

Date du document : 28/10/2021

DÉCISION

CD-21j28-CWaPE-0590

PLANS D'ADAPTATION PORTANT SUR LA PÉRIODE 2022-2026 ET INDICATEURS DE QUALITÉ 2020 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. <i>Contexte législatif</i>	6
1.1.1. Les plans d'adaptation	6
1.1.2. Les rapports qualité.....	7
1.2. <i>Procédure d'établissement des plans d'adaptation et rapports qualité</i>	9
1.2.1. Les plans d'adaptation	9
1.2.2. Les rapports qualité.....	10
1.3. <i>Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE</i>	10
1.4. <i>Recevabilité des dossiers</i>	12
1.5. <i>Rappel des critères d'examen</i>	14
2. APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWaPE	15
2.1. <i>Vue générale sur les réalisations de l'année 2020</i>	16
2.2. <i>Composition des réseaux à la fin décembre 2020</i>	29
2.2.1. Situation globale.....	29
2.2.2. Longueurs réseaux	30
2.2.3. Nombre de codes EAN.....	32
2.2.4. Les énergies prélevées	33
2.2.5. La production décentralisée	34
2.2.6. Les unités de petite puissance.....	34
2.2.7. Les autres unités de production	35
2.2.8. La transformation MT/BT	36
2.2.9. La flexibilité	37
2.2.10. Une gestion encore plus dynamique des réseaux	37
2.3. <i>Les investissements programmés</i>	42
2.3.1. Synthèse des projets et postes budgétaires.....	42
2.3.2. Les projets et leurs motivations	43
2.3.3. Les postes budgétaires	50
2.4. <i>Observations de la CWaPE</i>	52
2.4.1. Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans	52
2.4.2. Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités	53
3. DÉCISION DE LA CWaPE	53
4. ANNEXES	57
4.1. <i>ANNEXE I : Note d'examen des plans</i>	57
4.1.1. Examen des projets rentrés.....	57
4.1.2. Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans	57
4.1.3. Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD.....	58
4.1.4. Respect des plans introduits antérieurement	61
4.1.5. Les projets de travaux programmés	62
4.1.6. Les besoins en capacité	65
4.1.7. La fiabilité des réseaux	71
4.1.8. La qualité de l'alimentation	72
4.1.9. Assainissement et sécurité	72
4.1.10. Les lotissements et zones d'activité économique	75
4.1.11. Les compteurs non conventionnels.....	76
4.1.12. Les services de flexibilité	79
4.1.13. La transformation et autres installations MT	79
4.1.14. Les postes budgétaires	80
4.2. <i>ANNEXE II : Les indices qualité</i>	95
4.2.1. Données générales	95
4.2.2. L'indisponibilité	97
4.2.3. La fréquence des interruptions	103
4.2.4. La durée de rétablissement	106
4.2.5. Les indices de pannes	107
4.3. <i>ANNEXE III : les lignes directrices applicables</i>	111
4.4. <i>ANNEXE IV (non publiée) : version définitive des différents plans d'adaptation des GRD</i>	111

Index graphiques

Graphique 1	Situation à la clôture 2019 en termes de projets	29
Graphique 2	Évolution des longueurs (aérien vs souterrain) des réseaux de distribution d'électricité	30
Graphique 3	Évolution des longueurs (MT vs BT) des réseaux de distribution d'électricité	31
Graphique 4	Répartition des éléments constitutifs des réseaux de distribution d'électricité	31
Graphique 5	Évolution du nombre d'EAN	32
Graphique 6	Répartition selon les GRD du nombre de mètres de réseau par URD	32
Graphique 7	Évolution et répartition des énergies prélevées par les URD résidentiels / professionnels	33
Graphique 8	Évolution du nombre de raccordements d'UPD de max 10 kVA	34
Graphique 9	Répartition de la puissance totale cumulée des UPD	35
Graphique 10	Répartition par GRD de la puissance totale cumulée des UPD	35
Graphique 11	Évolution du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	36
Graphique 12	Évolution en % du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	36
Graphique 13	Scénarii retenus par les GRD pour le placement des différents types de compteurs BT	38
Graphique 14	Évolution des budgets en termes de contrôle transmission	39
Graphique 15	Évolution Montants bruts pour placement gaines FO	40
Graphique 16	Montants bruts 2019 pour placement gaines FO	40
Graphique 17	Montants bruts 2019 pour placement FO	41
Graphique 18	Évolution montants bruts pour le soufflage des FO	41
Graphique 19	Répartition par code de motivation du nombre de projets attendus	44
Graphique 20	Répartition par code de motivation du montant total brut des projets attendus	45
Graphique 21	Répartition du montant total des projets en fonction des principales motivations	47
Graphique 22	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement	48
Graphique 23	Évolution par GRD du montant total annuel brut des projets d'investissement	48
Graphique 24	Évolution par code de motivation du montant total annuel brut des projets d'investissement	49
Graphique 25	Évolution par code de motivation du montant total annuel brut des projets d'investissement	49
Graphique 26	Évolution du montant total annuel brut des postes budgétaires	50
Graphique 27	Évolution par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux annuels bruts	51
Graphique 28	Répartition par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux bruts	52
Graphique 29	Évolution et répartition du nombre total de projets nominatifs / non nominatifs (période 2019 à 2025)	57
Graphique 30	Répartition du montant total des projets nominatifs / non nominatifs	58
Graphique 31	Évolution par GRD des longueurs de réseaux	59
Graphique 32	Répartition par GRD des longueurs MT/BT et aériennes/souterraines de réseaux	60
Graphique 33	Répartition en % par GRD des longueurs MT/BT et aériennes/souterraines de réseaux (situation fin 2019)	60
Graphique 34	Répartition des raccordements par GRD (situation fin 2019)	61
Graphique 35	Répartition par code de motivation et par GRD du nombre total de projets	62
Graphique 36	Répartition en %, par GRD et par code de motivation des montants totaux bruts	63
Graphique 37	Répartition en %, par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés (items globaux) (période 2021 à 2025)	64
Graphique 38	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2021 - 2025)	69
Graphique 39	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2021 - 2025)	69
Graphique 40	Répartition par GRD et par % de charge des montants dedicacés aux nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants (période 2021 à 2025)	76
Graphique 41	Répartition des compteurs BT 'non conventionnels' placés au 31/12/2019	77
Graphique 42	Répartition des CàB sans fonction sociale placés au 31/12/2019	77
Graphique 43	Evolution du placement de compteurs intelligents par % N total EAN BT à l'horizon 2025	78
Graphique 44	Nombre de compteurs intelligents placés à l'horizon 2025 (en % N total compteurs BT)	78
Graphique 45	Moyenne : kVA/point de prélèvement BT (fin 2019)	80
Graphique 46	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires	81
Graphique 47	Répartition GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires par code EAN	81
Graphique 48	Répartition par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires (période 2021 à 2025)	82
Graphique 49	Évolution de l'indice d'indisponibilité totale des différents GRD	99
Graphique 50	Répartition en valeurs absolues du temps moyen annuel d'interruption	100
Graphique 51	Répartition en valeurs relatives du temps moyen annuel d'interruption	100
Graphique 52	Évolution de l'indice d'indisponibilité totale calculé au niveau de la Région wallonne	101

Graphique 53	Participation de l'indisponibilité propre des GRD dans les incidents	101
Graphique 54	Participation des catégories intervenant dans l'indisponibilité propre	102
Graphique 55	Fréquence par GRD	103
Graphique 56	Fréquence par GRD traduite en probabilité d'occurrence	104
Graphique 57	Évolution par GRD de la fréquence	104
Graphique 58	Évolution par GRD de la fréquence traduite en probabilité d'occurrence	105
Graphique 59	Évolution de la fréquence calculée au niveau de la Région wallonne	105
Graphique 60	Durée de rétablissement par GRD	106
Graphique 61	Évolution de la durée de rétablissement par les différents GRD	106
Graphique 62	Évolution de la durée de rétablissement calculée au niveau de la Région wallonne	107
Graphique 63	Évolution du taux de pannes par 1 000 EAN	107
Graphique 64	Évolution du taux de pannes par 100 km de réseau	108
Graphique 65	Évolution du nombres d'arrivées sur site de plus de 2 heures	109
Graphique 66	Évolution du nombre de rétablissements de l'alimentation en plus de 6 heures	110
Graphique 67	Évolution de la durée moyenne des rétablissements de l'alimentation de plus de 6 heures	110

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 2020 : quantités et montant total brut	17
Tableau 4	PB 2020 : comparaison en cours plan 2021-2025 et clôture plan 2022-2026	17
Tableau 5	Suivi des projets initialement programmés dans le plan précédent	28
Tableau 6	Situation des réseaux de distribution en Wallonie (FIN 2020)	30
Tableau 7	Situation raccordement d'unités de production décentralisée	34
Tableau 8	Situation gestion dynamique des réseaux (FIN 2020)	39
Tableau 9	Évolution programmation des projets (période 2017 à 2026)	43
Tableau 10	Évolution des postes budgétaires (période 2017 à 2026)	43
Tableau 11	Situation nombre de projets programmés	44
Tableau 12	Répartition par code de motivation du montant total brut (nominatif/ non nominatif) (période 2022 à 2026)	45
Tableau 13	Évolution montants annuels projets par code motivation	47
Tableau 14	Évolution par poste budgétaire (items principaux) du montant annuel brut	50
Tableau 15	Évolution des longueurs de réseaux distribution	59
Tableau 16	Situation globale nombre et type de raccordements	61
Tableau 17	Répartition par GRD et par motivation du nombre de projets pressentis	62
Tableau 18	Répartition par GRD et par motivation des montants totaux bruts	63
Tableau 19	Répartition par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés	64
Tableau 20	Charge des feeders principaux : mesures max 2020 et extrapolations 2026	66
Tableau 21	Répartition du % de charge max des feeders principaux à l'horizon 2026	66
Tableau 22	Évolution du nombre de projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	67
Tableau 23	Évolution des montants totaux bruts des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia (période 2022 à 2026)	68
Tableau 24	Liste des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	68
Tableau 25	Évolution par GRD du nombre de projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2022 à 2026)	71
Tableau 26	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2022 à 2026)	71
Tableau 27	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets visant à solutionner des problèmes de tension (période 2022 à 2026)	72
Tableau 28	Situation par GRD des réseaux aériens en cuivre nu	72
Tableau 29	Situation par GRD réalisation des analyses de risques et mise en conformité (AR 2012) des cabines et PTA (fin 2020)	73
Tableau 30	Évolution par GRD des montants annuels bruts pressentis pour l'amélioration de la sécurité y compris des cabines (période 2022 à 2026)	75

Tableau 31	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets (nominatifs et non nominatifs) visant le raccordement de zonings industriels ou lotissements résidentiels importants (période 2022 à 2026)	75
Tableau 32	Les compteurs BT non conventionnels installés (situation au 31/12/2020)	76
Tableau 33	Les services de flexibilité sur les réseaux de distribution (situation au 31/12/2020)	79
Tableau 34	La transformation et autres installations MT (situation au 31/12/2020)	79
Tableau 35	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires	80
Tableau 36	Principaux indices qualité : comparaison des valeurs citées dans les rapports des GRD et celles recalculées par la CWaPE (fin 2020)	96
Tableau 37	Classification interruptions non planifiées - calcul des indisponibilités totales ou propres	98

1. RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF ET DE LA MÉTHODOLOGIE

1.1. Contexte législatif

1.1.1. Les plans d'adaptation

Le décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par ses amendements successifs, ci-après nommé le « Décret », 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 scenarii de développement de l'éco-mobilité, 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. Cette base légale était donc en vigueur au moment de la rédaction des projets de plans d'adaptation.

Ce règlement technique a récemment 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.

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 2.

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

- 54° 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 4.

- § 5. *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. Cependant, si ces documents n'existent pas pour les anciennes lignes aériennes à basse tension, ils ne doivent pas être établis a posteriori sauf demande expresse d'une autorité publique. Le gestionnaire de réseau de distribution fait le point de sa documentation dans le rapport visé à l'article 5.*
- § 6. *Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre les moyens informatiques performants correspondant à l'état de la technique et nécessaires pour assurer le bon fonctionnement de son réseau et la qualité du rapportage, notamment pour les éléments suivants : qualité de la tension, relevé et transmission des données de comptage, échange d'informations et d'instructions avec les différents acteurs concernés.*

Article 5.

§ 1^{er} *Le gestionnaire du réseau de distribution remet chaque année à la CWaPE, en même temps que son plan d'adaptation, le rapport prévu par l'article 24 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux, dans lequel il décrit la qualité de ses prestations durant l'année calendrier écoulée.*

§ 2. *Ce rapport décrit :*

- 1° *la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès à son réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée. Ces informations sont fournies séparément pour la basse et la haute tension. Leur présentation peut être établie sur base de la méthode décrite dans la prescription technique SYNERGRID C10/14 intitulée « Indices de qualité. Disponibilité de l'accès au réseau de distribution » ou toutes autres prescriptions au moins équivalentes ;*
- 2° *le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160 ;*
- 3° *la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du présent règlement et les raisons de ceux-ci ;*
- 4° *l'état de la documentation visée à l'article 4, § 5.*

Ce rapport reprend en annexe la liste des interruptions programmées et non programmées de l'année concernée.

§ 3. *La CWaPE peut établir un modèle de rapport.*

Article 7.

§ 5. *Le respect des délais légaux et réglementaires et l'exactitude des messages dans le domaine de l'allocation sont monitorés par chaque gestionnaire du réseau, 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 gestionnaire du réseau 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 gestionnaires de réseaux 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 5, §2, 3°.*

Remarques :

- 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.
- Comme énoncé plus haut, le règlement technique a récemment 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.

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 correspondant à la période tarifaire en cours. Les plans introduits par les GRD ne doivent donc couvrir formellement que la période tarifaire 2022 à 2023, soit 2 années. 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 disposer, en fin de période tarifaire d'une vision sur les premières années de la période tarifaire suivante. Les plans introduits cette année par les GRD portent donc sur les années 2022 à 2026. Les données portant sur les années 2024 à 2026 sont donc données à titre purement indicatif et ne sont donc pas engageantes. La présente validation de la CWaPE ne porte donc pas sur ces dernières.

Pour rappel, la procédure d'élaboration des plans d'adaptation suit les étapes suivantes :

- a) Le projet de plan d'adaptation est remis en un seul exemplaire à la CWaPE pour le 2 mai au plus tard. À cette occasion, le GRD communique également à la CWaPE le budget définitif se rapportant au dernier plan approuvé et justifie les révisions et reports éventuels qui sont déjà prévisibles à cette date. Ces informations sont communiquées par le biais d'un tableau dont le lay-out est imposé par la CWaPE.
- b) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan durant le mois de mai¹.
- c) La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et peut demander au GRD de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1^{er} juillet.

¹ En pratique, ce délai est difficilement tenable car cette deadline imposée par le RTDE datant de 2011 ne tient pas compte de la complexité accrue liée à la reprise par la CWaPE de la compétence tarifaire. Dans les faits, cette réunion n'est pas une simple réunion de présentation mais bien une réunion de travail précédée de l'analyse complète des documents rentrés et la communication préalable des remarques et commentaires formulés par la CWaPE sur les projets. De manière complémentaire, en cas de rentrée tardive des documents par les GRD, ce délai est également systématiquement dépassé. Les dates de rencontre sont donc finalement systématiquement convenues de commun accord entre les GRD et la CWaPE. Cette procédure sera clarifiée et adaptée lors de la mise à jour du RTDE qui devrait intervenir fin 2020.

- d) Le GRD ajuste éventuellement son plan d'adaptation et remet, avant le 1^{er} septembre, la version définitive à la CWaPE en deux exemplaires. Les autres éléments et schémas unifilaires relatifs au réseau peuvent n'être remis qu'en un seul exemplaire. Ils peuvent, de même que certaines annexes jugées trop volumineuses, être remis sur support informatique.
- e) Après approbation par le Comité de direction de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1^{er} janvier de l'année suivante.

1.2.2. Les rapports qualité

Pour mémoire, comme pour les plans d'adaptation, la CWaPE a complètement revu en 2016 les lignes directrices relatives au rapport qualité, tel que prévu à l'article 5, §3, du RTDE. Cette révision visait également à préciser certains points d'attention sur base du retour d'expérience des rapports remis les années antérieures mais également suite aux modifications du Décret intervenues en 2014.

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 que le rapport d'un GRD sur la qualité de ses prestations soit crédible, la CWaPE insiste à nouveau fortement sur l'impérieuse nécessité de la mise en place d'un système de collecte et de gestion des données en garantissant l'exactitude et l'exhaustivité. Sans un tel système, le rapport ne repose sur rien de vérifiable et perd donc considérablement de son intérêt.

Le planning de travail a été adapté par rapport aux années précédentes, 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.
- 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^{er} juillet.
- c) Le GRD ajuste éventuellement son rapport qualité et remet, avant le 1^{er} 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, la méthodologie d'établissement des plans n'a pas fondamentalement changé. Comme les années antérieures lorsqu'ORES était chargé de l'exploitation des sept réseaux, ORES est resté l'interlocuteur unique et a introduit des dossiers formés d'une trame commune découpée en plusieurs volets correspondant aux différents secteurs 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 prestations des différentes entités, en particulier pour ce qui concerne les projets inscrits dans les plans précédents. Elle reste par ailleurs pertinente tant que les tarifs ne sont pas unifiés.

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. Laissées à l'appréciation des GRD, des réunions physiques ont cependant pu être organisées dans le respect des règles sanitaires afin d'échanger de vive voix sur les projets de plans d'adaptation. Au niveau des rapports qualité, la CWaPE a proposé aux GRD de discuter, à distance, des résultats des analyses.

Pour l'ensemble des GRD, des compléments ont été apportés aux dossiers et, au terme de cette procédure et de quelques échanges menés début septembre, la version des plans amendés rentrés a été considérée comme finalisée.

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	15-06-2021	16-06-2021	7-07-2021	30-07-2021
AIESH	21-05-2021	9-06-2021	30-06-2021	31-08-2021
ORES Brabant Wallon		27-05-2021		
ORES Est		31-05-2021		
ORES Hainaut		2-06-2021		
ORES Luxembourg		3-06-2021		
ORES Mouscron		4-06-2021		
ORES Namur		28-05-2021		
ORES Verviers		7-06-2021		
Réseau d'Énergies de Wavre	1-07-2021	7-07-2021	20-07-2021	1-09-2021
RESA	3-05-2021	25-05-2021	29-06-2021	31-08-2021

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	26-07-2021	30-07-2021	10-09-2021
AIESH	10-06-2021	30-07-2021	31-08-2021
ORES Brabant Wallon			
ORES Est			
ORES Hainaut			
ORES Luxembourg			
ORES Mouscron			
ORES Namur			
ORES Verviers			
Réseau d'Énergies de Wavre	13-07-2021	30-07-2021	1-09-2021
RESA	03-05-2021	11-06-2021	31-08-2021

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 2019

1.2 PYRAMIDE DES ÂGES DES ELEMENTS MT

2 BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (2019)

3 ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2019)

4 PLAN D'ADAPTATION (POUR LES ANNÉES 2021 à 2025)

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 *Évolution vers les réseaux « intelligents »*
- 4.2.9 *Activation de la flexibilité*
- 4.2.10 *Électro-mobilité*

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 2020 :

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 PLAINTES 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 FINALS

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 parfaite cohérence en termes de délais et de solutions techniques au regard des travaux opérés à l'interface entre distribution et transport (local) ;
- 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.

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 plaintes.

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. 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 2021. 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 2021.

Rappelons également que la réalisation et les échéances des travaux programmés au cours des deux années à venir (année N+1 en cours et année N+2) présentent un haut degré de certitude.

En revanche, les travaux dont l'exécution est prévue au-delà de cette échéance (de N+3 à N+5) 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, IT, matériels roulants, ...

2. APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWaPE

La CWaPE a analysé les plans d'investissement couvrant la période 2022 à 2026 en intégrant dans son examen les résultats de l'année 2020 et la mise à jour du plan 2021-2025 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.

2.1. Vue générale sur les réalisations de l'année 2020

Le tableau ci-dessous résume les quantités et montants totaux bruts associés aux réalisations effectives de 2020, le tri étant basé sur les principaux postes budgétaires :

Postes budgétaires	Quantités totales (Adaptation et extension)	Montant total brut (Adaptation et extension – en €)
Câbles (en km)	833,6	€ 80.869.769
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	377,8	€ 50.743.402
Réseau BT	455,7	€ 30.126.367
Lignes (en km)	264,8	€ 15.552.004
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	83,3	€ 3.774.469
Réseau BT	181,4	€ 11.777.535
Postes	-	€ 9.624.397
Terrains	0	€ 0
Bâtiments	51	€ 1.994.022
Cellules Poste	96	€ 3.531.806
Cellules TCC	71	€ 1.194.591
Cellules Poste - Télécontrôle	66	€ 2.903.212
Transformateurs HT/MT	0	€ 0
Transformateurs MT/MT	0	€ 767
Cabines	-	€ 31.848.294
Terrains	0	€ 979.547
Bâtiments	599	€ 7.753.312
Cellules MT	2.169	€ 16.574.264
Transformateurs MT/BT	623	€ 6.541.171
Transformateurs MT/MT	0	€ 0
Raccordements clients	21.528	€ 41.846.409
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	€ 0
Niveau Trans MT	59	€ 10.644.257
Niveau MT	35	€ 3.954.738
Niveau Trans BT	3	€ 256.332
Niveau BT	21.430	€ 26.991.082
Comptages	51.100	€ 18.876.001
HT / AMR	0	€ 0
HT / Frontière autres GRD	0	€ 0
MT / AMR	687	€ 1.596.599
MT / MMR	90	€ 65.592
MT / Frontière autres GRD	0	€ 0
BT / AMR	10	€ 4.846
BT / YMR	32.671	€ 9.967.276
BT / à budget	6.998	€ 3.803.147
BT / intelligents	10.645	€ 3.438.540
BT / Frontière autres GRD	0	€ 0

Postes budgétaires	Quantités totales (Adaptation et extension)	Montant total brut (Adaptation et extension – en €)
Contrôle/transmission	-	€ 15.141.974
Câble téléphonique (en km)	24,1	€ 1.670.186
Gaine Fibres optiques (en km)	130,5	€ 6.354.164
Fibre optique (en km)	137,4	€ 852.312
Télécontrôle - cabine réseau	673	€ 4.595.692
Télécontrôle - cabine client	0	€ 0
RTU et autres équipements télécom	500	€ 1.535.857
Autres équipements "smart"	26	€ 133.762
Autres items	-	€ 0
Total général		€ 213.758.849

TABLEAU 3 RÉALISATIONS 2020 : 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, notamment pour ORES et RESA. Le nombre de cas est cependant très limité et portent généralement sur des budgets relativement peu conséquents.

La comparaison des postes budgétaires entre la situation « en cours » dressée dans le plan précédent 2021-2025 et la clôture de l'année 2020 décrite dans le plan 2022-2026 se résume comme suit :

GRD	Prévisions 2020 (Plan 2021-2025)	Réalisations 2020 (Plan 2022-2026)	Delta en euros	Delta en %
ORES (Total)	€ 175.274.068	€ 169.116.541	-€ 6.157.527	-4 %
ORES Hainaut	€ 56.456.194	€ 54.551.708	-€ 1.904.486	-3 %
ORES Brabant wallon	€ 23.512.688	€ 27.617.663	€ 4.104.975	17 %
ORES Namur	€ 35.383.231	€ 33.943.039	-€ 1.440.192	-4 %
ORES Mouscron	€ 9.231.179	€ 6.740.857	-€ 2.490.322	-27 %
ORES Verviers	€ 13.126.670	€ 12.105.573	-€ 1.021.097	-8 %
ORES Est	€ 11.241.233	€ 10.539.066	-€ 702.168	-6 %
ORES Luxembourg	€ 26.322.873	€ 23.618.636	-€ 2.704.237	-10 %
RESA	€ 37.939.837	€ 30.285.346	-€ 7.654.492	-20 %
AIEG	€ 3.102.951	€ 4.131.802	€ 1.028.851	33 %
AIESH	€ 2.412.700	€ 6.343.754	€ 3.931.054	163 %
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	€ 3.907.152	€ 3.881.405	-€ 25.747	-1 %
Total Wallonie	€ 222.636.709	€ 213.758.849	-€ 8.877.860	-4%

TABLEAU 4 PB 2020 : COMPARAISON EN COURS PLAN 2021-2025 ET CLÔTURE PLAN 2022-2026

Les différences significatives ont été explicitées et sont partiellement détaillées ci-après.

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 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 » qu'ils induisent, par exemple, pour les raccordements trans-MT.

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.

L'exercice 2020 a également été impacté par la situation sanitaire. Pour des raisons évidentes de sécurité, certains GRD ont préféré éviter à leur personnel de s'exposer inutilement au contact avec les entrepreneurs. Si certains chantiers ne nécessitant que peu de contacts avec les sous-traitants ont pu être poursuivis, d'autres ont été plus limités, pour la même raison mais également pour des questions de disponibilité.

En outre, certains GRD ont également préféré limiter les contacts de leur personnel avec les utilisateurs de réseau, quitte à postposer des travaux non urgents ou essentiels.

Par respect des mesures sanitaires, la pandémie a également impacté les travaux dans les cabines qui sont, par nature, des espaces confinés ayant entraîné certaines limitations de travaux. De plus, certains GRD ont volontairement voulu réduire au maximum les coupures affectant la clientèle, soucieux de vouloir perturber le moins possible le télétravail, les cessions d'examens en distanciel, ...

La CWAPE rappelle qu'elle a exigé et 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.

La comparaison des montants globaux bruts initialement prévus dans les plans précédents et ceux renseignés comme effectivement réalisés au cours de l'année 2020 dans le nouveau plan 2022-2026 débouche sur les conclusions suivantes :

NB : dans ce chapitre, les parties reprises « *en italique* » constituent les réponses fournies par les GRD.

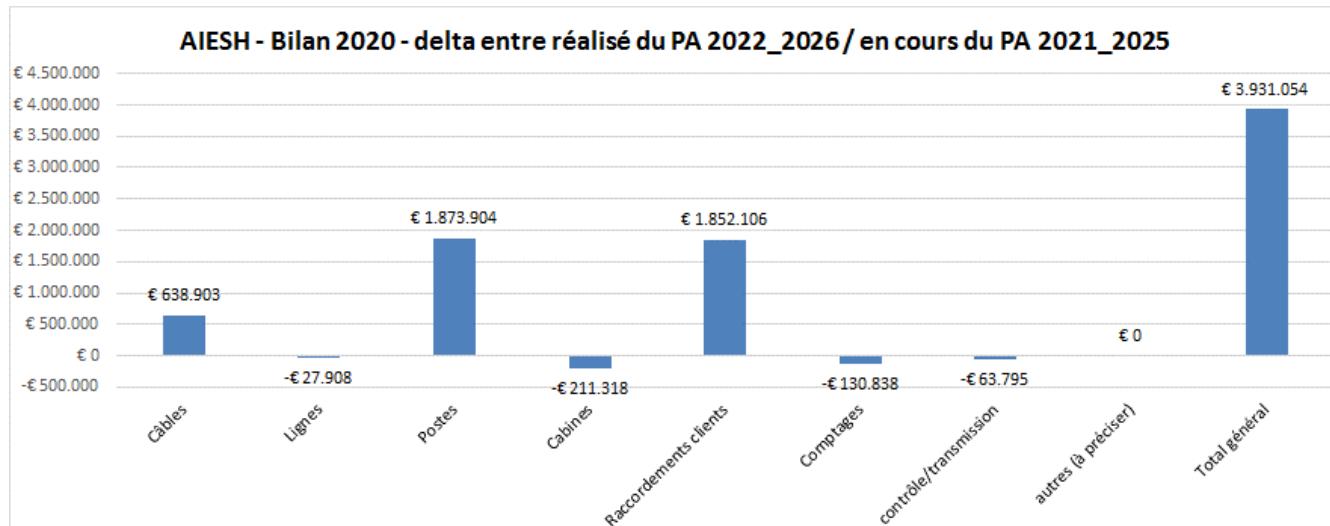
✓ **Un dépassement global** du budget brut pour les deux GRD repris ci-dessous :

AIESH (+ 163 %)

GRD PB bilan 2020	« En cours » du plan 2021-2025	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
AIESH	€ 2.412.700	€ 6.343.754	€ 3.931.054	163 %

AIESH	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2021_2025	3.765.383 €	2.412.700 €	3.304.500 €	3.393.500 €	3.241.600 €	3.614.500 €	2.896.500 €	-
2022_2026	-	6.343.754 €	2.662.500 €	3.143.500 €	3.043.100 €	3.499.000 €	3.691.500 €	2.924.500 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Au regard des discussions intervenues, les raisons évoquées par l'AIESH pour expliquer les différences principales sont les suivantes :

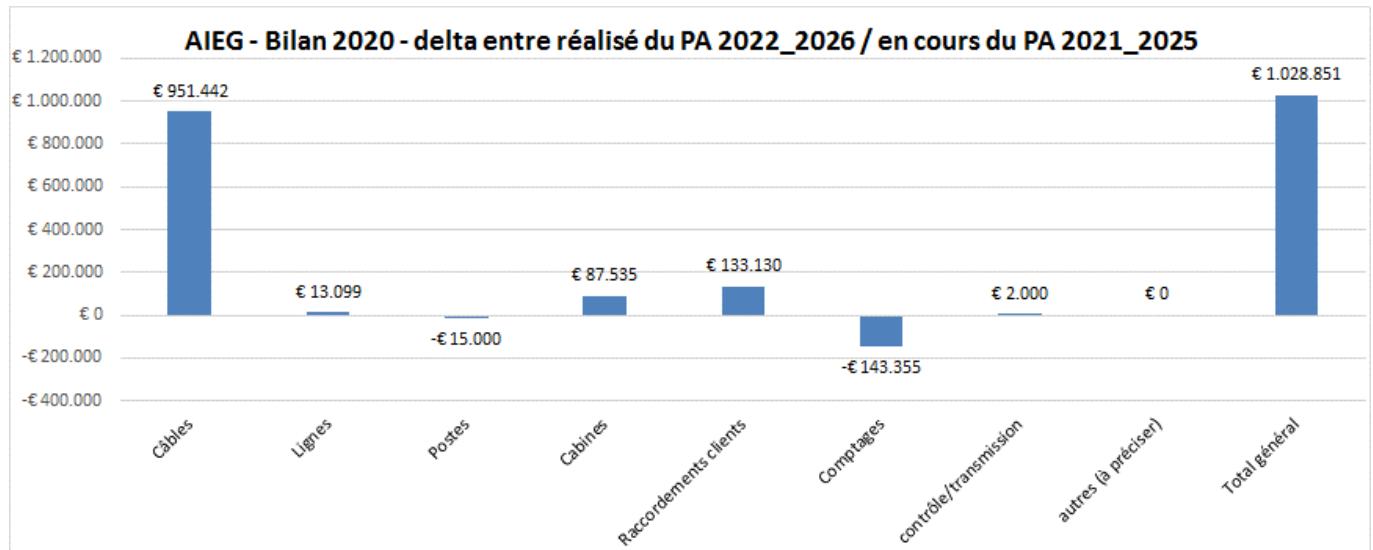
- ✓ « *L'augmentation importante du budget « postes » est due au remplacement de la sous-station de Solre-Saint-Géry. Celle-ci a pris du retard, et bien qu'elle ait été réalisée en plusieurs années, l'investissement a été pris en compte uniquement à la clôture comptable du chantier, soit 2020.* »
- ✓ *L'augmentation importante du budget « raccordement clients » est uniquement due au raccordement d'un parc éolien à Grandrieu. N'ayant pas de vision sur l'obtention des permis de construire, l'AIESH n'a pas pu prévoir ce chantier.*
- ✓ *Celui-ci a engendré des opportunités pour la mise en souterrain du réseau aérien MT à plusieurs endroits. Cela a engendré des dépenses non prévues.*
- ✓ *Le Budget comptage a quant à lui été plus faible que les estimations, principalement suite à la situation sanitaire qui a engendré une diminution importante du placement de CàB. »*

AIEG (+ 33 %)

GRD PB bilan 2020	« En cours » du plan 2021-2025	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
AIEG	€ 3.102.951	€ 4.131.802	€ 1.028.851	33 %

AIEG	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2021_2025	2.961.991 €	3.102.951 €	3.108.181 €	2.771.937 €	2.776.872 €	2.848.830 €	2.779.520 €	-
2022_2026	-	4.131.802 €	3.108.181 €	2.771.937 €	2.776.872 €	2.848.830 €	2.779.520 €	3.251.520 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Les raisons suivantes sont mises en avant par l'AIEG pour expliquer les différences principales :

- ✓ « *Câbles : l'augmentation est principalement due à plusieurs projets de lotissements sur la commune d'Andenne ainsi qu'aux coordinations POWALCO qui obligent parfois l'AIEG à poser des tronçons non budgétés. Il est à rappeler que lors d'une coordination Powalco, la zone de travaux peut être gelée par les autorités communales pour une durée de 5 ans.*

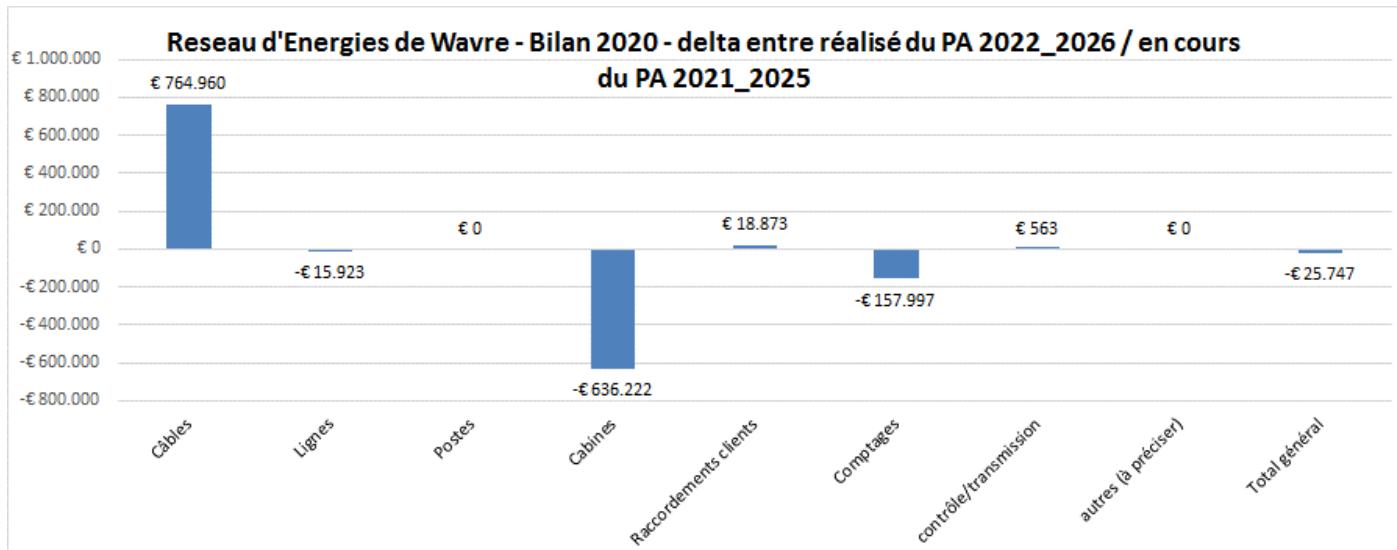
- ✓ *Cabines : deux cabines non prévues dans le programme d'assainissement ont dû être rénovées suite à une détection d'odeur d'ozone (effluves).*
- ✓ *Raccordement clients/comptages : ces deux postes complémentaires représentent l'ensemble de l'investissement pour le raccordement des clients BT et MT ; la différence constatée tient au fait que les imputations comptables ne sont pas faites de la même manière que d'un point de vue technique. Si on fait la somme des deux postes budgétaires, la différence est d'environ 10.000 € pour un total d'environ 600.000 €. »*
- ✓ **Un montant total brut d'investissement inférieur aux prévisions** pour les trois GRD suivants :

Réseau d'Énergies de Wavre (- 1 %)

GRD PB bilan 2020	« En cours » du plan 2021-2025	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 3.907.152	€ 3.881.405	-€ 25.747	-1 %

Réseau d'Énergies de Wavre	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2021_2025	5.431.328 €	3.907.152 €	3.965.759 €	4.025.246 €	4.085.624 €	4.146.909 €	4.209.112 €	-
2022_2026	-	3.881.405 €	3.300.739 €	3.350.250 €	3.400.504 €	3.451.512 €	3.503.284 €	3.555.834 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment, selon REW, par les raisons suivantes :

- ✓ « Le volet « Câbles » a été impacté par l'enregistrement des travaux en cours 2019 sur l'activité 2020, auquel il faut ajouter les travaux de renouvellement de réseaux basse tension (Guéret, Bouvreuils, Verts Horizons-Collines) et la volonté d'enfouissement des lignes aériennes du quartier de Stadt.
- ✓ *Cabines : L'impact COVID s'est fait ressentir sur les investissements par manque de disponibilité des sous-traitants durant l'année 2020 en conséquence de leur politique de prévention pour leur personnel.*

- ✓ *Le volet « Comptages » a été impacté par le report du déploiement des CI. En effet, dans le plan précédent, REW avait anticipé le rollout de compteurs à budget par des CI équipés de la fonction prépaiement ; cela n'a cependant pas pu être réalisé en 2020. Par contre, REW a poursuivi la pose de CI (ancienne version) chez les autoproducateurs. »*

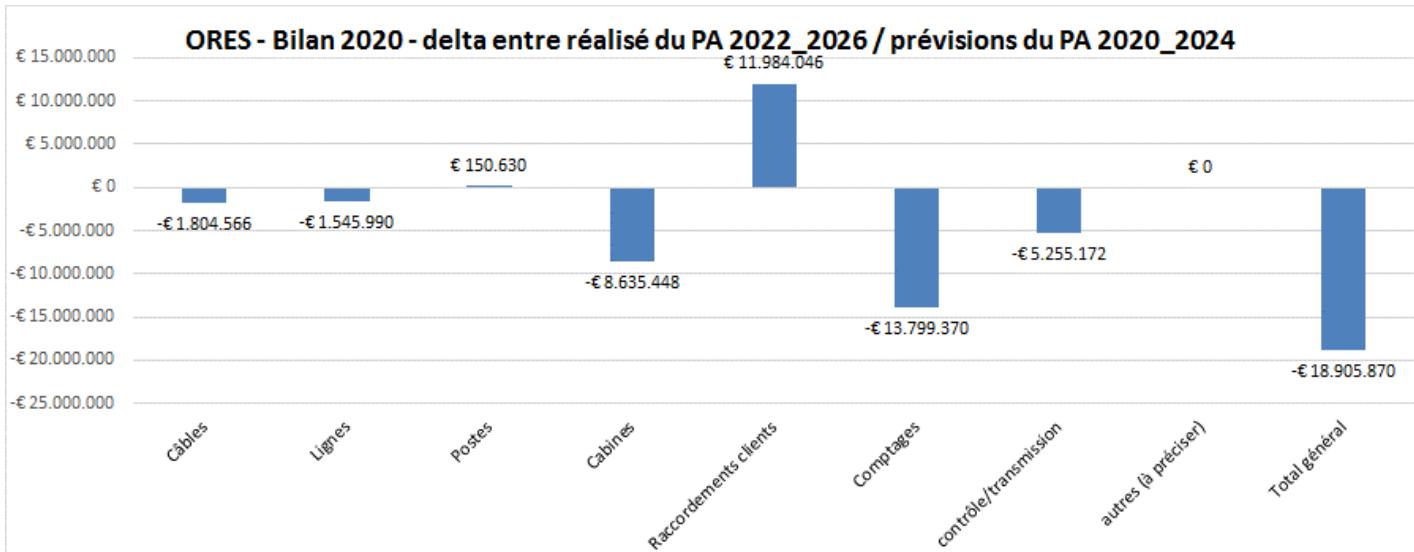
ORES (- 4 %)

NB : vu la non-actualisation des données 2020 dans les projets de plan 2021-2025 (tant pour les projets que les postes budgétaires) et en concertation avec ORES, la base de comparaison pour le bilan 2020 a été les prévisions pour l'année 2020 du plan 2020-2024 et non, comme pour les autres GRD, les « en cours 2020 » du plan 2021-2024. Le manque d'actualisation des données sur cette base de comparaison plus éloignée dans le temps ne joue cependant pas en faveur d'ORES. Rappelons à titre d'exemple, bien que ces données n'aient pas été validées dans le plan 2020-2024, celui-ci reprenait exactement le même scénario que celui du plan 2019-2023 en termes de déploiement de compteurs intelligents, à savoir un rollout complet basé sur l'installation de compteurs linky. Vu les changements de trajectoire intervenus sur le déploiement des compteurs communicants (développement ciblé vs rollout complet), il est donc logique de constater des différences importantes dans le poste « comptages » et ce, pour tous les secteurs d'ORES.

