exceptionnels de 2021, ne peut garantir l'exhaustivité des données renseignées dans le rapport qualité, peut expliquer ce constat.



GRAPHIQUE 74 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RÉTABLISSEMENTS DE L'ALIMENTATION EN PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2021)

Précisons que tous les GRD doivent monitorer cet indicateur à partir de 2021.

En durée cependant, la moyenne (non pondérée) des rétablissements d'interruptions de plus de 6h a fortement augmenté par rapport à 2020, et ce, principalement au niveau d'ORES Assets et de RESA.

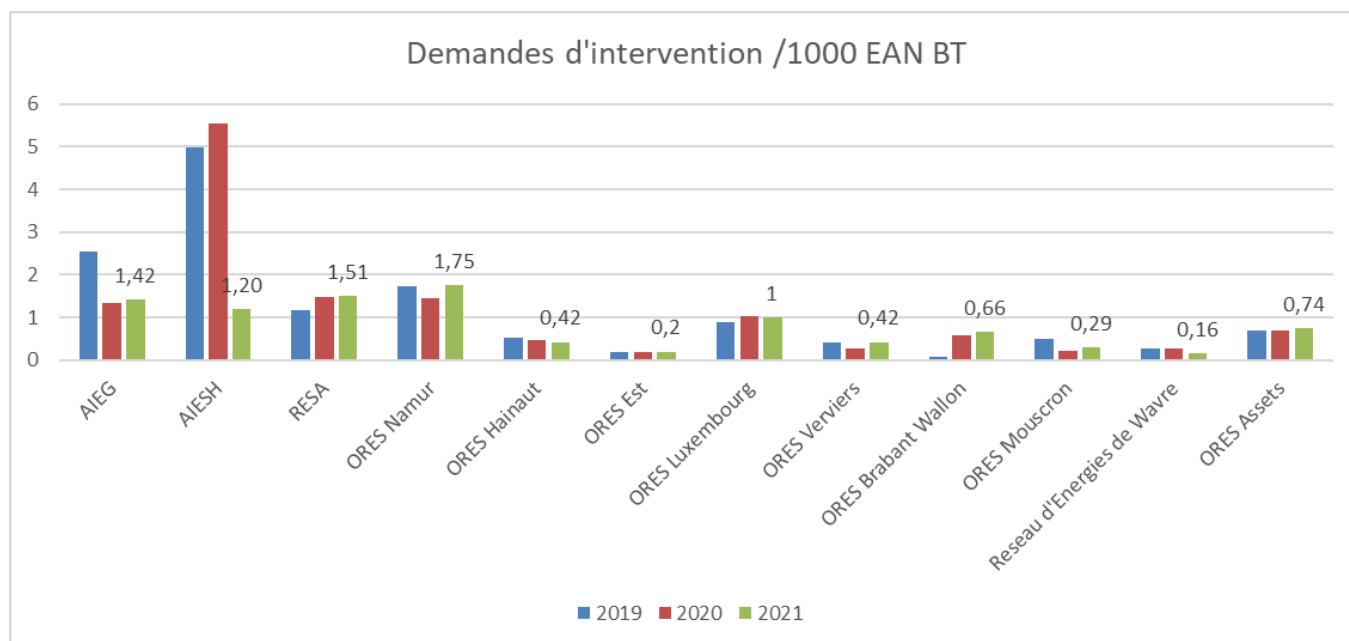


GRAPHIQUE 75 ÉVOLUTION DE LA DURÉE MOYENNE DES RÉTABLISSEMENTS DE L'ALIMENTATION DE PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2021)

### 1.11.6. Critères de qualité relatifs à la forme de l'onde de tension

Depuis plusieurs années, la CWaPE monitoré également les demandes d'intervention introduites par les URD pour un problème de qualité relatif à la forme de l'onde de tension (ex : décrochage onduleur, baisse de tension ...).

Ci-après, un aperçu du nombre de demandes d'intervention par 1.000 EAN BT :



GRAPHIQUE 76 ÉVOLUTION DES DEMANDES D'INTERVENTION PAR 1000 EAN BT (PÉRIODE 2019 À 2021)

Il convient d'emblée de préciser que les pointes constatées en 2019 et 2020 sur l'AIESH s'expliquent par le fait que toutes les demandes d'intervention étaient comptabilisées et pas uniquement celles relatives à la forme de l'onde de tension.

Lors de l'audit des rapports qualité, il avait notamment été constaté que tous les GRD ne pouvaient garantir un suivi de qualité aux demandes d'intervention. C'est pourquoi, la CWaPE avait proposé d'intégrer plusieurs principes généraux dans le processus de gestion des demandes d'intervention mis en place chez les GRD. Ci-après, un rappel de ces principes :

- Un URD qui demande une intervention reçoit systématiquement un accusé de réception.
- Le GRD dispose d'un système lui permettant d'enregistrer les demandes d'intervention et de conserver l'historique des interventions. L'historique des interventions réalisées chez un URD devrait notamment permettre au GRD d'orienter le suivi à accorder à la/aux demande(s) d'un URD et ne pas dupliquer des solutions déjà tentées mais n'étant visiblement pas efficaces.
- Les mesures réalisées chez l'URD doivent être opérées dans des circonstances représentatives et avec des moyens appropriés permettant de quantifier au mieux les phénomènes pressentis.
- Un courrier/courriel de clôture (de l'intervention) est systématiquement envoyé à l'URD pour lui signifier les conclusions de l'intervention et les éventuels travaux à réaliser (+ délais estimés) et, si réalisés, les résultats du monitoring.

Pour s'assurer du suivi des demandes d'intervention, la CWaPE procède chaque année à l'analyse d'un échantillon de dossiers de demandes que les GRD renseignent en annexe de leur rapport qualité.

Même si la CWaPE remarque, depuis quelques années, une amélioration dans le suivi des demandes, elle constate encore des divergences, parfois marquées, entre GRD voire entre secteurs d'un même GRD. À ce sujet, La CWaPE observe un traitement, a priori différent, des demandes d'URD raccordés au réseau d'ORES Namur par rapport à d'autres secteurs d'ORES Assets. En effet, les quelques éléments justificatifs transmis par ce secteur suite au contrôle, ne permettent par exemple pas de garantir que les URD reçoivent systématiquement un courrier/courriel de clôture après chaque intervention pour leur signifier les conclusions de l'intervention.

#### **1.11.7. Suivi du plan d'actions correctives réalisé suite à l'audit**

Pour rappel, la CWaPE avait souhaité organiser des réunions de suivi chez les GRD afin de constater avec ceux-ci l'état d'avancement du plan d'actions. Suite à l'entrée en vigueur du MIG 6 notamment, ces réunions n'ont pu avoir lieu en 2021 et sont donc prévues en 2022.

### **1.12. ANNEXE III : les lignes directrices applicables**

Se référer au site de la CWaPE :

- Plan d'adaptation : <http://www.cwape.be/docs/?doc=132>
- Rapport qualité : <https://www.cwape.be/docs/?doc=133>

### **1.13. ANNEXE IV (non publiée) : version définitive des différents plans d'adaptation des GRD**

Documents confidentiels uniquement disponibles sous forme électronique.