GRD PB bilan 2020	Prévisions du plan 2020-2024	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
ORES	€ 188.022.411	€ 169.116.541	-€ 18.905.870	-10%

ORES	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2020_2024	192.805.872 €	175.367.797 €	188.022.411 €	201.140.621 €	209.724.561 €	203.855.149 €	0 €	-
2022_2026	-	0 €	169.116.541 €	174.728.132 €	194.529.649 €	194.991.121 €	222.447.502 €	240.259.258 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



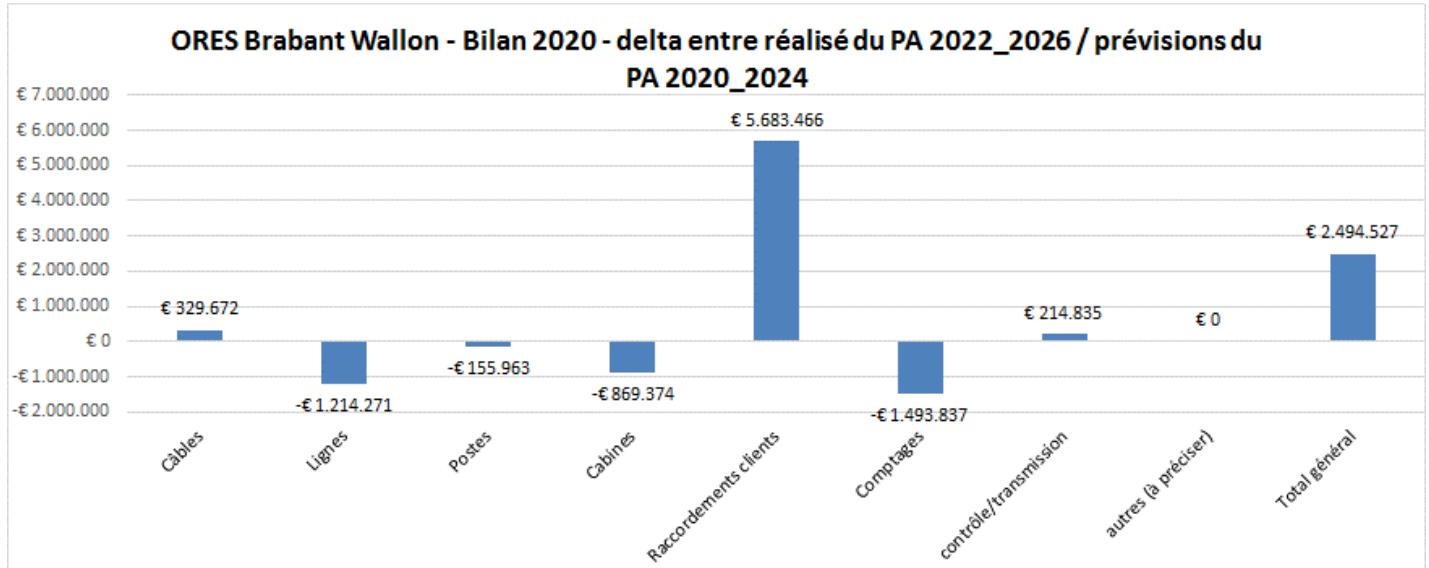
S'il devait être fait abstraction du poste « comptages » pour les raisons évoquées ci-avant, la différence globale serait réduite à **5,1 M€** et donc ramenée à seulement **3%** des budgets totaux.

Pour le solde, ORES explique que « *l'ensemble des activités techniques ont été révisées en 2020. Les quantités remises dans le cadre des plans 2020-2024 n'étaient malheureusement pas toujours estimées sur base de l'historique des volumes réalisés sur les 3 dernières années. Concernant l'évolution des prix unitaires et donc des dépenses, 2019 fut une année charnière avec la révision du système de gestion interne chez ORES ce qui a impacté*

l'ensemble des activités techniques. Les plans 2020-2024 édités en 2019 ne tenaient pas encore compte de cette évolution. Les câbles téléphoniques, télécontrôles cabines réseaux et les gaines fibres optiques sont des activités ayant été profondément révisées en 2020. Les prix unitaires pris en considération dans le cadre des plans 2020-2024 n'étaient probablement pas correctement calibrés. Ces postes budgétaires restent néanmoins très délicats à budgérer en raison d'un prix unitaire très variable en fonction des travaux réalisés sur le terrain. »

Pour expliquer la réduction globale des dépenses occasionnées en 2020, il faut détailler la situation par secteur :

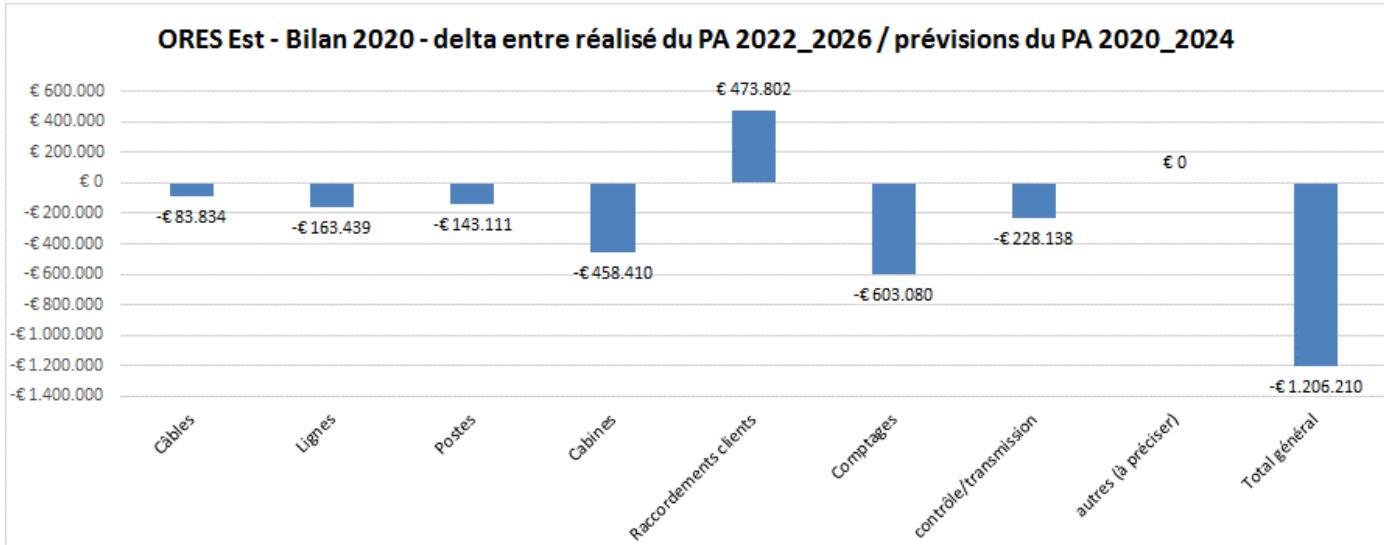
➤ Brabant wallon : + 10 %



- « *Lignes : le budget 2020 fut surestimé dans les plans 2020-2024, les budgets 2022-2026 ont ainsi été alignés sur la réalité constatée en 2020.*
- *Cabines : idem lignes.*
- *Raccordement : 5,5 M€ pour raccordements de clients T-MT/MT non budgétés initialement (et compensés par les ICL). Les raccordements BT atteignent un niveau qui correspond au montant budgété initialement.*
- *(Comptages : au sein des plans 2020-2024, il était question de ne plus poser de compteurs « classiques » en 2020 et de débuter le déploiement massif SMART lequel nécessitait des ressources financières bien plus importantes.)*
- *Contrôle : Budget 2020 légèrement sous-estimé dans les plans 2020-2024, les budgets 2022-2026 ont ainsi été alignés sur la réalité constatée en 2020. »*

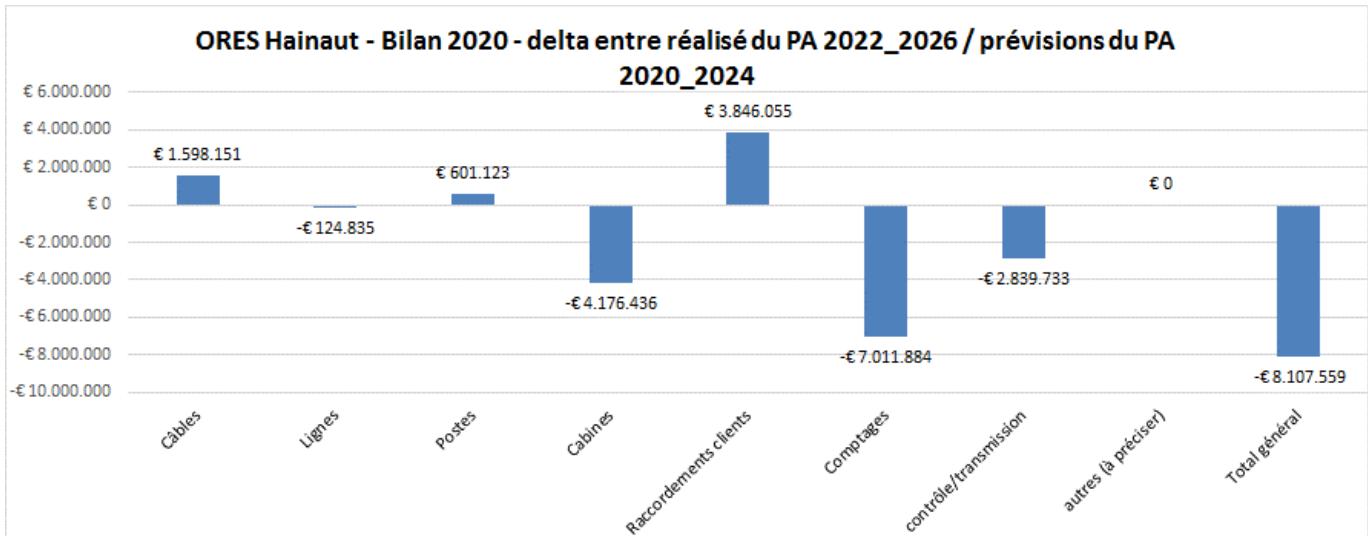
Au global : Augmentation des investissements directement liée aux raccordements T-MT combinée avec les modifications du business case compteurs intelligents.

➤ Est : - 10 %



- « *Lignes : Le budget 2020 fut surestimé dans les plans 2020-2024, les budgets 2022-2026 ont ainsi été alignés sur la réalité constatée en 2020.* »
- « *Poste : Le montant budgétaire en 2020 concernait des provisions prévues dans le cadre de travaux divers réalisés sur les postes. Ces enveloppes prévisionnelles ont été supprimées depuis les plans 21-25 (rédigés en 2020).* »
- « *Cabines : Gros chantier dont les volumes ont été encodés tout début 2021 et ne figurent donc pas dans le bilan. Les dépenses sont quant à elles bien présentes (désynchronisation volumes-dépenses).* »
- « *(Comptages : Nous pouvons ici constater que le budget 2020 fut surestimé dans les plans 2020-2024 (comparaison réalisé 2019-2020 vs. Budgets PA 20-24).)* »
- « *Contrôle = Nous pouvons ici constater que le budget 2020 fut légèrement surestimé dans les plans 2020-2024, les budgets 2022-2026 ont ainsi été alignés sur la réalité constatée en 2020. »* »

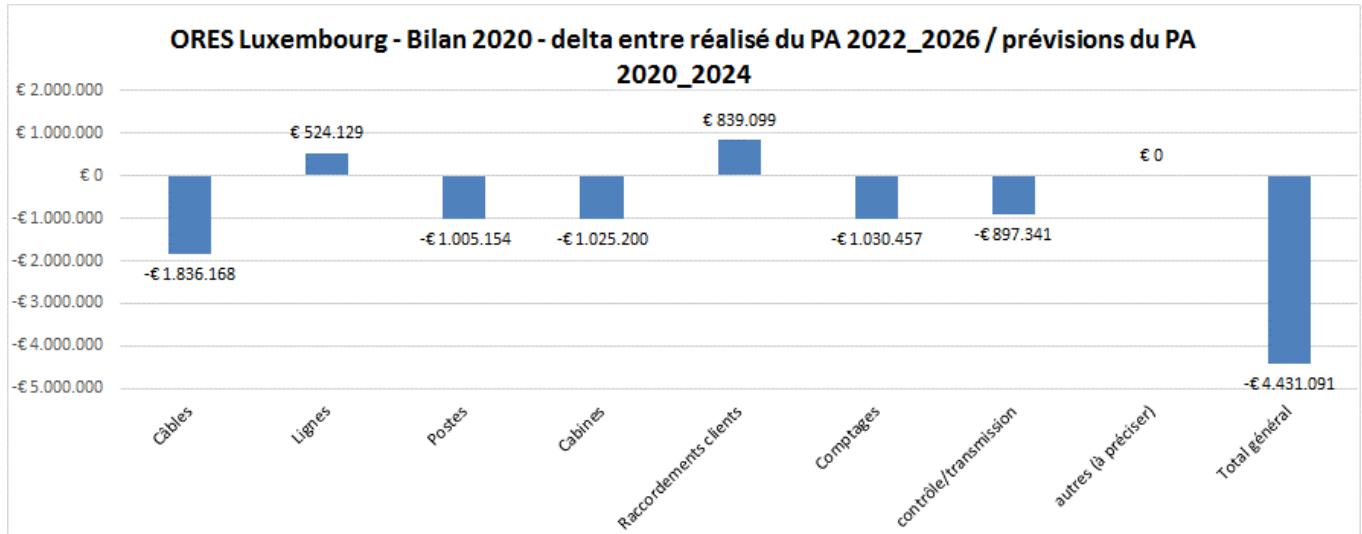
➤ Hainaut : - 13 %



- « *Câbles : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 légèrement sous-estimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste budgétaire.*
- Postes : *Les dépenses sur travaux postes sont tributaires des modifications de planning convenues avec Elia. Ces projets s'étendent par ailleurs sur plusieurs années et il n'est pas rare de devoir payer des acomptes sur travaux anticipativement.*
- Cabines : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 surestimé si on observe les montants dépensés dans le passé pour ce poste budgétaire.*
- Raccordements clients : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2025 sous-estimé si on observe les montants dépensés dans le passé pour ce poste budgétaire.*
- (Comptages : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 plus en ligne avec le dernier business case relatif au déploiement des compteurs intelligents.)*
- Contrôle/transmission : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 légèrement surestimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste*

Au global : 90% de ce delta s'explique par les évolutions au sein du business case CI. »

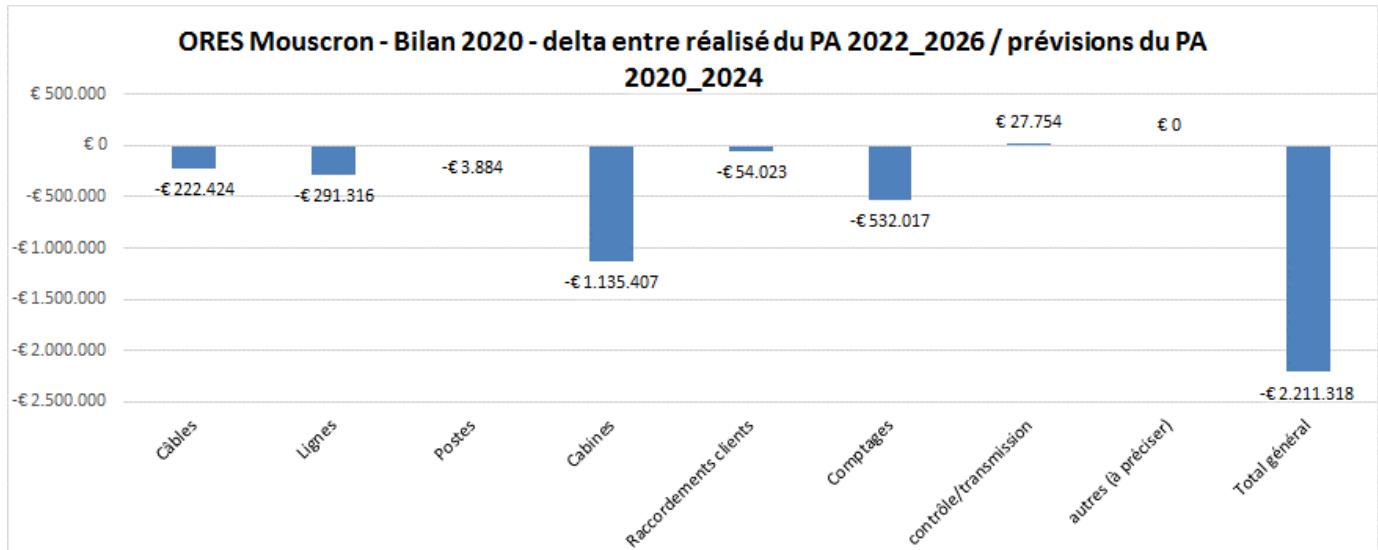
➤ Luxembourg : - 16 %



- « *Câbles : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 surestimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste budgétaire.*
- Lignes : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 sous-estimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste budgétaire.*
- Postes : Les dépenses postes sont très variables d'une année à l'autre car certains projets de renouvellements de postes prennent du retard, les facturations peuvent donc être rapidement reportées en N+1 (Cfr. PO Neufchâteau).*
- Cabines : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 surestimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste budgétaire.*

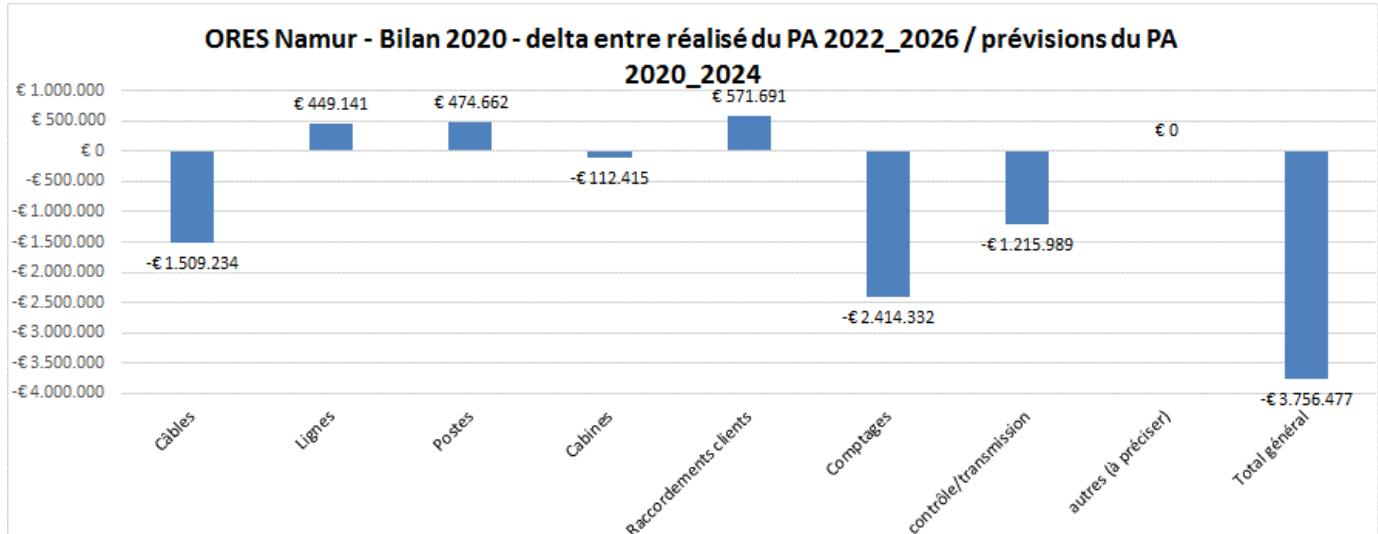
- *Raccordements clients : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 sous-estimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste +clients T-MT non budgétés (compensés partiellement par les tarifs non périodiques).*
- *(Comptages : Cfr. Évolution du business case relatif au déploiement des compteurs smart.)*
- *Contrôle/transmission : Budget 2020 établi en 2019 dans le cadre des plans 2020-2024 sous-estimé si on observe les montants dépenses dans le passé pour ce poste. »*

➤ Mouscron : - 25 %



- « *Lignes : Montant budgété en 2019 surestimé.*
- *Cabines : Activité globalement surestimée dans le cadre des plans 2020-2024.*
- *(Comptages : Les plans 2020-2024 ont été établis sur base d'une version antérieure du business case « compteurs intelligents ». Ces chiffres ne sont donc pas comparables). »*

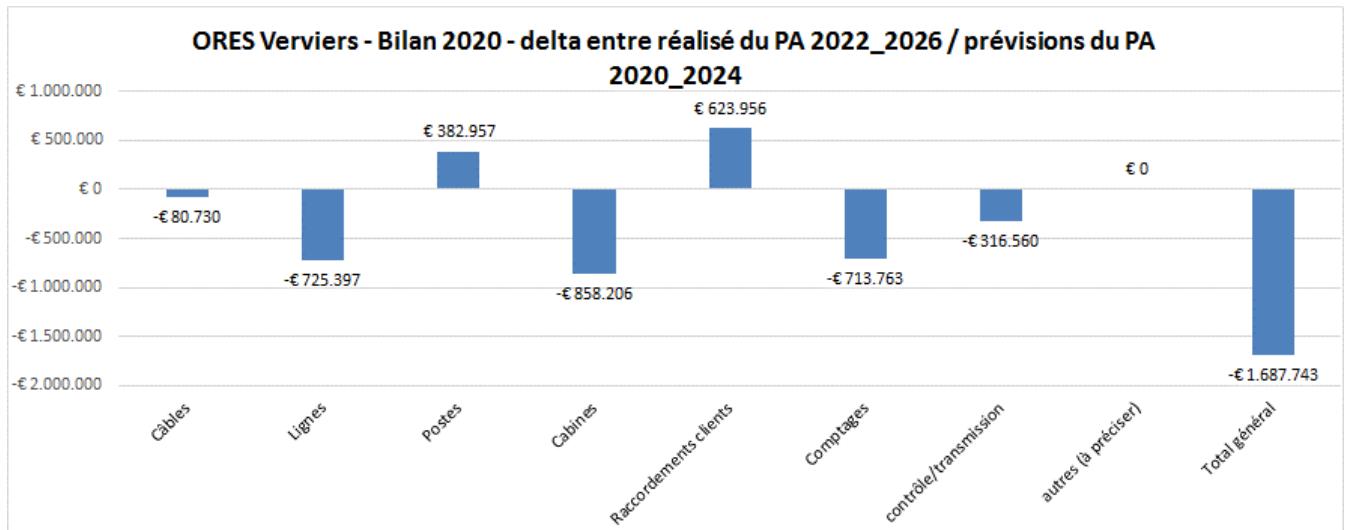
➤ Namur : - 10 %



- « *Câbles : ORES (Namur) considère que l'année 2020 n'est pas une année à prendre comme année de référence en fonction du contexte sanitaire.*
- *Lignes : Poste budgétaire très variable au fil des années (+/- révision de lignes ou remplacement/pose de lignes). Gros dossier de remplacement de lignes sur Gedinne (1,8km).*
- *Poste : Delta lié au décalage de certaines dépenses - PO Hastière : rachat de 2 transformateurs 15/12kV à ELIA avec décalage d'autres projets postes (cellules) dans le temps.*
- *Raccordement : Ce delta s'explique par 725 k€ de raccordements T-MT non-budgété initialement (compensation via tarifs non périodiques).*
- *(Comptages : vs business case déploiement roll-out CI.)*
- *Contrôle : Poste budgétaire profondément revu en 2020. Budget par ailleurs surestimé en 2019 lors de l'élaboration des plans 2020-2024.*

Au global : Les modifications au sein du business case CI expliquent majoritairement ce delta sans oublier l'impact global de la crise sanitaire sur l'année 2020. »

➤ Verviers : - 12 %



- « *Lignes : Poste budgétaire surévalué en 2019 (PA 2020-2024).*
- *Postes : Décalages successifs sur les projets PO Bomal et PO Plennesse.*
- *Cabines : La crise sanitaire Covid explique majoritairement cette baisse.*
- *Raccordement clients : 400 k€ dépensés pour des productions décentralisées en 2020. Ces dépenses ne sont initialement pas budgétées et neutralisées partiellement par les tarifs non périodiques.*
- *(Comptages : Evolutions business case CI.)*
- *Contrôle /transmission : Poste budgétaire surévalué en 2019 (PA 2020-2024).*

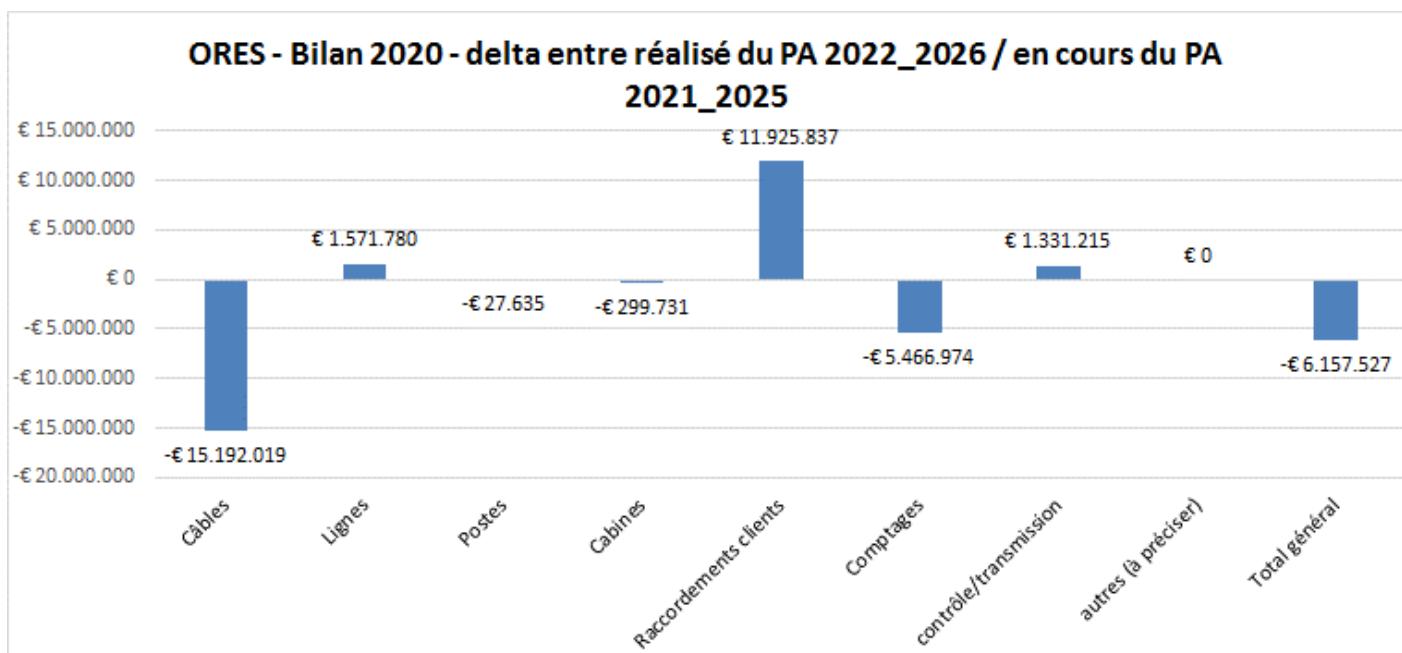
Au global, cette diminution s'explique donc d'une part par la réduction des travaux en cabines ainsi que par les dernières évolutions au sein du business case relatif aux compteurs intelligents. «

Dans sa **version définitive** des plans d'adaptation rentrée fin aout, certaines données ont été actualisées par ORES. Tenant compte de ces dernières, la situation peut être actualisée comme suit, non plus sur base des données des plans 2020-2024 mais bien sur celles des plans 2021-2025 :

GRD PB bilan 2020	« En cours » du plan 2021-2025	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
ORES	€ 175.274.068	€ 169.116.541	-€ 6.157.527	-4%

ORES	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2021_2025	162.379.980 €	175.274.068 €	174.728.132 €	174.734.981 €	174.926.673 €	192.104.401 €	204.518.283 €	-
2022_2026	-	169.116.541 €	174.728.132 €	194.529.649 €	194.991.121 €	222.447.502 €	240.259.258 €	251.223.915 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



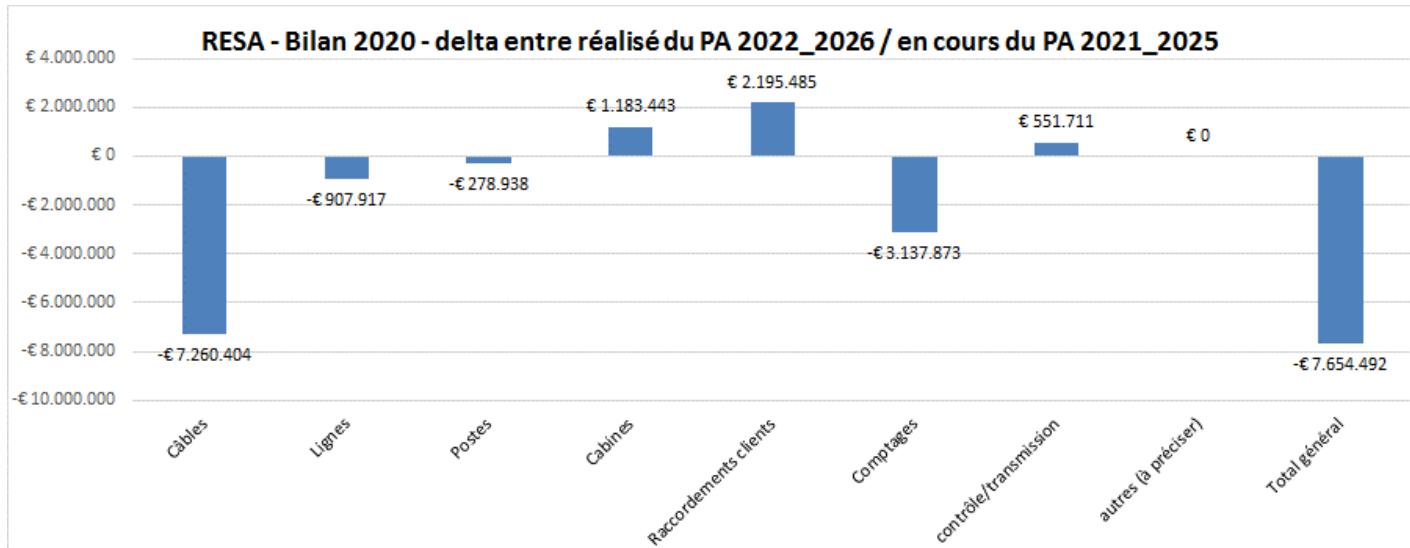
Si la répartition des différences constatées au sein des différents postes budgétaires s'en trouve légèrement modifiée, le delta global reste cohérent. Les explications formulées à l'issue de l'analyse des projets de plan restent donc valables. La CWaPE se réserve le droit de demander, si nécessaire ultérieurement et notamment lors des analyses ex-post, des explications complémentaires justifiant ces différences.

RESA (- 20 %)

GRD PB bilan 2020	« En cours » du plan 2021-2025	Réalisations du plan 2022-2026	Delta en euros	Delta en %
RESA	€ 37.939.837	€ 30.285.346	-€ 7.654.492	-20 %

RESA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2021_2025	37.192.849 €	37.939.837 €	40.239.602 €	41.253.259 €	38.829.467 €	42.315.825 €	42.547.920 €	-
2022_2026	-	30.285.346 €	40.658.632 €	40.754.279 €	45.061.281 €	43.843.434 €	43.253.922 €	43.928.095 €

Au bilan de l'année 2020, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment pour les raisons suivantes :

- *Câbles et lignes : ralentissement des investissements suite à la crise covid et reclassement de capex vers IVOZ suite dégâts dans sous-station suite au problème de sélectivité lors de l'incident dans la cabine Pont du Val.*
- *Cabines : achat terrain sous-station de GLAIN.*
- *Raccordements clients/comptages : lors de l'établissement du dernier plan 2021-2025, mauvaise répartition des investissements clients BT entre raccordement clients BT, nouveaux clients et la partie actifs comptage ;*
- *Comptages : cf. ci-dessus et retard déploiement CI.*
- *Transmission : achat matériel de transmission et télécontrôle (RTU-redresseur).*

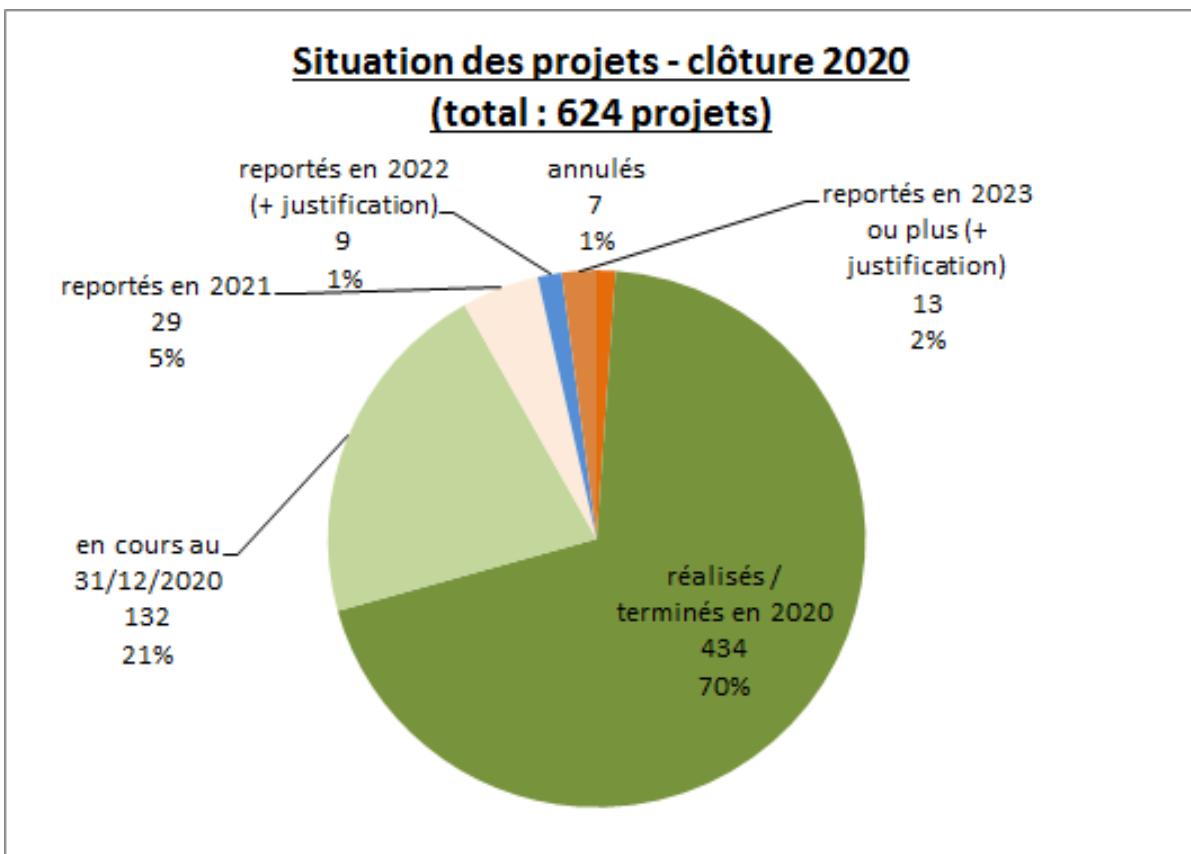
Au cours de cette analyse, la CWaPE a également vérifié le suivi effectif des projets inscrits au dernier plan d'adaptation et notamment la situation à la clôture de l'exercice 2020. Elle a également vérifié les raisons des reports éventuels et annulations des investissements initialement pressentis, 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	7	0	7
Réalisés / terminés en 2020	155	279	434
En cours au 31/12/2020	132	0	132
Reportés en 2021	28	1	29
Reportés en 2022 (+ justification)	9	0	9
Reportés en 2023 ou plus (+ justification)	13	0	13
Total général	344	280	624

TABLEAU 5

SUIVI DES PROJETS INITIALEMENT PROGRAMMÉS DANS LE PLAN PRÉCÉDENT



GRAPHIQUE 1 SITUATION À LA CLÔTURE 2020 EN TERMES DE PROJETS

Au regard des informations fournies :

- ✓ Près de 91 % des travaux pressentis pour 2020 ont été réalisés effectivement ou sont en cours de réalisation ;
- ✓ 5 % des projets ont vu leur réalisation repoussée de quelques mois (moins d'un an) ;
- ✓ Seulement 3 % des travaux ont été repoussés à un horizon plus lointain (2022 ou plus) ;
- ✓ Environ 1 % a été annulé, souvent au profit d'une autre solution technique.

Ces proportions restent conformes à celles rencontrées dans les plans précédents.

Rappelons à nouveau que la CWaPE s'est enquise 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.

2.2. Composition des réseaux à la fin décembre 2020

2.2.1. Situation globale

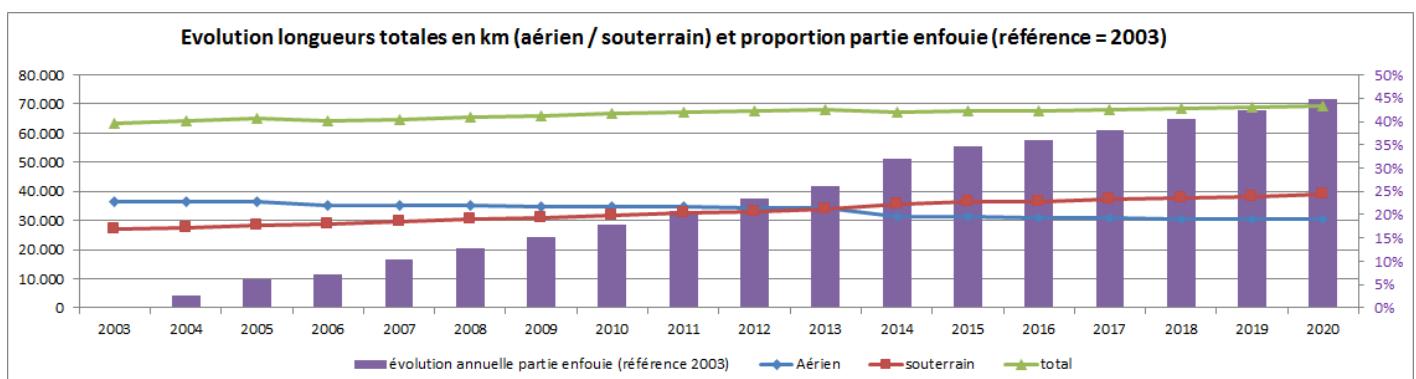
Le tableau ci-dessous dresse la situation des réseaux de distribution en Wallonie au 31 décembre 2020 :

GRD	Nombre total de codes EAN	GWh distribués (Total 2020)	Longueur réseaux (en km au 31/12/2020 et EP non compris)	M de réseau par client final
ORES (Total)	1.426.375	10.090	51.764	36
ORES Hainaut	609.417	4.056	16.972	28
ORES Brabant wallon	200.507	1.382	7.346	37
ORES Namur	249.405	1.606	10.214	41
ORES Mouscron	56.410	887	2.246	40
ORES Verviers	86.167	615	3.424	40
ORES Est	61.252	444	3.134	51
ORES Luxembourg	163.217	1.099	8.429	52
RESA	451.630	3.193	14.425	32
AIEG	26.056	205	1.037	40
AIESH	20.690	178	1.588	77
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	18.338	133	336	18
Total Wallonie	1.943.089	13.798	69.150	36

TABLEAU 6 SITUATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN WALLONIE (FIN 2020)

2.2.2. 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 2020)

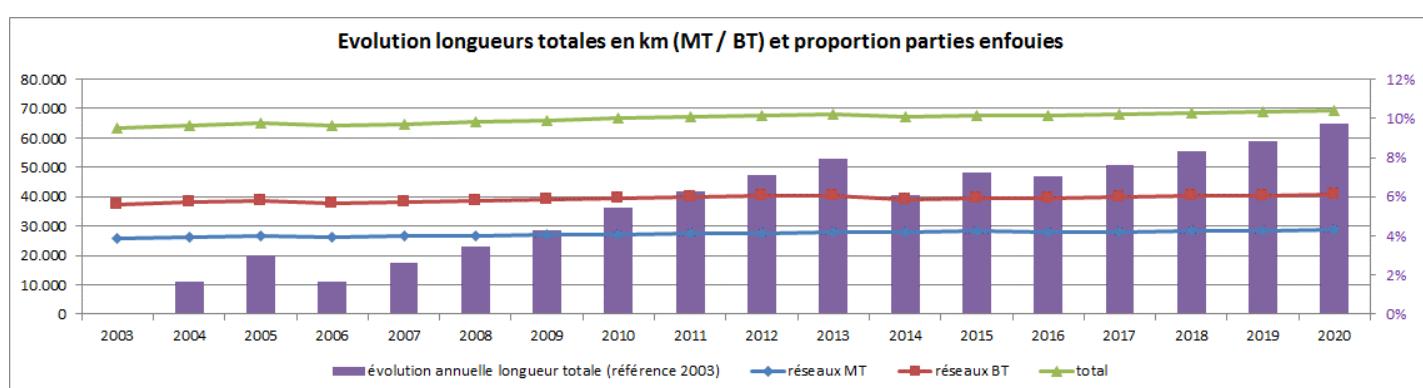
Il est intéressant de constater que, par le passé, les liaisons aériennes constituaient la partie prépondérante des réseaux de distribution. Depuis 2013, cette tendance s'est inversée : les réseaux de distribution sont maintenant donc majoritairement enterrés.

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

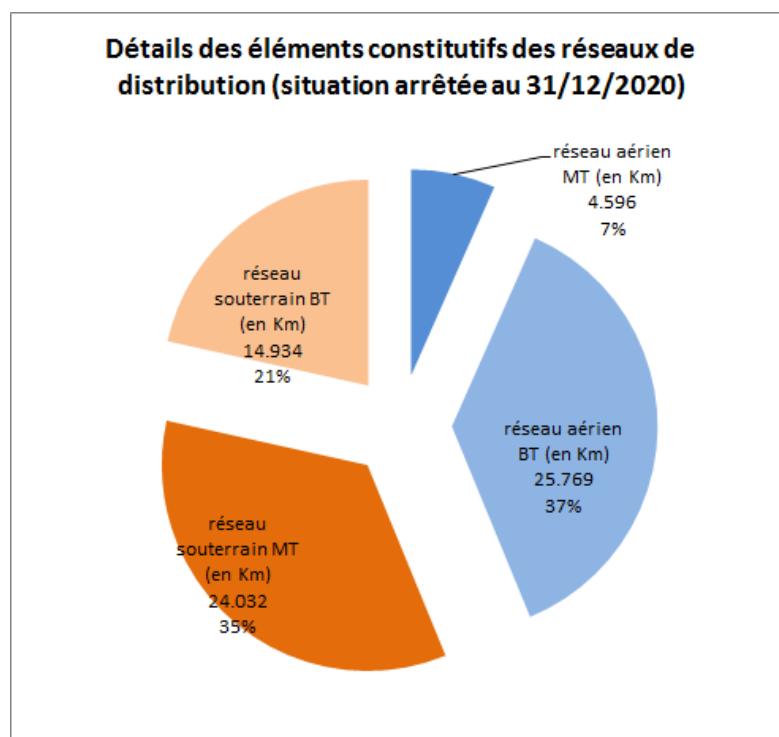
- le remplacement de lignes aériennes vétustes (notamment en cuivre nu) par de nouvelles canalisations enfouies ;
- l'extension des réseaux, notamment pour l'alimentation de nouveaux zonings, lotissements, amélioration des bouclages, ... ;
- la correction de valeurs historiques erronées.

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 :



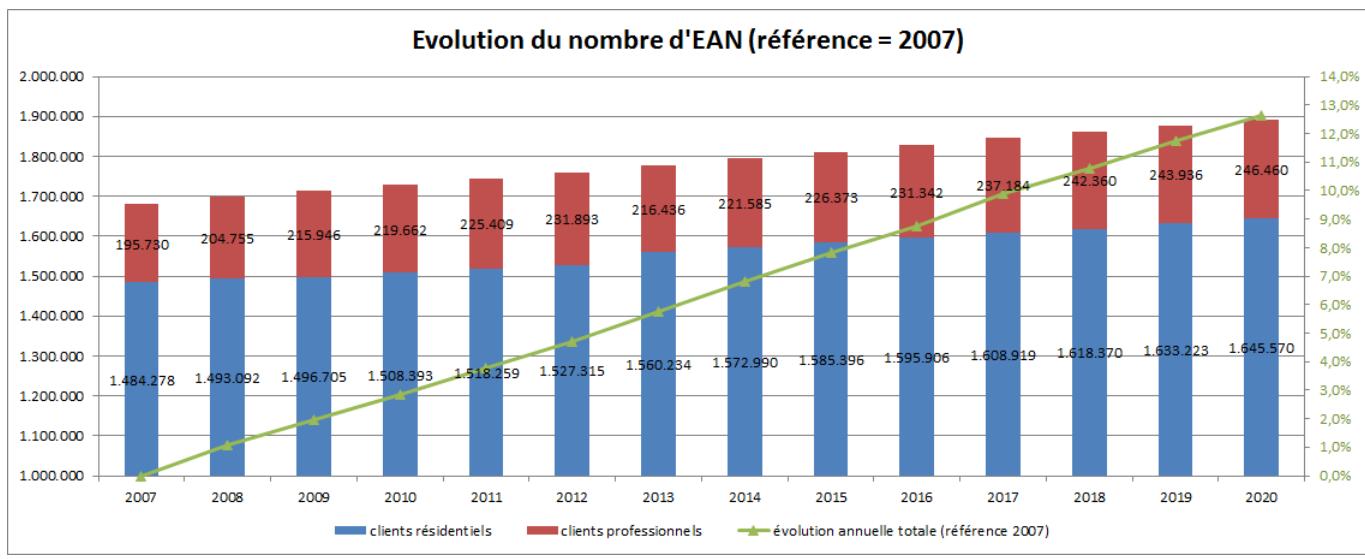
GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES LONGUEURS (MT VS BT) DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (PERIODE 2003 A 2020)



GRAPHIQUE 4 RÉPARTITION DES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (FIN 2020)

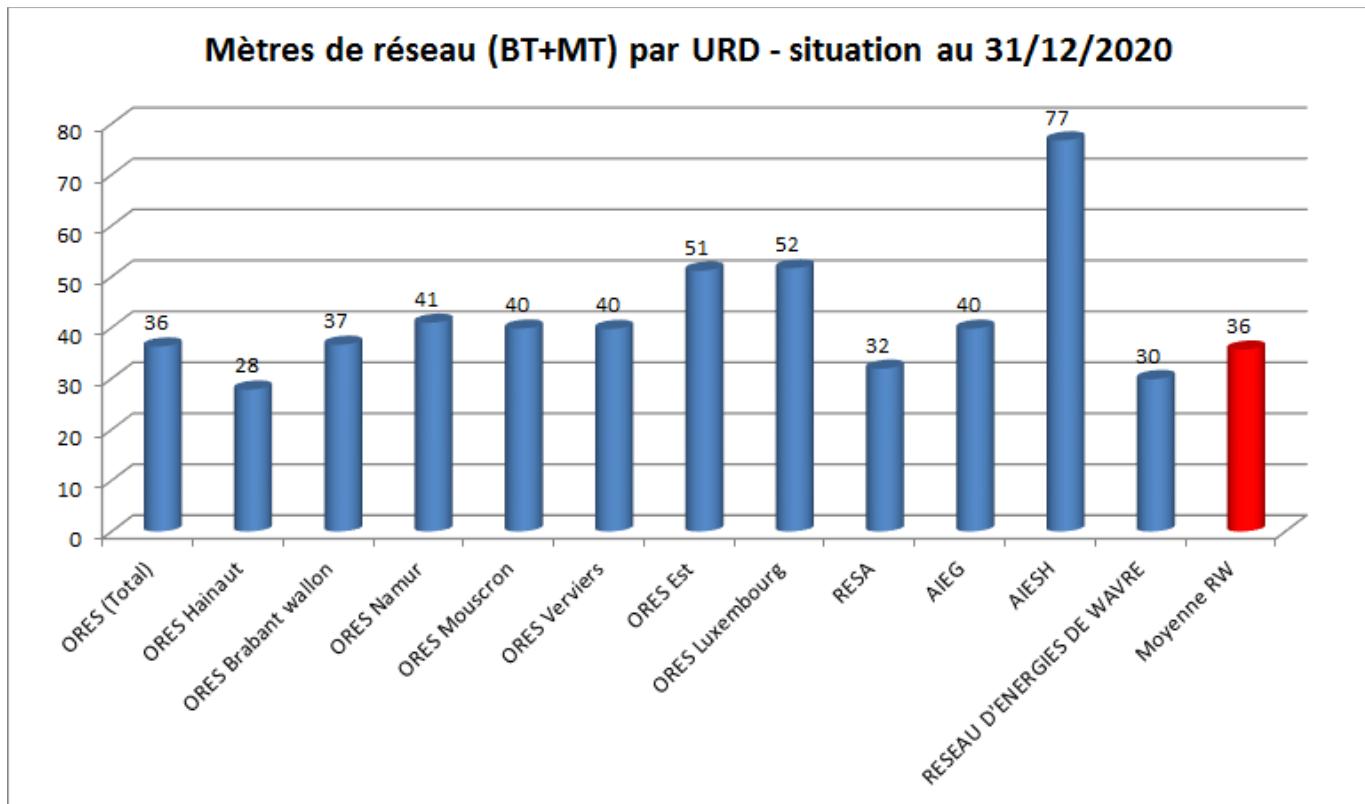
2.2.3. Nombre de codes EAN

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 2020)

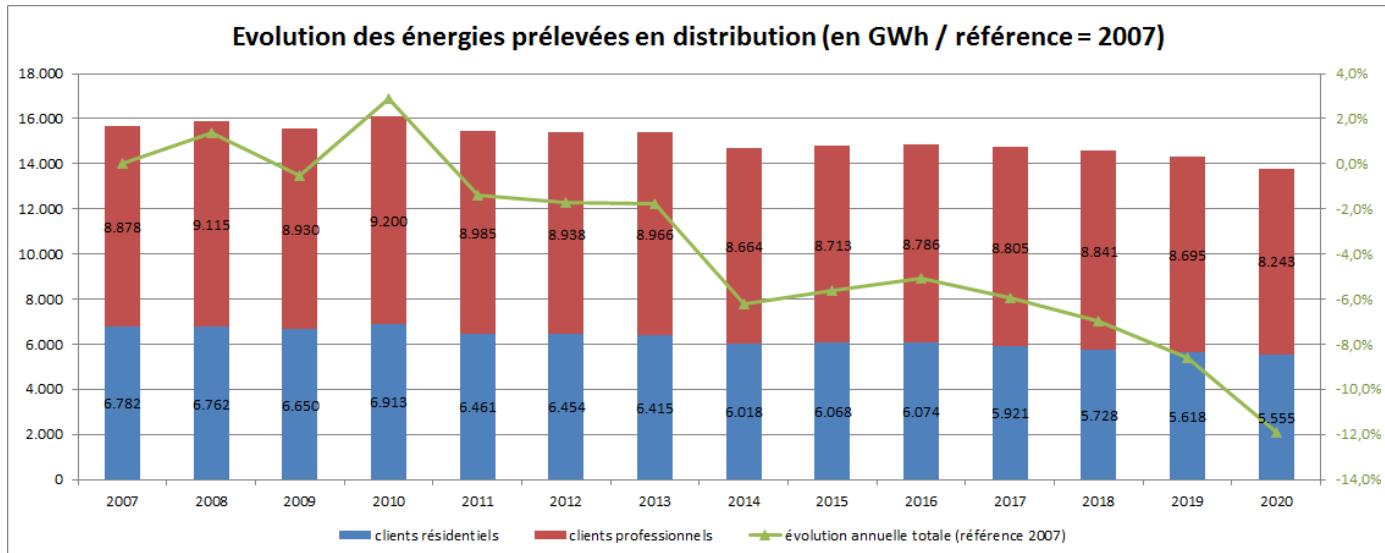
En fonction du caractère rural ou urbain des régions couvertes, l'étendue des réseaux nécessaire au raccordement des utilisateurs varie du simple au double.



GRAPHIQUE 6 RÉPARTITION SELON LES GRD DU NOMBRE DE MÈTRES DE RÉSEAU PAR URD (DONNÉES 2020)

2.2.4. 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 2020)

Par rapport à 2007, les énergies totales prélevées en 2020 ont diminué de près de 11,9 % (13,798 TWh en 2020 vs 15,660 TWh en 2007) alors que le nombre d'utilisateurs a connu une augmentation de 12,6 % (1.892.030 EAN en 2020 vs 1.680.008 en 2007). Ces variations s'expliquent principalement au regard :

- De la crise sanitaire qui s'est poursuivie en 2020 et ses conséquences socio-économiques ;
- Du développement croissant des unités de production décentralisée (UPD) ;
- Des mesures d'URE prises tant au niveau des particuliers que des industriels et instances publiques (ex. EP) ;
- Des conditions climatiques hivernales exceptionnellement favorables : le nombre de degrés jours pour l'année 2020 se chiffre à 1.867 (il était de 2.076 en 2019) alors que normalement, il se chiffre à 2.252 jours.

2.2.5. La production décentralisée

Fin décembre 2020, 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 31/12/2020						En puissance cumulée (MVA) au 31/12/2020					
	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 (Total)	136.156	1.485	212	70	0	Non disponible	735	141	308	802	0	Non disponible
ORES Hainaut	40.526	503	75	16	0	Non disponible	206	52	114	200	0	Non disponible
ORES Brabant wallon	20.217	158	23	7	0	Non disponible	104	15	34	80	0	Non disponible
ORES Namur	29.713	244	31	21	0	Non disponible	163	19	53	234	0	Non disponible
ORES Mouscron	4.820	111	31	6	0	Non disponible	24	14	38	70	0	Non disponible
ORES Verviers	11.407	163	21	2	0	Non disponible	63	14	24	28	0	Non disponible
ORES Est	9.636	113	11	7	0	Non disponible	58	13	18	70	0	Non disponible
ORES Luxembourg	19.837	193	20	11	0	Non disponible	118	15	27	121	0	Non disponible
RESA	42.246	608	46	14	0	2	226	56	48	158	0	3
AIEG	2.892	22	1	2	0	0	16	3	2	25	0	0
AIESH	2.857	13	1	3	0	0	17	1	2	47	0	0
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	1.645	47	0	0	0	0	9	5	0	0	0	0
Total Wallonie	185.796	2.175	260	89	0	Non disponible	1.004	206	360	1.031	0	Non disponible

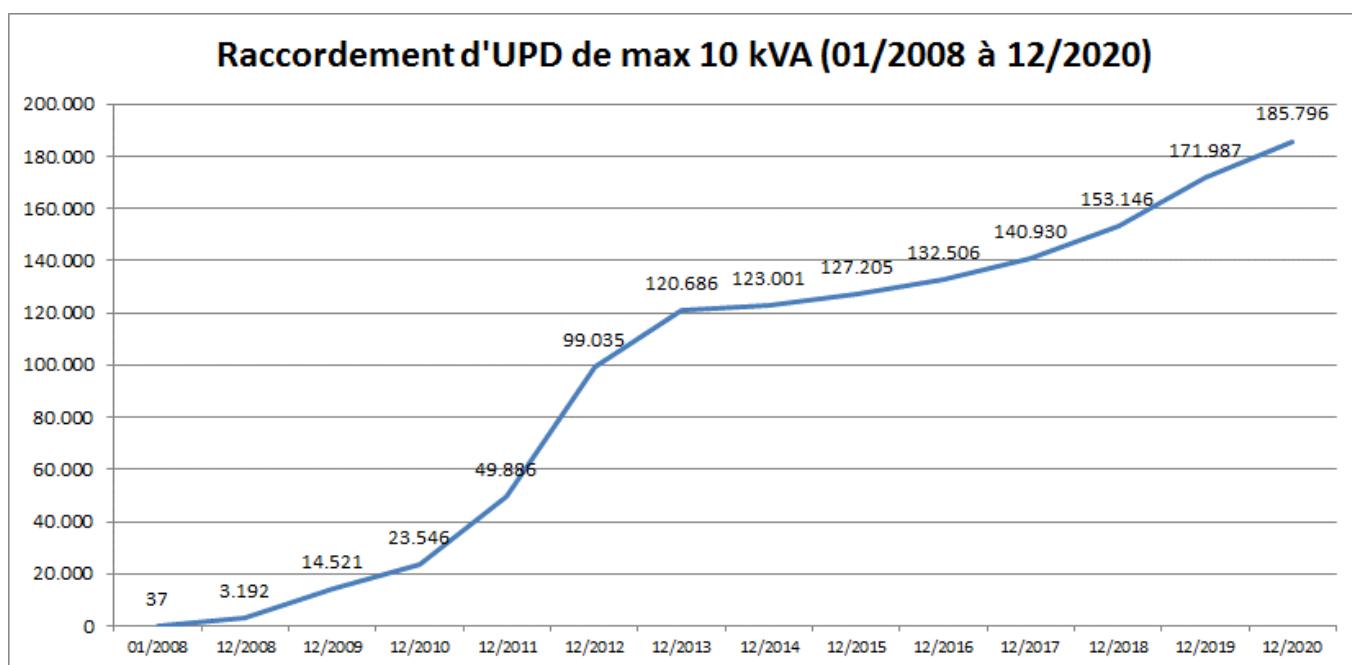
TABLEAU 7 SITUATION RACCORDEMENT D'UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE (FIN 2020)

*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 depuis la révision de la prescription technique C10/11 (septembre 2019).

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.

2.2.6. Les unités de petite puissance

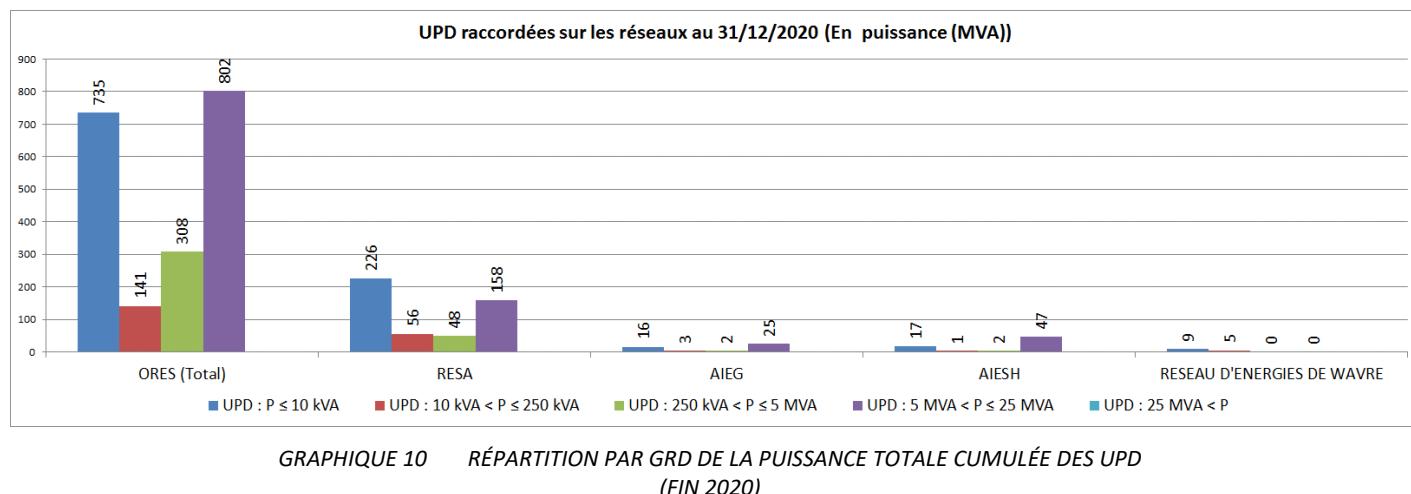
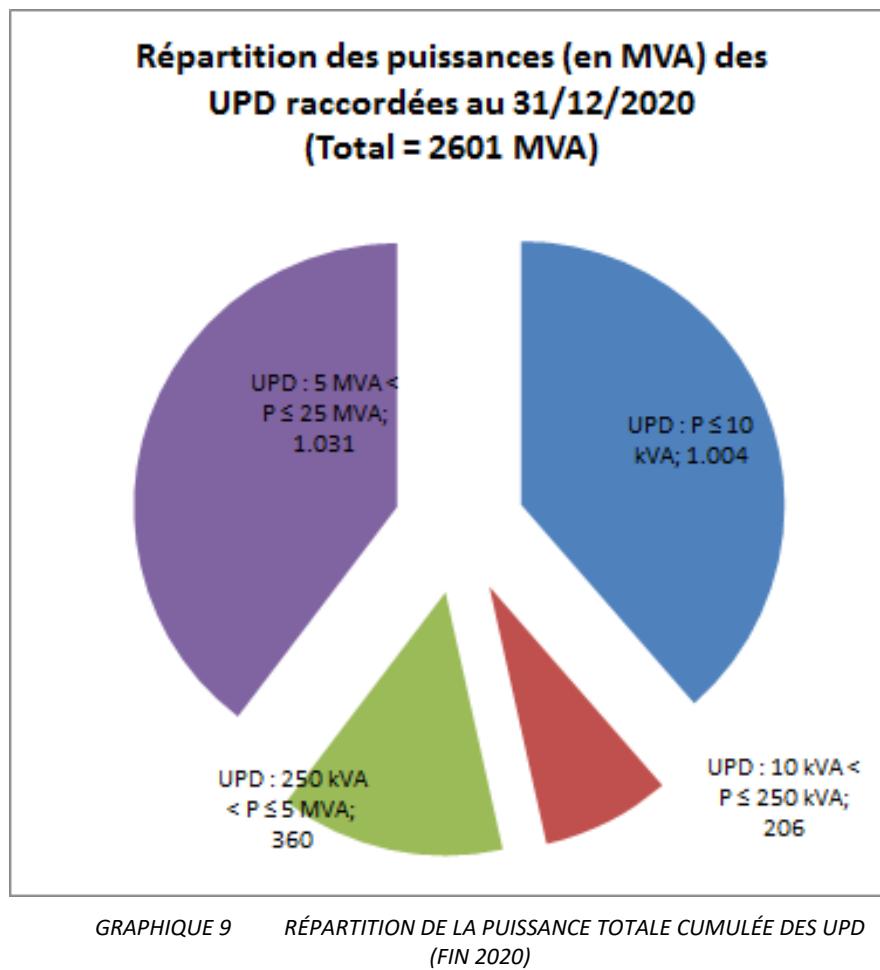
Fin 2020, la Région wallonne comptait donc environ 185.800 unités de production décentralisée de petite puissance (de maximum 10 kVA) raccordées aux réseaux de distribution cumulant une puissance de 1.004 MVA :



GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS D'UPD DE MAX 10 KVA (PÉRIODE 2008 À 2020)

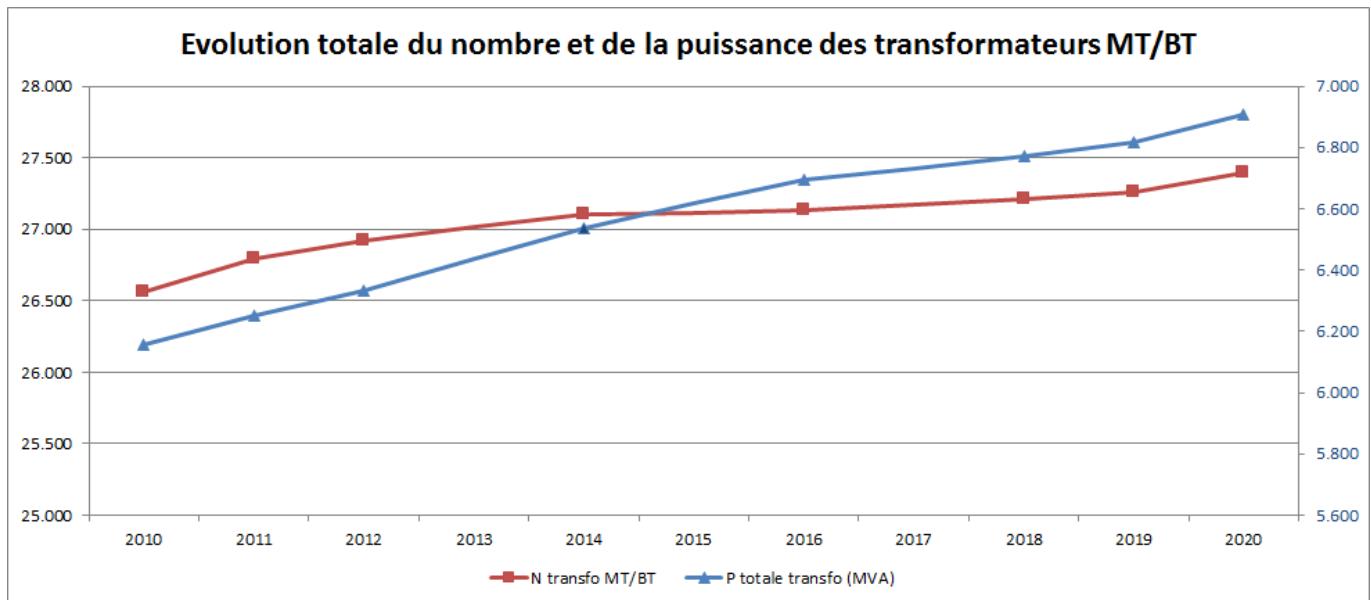
2.2.7. Les autres unités de production

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



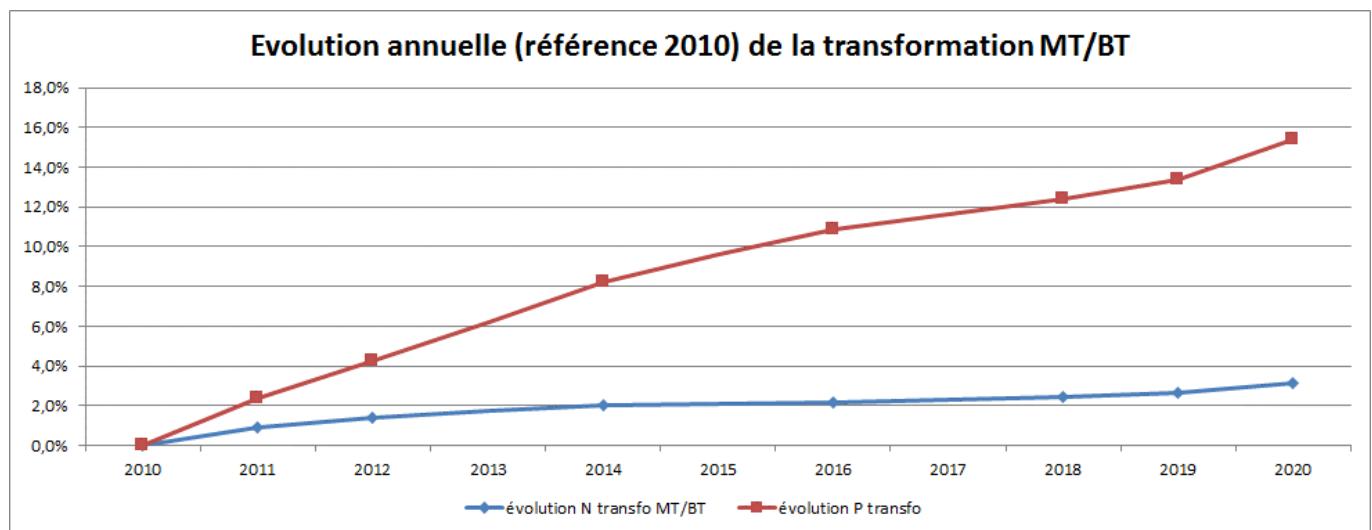
2.2.8. La transformation MT/BT

À la même échéance, 27.396 transformateurs MT/BT étaient en service pour une puissance totale cumulée de 6.912 MVA.



GRAPHIQUE 11 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 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 12 ÉVOLUTION EN % DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT
(PÉRIODE 2010 À 2020)

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

Il convient cependant de constater 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, comme déjà précisé supra. 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.

Le tassement constaté au cours des derniers exercices en nombre de transfo induit logiquement la même tendance au niveau de la puissance. À noter cependant qu'à l'exclusion des transformateurs HT/MT et MT/MT, seuls les transformateurs MT/BT sont visés par la présente.

2.2.9. 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 est entré pleinement en vigueur. Celui-ci organise les régimes applicables à la compensation financière visée à l'article 26, §2ter, 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, §2quater, de ce même décret.

La CWaPE et les gestionnaires de réseau se concertent actuellement sur les modalités pratiques visant à encadrer un rapportage annuel en matière de flexibilité technique. Elles seront également associées à 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 technique seront dévoilés à l'issue de l'analyse de ces nouveaux documents. Ces éléments n'apparaissent donc pas dans le présent rapport.

À côté de cette flexibilité technique liée essentiellement à la congestion 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 pour Elia, de type mFRR ou SDR. Fin 2020, les GRD renseignaient 45 clients raccordés à leurs réseaux et ayant contracté dans le cadre de ces services. La puissance totale modulable dans ce cadre se chiffre à 107 MVA. 41 demandes d'activation ont été opérées au cours de l'année 2020.

2.2.10. Une gestion encore plus dynamique des réseaux

Les compteurs communicants :

Le décret du 19 juillet 2018 a modifié les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité. Il est entré en vigueur le 16 septembre 2018.

Ce décret détermine une trajectoire et fixe un objectif pour le déploiement des compteurs intelligents. Au plus tard le 1^{er} janvier 2023, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur intelligent devrait 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.

Par ailleurs, pour 2030, 80 % de compteurs intelligents devraient équiper :

- 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.

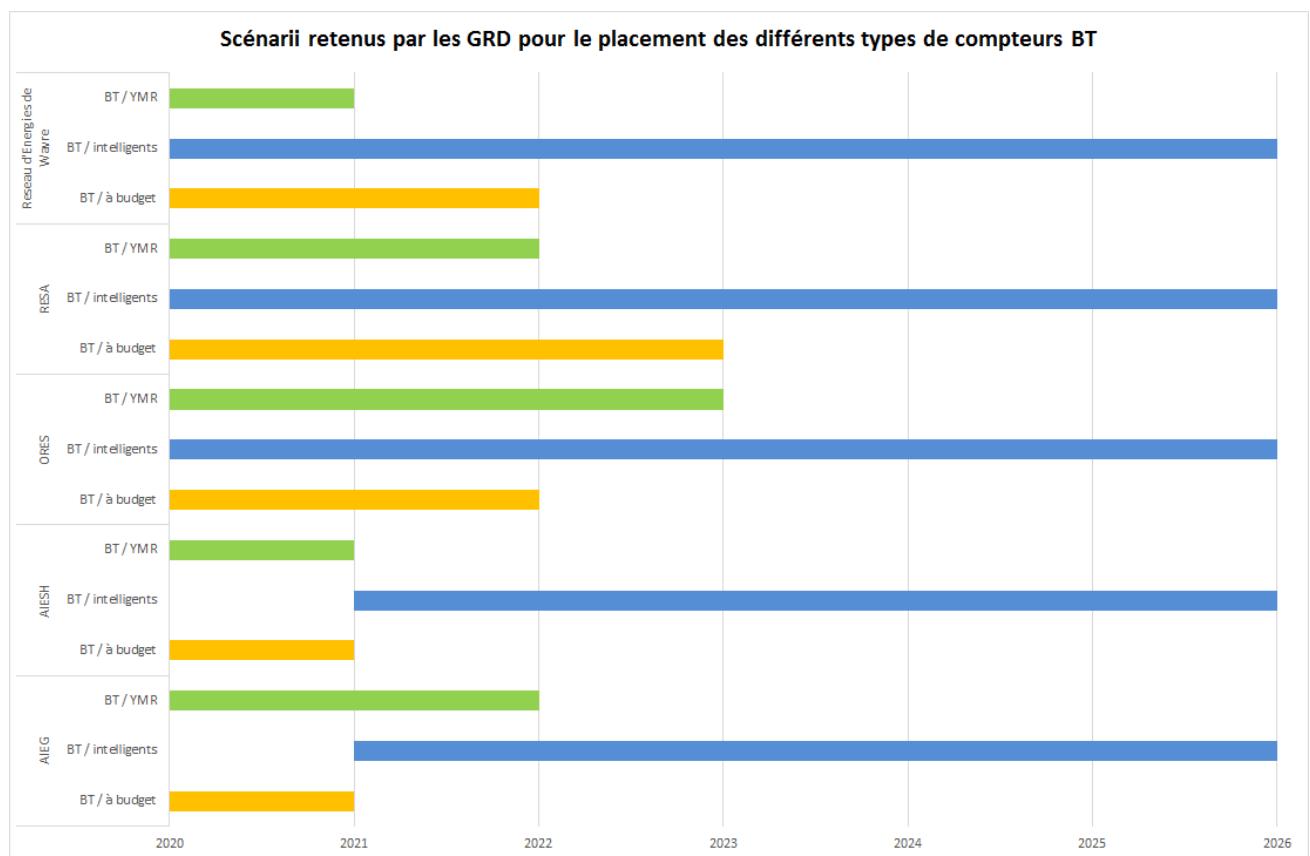
Concernant le déploiement des compteurs communicants, une réserve importante est à formuler.

Au moment de la rédaction de la présente, des discussions spécifiques à propos du financement du déploiement de compteurs intelligents, étaient toujours en cours avec la CWaPE.

Les scénarios relatifs au remplacement des compteurs et le déploiement des compteurs intelligents seront donc tranchés ultérieurement.

À ce stade, ces données (quantités et montants) ne seront donc pas validées dans le cadre de la présente décision.

Les échanges à ce sujet menés dans le cadre des plans d'adaptation et les informations y relatives sont donc repris ici, à titre exclusivement informel. Si des divergences devaient apparaître entre la demande visant un financement du déploiement de compteurs intelligents, et les dernières versions rentrées des plans d'adaptation, ces derniers (ou à tout le moins les parties des plans d'adaptation traitant de cette matière) devront être adaptés pour s'y conformer, ainsi que pour rencontrer les différentes catégories du décret, et être à nouveau proposés à la CWaPE.



GRAPHIQUE 13 SCÉNARIOS INDICATIFS RETENUS PAR LES GRD POUR LE PLACEMENT DES DIFFÉRENTS TYPES DE COMPTEURS BT (PÉRIODE 2020 À 2026)

Le smart grid :

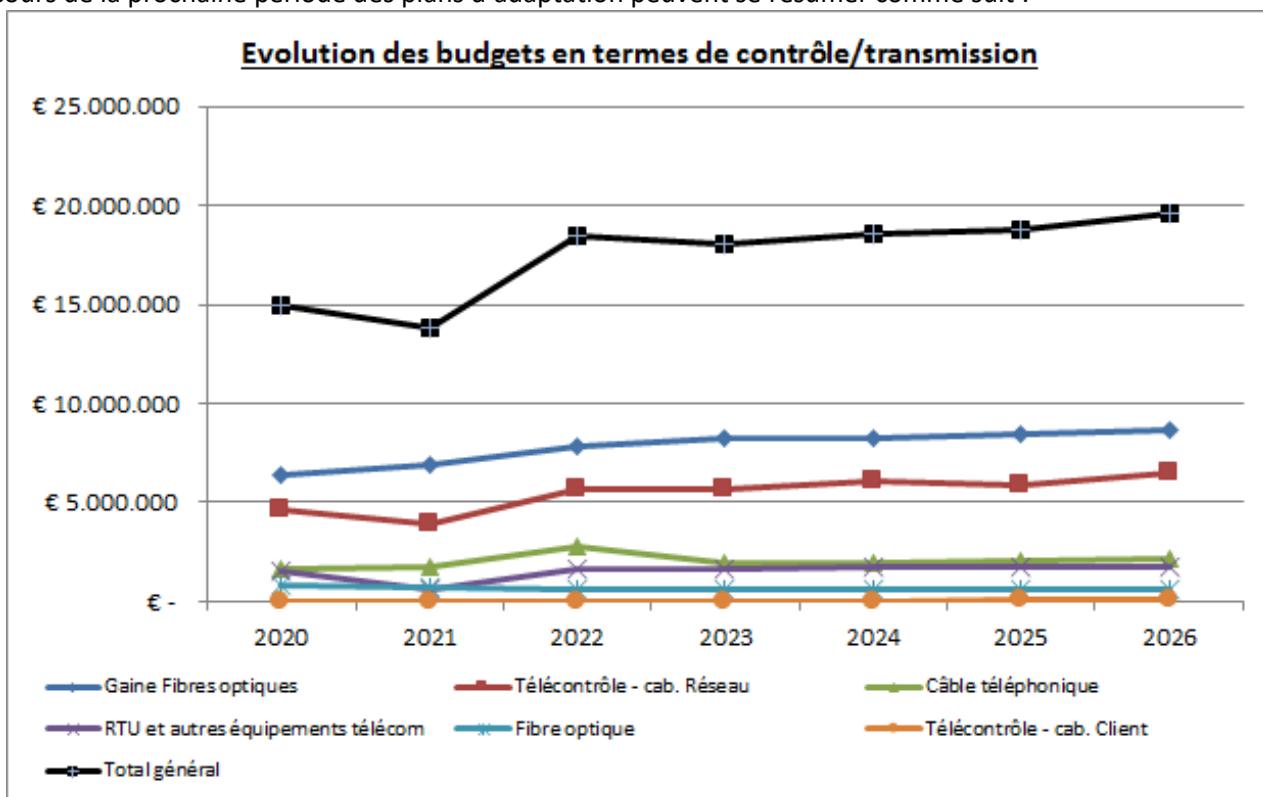
Un autre défi majeur que les gestionnaires des réseaux de distribution devront relever consiste en une gestion encore plus dynamique de leur réseau, une gestion plus proche du temps réel.

À cet égard, des équipements toujours plus nombreux constituent les réseaux, tant en termes de contrôle/commande, qu'en termes de mesure. Fin 2020, 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 (Total)	2.350	705	396	2.514	4.341	139
ORES Hainaut	741	254	173	725	1.393	41
ORES Brabant wallon	281	107	72	265	513	18
ORES Namur	589	151	62	696	887	29
ORES Mouscron	68	22	17	61	196	4
ORES Verviers	154	50	20	184	493	17
ORES Est	270	52	17	293	382	8
ORES Luxembourg	247	69	35	290	477	22
RESA	352	9	20	386	3.098	35
AIEG	52	0	0	52	72	2
AIESH	34	0	0	34	161	3
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	55	0	13	55	47	2
Total Wallonie	2.843	714	429	3.041	7.719	181

TABLEAU 8 SITUATION GESTION DYNAMIQUE DES RÉSEAUX (FIN 2020)

Les budgets consentis pour le déploiement progressif d'équipements supplémentaires de contrôle et transmission au cours de la prochaine période des plans d'adaptation peuvent se résumer comme suit :

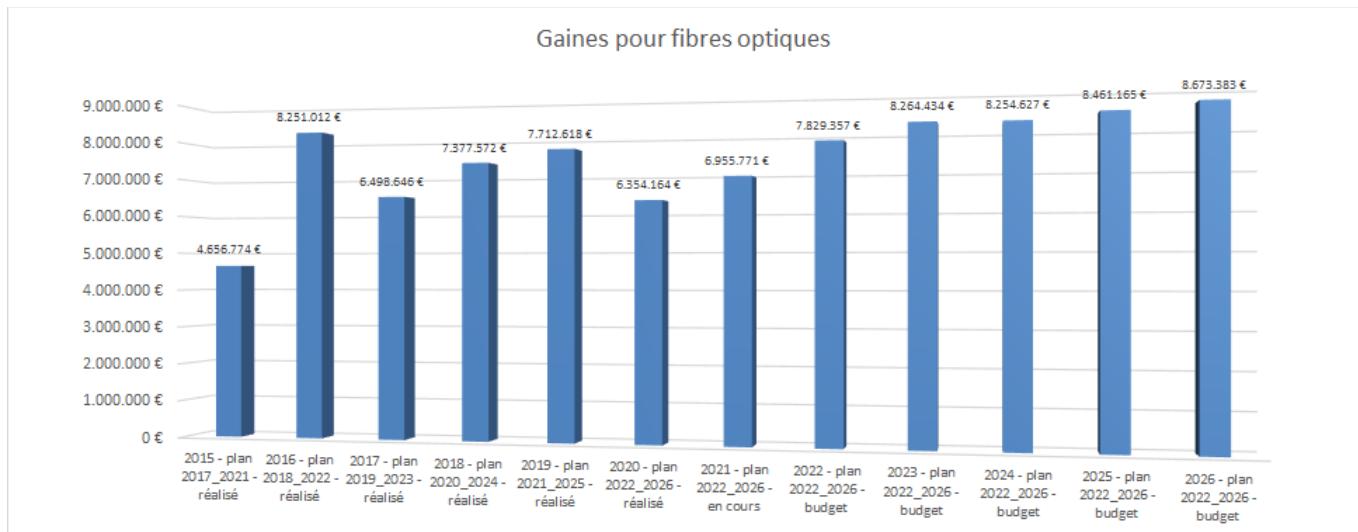


GRAPHIQUE 14 ÉVOLUTION DES BUDGETS EN TERMES DE CONTRÔLE TRANSMISSION (PÉRIODE 2020 À 2026)

Les pics enregistrés en 2020 sont dus :

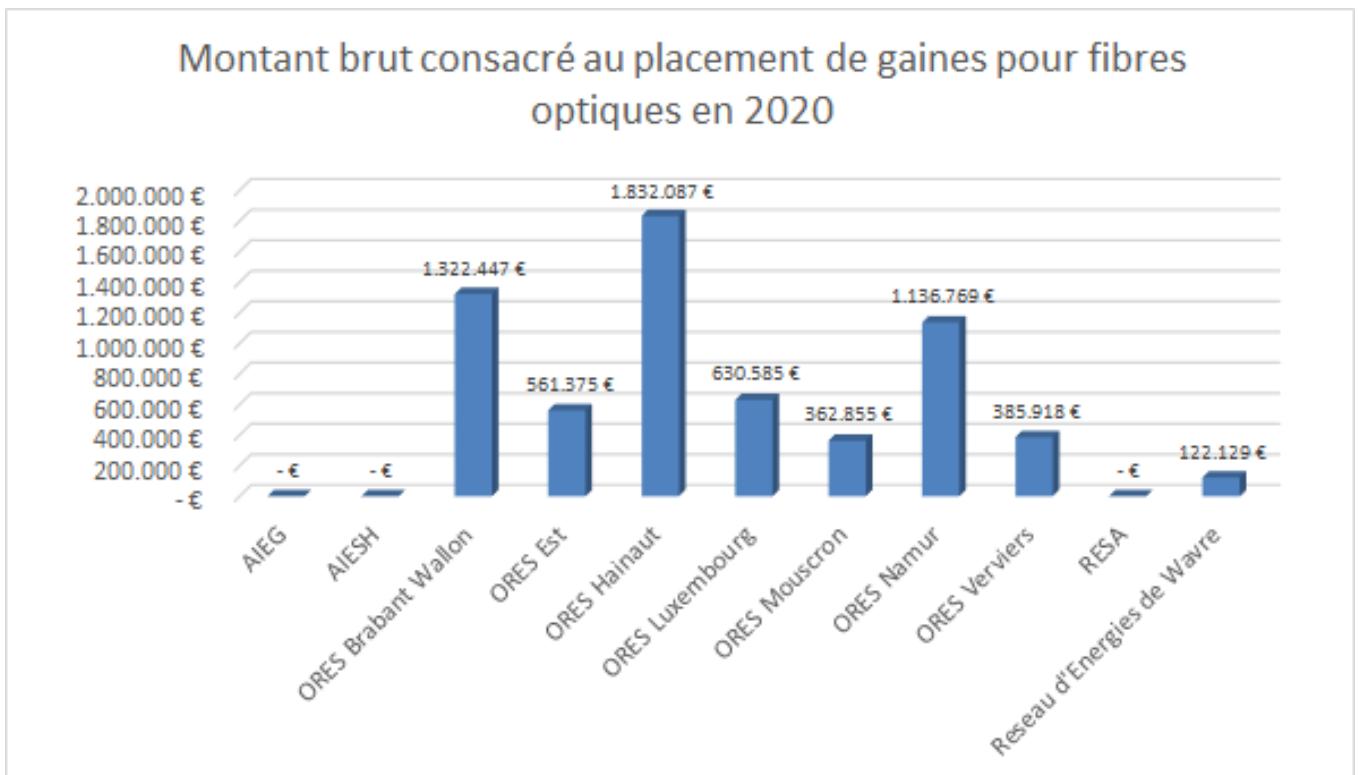
- Pour le poste « *télécontrôle – cabines réseaux* » : à ORES et RESA ;
- Pour le poste « *RTU et autres équipements télécom* » : essentiellement à ORES.

Gaines pour fibres optiques (FO) : à l'instar des années précédentes et même si l'on constate un certain tassement, l'année 2020 s'inscrit dans la poursuite d'investissements très conséquents consacrés au placement de gaines destinées à recevoir des fibres optiques :



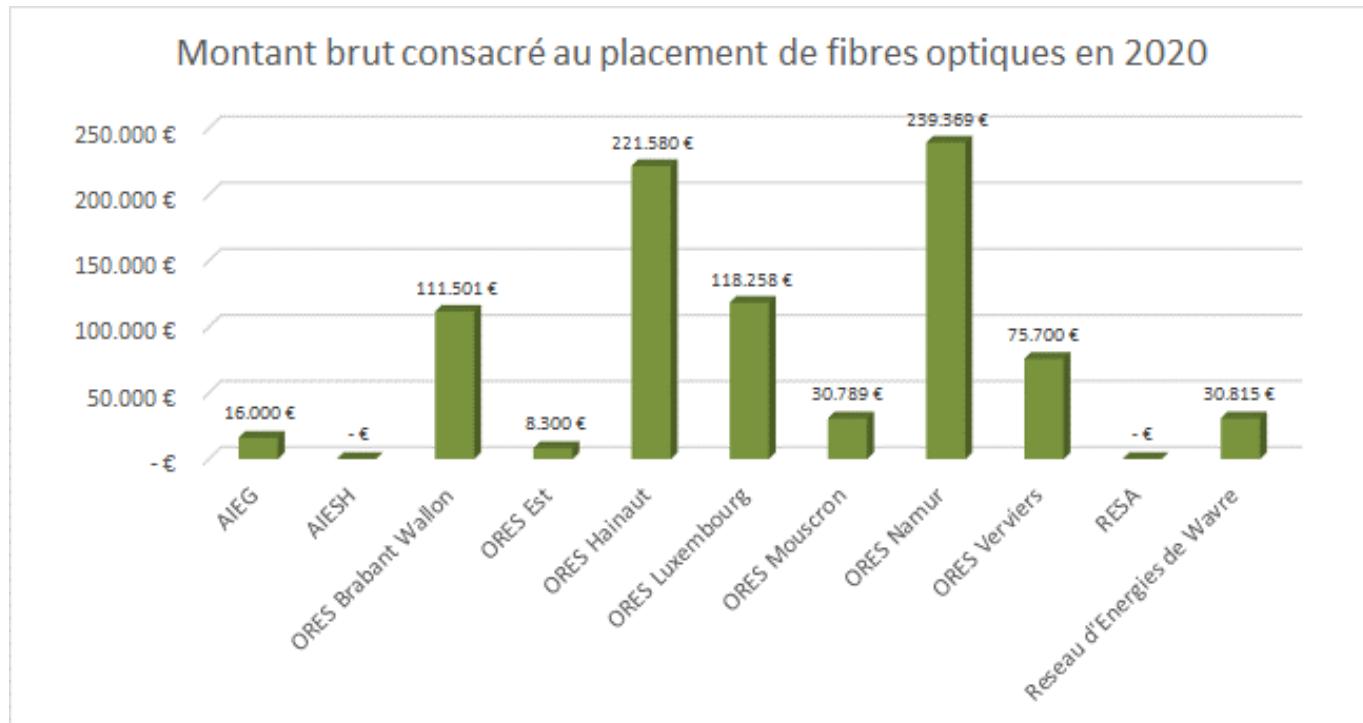
GRAPHIQUE 15 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR PLACEMENT GAINES FO

À eux seuls, les secteurs d'ORES Hainaut, Brabant wallon et Namur représentent près de 70 % du montant global d'investissement en RW :



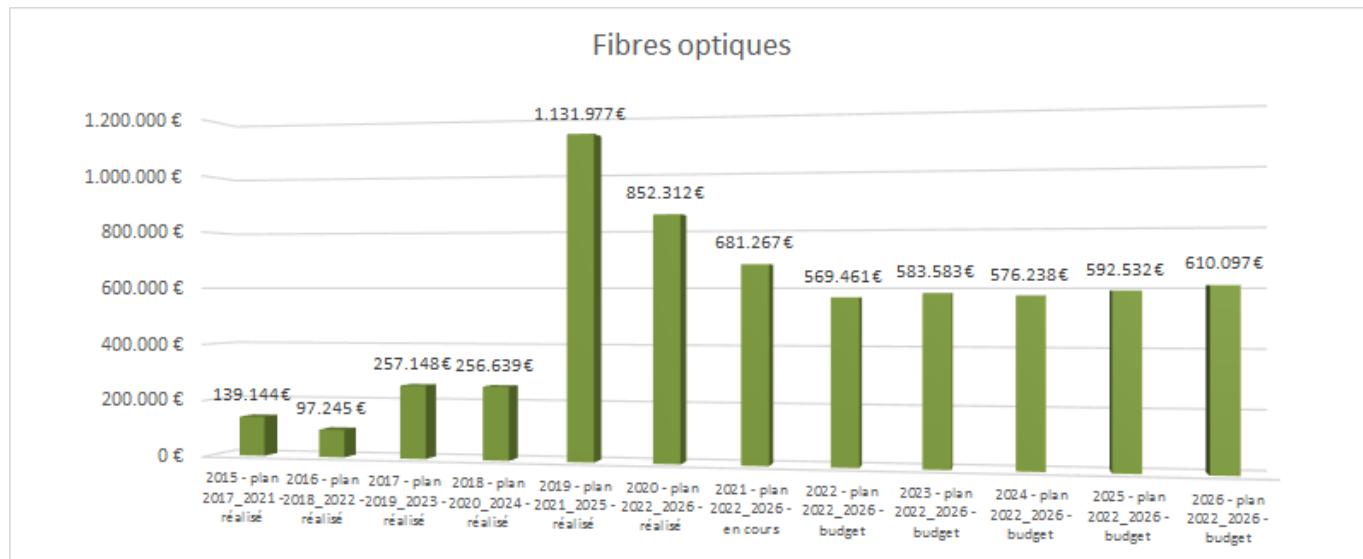
GRAPHIQUE 16 MONTANTS BRUTS 2020 POUR PLACEMENT GAINES FO

À contrario, le soufflage de fibres optiques proprement dites dans les gaines a représenté des budgets beaucoup plus modestes.



GRAPHIQUE 17 MONTANTS BRUTS 2020 POUR PLACEMENT FO

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution pressentie en termes de placement de fibres optiques :



GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR PLACEMENT FO

La nécessité croissante de contrôle, de commande et de rapatriement d'informations entre les divers équipements « smart » installés en cabines et les SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) passe 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 pour moitié par des investissements exceptionnels consentis par REW.

2.3. Les investissements programmés

2.3.1. Synthèse des projets et postes budgétaires

Au cours de la période couverte, les travaux projetés 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 montants bruts associés.
- ✓ L'approche « postes budgétaires » : par année, les 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, le montant total brut d'investissement des différents projets (nominatifs et non-nominatifs) devrait correspondre au montant total alloué aux différents postes budgétaires.

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

	2017 - plan 2019_2023 - clôturé	2018 - plan 2020_2024 - clôturé	2019 - plan 2021_2025 - clôturé	2020 - plan 2022_2026 - clôturé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budgété	2023 - plan 2022_2026 - budgété	2024 - plan 2022_2026 - budgété	2025 - plan 2022_2026 - budgété	2026 - plan 2022_2026 - budgété
AIEG	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.776.872	€ 2.848.830	€ 2.779.520	€ 3.251.520
AIESH	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 2.662.500	€ 3.143.500	€ 3.043.100	€ 3.499.000	€ 3.691.500	€ 2.924.500
ORES Brabant Wallon	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 21.499.602	€ 27.617.663		€ 25.128.386	€ 25.188.013	€ 27.455.372	€ 32.317.887	€ 34.087.511
ORES EST	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 10.994.482	€ 10.539.066		€ 12.603.668	€ 12.621.878	€ 13.729.893	€ 15.062.145	€ 16.535.827
ORES Hainaut	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 54.197.807	€ 54.551.708		€ 66.821.884	€ 67.030.389	€ 84.346.038	€ 88.743.581	€ 91.892.015
ORES Luxembourg	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 22.887.659	€ 23.618.636		€ 27.730.669	€ 27.780.590	€ 30.711.688	€ 34.279.714	€ 34.979.053
ORES Mouscron	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 6.882.144	€ 6.740.857		€ 8.799.325	€ 8.819.864	€ 9.634.473	€ 9.539.828	€ 9.796.432
ORES Namur	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 33.590.922	€ 33.943.039		€ 39.565.814	€ 39.642.558	€ 41.798.498	€ 44.629.316	€ 47.692.981
ORES Verviers	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 12.327.365	€ 12.105.573		€ 13.879.904	€ 13.907.828	€ 14.771.539	€ 15.686.787	€ 16.240.097
RESA	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 40.658.632	€ 40.754.279	€ 45.061.281	€ 43.843.434	€ 43.253.922	€ 43.928.095
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 3.985.885	€ 4.182.864	€ 5.431.328	€ 3.900.230	€ 3.300.739	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834
Total général	€ 215.097.706	€ 237.001.192	€ 211.731.531	€ 213.777.674	€ 49.730.052	€ 244.549.616	€ 249.272.878	€ 276.090.278	€ 293.487.484	€ 304.883.864

TABLEAU 9 ÉVOLUTION PROGRAMMATION DES PROJETS (PÉRIODE 2017 À 2026)

Les données relatives aux projets d'ORES pour l'année 2021 n'ont pas été communiquées à la CWaPE en raison de l'impossibilité évoquée par ORES d'actualiser, durant l'exercice en cours, les montants y relatifs.

Concernant les postes budgétaires, pour la période 2020 à 2026 mais tenant compte de la remarque ci-dessus, la situation financière rentrée recouvre parfaitement celle des projets pressentis :

	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
AIEG	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.776.872	€ 2.848.830	€ 2.779.520	€ 3.251.520
AIESH	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 2.662.500	€ 3.143.500	€ 3.043.100	€ 3.499.000	€ 3.691.500	€ 2.924.500
ORES Brabant Wallon	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 21.499.602	€ 27.617.663	€ 23.265.981	€ 25.128.386	€ 25.188.013	€ 27.455.372	€ 32.317.887	€ 34.087.511
ORES Est	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 10.994.482	€ 10.539.066	€ 11.227.479	€ 12.603.668	€ 12.621.878	€ 13.729.893	€ 15.062.145	€ 16.535.827
ORES Hainaut	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 54.197.807	€ 54.551.708	€ 56.702.776	€ 66.821.884	€ 67.030.389	€ 84.346.038	€ 88.743.581	€ 91.892.015
ORES Luxembourg	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 22.887.659	€ 23.618.636	€ 26.428.073	€ 27.730.669	€ 27.780.590	€ 30.711.688	€ 34.279.714	€ 34.979.053
ORES Mouscron	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 6.882.144	€ 6.740.857	€ 8.482.157	€ 8.799.325	€ 8.819.864	€ 9.634.473	€ 9.539.828	€ 9.796.432
ORES Namur	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 33.590.922	€ 33.943.039	€ 35.353.234	€ 39.565.814	€ 39.642.558	€ 41.798.498	€ 44.629.316	€ 47.692.981
ORES Verviers	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 12.327.365	€ 12.105.573	€ 13.268.432	€ 13.879.904	€ 13.907.828	€ 14.771.539	€ 15.686.787	€ 16.240.097
RESA	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 40.658.632	€ 40.754.279	€ 45.061.281	€ 43.843.434	€ 43.253.922	€ 43.928.095
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 3.711.855	€ 4.182.864	€ 5.431.328	€ 3.881.405	€ 3.300.739	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834
Total général	€ 214.823.676	€ 237.001.192	€ 211.731.531	€ 213.758.849	€ 224.458.184	€ 244.549.616	€ 249.272.878	€ 276.090.278	€ 293.487.484	€ 304.883.864

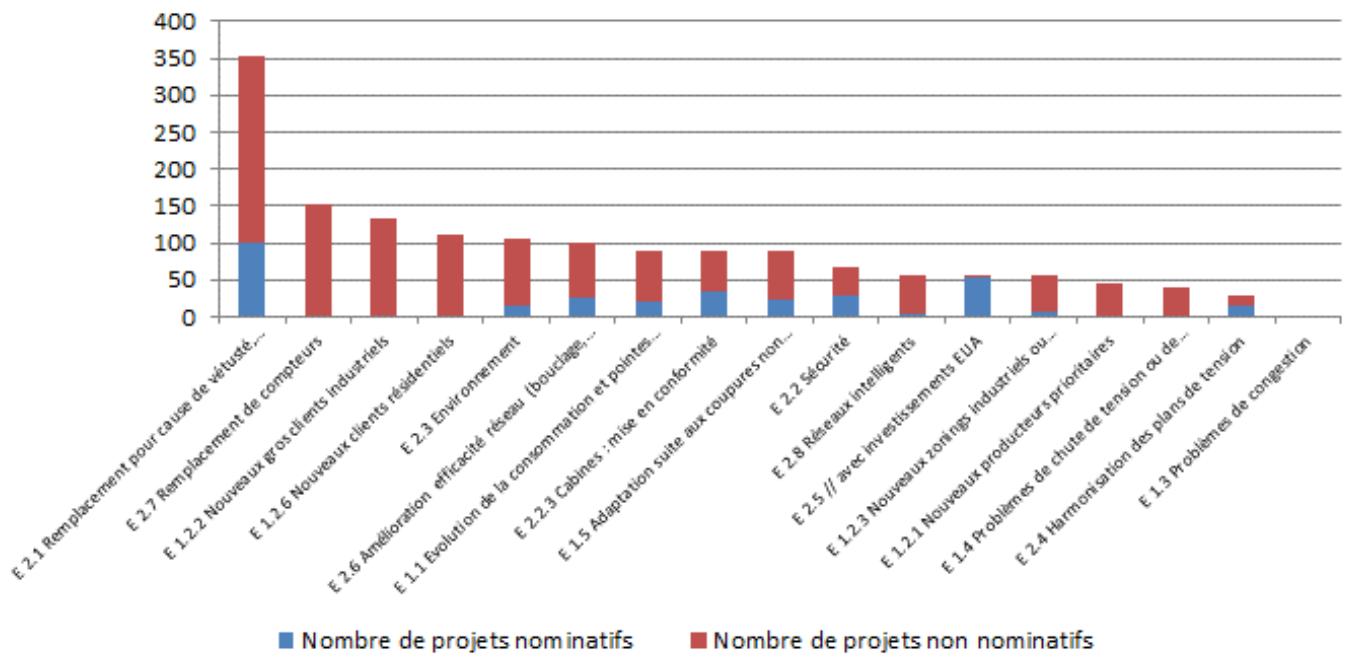
TABLEAU 10 ÉVOLUTION DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2017 À 2026)

2.3.2. Les projets et leurs motivations

Le tableau ci-après reprend, sur la période 2022-2026, 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.

Répartition du nombre de projets sur la période 2022-2026



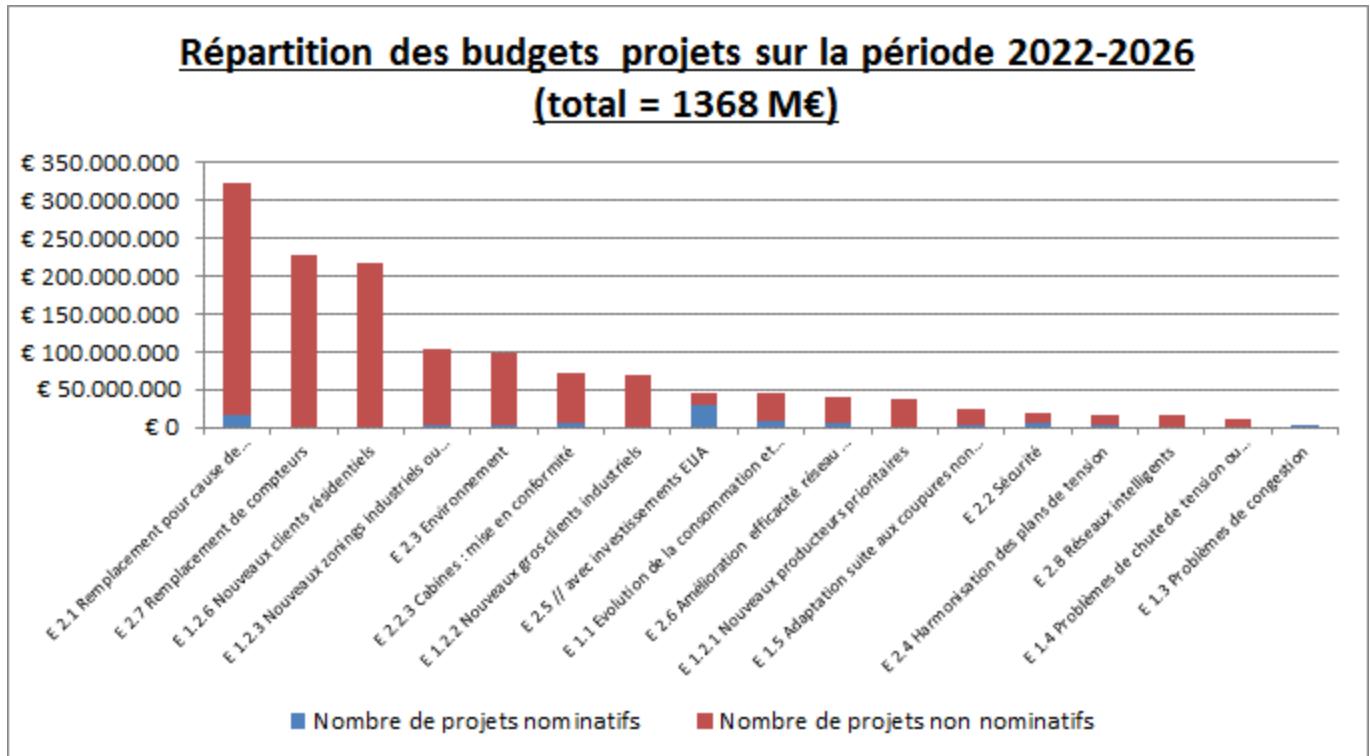
GRAPHIQUE 19 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS ATTENDUS (CUMUL PÉRIODE 2022 À 2026)

Le remplacement pour cause de vétusté reste donc largement le principal moteur d'investissement ; à noter cependant l'importance croissante par rapport aux exercices précédents, du poste « remplacement de compteurs » lié au déploiement des compteurs intelligents :

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	99	255	354
E 2.7 Remplacement de compteurs	0	152	152
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	2	130	132
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	0	111	111
E 2.3 Environnement	15	90	105
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	25	75	100
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	20	70	90
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	34	55	89
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	23	65	88
E 2.2 Sécurité	28	39	67
E 2.8 Réseaux intelligents	5	52	57
E 2.5 // avec investissements EUA	53	3	56
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	6	49	55
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	2	43	45
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	40	40
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	14	15	29
E 1.3 Problèmes de congestion	2	0	2
Total général	328	1.244	1.572

TABLEAU 11 SITUATION NOMBRE DE PROJETS PROGRAMMÉS (PÉRIODE 2022 A 2026)

En termes d'investissements bruts, la répartition par moteur de motivation sur la période 2022 à 2026 se répartit comme suit :



GRAPHIQUE 20 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT DES PROJETS ATTENDUS (CUMUL PÉRIODE 2022 À 2026)

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	€ 16.846.163	€ 307.127.843	€ 323.974.006
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 0	€ 227.429.074	€ 227.429.074
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 0	€ 216.248.214	€ 216.248.214
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 2.180.266	€ 101.892.319	€ 104.072.585
E 2.3 Environnement	€ 4.302.562	€ 92.997.148	€ 97.299.710
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 7.107.184	€ 65.582.989	€ 72.690.172
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 1.225.949	€ 68.786.033	€ 70.011.982
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 29.400.478	€ 16.716.334	€ 46.116.812
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 7.277.837	€ 38.835.370	€ 46.113.207
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 5.524.627	€ 35.137.781	€ 40.662.409
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 1.197.040	€ 37.479.438	€ 38.676.478
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 4.197.305	€ 19.102.557	€ 23.299.862
E 2.2 Sécurité	€ 6.483.044	€ 13.825.606	€ 20.308.650
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 2.267.046	€ 13.703.949	€ 15.970.995
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 710.177	€ 14.366.278	€ 15.076.456
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 0	€ 10.000.002	€ 10.000.002
E 1.3 Problèmes de congestion	€ 333.506	€ 0	€ 333.506
Total général	€ 89.053.183	€ 1.279.230.935	€ 1.368.284.119

TABLEAU 12 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT (NOMINATIF/ NON NOMINATIF) (PÉRIODE 2022 À 2026)

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 prévus dans les réseaux de distribution en Région wallonne.

Ceux-ci devraient s'élever, en moyenne sur la période 2022 à 2023, aux alentours de 247 M€ (montants bruts). Il s'agit donc de budgets légèrement plus conséquents que ceux rencontrés par le passé.

L'augmentation des budgets annoncés, certes à titre indicatif, pour la période suivante (2024-2026) est nettement plus conséquente et est en majeure partie influencée par les propositions d'ORES. Plusieurs tendances expliquent ce fait :

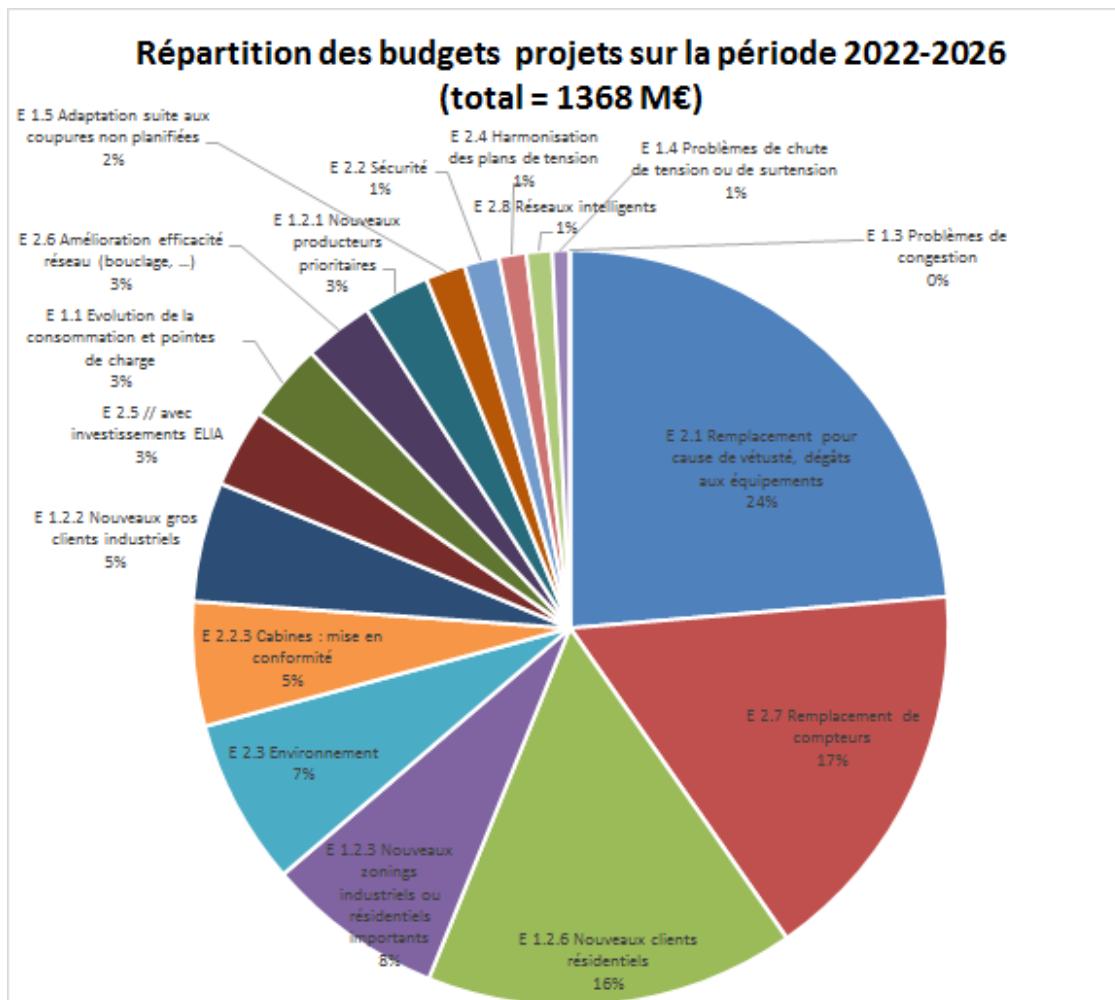
- Comme dans les plans précédents, et bien que ces montants n'aient pas été validés lors des exercices précédents ni dans le présent cadre, la montée en puissance du déploiement des compteurs intelligents se traduit par des estimations budgétaires à la hausse ;
- Par le passé, les remplacements pour cause de vétusté servaient de variable d'ajustement dans la maîtrise des budgets, les investissements non urgents pouvant être légèrement postposés. Cela ne semble plus le cas essentiellement en raison de la volonté d'ORES :
 - De programmer de manière accrue le remplacement des anciens câbles 6 kV en vue d'une harmonisation des plans de tension vers le 15kV, essentiellement vu l'abandon à terme du 6 kV notamment, par exemple, dans l'ouest du Hainaut ; cette augmentation est à mettre en perspective avec l'augmentation des montants dévolus à la motivation « E 2.4 Harmonisation des plans de tension » ;
 - De poursuivre le renouvellement des cabines dont le matériel est identifié comme problématique, vétuste ou dont la connaissance technique par les agents n'est plus suffisamment présente. Ces cabines sont identifiées dans les projets non nominatifs sous cette motivation ;
 - Poursuivre également la politique générale d'enfouissement des lignes, le remplacement et l'enfouissement des lignes de cuivre nu ou lignes vétustes, d'anticiper le remplacement de câbles vétustes, ...
- Des augmentations liées aux raccordements BT mais surtout aux raccordements trans-MT d'importants producteurs qui s'expliquent par la volonté d'ORES de budgérer à l'avenir :
 - L'augmentation du nombre de clients T-MT (les investissements bruts pour cette catégorie sont toutefois compensés par la contribution des demandeurs, sur base des tarifs non périodiques) ;
 - D'avantage de remplacements de raccordements BT liés au projet de conversion des réseaux 3x230V en 3N400V. À cet égard, il y a lieu de se référer aux conclusions reprises ci-après.

Codes de motivation	2022	2023	2024	2025	2026	Moyenne / an
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 57.203.616	€ 55.923.517	€ 62.066.232	€ 69.591.207	€ 79.189.433	€ 64.794.801
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 35.732.820	€ 39.426.422	€ 48.855.456	€ 50.932.766	€ 52.481.610	€ 45.485.815
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 41.543.998	€ 42.260.844	€ 42.801.253	€ 44.447.563	€ 45.194.557	€ 43.249.643
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 20.621.019	€ 20.411.042	€ 21.035.477	€ 20.801.519	€ 21.203.526	€ 20.814.517
E 2.3 Environnement	€ 18.337.240	€ 18.121.687	€ 20.993.065	€ 19.444.847	€ 20.402.871	€ 19.459.942
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 13.469.712	€ 13.787.116	€ 15.024.365	€ 15.342.513	€ 15.066.466	€ 14.538.035
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 13.090.480	€ 14.479.463	€ 13.910.080	€ 14.090.518	€ 14.441.442	€ 14.002.396

Codes de motivation	2022	2023	2024	2025	2026	Moyenne / an
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 8.113.659	€ 8.730.942	€ 9.083.746	€ 11.665.333	€ 8.523.133	€ 9.223.362
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 8.602.878	€ 9.798.502	€ 9.301.704	€ 8.991.872	€ 9.418.251	€ 9.222.641
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 8.907.486	€ 7.687.478	€ 7.841.057	€ 8.695.562	€ 7.530.826	€ 8.132.482
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 4.191.813	€ 4.254.178	€ 9.421.056	€ 10.274.081	€ 10.535.349	€ 7.735.296
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 5.042.819	€ 4.308.196	€ 4.087.038	€ 5.457.469	€ 4.404.340	€ 4.659.972
E 2.2 Sécurité	€ 3.923.407	€ 3.877.462	€ 4.144.351	€ 3.732.186	€ 4.631.245	€ 4.061.730
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 1.036.021	€ 987.531	€ 2.549.565	€ 4.779.504	€ 6.618.374	€ 3.194.200
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 2.837.779	€ 3.072.437	€ 2.977.229	€ 3.054.496	€ 3.134.516	€ 3.015.291
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 1.894.870	€ 1.946.060	€ 1.998.605	€ 2.052.543	€ 2.107.925	€ 2.000.000
E 1.3 Problèmes de congestion		€ 200.000		€ 133.506		€ 66.701
Total général	€ 244.549.616	€ 249.272.878	€ 276.090.278	€ 293.487.484	€ 304.883.864	€ 273.656.824

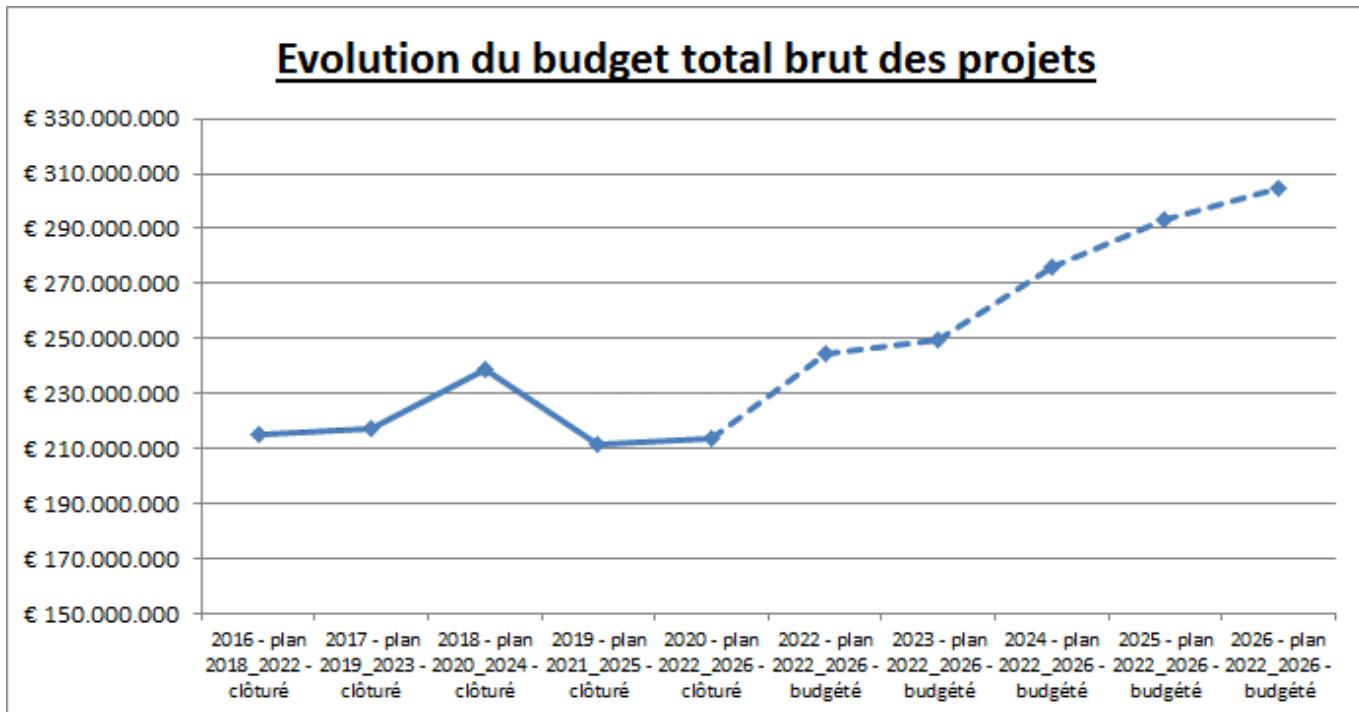
TABLEAU 13 ÉVOLUTION MONTANTS ANNUELS PROJETS PAR CODE MOTIVATION
(PERIODE 2022 A 2026)

Renforcé par ces nouvelles politiques, le remplacement pour cause de vétusté conforte donc son statut de trigger principal d'investissement et représente près de 65 M€ sur base annuelle.



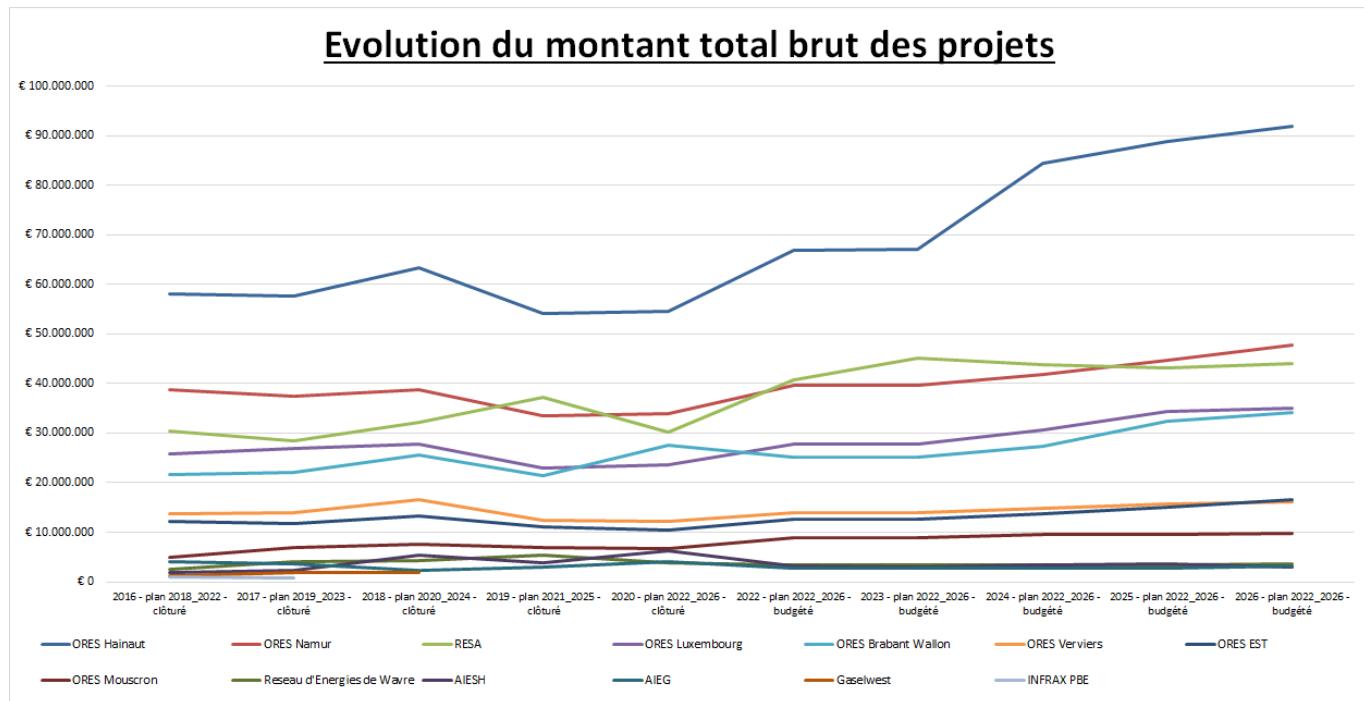
GRAPHIQUE 21 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS EN FONCTION DES PRINCIPALES MOTIVATIONS
(PÉRIODE 2022 À 2026)

Sur base des données du bilan dressé ci-avant et abstraction faite de l'exercice 2021, l'évolution des montants totaux envisagés par les GRD est donc la suivante (pour la région wallonne et par GRD ensuite) :



GRAPHIQUE 22 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2016 à 2020 + 2022 à 2026)

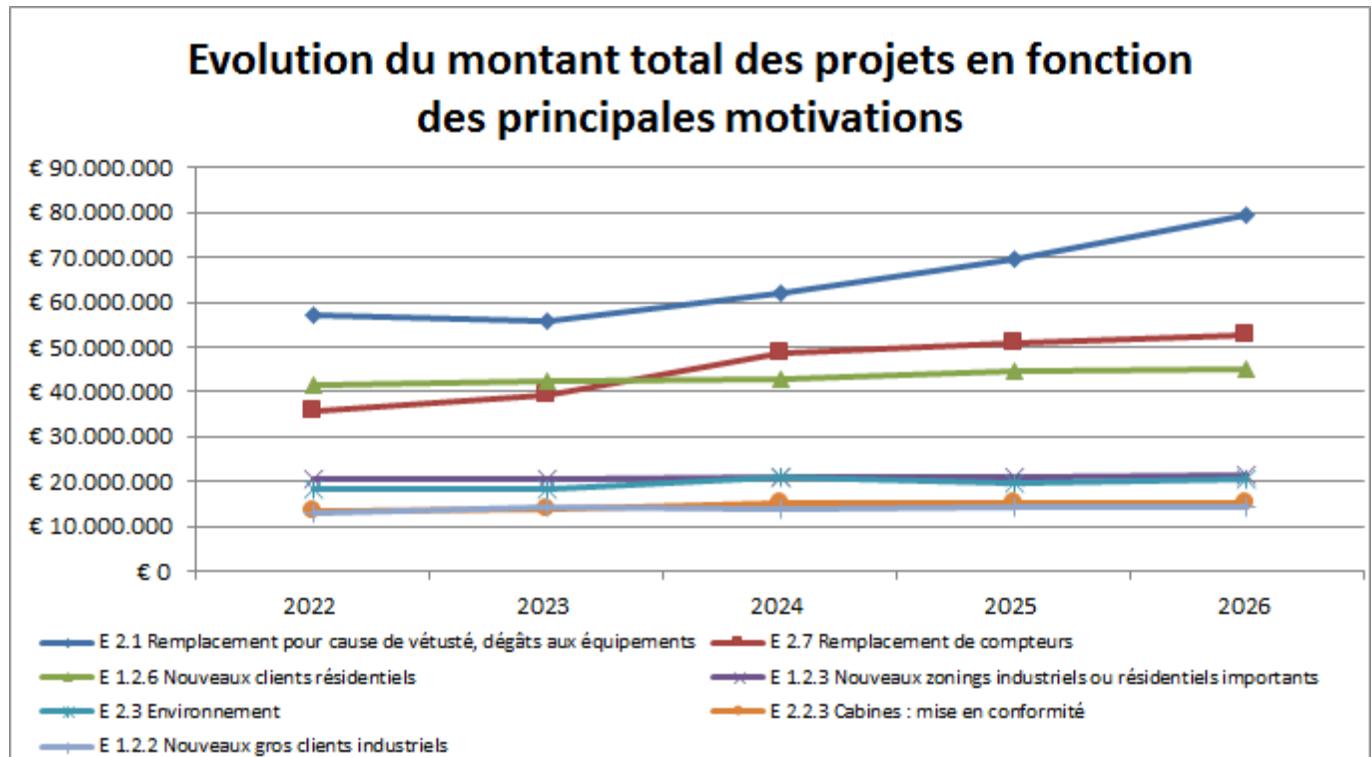
Les variations rencontrées s'expliquent en détaillant cette évolution par GRD :



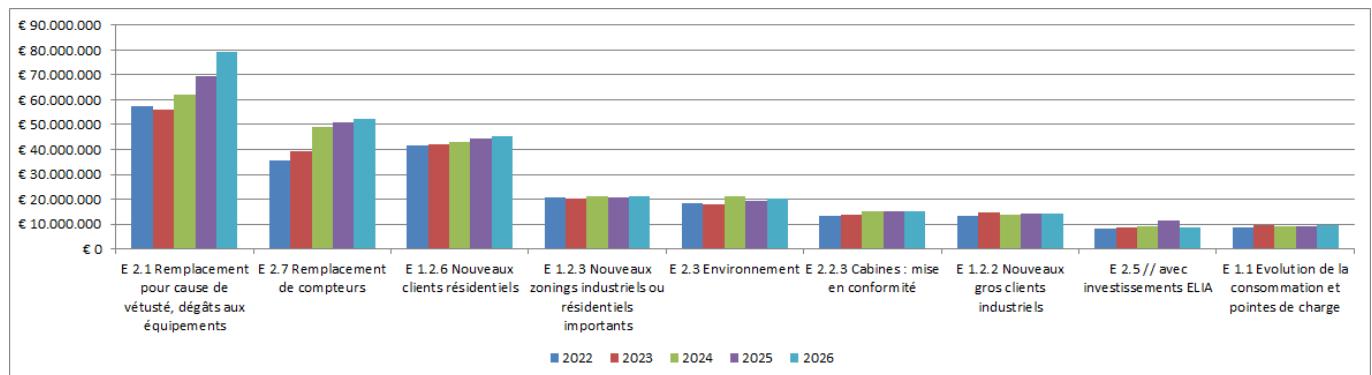
GRAPHIQUE 23 ÉVOLUTION PAR GRD DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2016 à 2020 + 2022 à 2026)

Tenant compte des explications reprises ci-avant, le graphique ci-dessus montre assez nettement que ce sont les augmentations cumulées dans les différents secteurs d'ORES qui expliquent majoritairement l'accroissement global constaté en fin de période.

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 24 ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CODES DE MOTIVATION - MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2022 A 2026)



GRAPHIQUE 25 ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CODES DE MOTIVATION - MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2022 A 2026)

2.3.3. Les postes budgétaires

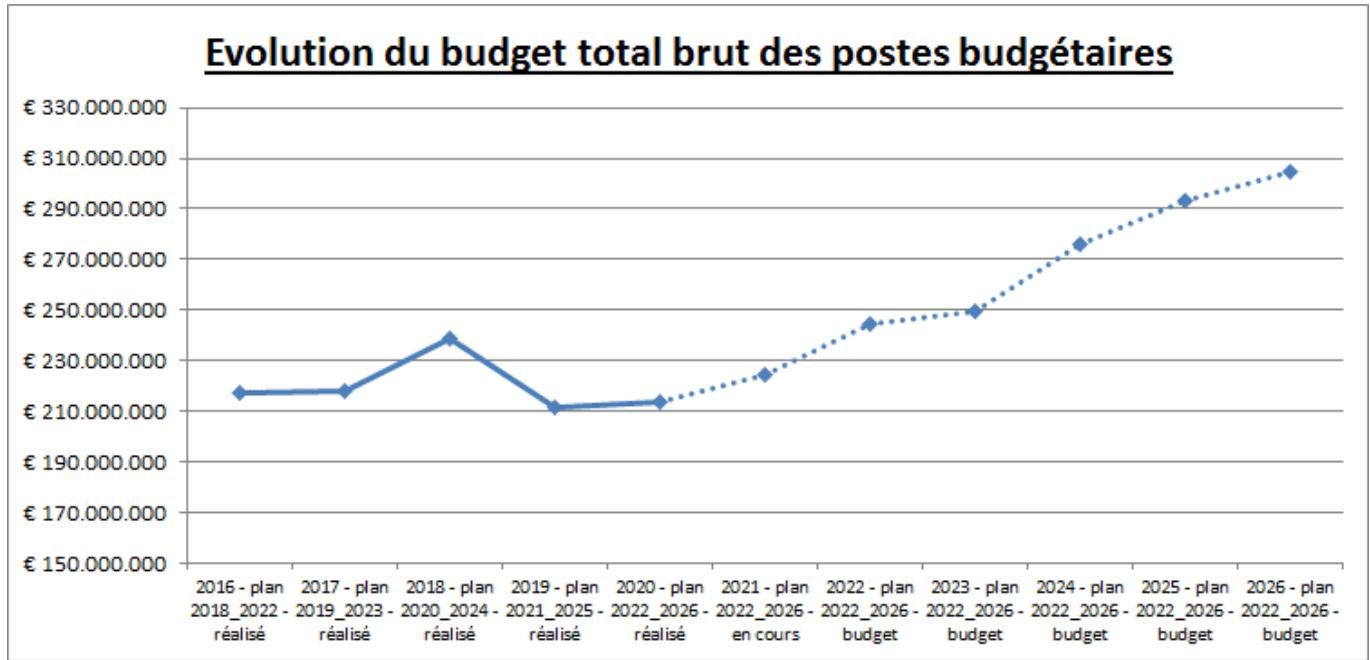
Tenant compte des réserves déjà évoquées, l'évolution des investissements réalisés/pressentis en termes de postes budgétaires est la suivante :

	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	€ 96.906.698	€ 92.894.445	€ 107.659.446	€ 88.331.539	€ 80.869.769	€ 102.721.020	€ 95.042.749	€ 94.011.678	€ 99.811.798	€ 107.426.665	€ 114.950.210
Cabines	€ 34.495.399	€ 35.875.991	€ 37.190.784	€ 31.504.852	€ 31.848.294	€ 30.892.363	€ 35.495.690	€ 37.281.718	€ 38.924.762	€ 40.720.908	€ 43.009.009
Comptages	€ 19.983.939	€ 19.580.362	€ 19.448.846	€ 18.405.362	€ 18.876.001	€ 28.739.717	€ 42.811.553	€ 46.761.364	€ 55.657.467	€ 58.431.460	€ 59.805.955
Raccordements clients	€ 28.299.188	€ 31.773.609	€ 34.117.079	€ 31.417.135	€ 41.846.409	€ 27.412.519	€ 29.991.645	€ 31.271.516	€ 36.775.187	€ 37.952.779	€ 39.128.761
Lignes	€ 17.541.486	€ 17.121.486	€ 16.201.531	€ 15.128.557	€ 15.552.004	€ 14.636.599	€ 16.891.903	€ 16.895.905	€ 18.169.423	€ 19.379.040	€ 20.587.061
contrôle/transmission	€ 15.217.166	€ 12.933.399	€ 15.798.394	€ 17.497.893	€ 15.141.974	€ 13.886.659	€ 18.498.513	€ 18.134.469	€ 18.645.773	€ 18.771.848	€ 19.665.815
Postes	€ 4.610.115	€ 7.577.540	€ 7.900.732	€ 9.446.194	€ 9.624.397	€ 6.169.307	€ 5.075.556	€ 3.772.586	€ 6.149.282	€ 7.991.491	€ 4.021.462
Autres	€ 0	€ 0	€ 596.682	€ 0	€ 0	€ 0	€ 742.008	€ 1.143.642	€ 1.956.584	€ 2.813.293	€ 3.715.591
Total général	€ 217.053.990	€ 217.756.832	€ 238.913.494	€ 211.731.531	€ 213.758.849	€ 224.458.184	€ 244.549.616	€ 249.272.878	€ 276.090.278	€ 293.487.484	€ 304.883.864

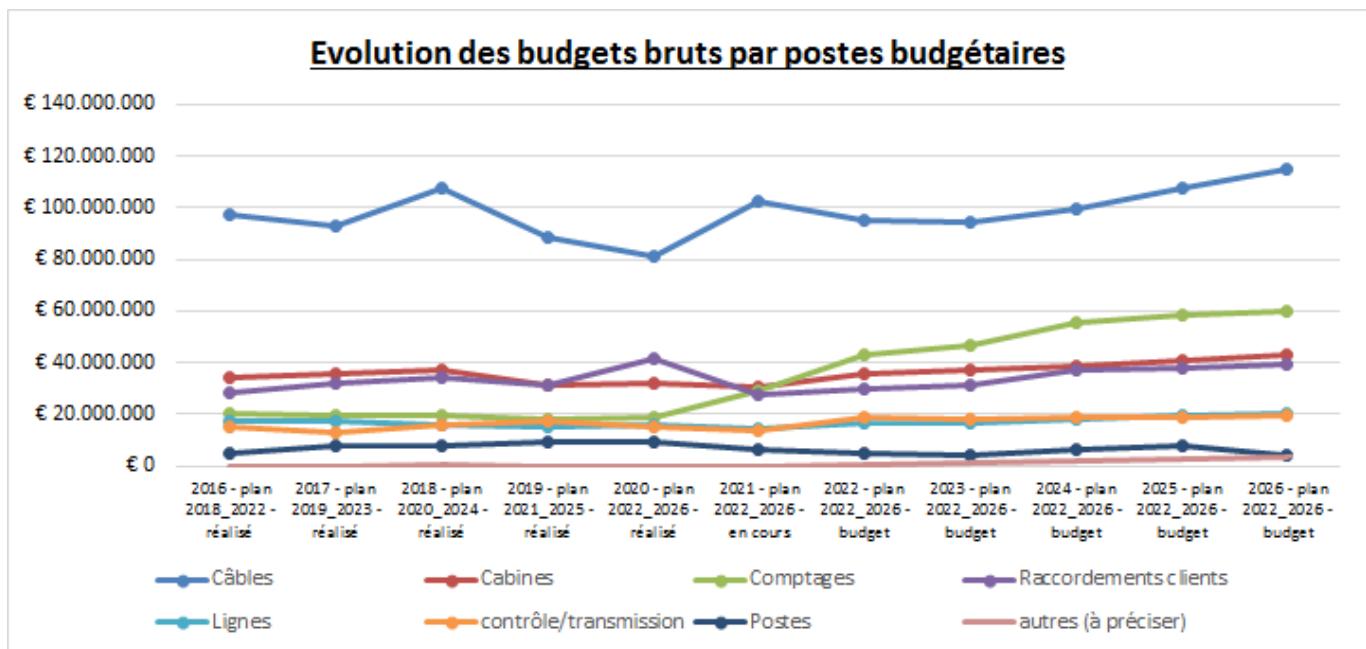
TABLEAU 14 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DU MONTANT ANNUEL BRUT (PERIODE 2016 A 2026)

Dans le tableau ci-dessus, les postes « autres » concernent exclusivement des enveloppes non-nominatives prévues par ORES pour la conversion de branchements BT existants 3x230V en 3N400.

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 26 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES POSTES BUDGÉTAIRES (PERIODE 2016 A 2026)

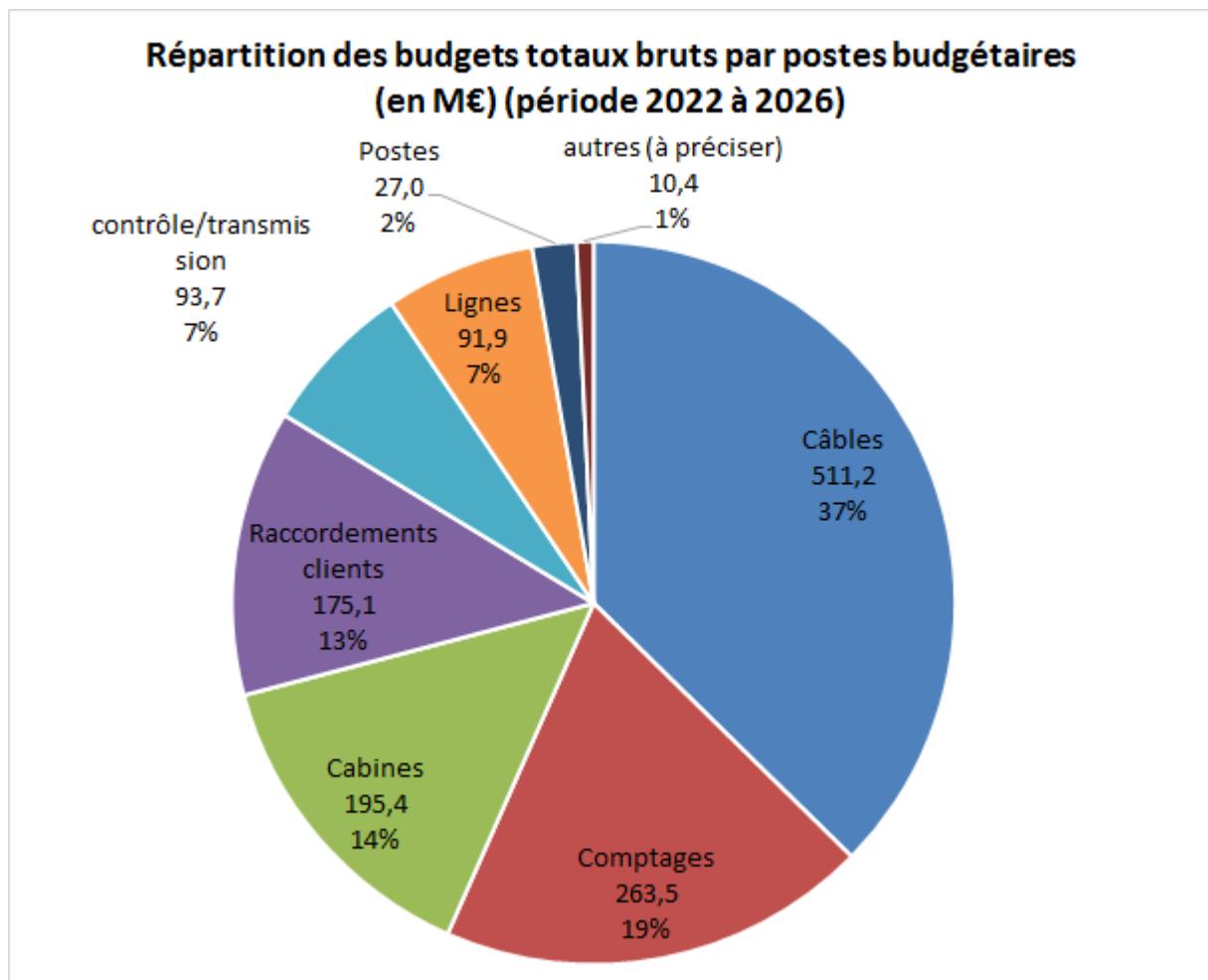


GRAPHIQUE 27 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX ANNUELS BRUTS (PÉRIODE 2016 À 2026)

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-dessus, il est en nette augmentation sur la fin de la période notamment en raison de l'abandon du 6 kV au profit d'un niveau de tension supérieure. Un nombre conséquent de câbles plus vétustes devront par conséquent être remplacés.
- ✓ 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.
- ✓ 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).
- ✓ 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.
- ✓ En corrélation avec le point précédent, à noter également l'augmentation pressentie en fin de période, notamment pour 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 28 RÉPARTITION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (CUMUL PÉRIODE 2022 À 2026)

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

2.4. Observations de la CWaPE

2.4.1. 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, la crise sanitaire a indéniablement affecté les missions et les travaux d'investissement des GRD, non seulement en 2020 mais également en 2021. En raison de cette dernière, certains GRD connaissent également des difficultés sévères d'approvisionnement de matériel. À cette situation difficile, s'est également ajoutée la difficulté pour les GRD de trouver très rapidement le matériel nécessaire au remplacement des équipements endommagés lors des inondations rencontrées mi-2021. Ce dernier élément n'est toutefois pas pris en compte dans le présent plan.

D'un point de vue opérationnel, les GRD font 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.

2.4.2. Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités

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 impérant 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. DÉCISION DE LA CWaPE

De manière générale

Conformément à l'article 15 du Décret électricité et de ses modifications successives, la CWaPE a examiné la version finale des plans d'adaptation présentés par les GRD en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement du réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

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 de la présente approbation.

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

À l'issue de son analyse, 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.

Sur base des renseignements présentés ci-dessus et à l'exception des réserves exprimées au point suivant, au terme de son examen et des divers échanges avec les GRD, la CWaPE ne relève pas 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.

À ce stade, à l'exception des réserves reprises ci-dessous, seuls subsistent quelques points de détail transmis de manière individuelle aux GRD concernés. Ces points de détail ne sont pas de nature à entraver ou même limiter l'approbation par la CWaPE des plans d'adaptation dans le contexte de cette analyse et les limites précédemment définies. L'approbation de la CWaPE ne couvre toutefois pas les réserves spécifiquement mentionnées ci-dessous, pour lesquelles des échanges doivent se poursuivre avec les GRD concernés.

De manière plus spécifique

Bien que les objectifs fixés soient globalement rencontrés, la CWaPE formule certaines réserves relatives aux éléments suivants.

1. Itempéries 07/ 2021

Il convient de noter que la version définitive des plans soumis à l'examen de la CWaPE ne tient pas compte des conséquences liées aux inondations exceptionnelles de juillet 2021, celles-ci étant intervenues postérieurement aux hypothèses utilisées dans la procédure et, par ailleurs, n'ayant pas encore pu faire l'objet d'une analyse d'impact détaillée au moment de la clôture de l'exercice. Ces éléments nécessiteront une mise à jour lors du prochain exercice. Les GRD concernés auront à expliquer en quoi ils s'écartent des prévisions commentées ici.

2. Déploiement des compteurs intelligents

Le décret du 19.07.2018 en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité a modifié les décrets du 12.04.2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19.01.2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité. Il est entré en vigueur le 16.09.2018.

Ce décret détermine une trajectoire et fixe un objectif pour le déploiement des compteurs intelligents.

Au moment de la rédaction de la présente décision, des discussions spécifiques à propos du financement du déploiement de compteurs intelligents, étaient toujours en cours entre les experts tarifaires des GRD et de la CWaPE.

Les scénarii relatifs au remplacement des compteurs et le déploiement des compteurs intelligents seront donc tranchés ultérieurement.

À ce stade, ces données (quantités et montants) ne seront donc pas validées dans le cadre de la présente décision.

Les échanges à ce sujet menés dans le cadre des plans d'adaptation et les informations y relatives sont donc repris ici, à titre exclusivement informel. Si des divergences devaient apparaître entre la demande visant un financement du déploiement de compteurs intelligents, et les dernières versions rentrées des plans d'adaptation, ces derniers (ou à tout le moins les parties des plans d'adaptation traitant de cette matière) devront être adaptés pour s'y conformer, ainsi que pour rencontrer les différentes catégories du décret, et être à nouveau proposés à la CWaPE.

3. Les prévisions 2024-2026

La CWaPE prend acte des montants d'investissement annoncés pour les années 2024 et 2026. Néanmoins, en application de ce qui précède, ceux-ci ne figurent ici qu'à titre purement informatif et non engageant. La présente décision ne porte donc pas sur la validation des montants associés aux postes budgétaires (PB) et projets mentionnés pour ces trois années.

4. ORES

Au terme de l'analyse de la version définitive des différents plans de secteurs d'ORES, l'attention de la CWaPE a notamment été attirée par les trois éléments suivants :

➤ Réduction de dépenses au bilan 2020

La CWaPE note que la réduction de dépenses réalisées en 2020 s'expliquerait, selon ORES, principalement en raison de la situation sanitaire et le ralentissement des activités entraîné par les raisons évoquées au chapitre 2.1 ci-avant (Vue générale sur les réalisations de l'année 2020).

La CWaPE partage ce constat également observé pour d'autres GRD.

S'agissant de la nature de ces investissements, la CWaPE n'a pu identifier de lacunes significatives dans les prestations réalisées par ORES, mais restera vigilante quant au niveau de celles-ci dans les prochains exercices.

➤ Augmentation sur la fin de période des investissements vétusté / harmonisation tension (6 -15 kV)

La CWaPE observe également à partir de 2024, une augmentation très conséquente des investissements liés au remplacement de câbles/lignes plus vétustes, notamment en raison de l'harmonisation des tensions et l'abandon du 6 kV dans certaines régions. Comme déjà précisé ci-avant, la présente ne porte que sur la validation des chiffres pour 2022 et 2023. À défaut de détails donnés dans des projets nominatifs précis, des renseignements complémentaires devront être apportés en temps opportun par ORES afin de définir de manière plus précise la nature exacte des travaux qui seront entrepris en la matière. Si nécessaire, ce point fera, ultérieurement, l'objet de discussions spécifiques.

➤ Passage des réseaux existant 3x230 V en 3N400 V

La CWaPE est parfaitement consciente que le passage des réseaux historiques 3x230 V en 3N400 V permet notamment de réduire les pertes réseaux BT et donc de favoriser l'URE, d'augmenter la capacité délivrable, d'améliorer la qualité de la fourniture (notamment en matière de chute de tension) et de faciliter le développement de nouveaux usages (mobilité, pompes à chaleur...).

À cet égard, la CWaPE constate cependant que les GRD semblent s'accorder sur le fait que ce changement systématique n'est pas une nécessité en soi car s'il présente toute une série d'avantages, il comporte également de sérieux inconvénients, à savoir une application difficile en pratique (l'ensemble des raccordements des URD concernés par le tronçon de réseau converti doit être basculé simultanément) et une conversion très onéreuse :

- Pour les GRD de manière générale (remplacements nécessaires si câbles, transformateurs et TGBT non compatibles) mais a fortiori si elle ne s'intègre pas à d'autres programmes déjà prévus, notamment les rénovations de cabines ;
- Pour les URD dont les installations intérieures sont antérieures aux prescriptions légales imposant qu'elles soient « facilement adaptables pour ce changement de tension, y compris le câblage et le tableau général ».

La CWaPE rejoint donc l'avis d'ORES sur la nécessité de mener ces changements, non de manière systématique, mais bien uniquement de manière ciblée et essentiellement sur base d'opportunités.

La CWaPE n'a pas reçu d'explications très précises sur l'étendue des travaux envisagés. Dans l'attente de renseignements plus précis, elle émet une réserve sur les montants dédiés à cette politique.

5. RESA

À l'instar d'ORES, la CWaPE note également que la réduction importante des dépenses réalisées par RESA en 2020 s'expliquerait principalement en raison de la situation sanitaire et le ralentissement des activités entraîné, notamment dans la réalisation des chantiers de pose de câbles, pour les raisons évoquées au chapitre 2.1 ci-avant.

S'agissant de la nature de ces investissements, la CWaPE n'a pu identifier de lacunes significatives dans les prestations réalisées par RESA mais restera vigilante quant au niveau de celles-ci dans les prochains exercices.

* *
*

4. ANNEXES

4.1. ANNEXE I : Note d'examen des plans

4.1.1. Examen des projets rentrés

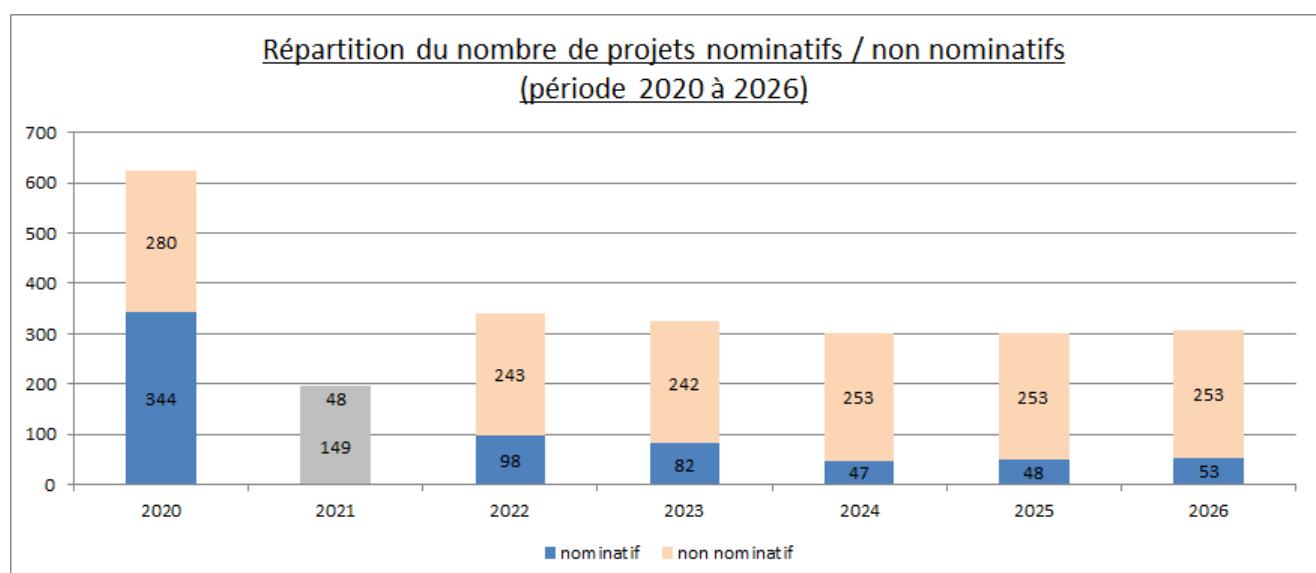
L'examen s'est déroulé suivant les conditions et la procédure décrites au chapitre 1.3. La CWaPE a analysé les projets rentrés par les différents GRD et des remarques individuelles ont été transmises aux dates mentionnées dans le tableau 1.

4.1.2. Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans

Même si les plans introduits ont une portée qui peut aller jusqu'à cinq ans, 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.

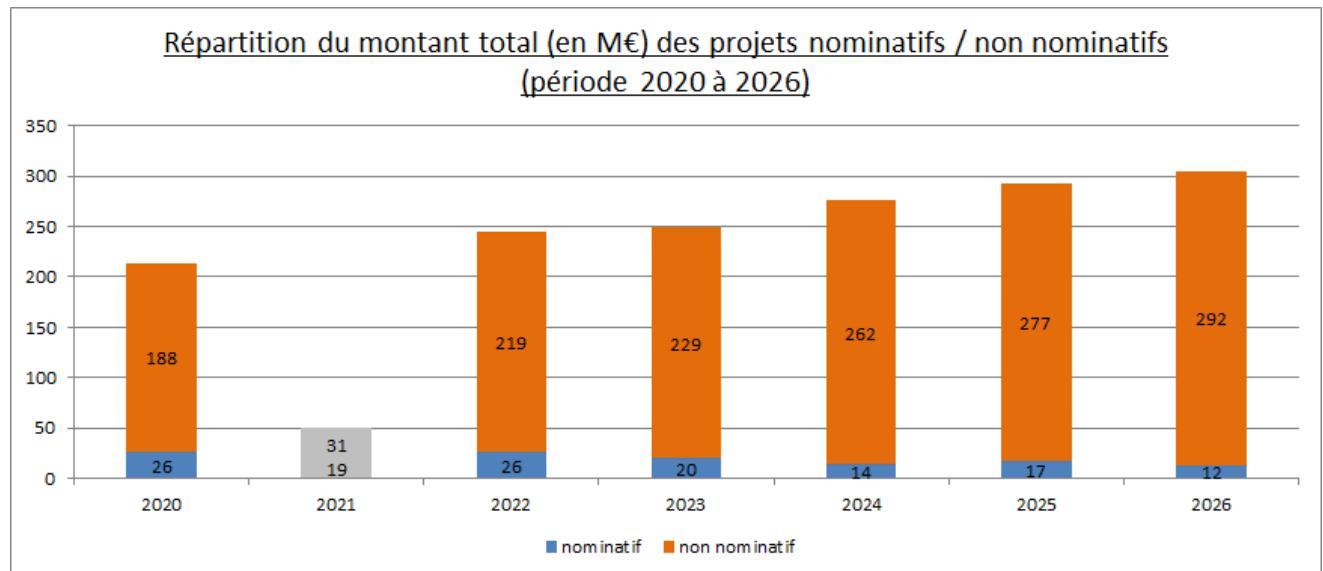
En toute logique donc, une proportion croissante des budgets annoncés pour les années futures est généralement allouée sous forme d'enveloppes « non nominatives », c'est-à-dire non dédiées à des projets spécifiques. Ces mêmes projets sont parfois regroupés en « portefeuille » de potentiel. Ceci n'impacte 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.



GRAPHIQUE 29 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS (PÉRIODE 2020 À 2026)

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



*2021 incomplet – pas de données d'ORES.

GRAPHIQUE 30 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS (PÉRIODE 2020 À 2026)

Le creux rencontré en 2021 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).

Rappelons enfin que seule la réalisation des travaux prévus pour la période 2022-2023 présente un haut degré de certitude. Les travaux nominatifs dont l'exécution est prévue à plus longue échéance reflètent des investissements conditionnels portant sur la prochaine période tarifaire et 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 consommations. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus actuellement 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.

4.1.3. Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD

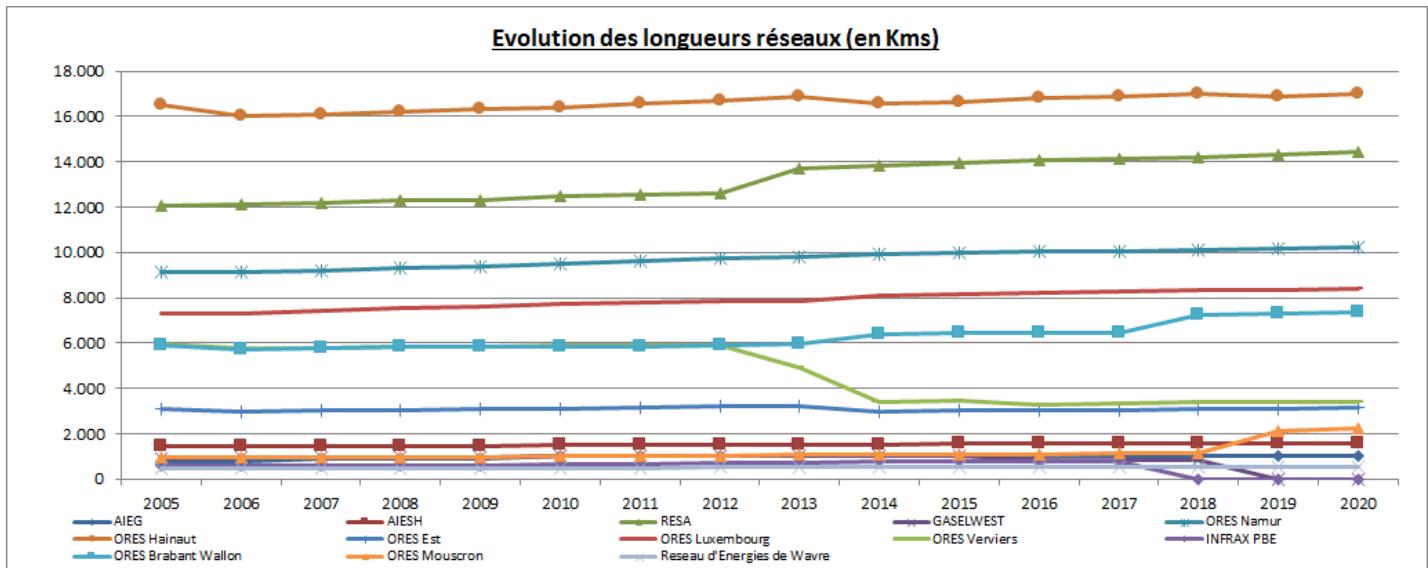
Outre les statistiques reprises au chapitre 2, les données ci-dessous donnent un aperçu global, pour la Wallonie et par GRD.

4.1.3.1. 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	RESA	GASELWEST	ORES Namur	ORES Hainaut	ORES Est	ORES Luxembourg	ORES Verviers	INFRAZ PBE	ORES Brabant Wallon	ORES Mouscron	Reseau d'Enegries de Wavre	TOTAL RW
2005	810	1.429	12.039	917	9.130	16.529	3.071	7.308	5.937	583	5.929	956	448	65.087
2006	799	1.433	12.110	948	9.139	16.007	2.988	7.321	5.768	596	5.714	954	465	64.242
2007	890	1.450	12.159	956	9.221	16.095	3.048	7.420	5.794	605	5.768	970	471	64.846
2008	891	1.457	12.279	972	9.288	16.217	3.052	7.527	5.816	622	5.812	976	480	65.387
2009	907	1.475	12.317	989	9.375	16.323	3.114	7.612	5.850	626	5.846	988	482	65.904
2010	997	1.490	12.509	999	9.485	16.408	3.116	7.700	5.924	669	5.831	996	488	66.612
2011	1.003	1.490	12.547	1.009	9.600	16.562	3.176	7.786	5.927	669	5.867	1.009	502	67.148
2012	1.007	1.497	12.613	1.008	9.734	16.673	3.197	7.838	5.911	725	5.910	1.051	507	67.671
2013	1.017	1.500	13.731	1.017	9.819	16.855	3.233	7.866	4.910	742	5.958	1.066	509	68.222
2014	1.042	1.540	13.840	1.029	9.909	16.548	2.949	8.077	3.376	751	6.393	1.085	512	67.051
2015	1.002	1.569	13.941	1.032	10.002	16.629	3.006	8.133	3.441	758	6.431	1.095	518	67.556
2016	1.003	1.544	14.048	857	10.022	16.803	3.040	8.207	3.298	763	6.442	1.106	524	67.657
2017	1.010	1.547	14.113	859	10.044	16.884	3.063	8.272	3.329	766	6.480	1.117	527	68.010
2018	1.015	1.547	14.196	869	10.117	16.985	3.095	8.311	3.372	0	7.263	1.135	530	68.437
2019	1.020	1.552	14.336	0	10.196	16.859	3.109	8.359	3.390	0	7.289	2.122	542	68.775
2020	1.037	1.556	14.425	0	10.214	16.972	3.134	8.429	3.424	0	7.346	2.246	548	69.330

TABLEAU 15 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DISTRIBUTION (PÉRIODE 2005 À 2020)

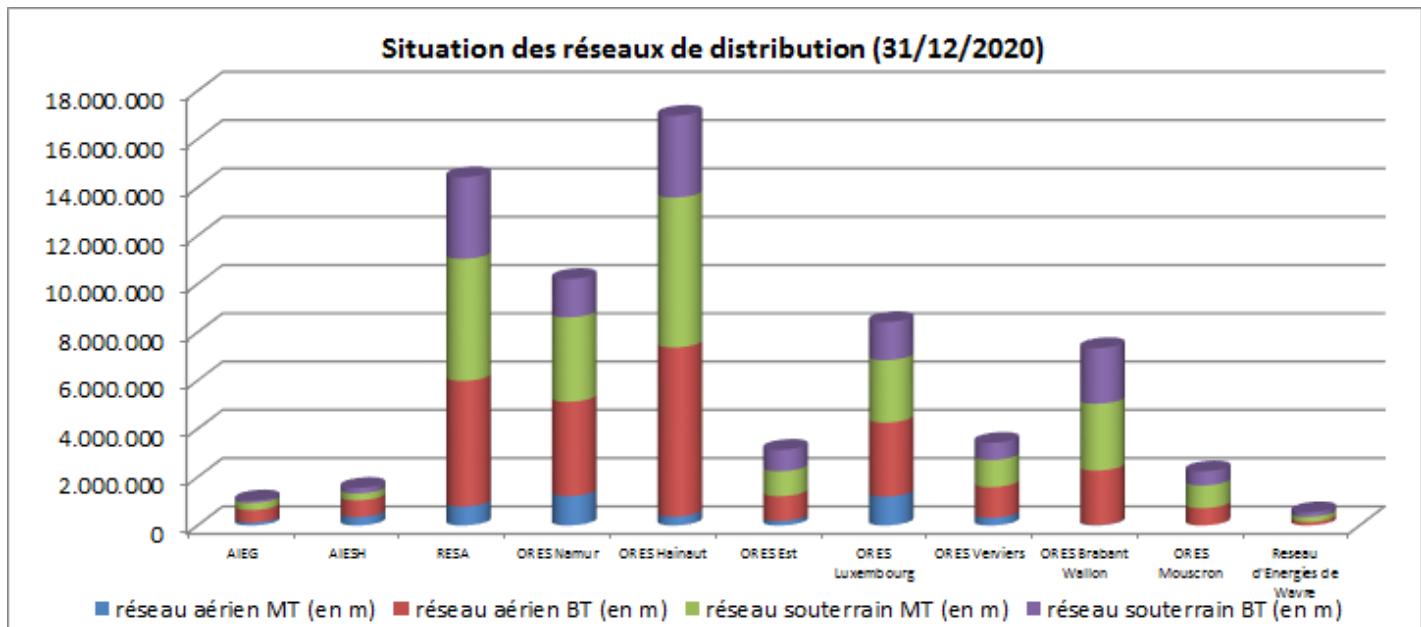


GRAPHIQUE 31 ÉVOLUTION PAR GRD DES LONGUEURS DE RÉSEAUX (PÉRIODE 2005 À 2020)

Pour mémoire, les principales variations enregistrées correspondent :

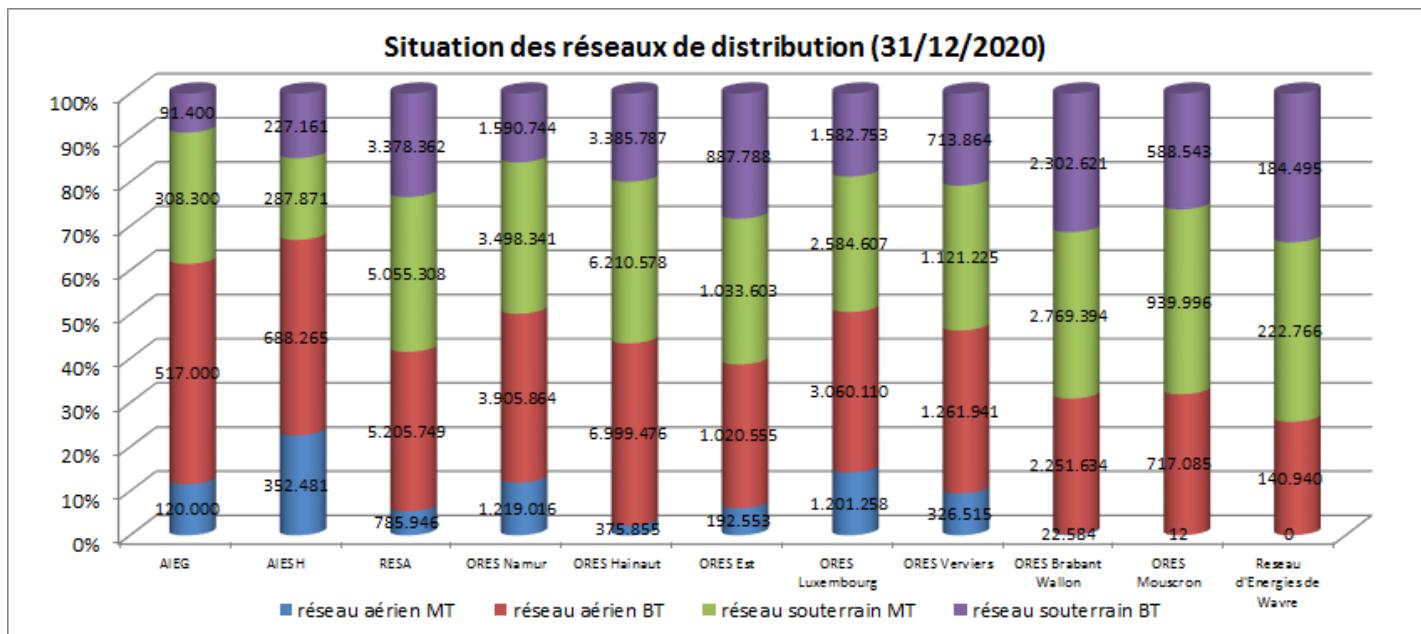
- En 2013 : la reprise par RESA de la ville de Liège centre à ORES Verviers (Intermosane I) ;
- Fin 2014 : un alignement avec leurs données cartographiques, des bases de données d'inventaire d'ORES Verviers relatives au réseau basse tension ;
- En 2018 : reprise des réseaux de INFRAX PBE par ORES Brabant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

La situation figée au 31 décembre 2020 peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 32 RÉPARTITION PAR GRD DES LONGUEURS MT/BT ET AÉRIENNES/SOUTERRAINES DE RÉSEAUX (EN M - SITUATION FIN 2020)

Pour des raisons historiques, la composition des réseaux varie entre GRD ; certains ne comptent plus de réseaux aériens MT.



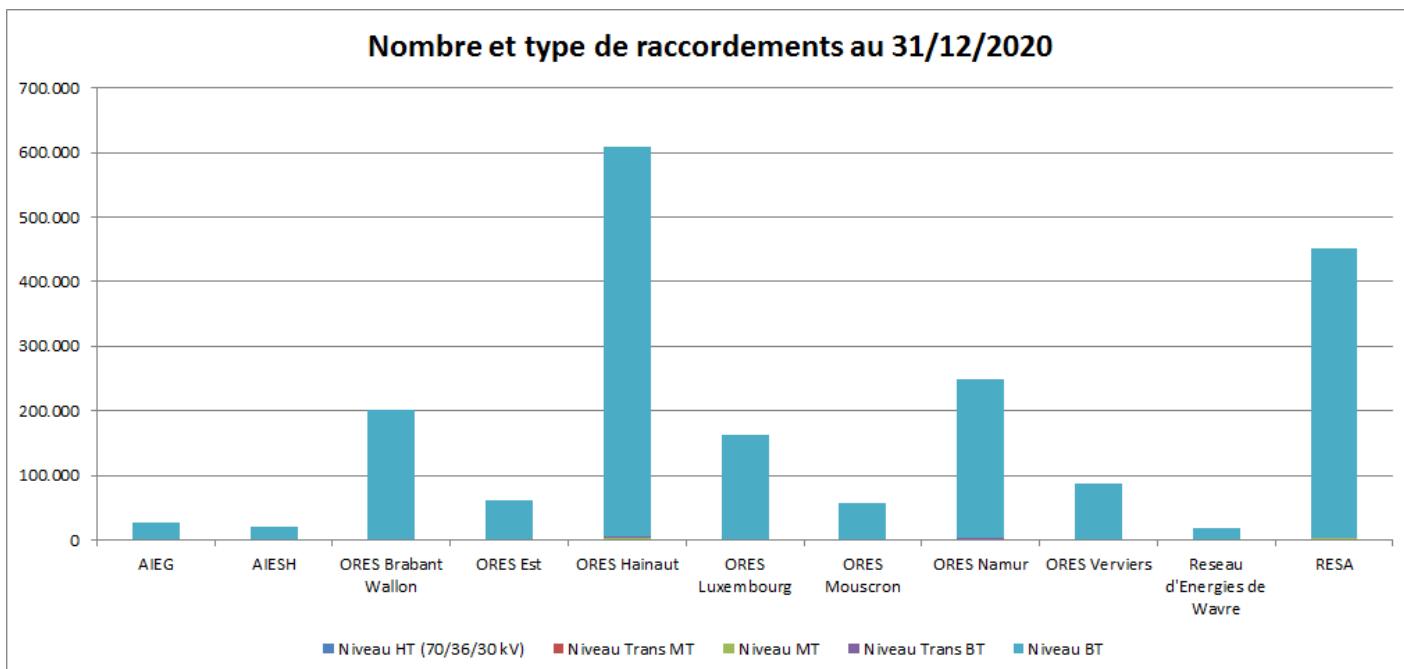
GRAPHIQUE 33 RÉPARTITION EN % PAR GRD DES LONGUEURS MT/BT ET AÉRIENNES/SOUTERRAINES DE RÉSEAUX (SITUATION FIN 2020 – LONGUEURS EXPRIMÉES EN MÈTRES)

4.1.3.2. Les raccordements

Le tableau ci-dessous reprend le nombre et type de raccordements en date du 31/12/2020 :

	AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	total
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Niveau Trans MT	1	4	15	11	77	22	17	36	9	0	40	232
Niveau MT	196	113	971	334	3.328	911	495	1.787	456	113	2.006	10.710
Niveau Trans BT	36	1	432	333	1.813	877	278	718	232	145	1.025	5.890
Niveau BT	25.823	20.571	199.089	60.574	604.199	161.407	55.620	246.864	85.470	18.080	448.559	1.926.256
Total Raccordements clients	26.056	20.690	200.507	61.252	609.417	163.217	56.410	249.405	86.167	18.338	451.630	1.943.089

TABLEAU 16 SITUATION GLOBALE NOMBRE ET TYPE DE RACCORDEMENTS (FIN 2020)



GRAPHIQUE 34 RÉPARTITION DES RACCORDEMENTS PAR GRD (SITUATION FIN 2020)

4.1.4. 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.

4.1.5. Les projets de travaux programmés

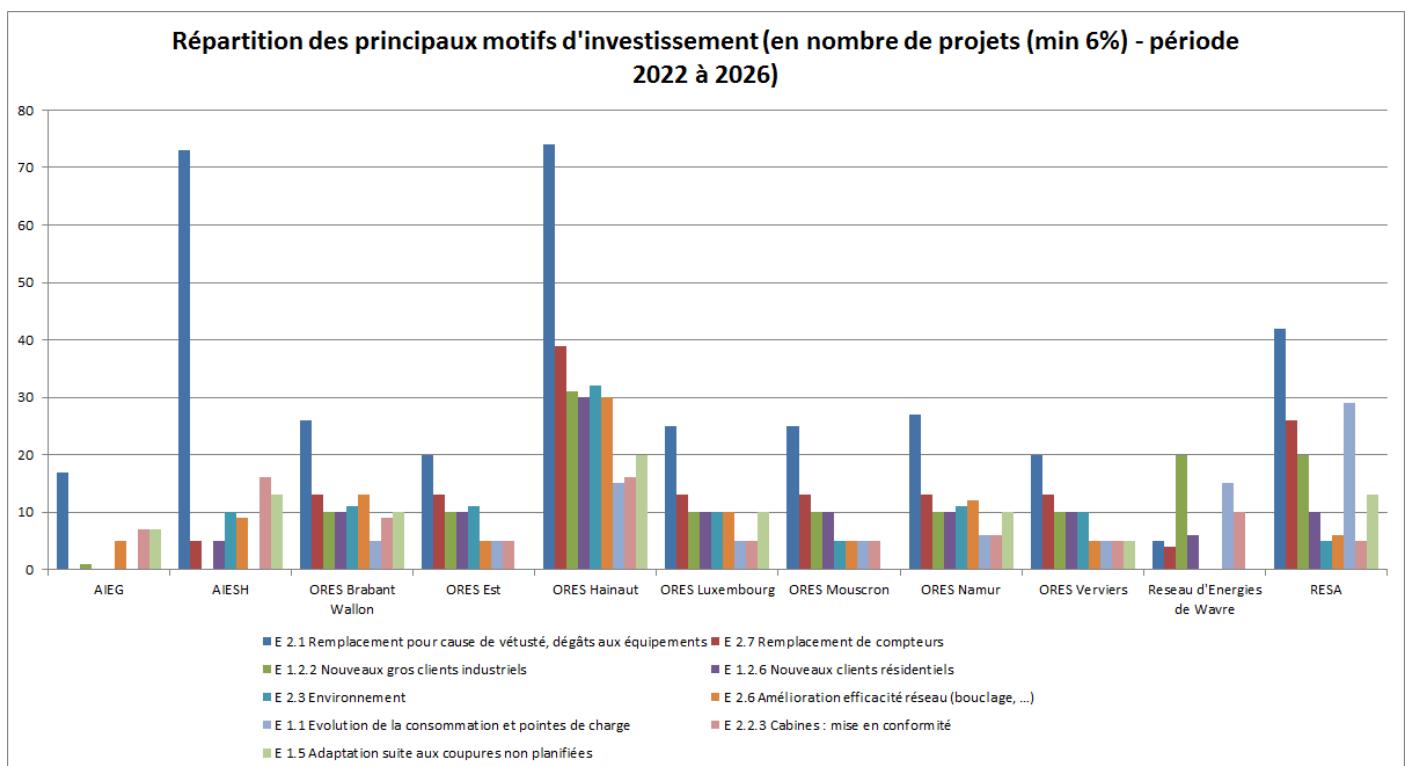
4.1.5.1. Les principaux moteurs d'investissements

En termes de nombre total de projets rentrés (nominatifs et non nominatifs) pour la période 2022-2026, la situation est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	Total général	en %
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	17	73	26	20	74	25	25	27	20	5	42	354	23%
E 2.7 Remplacement de compteurs	0	5	13	13	39	13	13	13	13	4	26	152	10%
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	1	0	10	10	31	10	10	10	10	20	20	132	8%
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	0	5	10	10	30	10	10	10	10	6	10	111	7%
E 2.3 Environnement	0	10	11	11	32	10	5	11	10	0	5	105	7%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	5	9	13	5	30	10	5	12	5	0	6	100	6%
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	5	5	15	5	5	6	5	15	29	90	6%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	7	16	9	5	16	5	5	6	5	10	5	89	6%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	7	13	10	0	20	10	0	10	5	0	13	88	6%
E 2.2 Sécurité	0	0	6	5	10	5	0	6	5	0	30	67	4%
E 2.8 Réseaux intelligents	2	5	5	5	15	5	5	5	5	5	0	57	4%
E 2.5 // avec investissements ELIA	1	0	5	3	13	7	6	5	1	0	15	56	4%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	5	5	15	5	5	5	5	0	10	55	3%
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	2	0	5	0	18	5	5	5	5	0	0	45	3%
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	5	0	15	5	5	5	5	0	0	40	3%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	10	0	10	0	0	0	0	0	0	9	2%
E 1.3 Problèmes de congestion	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0%
Total Général	43	136	148	97	383	130	104	136	109	65	221	1.572	100%

TABLEAU 17 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS PRÉSENTIS (PÉRIODE 2022 À 2026)

Si nous nous focalisons sur les motivations totalisant minimum 6 % du nombre total de projets sur la période 2022-2026, la répartition est la suivante :



GRAPHIQUE 35 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION ET PAR GRD DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS/NON NOMINATIFS (MIN 6% - PÉRIODE 2022 À 2026)

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 ne possédant, par exemple, plus de réseaux aériens en MT. Contrairement aux autres GRD, ils ne sont en effet pas confrontés à la nécessité d'enfouissement des anciennes lignes aériennes MT en cuivre nu.

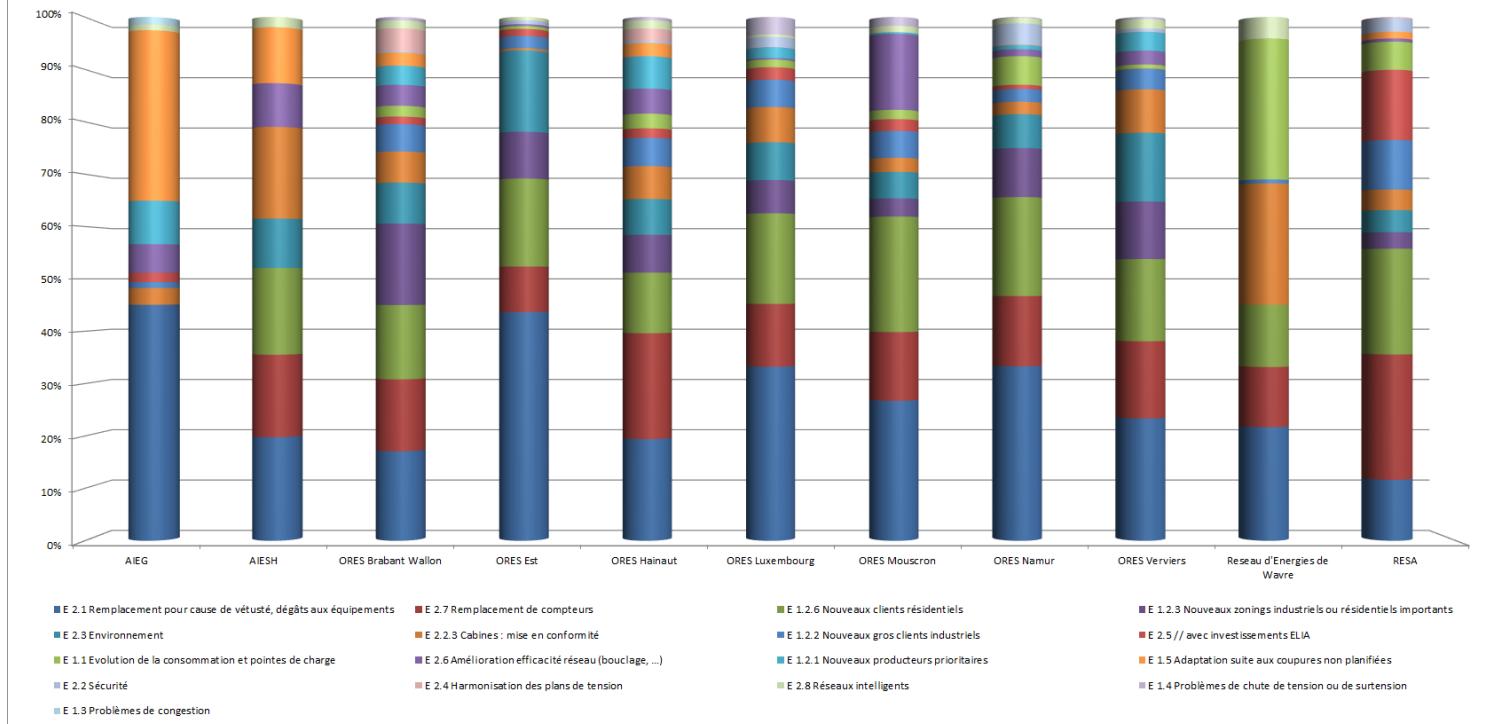
Si, tenant compte des réserves d'usage, nous menons la même analyse en termes de montants bruts d'investissements :

	AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	Total général	en %
E.2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	6.500.944	3.222.100	24.595.965	30.798.494	77.359.457	51.641.695	12.447.314	71.062.713	17.388.224	3.741.517	25.215.583	323.974.006	24%
E.2.7 Remplacement de compteurs	0	2.568.750	19.838.127	6.138.905	80.651.740	18.661.428	6.113.588	28.596.390	10.978.392	1.983.994	51.897.759	227.429.074	17%
E.1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	0	2.700.000	20.462.106	11.852.071	46.164.403	26.902.920	10.279.286	40.323.465	11.694.728	2.051.504	43.817.730	216.248.214	16%
E.1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	22.415.756	6.304.027	28.850.397	9.883.846	1.614.496	19.984.842	8.191.230	0	6.827.990	104.072.585	8%
E.2.3 Environnement	0	1.537.000	11.301.769	10.961.686	27.240.963	11.217.513	2.359.891	13.768.371	9.782.282	0	9.130.235	97.299.710	7%
E.2.2.3 Cabines : mise en conformité	463.000	2.855.000	8.556.584	287.430	25.032.040	10.472.515	1.250.279	5.079.265	6.171.720	4.002.341	8.520.000	72.690.172	5%
E.1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	161.830	0	7.498.618	1.653.849	21.499.965	8.088.791	2.383.850	5.165.545	2.908.005	128.707	20.522.823	70.011.982	5%
E.2.5 // avec investissements ELIA	260.000	0	2.098.443	945.633	7.253.913	3.691.519	1.053.045	1.735.381	42.396	0	29.036.483	46.116.812	3%
E.1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	2.968.802	387.002	11.146.997	2.276.364	825.396	11.649.094	574.088	4.643.144	11.642.321	46.113.207	3%
E.2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	785.928	1.359.000	5.761.160	254.862	19.132.083	461.894	6.759.930	2.827.483	1.971.403	0	1.348.665	40.662.409	3%
E.1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	1.197.040	0	5.281.417	0	24.588.731	3.086.152	148.771	1.712.327	2.662.040	0	0	38.676.478	3%
E.1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	4.694.937	1.741.000	3.641.247	0	10.173.628	40.692	0	194.015	25.038	0	2.789.305	23.299.862	2%
E.2.2 Sécurité	0	0	390.740	520.559	1.650.342	3.179.720	0	8.599.538	479.216	0	5.488.535	20.308.650	1%
E.2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	6.229.032	0	9.271.887	0	0	0	0	0	470.076	15.970.995	1%
E.2.8 Réseaux intelligents	165.000	318.750	2.201.379	448.892	6.386.856	683.860	565.573	2.256.320	1.339.648	710.177	0	15.076.456	1%
E.1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	936.025	0	2.430.504	5.192.806	788.505	374.419	277.744	0	0	10.000.002	1%
E.1.3 Problèmes de congestion	200.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.506	333.506	0%
Total Général	14.428.679	16.301.600	144.177.169	70.553.410	398.833.907	155.481.714	46.589.923	213.329.167	74.486.155	17.261.384	216.841.011	1.368.284.119	100%

TABLEAU 18 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS
(SUR BASE DES PROJETS PRESENTIS - PÉRIODE 2022 À 2026)

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

Répartition au sein des GRD des principaux motifs d'investissements
(en % montant total brut - période 2022 à 2026)



GRAPHIQUE 36 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR CODE DE MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS
(SUR BASE DES PROJETS PRESENTIS - PÉRIODE 2022 À 2026)

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 aisément 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 ».

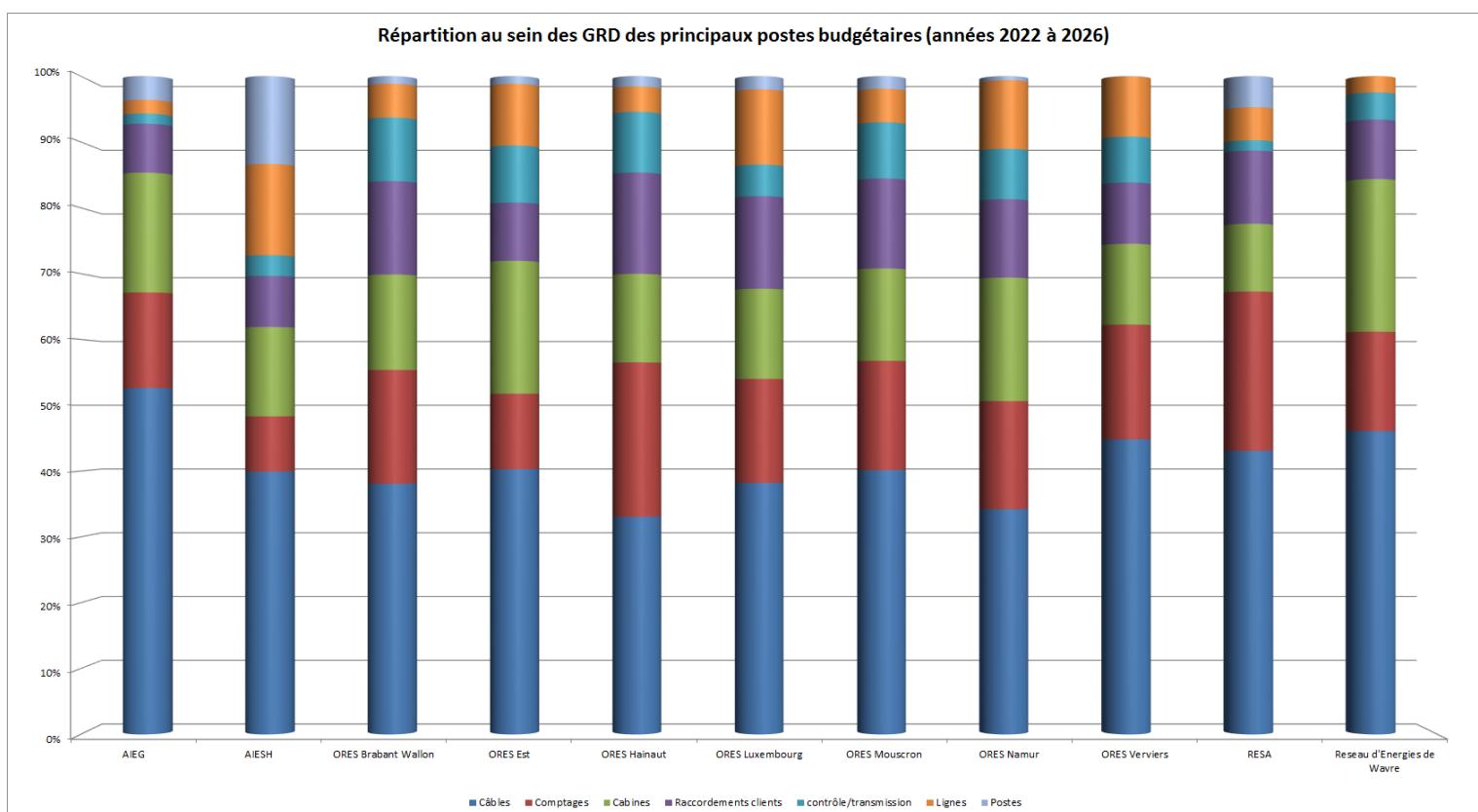
4.1.5.2. Les postes budgétaires

Sur la même période 2022-2026, la répartition des budgets par GRD est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général
Câbles	7.592.809	6.506.500	54.188.925	28.334.805	129.806.465	59.093.474	18.550.339	72.530.944	33.308.687	93.377.358	7.952.796	511.243.101
Comptages	2.093.870	1.368.750	24.643.447	8.076.707	92.224.097	24.452.033	7.670.589	34.858.804	12.963.825	52.509.581	2.606.095	263.467.798
Cabines	2.624.000	2.212.500	20.646.354	14.203.702	52.850.227	21.187.928	6.486.705	39.798.350	9.111.494	22.308.486	4.002.341	195.432.087
Raccordements clients	1.073.000	1.265.500	20.173.983	6.225.482	60.456.311	21.767.238	6.312.602	25.263.104	6.915.110	24.109.449	1.558.110	175.119.889
contrôle/transmission	223.000	511.250	13.768.633	6.101.105	36.256.174	7.389.183	3.944.183	16.241.756	5.189.026	3.381.930	710.177	93.716.417
Lignes	302.000	2.262.100	7.310.880	6.588.778	15.163.274	17.701.726	2.354.997	22.126.350	6.796.287	10.885.074	431.865	91.923.332
Postes	520.000	2.175.000	1.656.365	831.171	6.190.240	3.117.907	891.180	1.316.986	42.396	10.269.133	0	27.010.377
autres (à préciser)	0	0	1.788.582	191.659	5.887.119	772.226	379.328	1.192.874	159.329	0	0	10.371.118
Total général	14.428.679	16.301.600	142.388.587	70.361.751	392.946.788	154.709.488	46.210.594	212.136.293	74.326.826	216.841.011	17.261.384	1.368.284.119
%	1%	1%	1%	10%	5%	29%	11%	3%	16%	5%	16%	1%
												100%

TABLEAU 19 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PERIODE 2022 A 2026)

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 37 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2022 À 2026)

4.1.6. Les besoins en capacité

4.1.6.1. 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 2019 et les prévisions pour l'hiver 2020-2021, 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 04 septembre 2020, transmise par la CWaPE à tous les GRD par un courriel daté du 25 février 2021. Il s'agit de la dernière édition disponible et ayant été utilisée pour l'analyse du dernier plan d'adaptation 2021-2028 d'Elia. Cette nouvelle manière de procéder garantit la parfaite cohérence des scénarios retenus par le gestionnaire des réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution. Évitant désormais les biais connus par le passé, elle évite ainsi 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.

4.1.6.2. 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 2020 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 dédicacées au raccordement individuel d'URD (en prélèvement ou en injection).

Concernant les feeders, les mesures effectuées lors de l'hiver 2020 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 2026. Les résultats sont repris dans les tableaux et schémas ci-après.

	N feeders monitorés	mesures 2020							extrapolations 2026							
		= 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 Brabant Wallon	315							315						2	313	
ORES Est	209				1	1	207						2		207	
ORES Hainaut	595				2	5	588					3	7	585		
ORES Luxembourg	339					1	338					3	3	336		
ORES Mouscron	88					3	85					3	85			
ORES Namur	309					4	305					5	5	304		
ORES Verviers	292						292							292		
Reseau d'Énergies de Wavre	21						21							21		
RESA	426			1	4	15	406					1	1	8	416	
	2.644	0	0	0	1	7	30	2.606	0	0	0	1	2	7	30	2.605

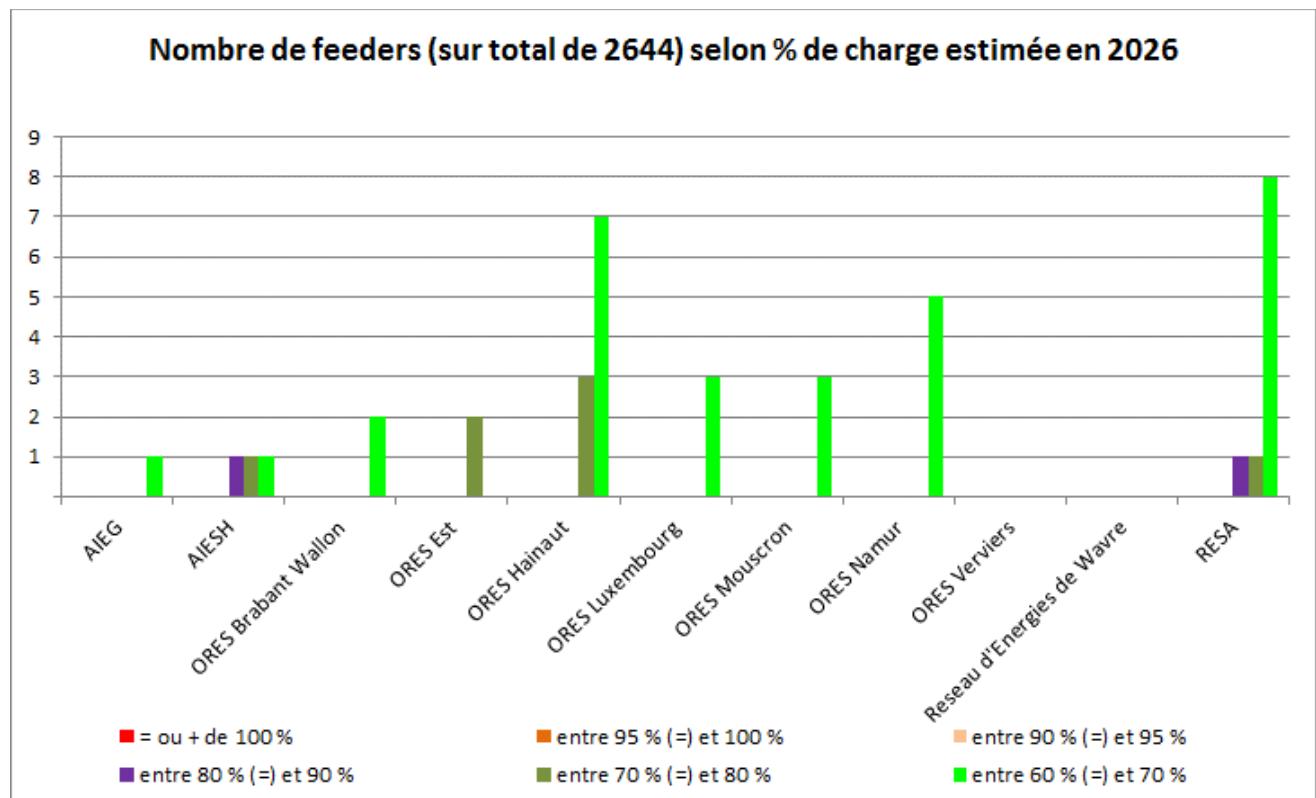
TABLEAU 20 CHARGE DES FEEDERS PRINCIPAUX : MESURES MAX 2020 ET EXTRAPOLATIONS 2026

Enfin, plus de 98 % des feeders devraient, à l'horizon 2026, 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	0	0	2	7	30	2.605
en %	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	1,1%	98,5%

TABLEAU 21 RÉPARTITION DU % DE CHARGE MAX DES FEEDERS PRINCIPAUX À L'HORIZON 2026

La répartition des 39 feeders dont la charge estimée à l'horizon 2026 devrait dépasser 60% de sa capacité maximale est la suivante :



GRAPHIQUE 38 RÉPARTITION DES FEEDERS AVEC CHARGE ESTIMÉE À L'HORIZON 2026 SUPERIEURE À 60 %

4.1.6.3. 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 2021-2028.

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 2020) ont été actualisées et revues en concertation avec les GRD lors de nouvelles réunions de concertation. Ce point sera réactualisé fin 2021, lors de l'examen du prochain plan d'Elia touchant le RTL.

En l'absence de nouvelles situations rencontrées, aucune analyse coûts/bénéfices conjointe n'a été requise pour cause de programmation de fermeture de postes ELIA.

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 :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
AIEG			1			1
ORES Brabant Wallon	1		1	1	2	5
ORES EST		1	1	1		3
ORES Hainaut	1	2	3	4	3	13
ORES Luxembourg	1	1	1	3	1	7
ORES Mouscron	3	2	1			6
ORES Namur	3	1	1			5
ORES Verviers		1				1
RESA	6	6	1	1	1	15
Total général	15	14	10	10	7	56

TABLEAU 22 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA
(PÉRIODE 2022 À 2026)

En montant (euros) d'investissements :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
AIEG			260.000 €			260.000 €
ORES Brabant Wallon	269.609 €		30.000 €	1.366.365 €	432.469 €	2.098.443 €
ORES EST		30.000 €	686.171 €	229.462 €		945.633 €
ORES Hainaut	1.220.298 €	494.506 €	1.177.352 €	2.437.970 €	1.923.787 €	7.253.913 €
ORES Luxembourg	184.090 €	30.000 €	933.210 €	2.060.153 €	484.066 €	3.691.519 €
ORES Mouscron	395.886 €	455.855 €	201.304 €			1.053.045 €
ORES Namur	459.827 €	941.986 €	333.568 €			1.735.381 €
ORES Verviers		42.396 €				42.396 €
RESA	5.583.950 €	6.736.199 €	5.462.140 €	5.571.383 €	5.682.811 €	29.036.483 €
Total général	8.113.659 €	8.730.942 €	9.083.746 €	11.665.333 €	8.523.133 €	46.116.812 €

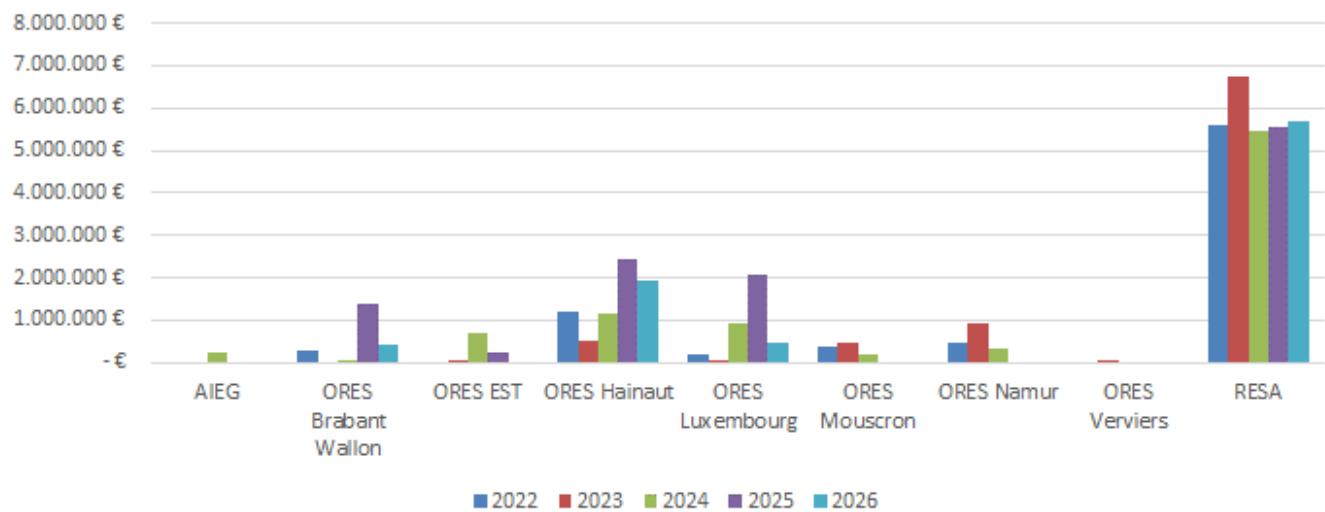
TABLEAU 23 ÉVOLUTION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2022 À 2026)

Travaux concernés :

GRD	Description des travaux	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
AIEG	Renouvellement poste Couvin			260.000 €			260.000 €
	Total AIEG			260.000 €			260.000 €
ORES Brabant Wallon	Poste de BRAINE L'ALLEUD 60110			30.000 €	1.366.365 €	402.469 €	1.798.834 €
	Poste de RONQUIERES 60117	269.609 €					269.609 €
	Poste de WAYS 7925					30.000 €	30.000 €
	Total AIESH	269.609 €		30.000 €	1.366.365 €	402.469 €	2.098.443 €
ORES EST	Poste de Amel		30.000 €	686.171 €	229.462 €		945.633 €
	Total ORES EST		30.000 €	686.171 €	229.462 €		945.633 €
ORES Hainaut	Poste de MONCEAU 9921			30.000 €	1.237.987 €	556.672 €	1.824.659 €
	PO de Farcinnes - Rénovation complète du poste	1.220.298 €	464.506 €				1.684.804 €
	Poste d'Elouges		30.000 €	1.117.352 €	504.101 €		1.651.453 €
	Poste de MONS 8006				30.000 €	1.041.795 €	1.071.795 €
	Poste de Quevaucamps 60451			30.000 €	665.882 €	325.320 €	1.021.202 €
ORES Luxembourg	Total ORES Hainaut	1.220.298 €	494.506 €	1.177.352 €	2.437.970 €	1.923.787 €	7.253.913 €
	Poste de Villers-sur-Semois		30.000 €	933.210 €	339.520 €		1.302.730 €
	Poste AUBANGE 22990 - Cfr. PODE ATHUS				1.237.799 €		1.237.799 €
	Poste de Hatrival/Lorcy					484.066 €	484.066 €
	Poste de Athus 22075				482.834 €		482.834 €
	Poste de Marcourt : remplacement équipement vétuste	184.090 €					184.090 €
ORES Mouscron	Total ORES Luxembourg	184.090 €	30.000 €	933.210 €	2.060.153 €	484.066 €	3.691.519 €
	Poste de Mouscron 2	30.000 €	434.846 €	201.304 €			666.150 €
	Poste de Warneton	261.334 €	21.009 €				282.343 €
	Poste de Renaix	104.552 €					104.552 €
	Total ORES Mouscron	395.886 €	455.855 €	201.304 €			1.053.045 €
ORES Namur	Poste de Ciney	30.000 €	941.986 €	333.568 €			1.305.554 €
	Poste de Warnant: remplacement complet de la cabine	226.015 €					226.015 €
	Poste de Couvin: adaptation et mise en conformité des cellules	203.812 €					203.812 €
	Total ORES Namur	459.827 €	941.986 €	333.568 €			1.735.381 €
ORES Verviers	Déplacement poste de Lixhe		42.396 €				42.396 €
	Total ORES Verviers		42.396 €				42.396 €
RESA	Enveloppe non nominative / Sous-Station			5.462.140 €	5.571.383 €	5.682.811 €	16.716.334 €
	NSD Bressoux 6-15kV	1.959.295 €	1.959.295 €				3.918.590 €
	CD BRESSOUX 6KV		2.742.600 €				2.742.600 €
	NSD Lixhe		1.629.744 €				1.629.744 €
	NCR Angleur 15kV	1.382.598 €	44.560 €				1.427.158 €
	CD HAUTS SARTS	1.142.057 €					1.142.057 €
	NSD Hannut	300.000 €	300.000 €				600.000 €
	Nouvelle S/St Angleur 6kV	500.000 €	60.000 €				560.000 €
	NSD Engis 15kV	300.000 €					300.000 €
	Total RESA	5.583.950 €	6.736.199 €	5.462.140 €	5.571.383 €	5.682.811 €	29.036.483 €
Total général		8.113.659 €	8.730.942 €	9.083.746 €	11.665.333 €	8.523.133 €	46.116.812 €

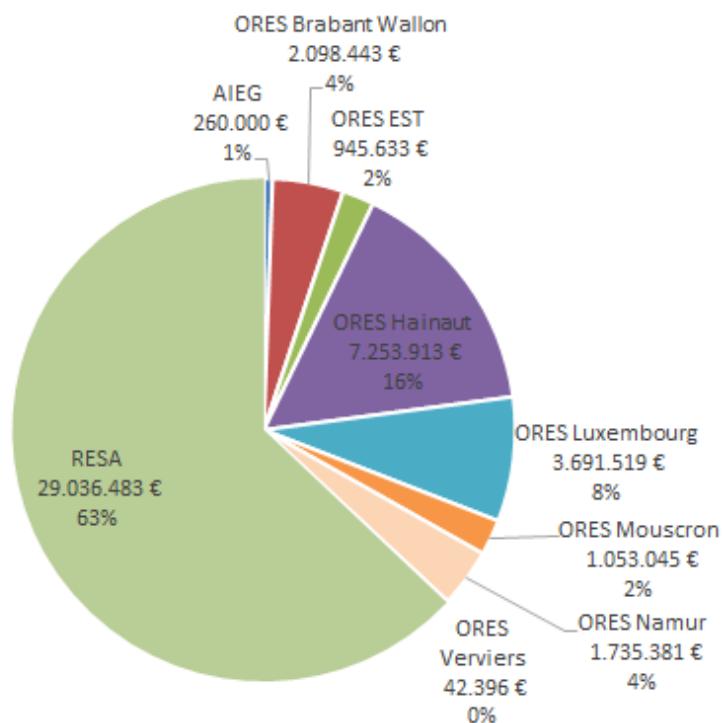
TABLEAU 24 LISTE DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2022 À 2026)

**Plan 2022_2026 : répartition des investissements aux frontières avec ELIA
(en euros bruts) (période 2022 - 2026)**



GRAPHIQUE 39 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2022 - 2026)

**Plan 2022_2026 : répartition des investissements aux frontières avec ELIA
(en euros bruts) (période 2022 - 2026)**



GRAPHIQUE 40 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2022 - 2026)

4.1.6.4. L'évolution de la production

Depuis le 8 décembre 2017, de nouvelles règles en matière de flexibilité technique sont en vigueur en Wallonie concernant le raccordement des unités de production aux réseaux de distribution et de transport local.

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, §2ter, 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, §2quater, 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 115 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 rapportages 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.

Ces données seront donc examinées dans le cadre de ce rapportage spécifique mis en place en concertation avec les gestionnaires de réseaux.

4.1.7. 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 :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
RESA	2	2	1	8	0	13
AIESH	2	1	0	1	4	8
AIEG	0	1	0	0	1	2
Total général	4	4	1	9	5	23

TABLEAU 25 ÉVOLUTION PAR GRD DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2022 À 2026)

En montant brut (€) d'investissement :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
RESA	658.522 €	383.388 €	206.720 €	1.540.676 €		2.789.305 €
AIESH	447.000 €	255.000 €		140.000 €	399.000 €	1.241.000 €
AIEG		67.000 €			100.000 €	167.000 €
Total général	1.105.522 €	705.388 €	206.720 €	1.680.676 €	499.000 €	4.197.305 €

TABLEAU 26 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2022 À 2026)

À ceux-ci s'ajoutent également d'autres projets non nominatifs prévus par ORES, AIEG et AIESH et d'un montant total de 19,1 M€ bruts.

4.1.8. 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 :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
ORES Luxembourg	983.962 €	1.010.550 €	1.037.844 €	1.065.830 €	1.094.619 €	5.192.806 €
ORES Hainaut	460.540 €	473.003 €	485.759 €	498.883 €	512.319 €	2.430.504 €
ORES Brabant Wallon	177.375 €	182.150 €	187.075 €	192.125 €	197.300 €	936.025 €
ORES Mouscron	149.413 €	153.446 €	157.588 €	161.844 €	166.213 €	788.505 €
ORES Namur	70.946 €	72.862 €	74.830 €	76.852 €	78.928 €	374.419 €
ORES Verviers	52.632 €	54.049 €	55.508 €	57.009 €	58.545 €	277.744 €
Total général	1.894.870 €	1.946.060 €	1.998.605 €	2.052.543 €	2.107.925 €	10.000.002 €

TABLEAU 27 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS VISANT À SOLUTIONNER DES PROBLÈMES DE TENSION (PÉRIODE 2022 À 2026)

4.1.9. Assainissement et sécurité

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

4.1.9.1. Le remplacement des vieilles lignes aériennes en cuivre nu

Depuis de nombreuses années, les GRD déploient des efforts très 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.

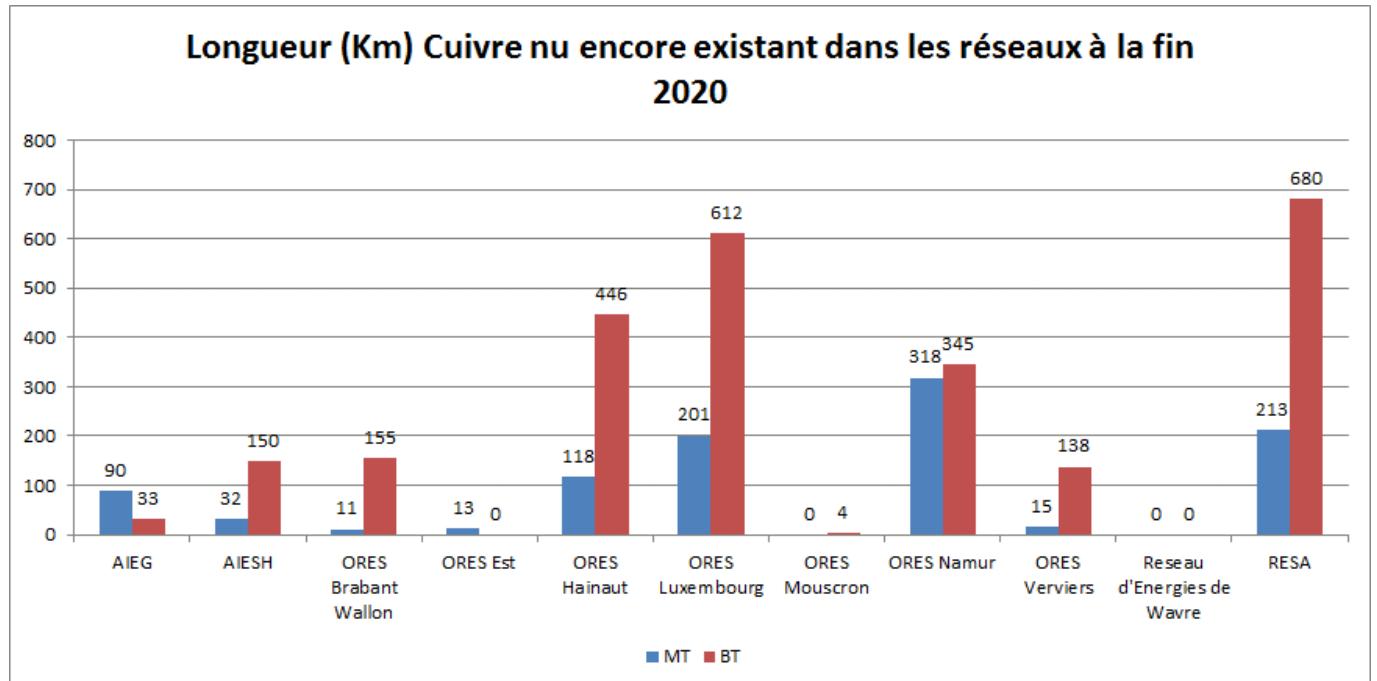
Elles sont également plus facilement susceptibles d'être l'objet de déclenchements.

Fin 2020, l'inventaire de ces lignes cuivre nu pouvait se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	TOTAL RW
MT	Longueur totale (Kms)	120	352	23	193	376	1.201	0	1.219	327	0	786	4.597
	Longueur cuivre nu (Kms)	90	32	11	13	118	201	0	318	15	0	213	1.011
	long cuivre nu vétuste	15	0	7	8	89	186	0	217	9	0	106	637
	% cuivre nu	75%	9%	48%	7%	31%	17%	-	26%	5%	-	27%	22%
	Taux remplacement (Kms/an)	4	0	2	5	10	20	0	10	4	0	16	
Assainissement		23 ans	-	6 ans	3 ans	12 ans	10 ans	-	32 ans	4 ans	-	13 ans	
BT	Longueur totale (Kms)	518	688	2.252	1.021	6.999	3.060	717	3.906	1.262	141	5.206	25.770
	Longueur cuivre nu (Kms)	33	150	155	0	446	612	4	345	138	0	680	2.563
	long cuivre nu vétuste	14	55	45	0	121	144	0	62	32	0	300	773
	% cuivre nu	6%	22%	7%	0%	6%	20%	1%	9%	11%	0%	13%	10%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	5	20	0	15	10	1	15	15	0	12	
Assainissement		17 ans	33 ans	8 ans	-	30 ans	61 ans	4 ans	23 ans	9 ans	-	57 ans	

TABLEAU 28 SITUATION PAR GRD DES RÉSEAUX AÉRIENS EN CUIVRE NU (FIN 2020)

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 41 LONGUEUR (KM) CUIVRE NU ENCORE EXISTANT DANS LES RÉSEAUX À LA FIN 2020

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

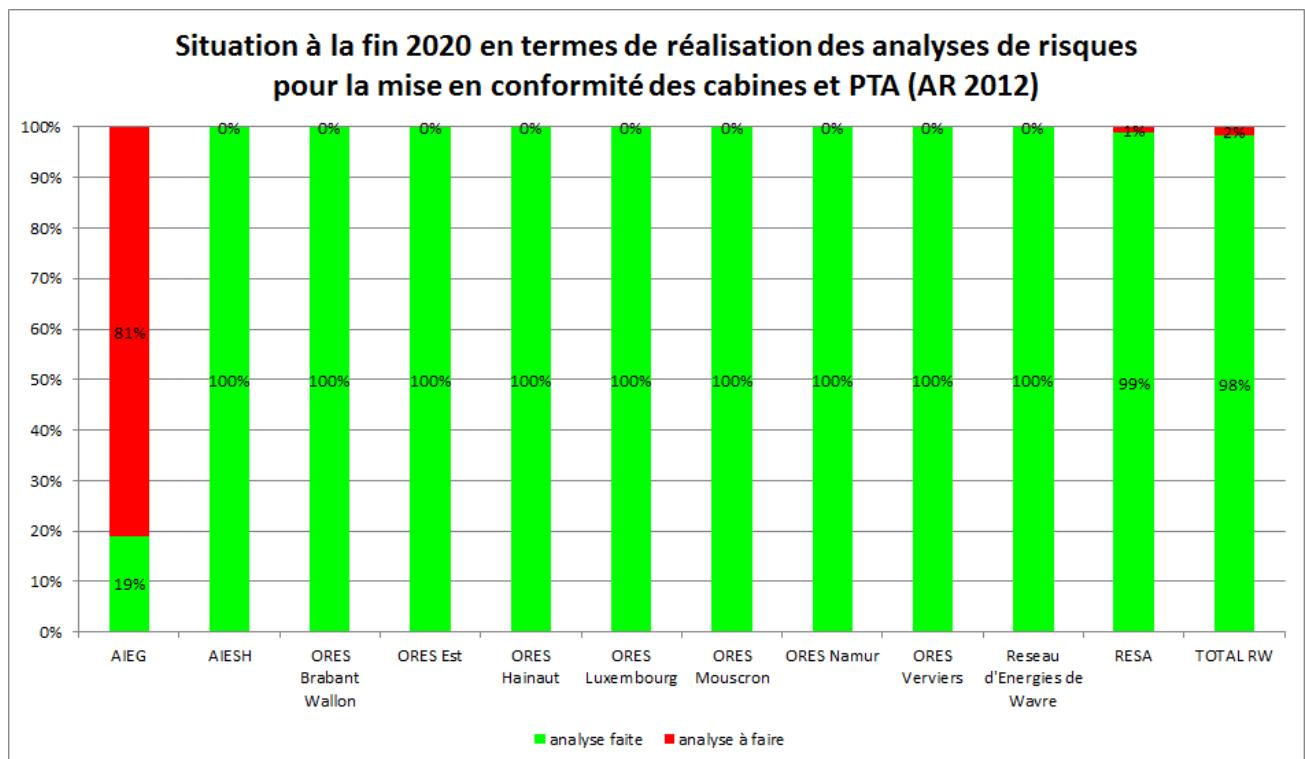
Un autre chantier très conséquent entamé ces dernières années vise la mise en conformité des installations électriques (dont les cabines (MT postes, PODE et distribution) et PTA) aux prescriptions minimales de sécurité définies par l'AR du 4 décembre 2012 (paru au MB 21.12.2012).

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

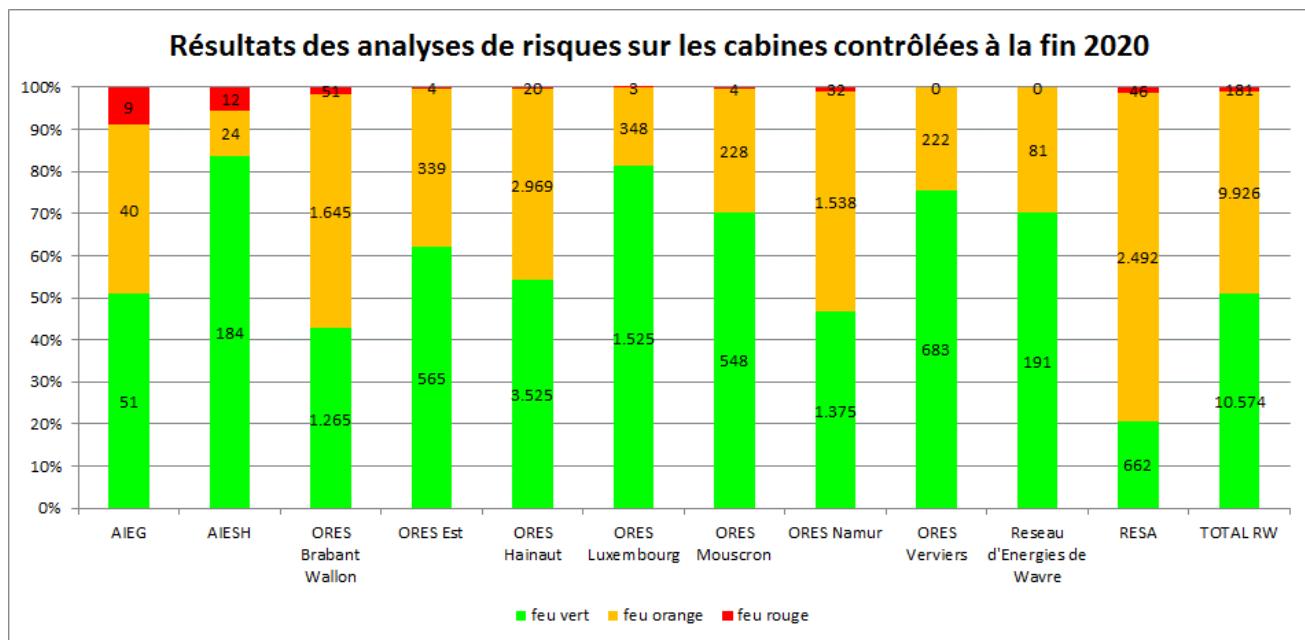
		AIEG	AIESH	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	TOTAL RW	
cabines	feu vert	51	184	1.265	565	3.525	1.525	548	1.375	683	191	662	10.574	
	feu orange	40	24	1.645	339	2.969	348	228	1.538	222	81	2.492	9.926	
	feu rouge	9	12	51	4	20	3	4	32	0	0	46	181	
	total visitées	100	220	2.961	908	6.514	1.876	780	2.945	905	272	3.200	20.681	
	solde à visiter	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	264	
PTA	feu vert	0	309	143	139	713	728	29	925	328	0	344	3.658	
	feu orange	0	0	122	191	280	984	43	911	234	0	887	3.652	
	feu rouge	0	0	0	0	0	3	1	5	1	0	8	18	
	total visités	0	309	265	330	993	1.715	73	1.841	563	0	1.239	7.328	
	solde à visiter	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	210	
		Total visiter	524	529	3.226	1.238	7.507	3.591	853	4.786	1.468	272	4.489	28.483
		solde à visiter	424	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	474
		en %	81%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%

TABLEAU 29 SITUATION PAR GRD RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES ET MISE EN CONFORMITÉ (AR 2012) DES CABINES ET PTA (FIN 2020)

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



GRAPHIQUE 42 SITUATION EN TERMES DE RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2020)



GRAPHIQUE 43 RÉSULTAT DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2020)

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 93 M€ d'investissements qui sont programmés pour couvrir les cinq années à venir :

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
ORES Hainaut	€ 5.039.629	€ 4.934.690	€ 5.217.720	€ 5.590.700	€ 5.899.643	€ 26.682.381
RESA	€ 1.786.935	€ 2.948.607	€ 3.142.141	€ 2.654.588	€ 3.476.265	€ 14.008.535
ORES Namur	€ 3.168.060	€ 2.595.409	€ 2.568.433	€ 2.637.828	€ 2.709.072	€ 13.678.803
ORES Luxembourg	€ 2.647.131	€ 2.665.977	€ 2.690.018	€ 2.811.887	€ 2.837.223	€ 13.652.236
ORES Brabant Wallon	€ 1.883.549	€ 1.753.570	€ 1.670.823	€ 1.768.710	€ 1.870.671	€ 8.947.323
ORES Verviers	€ 1.268.065	€ 1.261.197	€ 1.337.454	€ 1.373.570	€ 1.410.650	€ 6.650.936
Réseau d'Energies de Wavre	€ 808.930	€ 798.082	€ 784.741	€ 798.375	€ 812.213	€ 4.002.341
AIESH	€ 375.000	€ 280.000	€ 1.020.000	€ 980.000	€ 200.000	€ 2.855.000
ORES Mouscron	€ 262.716	€ 269.809	€ 232.906	€ 239.195	€ 245.653	€ 1.250.279
ORES EST	€ 153.103	€ 157.237	€ 161.480	€ 165.846	€ 170.322	€ 807.989
AIEG	€ 0	€ 0	€ 343.000	€ 54.000	€ 66.000	€ 463.000
Total général	€ 17.393.119	€ 17.664.577	€ 19.168.715	€ 19.074.700	€ 19.697.711	€ 92.998.822

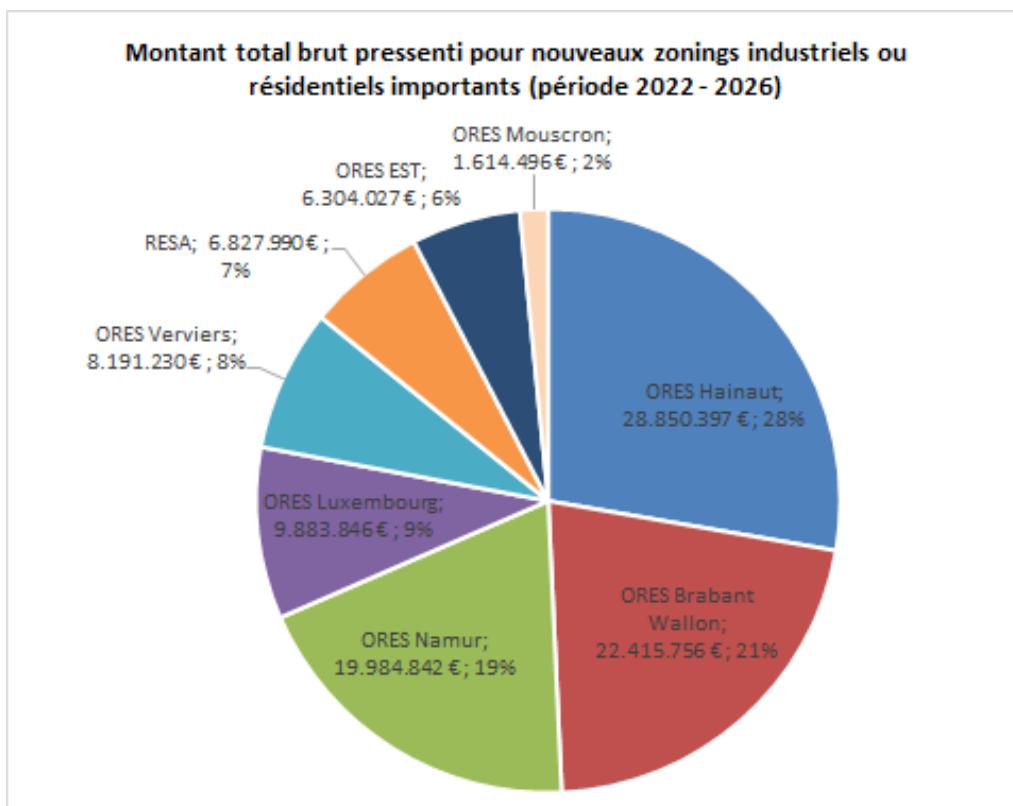
TABLEAU 30 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS PRESSENTIS POUR L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ Y COMPRIS DES CABINES (PÉRIODE 2022 À 2026)

4.1.10. 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 2022-2026, le solde est pour majeure partie constitué d'enveloppes non nominatives.

	2022	2023	2024	2025	2026	Total général
ORES Hainaut	5.369.312 €	5.364.656 €	5.878.590 €	6.037.372 €	6.200.467 €	28.850.397 €
ORES Brabant Wallon	4.266.994 €	4.193.179 €	4.586.859 €	4.621.962 €	4.746.762 €	22.415.756 €
ORES Namur	3.690.169 €	3.912.262 €	4.017.928 €	4.126.518 €	4.237.965 €	19.984.842 €
ORES Luxembourg	1.966.564 €	1.785.731 €	1.989.679 €	2.043.305 €	2.098.567 €	9.883.846 €
ORES Verviers	1.620.835 €	1.577.532 €	1.620.127 €	1.663.931 €	1.708.805 €	8.191.230 €
RESA	2.180.266 €	2.000.178 €	1.380.142 €	704.114 €	563.291 €	6.827.990 €
ORES EST	1.220.948 €	1.263.318 €	1.239.482 €	1.272.941 €	1.307.338 €	6.304.027 €
ORES Mouscron	305.931 €	314.187 €	322.671 €	331.376 €	340.331 €	1.614.496 €
Total général	20.621.019 €	20.411.042 €	21.035.477 €	20.801.519 €	21.203.526 €	104.072.585 €

TABLEAU 31 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS (NOMINATIFS ET NON NOMINATIFS) VISANT LE RACCORDEMENT DE ZONINGS INDUSTRIELS OU LOTISSEMENTS RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2022 À 2026)



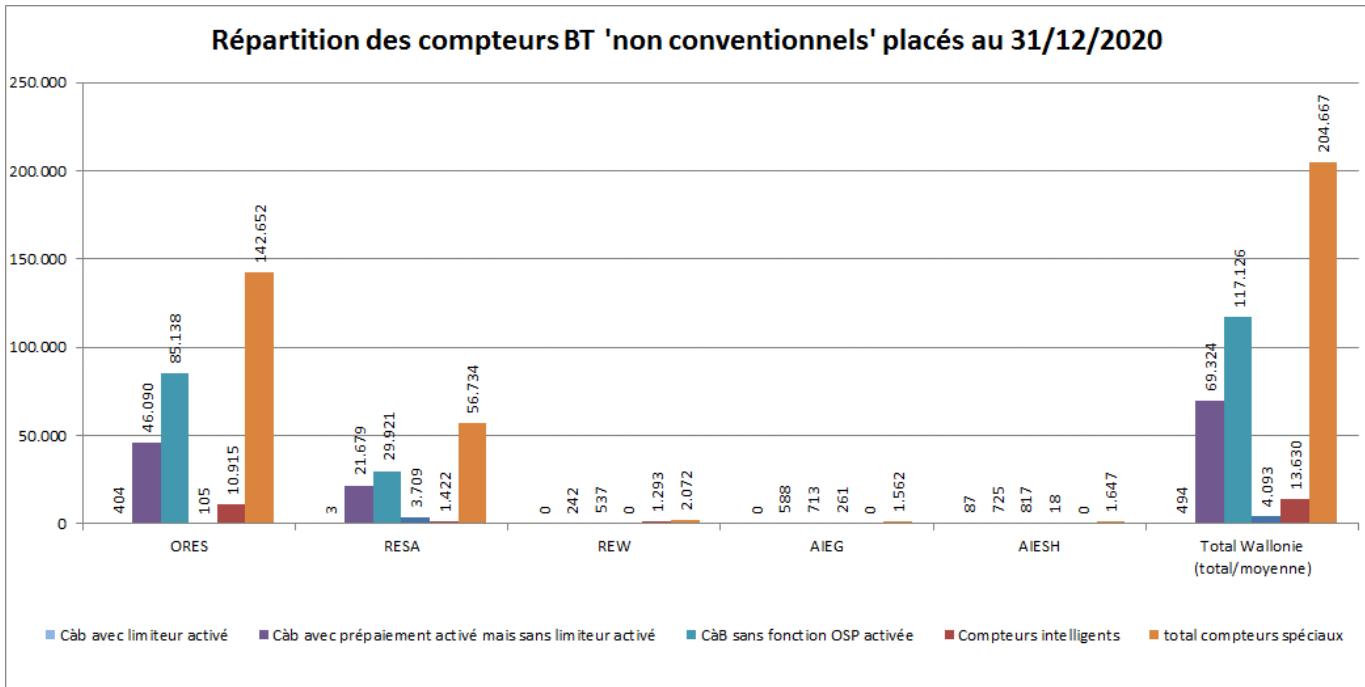
GRAPHIQUE 44 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR % DE CHARGE DES MONTANTS DEDICACÉS AUX NOUVEAUX ZONINGS INDUSTRIELS OU RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2022 À 2026)

4.1.11. 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 2020 :

	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	404	46.090	85.138	105	10.915	142.652	65%
RESA	3	21.679	29.921	3.709	1.422	56.734	58%
REW	0	242	537	0	1.293	2.072	69%
AIEG	0	588	713	261	0	1.562	55%
AIESH	87	725	817	18	0	1.647	50%
Total Wallonie (total/moyenne)	494	69.324	117.126	4.093	13.630	204.667	63%

TABLEAU 32 LES COMPTEURS BT NON CONVENTIONNELS INSTALLÉS (SITUATION AU 31/12/2020)

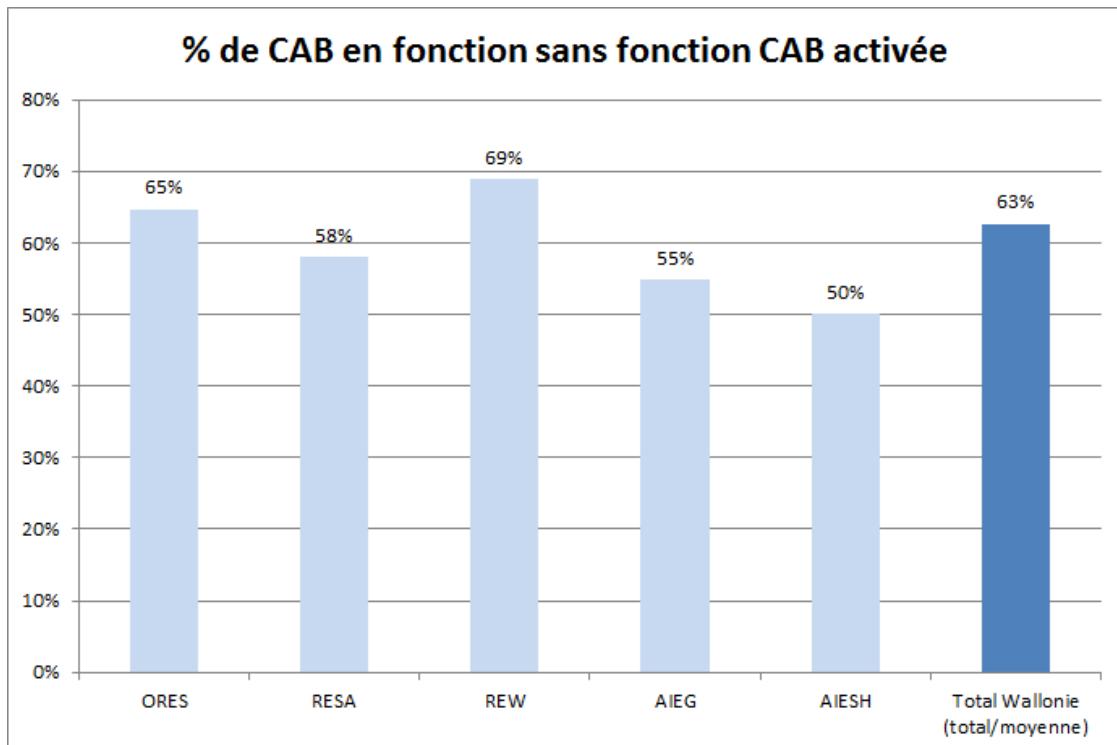


GRAPHIQUE 45 RÉPARTITION DES COMPTEURS BT 'NON-CONVENTIONNELS' PLACÉS AU 31/12/2020

Les compteurs à budgets :

Il est à noter que près de 187.000 compteurs à budget étaient installés à la fin 2020 et que :

- 63 % de ceux-ci ne remplissent aucune fonction « sociale » et pourraient donc être remplacés par des compteurs YMR classiques voire des compteurs intelligents, ce pourcentage étant relativement stable chez tous les GRD :

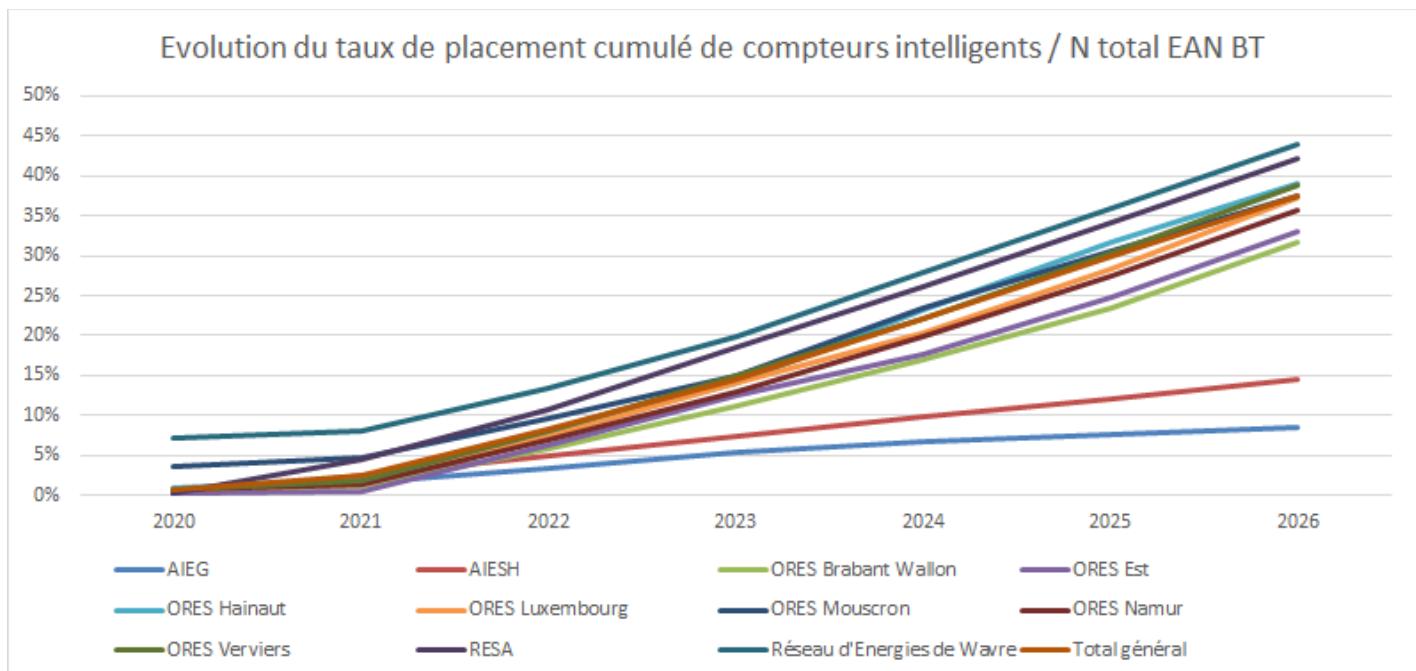


GRAPHIQUE 46 RÉPARTITION DES CÀB SANS FONCTION SOCIALE PLACÉS AU 31/12/2020

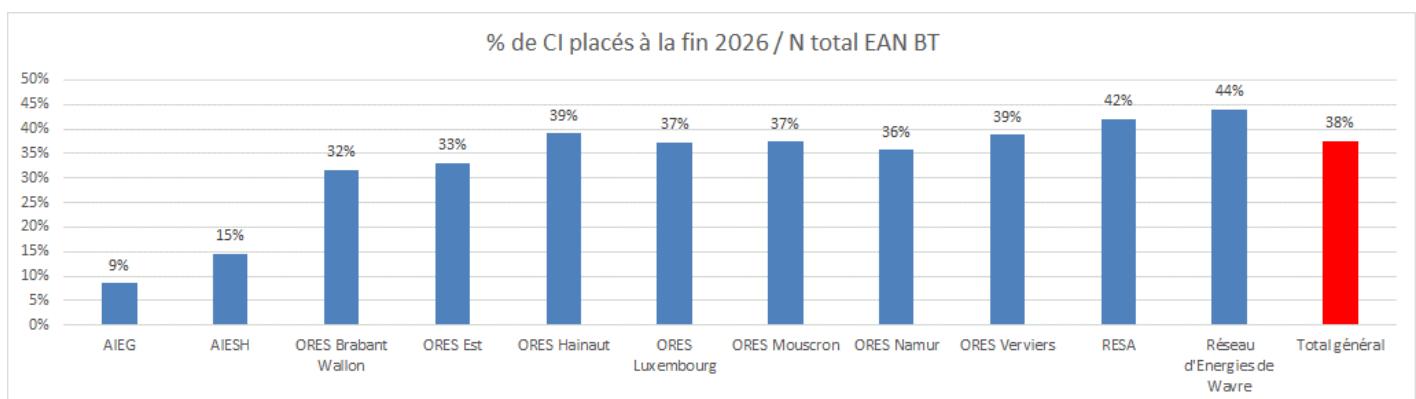
- Environ 37 % d'entre eux ont la fonction prépaiement activée mais fonctionnent sans limitation puissance ;
- Moins de 1 % (à peine une centaine) d'entre eux fonctionnent avec les fonctions prépaiement et limitation de puissance activées. Ce chiffre particulièrement bas s'explique en raison du changement 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 scenarii développés à l'horizon 2026 :



GRAPHIQUE 47 EVOLUTION DU PLACEMENT DE COMPTEURS INTELLIGENTS PAR % N TOTAL EAN BT À L'HORIZON 2026



GRAPHIQUE 48 NOMBRE DE COMPTEURS INTELLIGENTS PLACÉS À L'HORIZON 2026 (EN % DE N TOTAL COMPTEURS BT)

L'horizon 2026 n'est certes qu'une étape intermédiaire sur le chemin du déploiement des compteurs intelligents.

Lors de l'analyse 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 buts fixés pour 2030 par le Décret et rappelés au chapitre 2.

4.1.12. Les services de flexibilité

Fin 2020, le nombre d'URD raccordés sur un réseau de distribution et étant associés à un service de flexibilité de type FCR (Frequency Containment Reserves), aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve), mFRR (manual Frequency Restoration Reserves) ou SDR (Service Demand Response) pouvait se résumer comme suit :

	Nbre d'URD actifs (R1/R3DP/SDR)	P max flex activable (MVA)	N activations au cours de l'année 2020
AIEG	1	2,0	0
AIESH	0	0,0	0
ORES Brabant Wallon	4	12,2	0
ORES Est	3	4,5	1
ORES Hainaut	8	19,9	6
ORES Luxembourg	4	6,7	1
ORES Mouscron	10	18,6	12
ORES Namur	3	11,8	11
ORES Verviers	3	1,1	6
Réseau d'Énergies de Wavre	0	0,0	0
RESA	9	30,3	4
Total	45	107,0	41

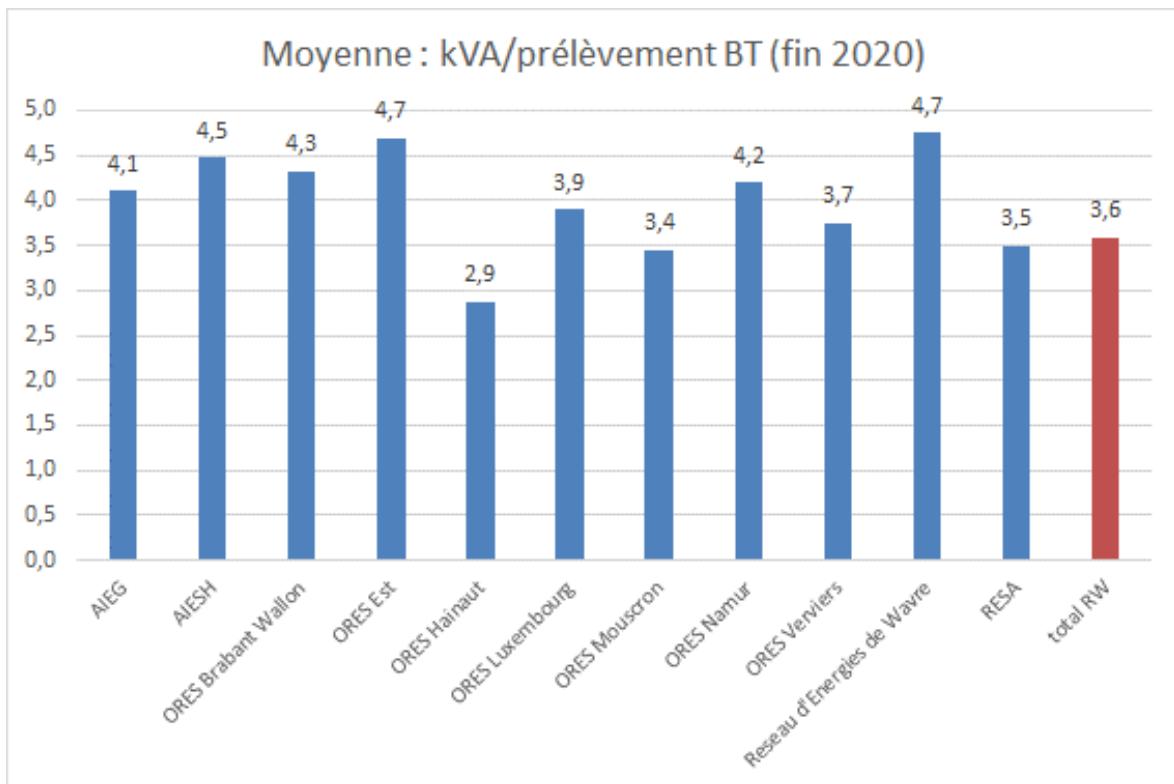
TABLEAU 33 LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (SITUATION AU 31/12/2020)

4.1.13. La transformation et autres installations MT

Fin 2020, 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	204	159	25.823	401	106,0
AIESH	219	310	20.571	529	92,0
ORES Brabant Wallon	2.610	266	199.089	3.023	859,8
ORES Est	862	322	60.574	1.219	284,0
ORES Hainaut	5.989	997	604.199	7.183	1.736,1
ORES Luxembourg	1.531	1.724	161.407	3.343	628,8
ORES Mouscron	748	74	55.620	843	191,5
ORES Namur	2.612	1.830	246.864	4.537	1.036,4
ORES Verviers	842	557	85.470	1.441	320,4
Réseau d'Énergies de Wavre	271	0	18.080	271	85,9
RESA	3.250	1.231	448.559	4.606	1.568,9
Total RW	19.138	7.470	1.926.256	27.396	6.909,7

TABLEAU 34 LA TRANSFORMATION ET AUTRES INSTALLATIONS MT (SITUATION AU 31/12/2020)



GRAPHIQUE 49 MOYENNE : KVA/POINT DE PRÉLÈVEMENT BT (FIN 2020)

4.1.14. Les postes budgétaires

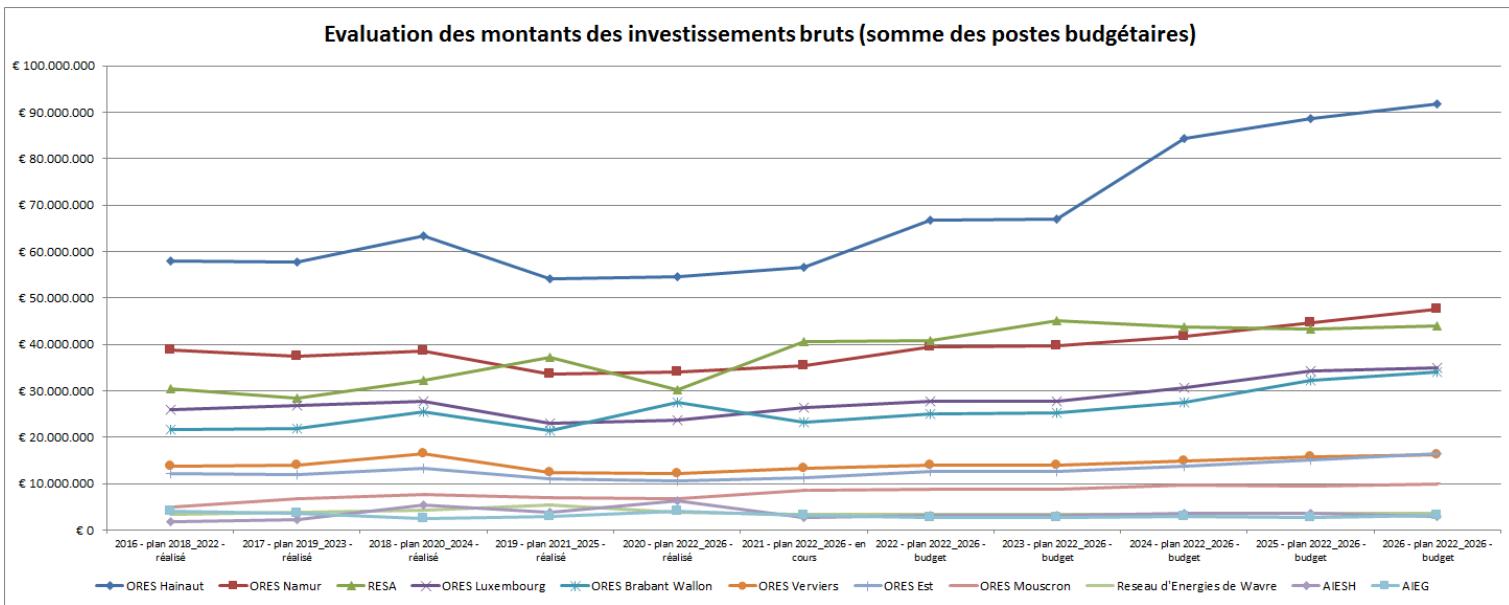
4.1.14.1. Le budget global

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.

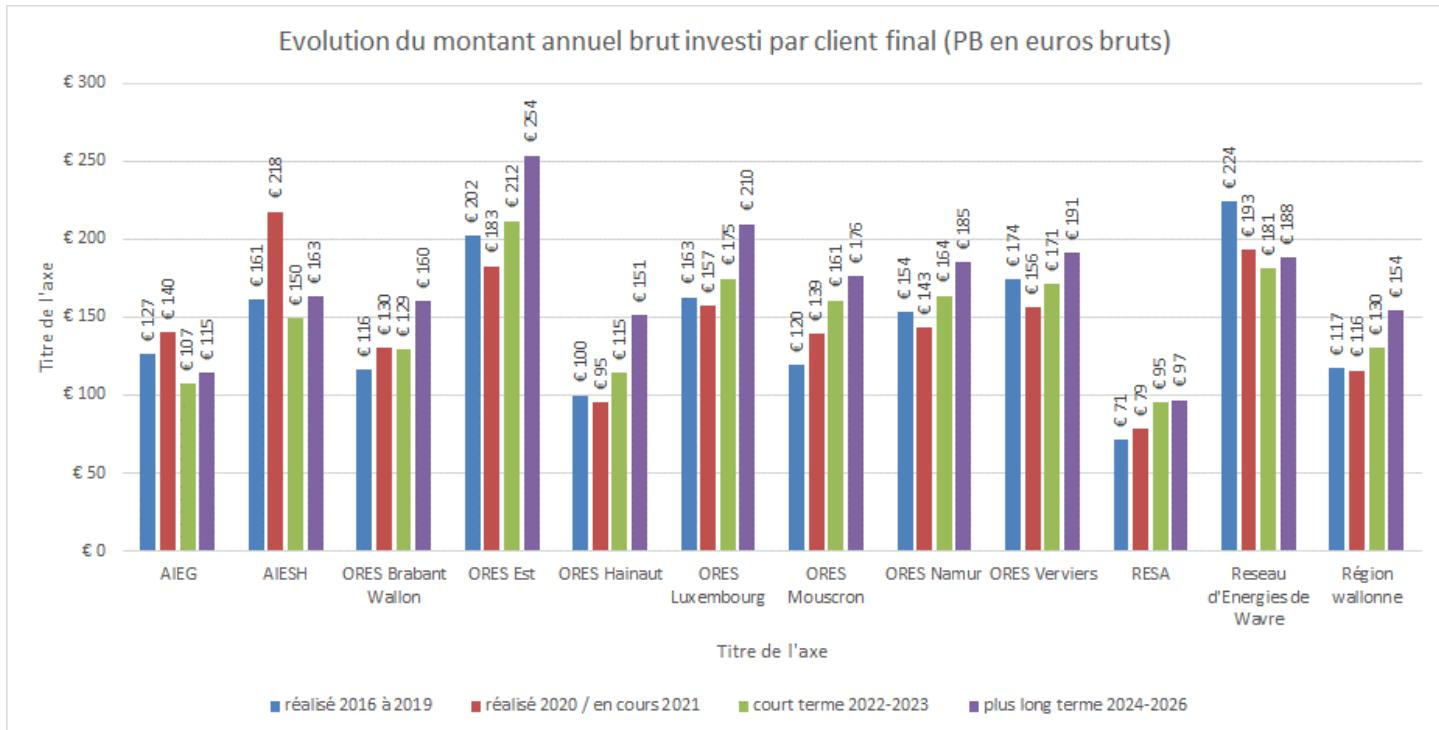
	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
ORES Hainaut	€ 58.012.130	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 54.197.807	€ 54.551.708	€ 56.702.776	€ 66.821.884	€ 67.030.389	€ 84.346.038	€ 88.743.581	€ 91.892.015
ORES Namur	€ 38.812.047	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 33.590.922	€ 33.943.039	€ 35.353.234	€ 39.565.814	€ 39.642.558	€ 41.798.498	€ 44.629.316	€ 47.692.981
RESA	€ 30.398.690	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 37.192.849	€ 30.285.346	€ 40.658.632	€ 40.754.279	€ 45.061.281	€ 43.843.434	€ 43.253.922	€ 43.928.095
ORES Luxembourg	€ 25.916.012	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 22.887.659	€ 23.618.636	€ 26.428.073	€ 27.730.669	€ 27.780.590	€ 30.711.688	€ 34.279.714	€ 34.979.053
ORES Brabant Wallon	€ 21.693.271	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 21.499.602	€ 27.617.663	€ 23.265.981	€ 25.128.386	€ 25.188.013	€ 27.455.372	€ 32.317.887	€ 34.087.511
ORES Verviers	€ 13.742.250	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 12.327.365	€ 12.105.573	€ 13.268.432	€ 13.879.904	€ 13.907.828	€ 14.771.539	€ 15.686.787	€ 16.240.097
ORES Est	€ 12.131.669	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 10.994.482	€ 10.539.066	€ 11.227.479	€ 12.603.668	€ 12.621.878	€ 13.729.893	€ 15.062.145	€ 16.535.827
ORES Mouscron	€ 4.840.833	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 6.882.144	€ 6.740.857	€ 8.482.157	€ 8.799.325	€ 8.819.864	€ 9.634.473	€ 9.539.828	€ 9.796.432
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 3.345.405	€ 3.711.855	€ 4.182.864	€ 5.431.328	€ 3.881.405	€ 3.300.739	€ 3.350.250	€ 3.400.504	€ 3.451.512	€ 3.503.284	€ 3.555.834
AIEG	€ 1.883.534	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.765.383	€ 6.343.754	€ 2.662.500	€ 3.143.500	€ 3.043.100	€ 3.499.000	€ 3.691.500	€ 2.924.500
AIESH	€ 4.046.245	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 2.961.991	€ 4.131.802	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.776.872	€ 2.848.830	€ 2.779.520	€ 3.251.520
GASELWEST	€ 1.252.307	€ 1.958.177	€ 1.912.302	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
INFRAZ PBE	€ 979.596	€ 974.979	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
Total général	€ 217.053.990	€ 217.756.832	€ 238.913.494	€ 211.731.531	€ 213.758.849	€ 224.458.184	€ 244.549.616	€ 249.272.878	€ 276.090.278	€ 293.487.484	€ 304.883.864

TABLEAU 35 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES
(EN € - PÉRIODE 2016 À 2026)



GRAPHIQUE 50 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (EN € sur PERIODE 2016 A 2026)

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 2022-2026) calculés sur les postes budgétaires ramené par code EAN est illustré par le graphique ci-dessous :



GRAPHIQUE 51 RÉPARTITION GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES PAR CODE EAN (EN €/EAN (BT+MT) - PÉRIODE 2016 À 2026)

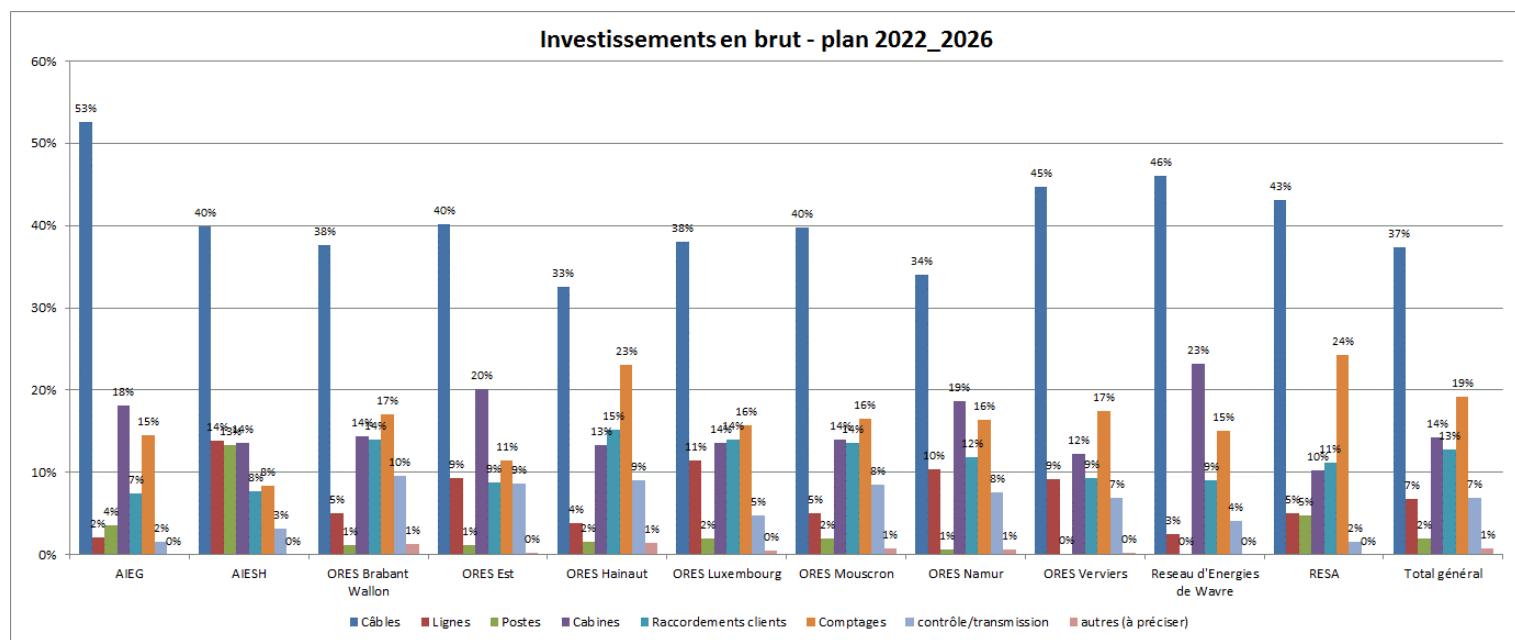
Certaines variations annuelles significatives coïncident avec des budgets exceptionnels visant à faire face à des travaux particulièrement importants comme, par exemple certains travaux consentis aux frontières GRD/Elia (ex. cabines MT postes) ou la construction de PODE.

En outre, on observe également une tendance générale à la hausse des moyens annuels consentis par code EAN à la fin de la période ; ils correspondent en partie aux moyens complémentaires dégagés dans le cadre du déploiement des compteurs communicants sur base des hypothèses expliquées ci-avant. La nouvelle politique qu'ORES entend mener en termes de remplacement d'assets plus vétustes et d'adaptation à la transition énergétique (harmonisation de tension, modifications raccordements BT, ...) explique également au moins partiellement l'augmentation sur les secteurs concernés.

Ces montants sont donnés à titre indicatif afin de suivre l'évolution pressentie des investissements au sein d'un GRD et non pour la comparaison entre GRD, celle-ci nécessitant de se baser sur des hypothèses identiques notamment en termes de prise en compte des frais généraux, ...

4.1.14.2. 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 2022-2026 :



GRAPHIQUE 52 RÉPARTITION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES
(PÉRIODE 2022 À 2026)

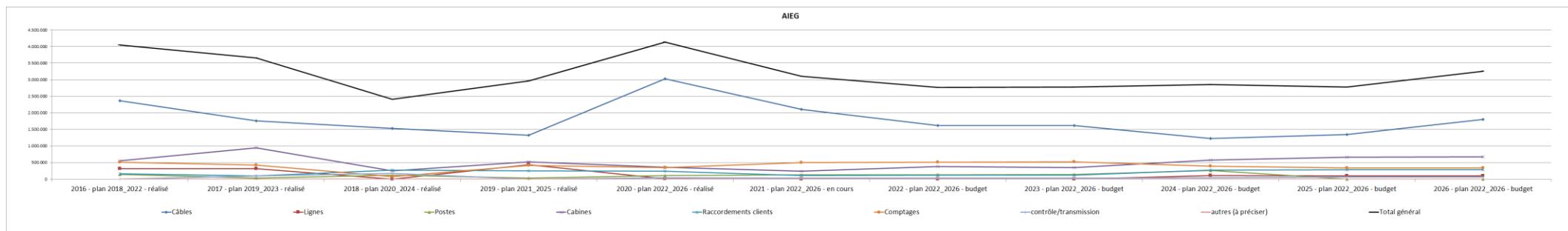
Les pages suivantes détaillent, pour les différents GRD, les évolutions chronologiques suivantes :

- 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 soulignées en :
 - Orange : les montants d'investissement qui s'écartent de manière significative de la moyenne calculée sur la période 2015 à 2026 ;
 - 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

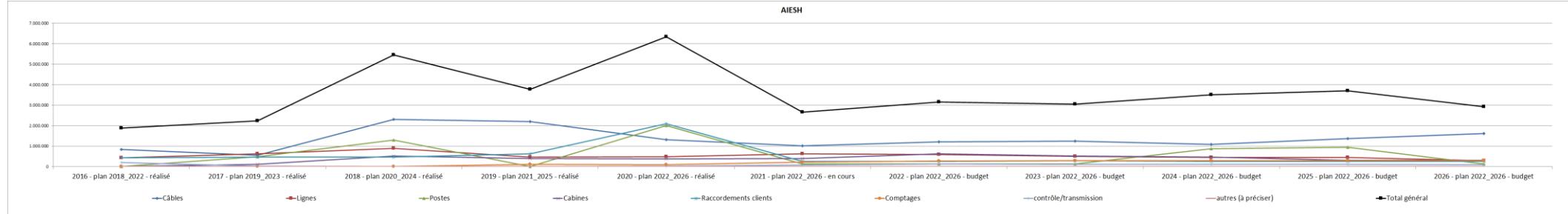
AIEG	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.368.924	1.753.664	1.529.025	1.323.609	3.026.928	2.109.181	1.612.937	1.619.872	1.220.000	1.340.000	1.800.000
Lignes	313.903	317.749	0	431.975	13.099	0	0	0	102.000	100.000	100.000
Postes	137.941	33.278	123.000	25.798	105.000	125.000	125.000	135.000	260.000	0	0
Cabines	555.118	942.084	248.000	516.260	359.000	240.000	381.000	345.000	574.000	656.000	668.000
Raccordements clients	166.527	98.852	270.400	248.657	236.130	109.000	115.000	123.000	265.000	285.000	285.000
Comptages	503.832	417.323	72.770	415.692	349.645	495.000	508.000	519.000	389.830	338.520	338.520
Contrôle/transmission	0	96.000	170.500	0	42.000	30.000	30.000	35.000	38.000	60.000	60.000
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	4.046.245	3.658.951	2.413.695	2.961.991	4.131.802	3.108.181	2.771.937	2.776.872	2.848.830	2.779.520	3.251.520



AIEG	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.368.924	1.753.664	1.529.025	1.323.609	3.026.928	2.109.181	1.612.937	1.619.872	1.220.000	1.340.000	1.800.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	2.041.480	1.369.367	1.228.750	1.129.584	2.391.928	1.740.209	1.103.479	1.219.872	870.000	1.090.000	1.500.000
Réseau BT	327.445	384.297	300.275	194.025	635.000	368.972	509.458	400.000	350.000	250.000	300.000
Lignes	313.903	317.749	0	431.975	13.099	0	0	0	102.000	100.000	100.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	10.362	9.194	0	16.347	13.099	0	0	0	63.000	72.000	72.000
Réseau BT	303.541	308.555	0	415.628	0	0	0	0	39.000	28.000	28.000
Postes	137.941	33.278	123.000	25.798	105.000	125.000	125.000	135.000	260.000	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	25.798	0	0	25.000	0	0	0	0
Cellules Poste	137.941	0	118.000	0	96.000	40.000	40.000	60.000	150.000	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	5.000	0	9.000	50.000	20.000	0	30.000	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	35.000	40.000	80.000	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	33.278	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	555.118	942.084	248.000	516.260	359.000	240.000	381.000	345.000	574.000	656.000	668.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	213.000	40.000	80.000	80.000	80.000	20.000	60.000	60.000
Cellules MT	472.236	942.084	204.000	189.000	219.000	125.000	246.000	230.000	473.000	509.000	521.000
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	82.882	0	44.000	114.260	100.000	35.000	55.000	30.000	81.000	87.000	87.000
Raccordements clients	166.527	98.852	270.400	248.657	236.130	109.000	115.000	123.000	265.000	285.000	285.000
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	28.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	31.428	0	53.600	0	0	0	0	0	150.000	180.000	180.000
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	135.099	98.852	188.800	248.657	236.130	109.000	115.000	123.000	115.000	105.000	105.000
Comptages	503.832	417.323	72.770	415.692	349.645	495.000	508.000	519.000	389.830	338.520	338.520
HT / AMR	6.945	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
MT / AMR	0	0	17.310	0	15.213	0	0	0	5.830	13.520	13.520
MT / MMR	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
BT / AMR	2.889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	417.248	351.775	55.460	338.590	290.648	115.000	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	10.860	0	13.229	0	380.000	508.000	519.000	384.000	325.000	325.000
BT / à budget	76.750	54.688	0	63.873	43.783	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrôle/transmission	0	96.000	170.500	0	42.000	30.000	30.000	35.000	38.000	60.000	60.000
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0										

AIESH

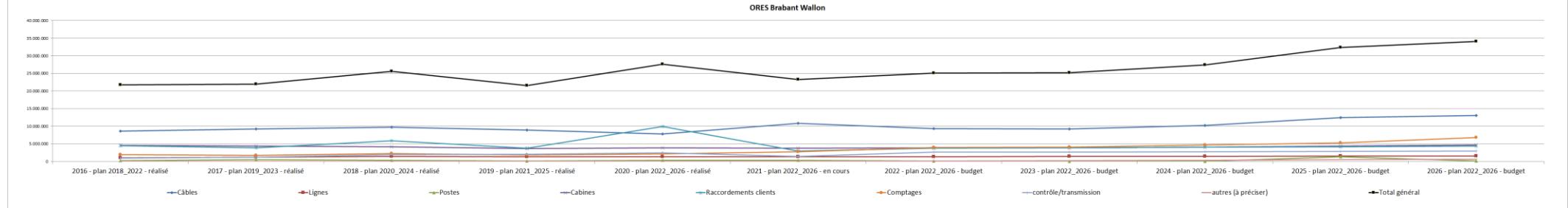
AIESH	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	829.478	552.392	2.308.445	2.187.840	1.308.903	1.010.000	1.200.500	1.244.000	1.086.000	1.358.000	1.618.000
Lignes	433.596	615.882	887.481	466.553	473.292	626.000	582.000	505.100	445.000	445.000	285.000
Postes	0	475.655	1.290.241	0	1.993.904	120.000	120.000	120.000	870.000	945.000	120.000
Cabines	0	110.331	507.351	383.340	378.682	385.000	622.500	520.000	462.500	310.000	297.500
Raccordements clients	429.650	460.149	454.559	615.713	2.092.106	240.000	242.000	277.500	254.000	252.000	240.000
Comptages	0	0	0	111.937	86.912	217.750	257.750	277.750	277.750	277.750	277.750
contrôle/transmission	190.810	22.573	0	0	9.955	63.750	118.750	98.750	103.750	103.750	86.250
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	1.883.534	2.236.981	5.448.076	3.765.383	6.343.754	2.662.500	3.143.500	3.043.100	3.499.000	3.691.500	2.924.500



AIESH	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	829.478	552.392	2.308.445	2.187.840	1.308.903	1.010.000	1.200.500	1.244.000	1.086.000	1.358.000	1.618.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	766.869	401.964	1.039.750	1.103.303	735.449	600.000	778.000	839.000	735.000	950.000	1.264.000
Réseau BT	62.610	150.428	1.268.695	1.084.537	573.454	410.000	422.500	405.000	351.000	408.000	354.000
Lignes	433.596	615.882	887.481	466.553	473.292	626.000	582.000	505.100	445.000	445.000	285.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	100.265	0	0	0	70.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Réseau MT	143.587	215.290	432.881	47.089	109.161	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Réseau BT	290.009	300.326	454.600	419.464	364.132	436.000	437.000	360.100	300.000	300.000	140.000
Postes	0	475.655	1.290.241	0	1.993.904	120.000	120.000	120.000	870.000	945.000	120.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	0	0
Bâtiments	0	411.912	1.290.241	0	499.644	0	0	0	300.000	0	0
Cellules Poste	0	63.743	0	0	0	120.000	0	0	520.000	770.000	120.000
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	1.353.191	0	120.000	120.000	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	141.069	0	0	0	0	100.000	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75.000	0
Cabines	0	110.331	507.351	383.340	378.682	385.000	622.500	520.000	462.500	310.000	297.500
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	110.331	20.000	0	69.273	89.000	157.500	135.000	117.500	85.000	57.500
Cellules MT	0	0	477.351	284.925	272.933	240.000	325.000	275.000	245.000	225.000	182.500
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	0	10.000	98.415	36.476	56.000	140.000	110.000	100.000	0	57.500
Raccordements clients	429.650	460.149	454.559	615.713	2.092.106	240.000	242.000	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
Niveau Trans MT	0	0	0	0	1.638.859	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	37.443	65.161	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	429.650	460.149	454.559	578.270	388.086	240.000	242.000	277.500	254.000	252.000	240.000
Comptages	0	0	0	111.937	86.912	217.750	257.750	277.750	277.750	277.750	277.750
HT / AMR	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
MT / AMR	0	0	0	0	1.325	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	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
BT / AMR	0	0	0	0	2.650	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	0	0	0	49.109	37.593	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	217.750	257.750	277.750	277.750	277.750	277.750
BT / à budget	0	0	62.828	45.344	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	190.810	22.573	0	0	9.955	63.750	118.750	98.750	103.750	103.750	86.250
Câble téléphonique	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
Fibre optique	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
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	0	22.500	15.000	12.500	5.000	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	2									

ORES Brabant Wallon

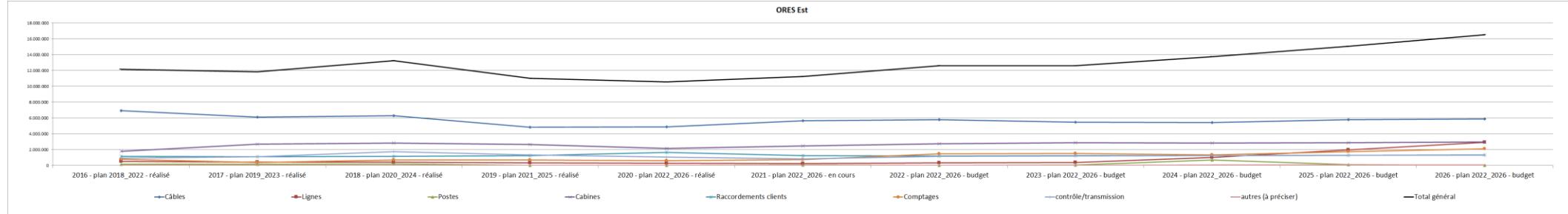
ORES Brabant Wallon	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	8.578.341	9.202.409	9.692.397	8.852.694	7.810.345	10.859.475	9.349.260	9.202.375	10.167.281	12.391.729	13.078.280
Lignes	1.054.068	1.168.544	1.399.112	1.278.565	1.333.741	1.289.824	1.369.335	1.413.484	1.459.185	1.506.260	1.562.616
Postes	173.121	512.210	319.251	80.099	263.843	260.503	115.000	0	30.000	1.366.365	145.000
Cabines	4.575.467	4.309.474	4.103.321	3.679.291	3.808.990	3.758.177	3.858.142	3.802.296	4.021.911	4.331.751	4.632.254
Raccordements clients	4.485.409	3.868.873	5.907.959	3.742.909	9.878.293	2.954.035	3.764.407	3.872.030	4.035.333	4.177.597	4.324.617
Comptages	1.893.906	1.702.263	2.232.577	1.816.957	2.138.013	2.709.000	3.935.586	4.062.105	4.674.641	5.220.143	6.750.972
contrôle/transmission	932.960	1.210.941	1.932.519	2.049.086	2.384.438	1.434.966	2.608.897	2.638.278	2.729.496	2.839.012	2.952.950
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	127.759	197.446	337.525	485.031	640.822
Total général	21.693.271	21.974.713	25.587.136	21.499.602	27.617.663	23.265.981	25.128.386	25.188.013	27.455.372	32.317.887	34.087.511



ORES Brabant Wallon	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	8.578.341	9.202.409	9.692.397	8.852.694	7.810.345	10.859.475	9.349.260	9.202.375	10.167.281	12.391.729	13.078.280
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	5.067.774	6.159.178	6.274.200	5.150.756	4.398.841	6.685.855	5.854.170	5.633.732	6.480.840	8.487.061	9.144.954
Réseau BT	3.510.566	3.043.231	3.418.198	3.701.938	3.411.504	4.173.620	3.495.089	3.568.643	3.686.441	3.904.668	3.933.326
Lignes	1.054.068	1.168.544	1.399.112	1.278.565	1.333.741	1.289.824	1.369.335	1.413.484	1.459.185	1.506.260	1.562.616
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	41.025	198.036	21.614	29.818	11.928	28.062	0	0	0	0	0
Réseau BT	1.013.042	970.508	1.377.498	1.248.747	1.321.813	1.261.762	1.369.335	1.413.484	1.459.185	1.506.260	1.562.616
Postes	173.121	512.210	319.251	80.099	263.843	260.503	115.000	0	30.000	1.366.365	145.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	880	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	1.760	80.880	217.022	19.156	3.362	65.000	0	0	0	946.927	0
Cellules Poste - Télécontrôle	69.576	172.700	59.796	57.199	159.637	100.505	115.000	0	30.000	233.039	145.000
Cellules TCC	101.785	258.630	41.553	3.745	100.843	94.998	0	0	0	186.399	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	4.575.467	4.309.474	4.103.321	3.679.291	3.808.990	3.758.177	3.858.142	3.802.296	4.021.911	4.331.751	4.632.254
Terrains	19.662	100.187	54.118	71.294	34.651	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	524.837	695.510	674.609	435.042	842.422	591.892	828.063	766.088	760.791	781.025	801.806
Cellules MT	3.506.770	2.871.698	2.732.067	2.388.725	2.026.557	2.500.024	2.332.968	2.373.702	2.536.831	2.761.798	2.997.070
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	524.198	642.079	642.526	784.231	905.360	666.261	697.112	662.506	724.290	788.927	833.378
Raccordements clients	4.485.409	3.868.873	5.907.959	3.742.909	9.878.293	2.954.035	3.764.407	3.872.030	4.035.333	4.177.597	4.324.617
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	110.171	1.270.340	376.227	4.935.511	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	356.945	454.986	823.507	617.662	528.249	148.794	252.150	258.960	265.955	273.135	280.510
Niveau Trans BT	47.012	19.484	37.649	3.060	0	47.261	0	0	0	0	0
Niveau BT	4.081.453	3.284.231	3.776.463	2.745.959	4.414.532	2.757.981	3.512.257	3.613.070	3.769.378	3.904.462	4.044.107
Comptages	1.893.906	1.702.263	2.232.577	1.816.957	2.138.013	2.709.000	3.935.586	4.062.105	4.674.641	5.220.143	6.750.972
HT / AMR	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
MT / AMR	144.090	293.921	440.131	206.531	130.981	217.236	184.389	189.368	194.480	199.731	205.125
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	9.717	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	12	345	174	96	0	6.458	0	0	0	0	0
BT / YMR	1.409.171	1.09									

ORES Est

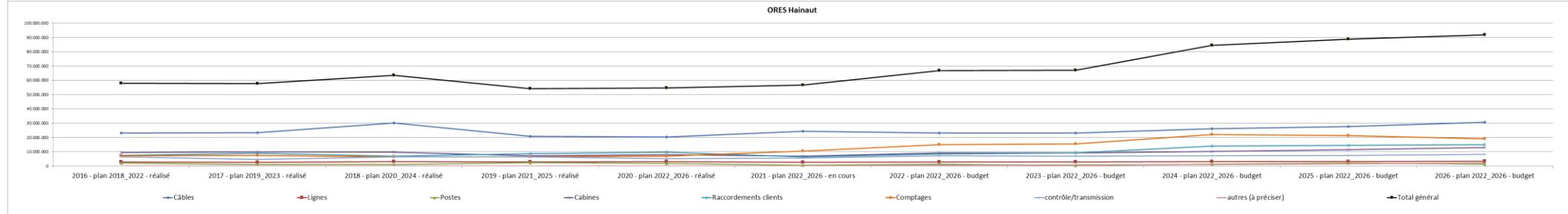
ORES Est	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	6.906.756	6.090.841	6.288.958	4.802.519	4.880.613	5.663.814	5.802.899	5.471.147	5.418.870	5.760.531	5.881.358
Lignes	506.046	418.801	395.772	322.972	269.349	235.080	323.663	356.746	995.213	1.980.726	2.932.430
Postes	151.396	127.771	167.468	2.050	6.889	50.000	0	30.000	686.171	115.000	0
Cabines	1.765.973	2.694.717	2.821.356	2.650.893	2.126.229	2.481.828	2.714.931	2.852.024	2.802.566	2.878.234	2.955.947
Raccordements clients	1.118.834	1.085.297	1.129.663	1.210.947	1.619.004	1.234.592	1.177.838	1.209.642	1.243.531	1.278.997	1.315.474
Comptages	772.115	346.477	674.467	685.435	605.557	721.385	1.441.364	1.487.428	1.321.402	1.737.921	2.088.593
contrôle/transmission	910.549	1.087.296	1.752.245	1.319.667	1.031.425	840.778	1.129.313	1.193.691	1.225.961	1.259.007	1.293.134
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	13.659	21.200	36.179	51.729	68.892
Total général	12.131.669	11.851.200	13.229.928	10.994.482	10.539.066	11.227.479	12.603.668	12.621.878	13.729.893	15.062.145	16.535.827



ORES Est	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	6.906.756	6.090.841	6.288.958	4.802.519	4.880.613	5.663.814	5.802.899	5.471.147	5.418.870	5.760.531	5.881.358
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	4.487.116	3.374.661	3.591.421	2.437.459	2.337.454	3.056.851	3.040.953	2.778.446	2.850.294	3.118.055	3.163.008
Réseau BT	2.419.640	2.716.180	2.697.537	2.365.059	2.543.159	2.606.962	2.761.946	2.692.701	2.568.576	2.642.476	2.718.349
Lignes	506.046	418.801	395.772	322.972	269.349	235.080	323.663	356.746	995.213	1.980.726	2.932.430
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	76.630	138.573	92.283	80.749	75.750	73.670	74.750	76.767	657.659	1.582.702	2.470.920
Réseau BT	429.416	280.228	303.489	242.223	193.599	161.411	248.913	279.979	337.554	398.025	461.510
Postes	151.396	127.771	167.468	2.050	6.889	50.000	0	30.000	686.171	115.000	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	16.541	0	0	25.000	0	0	485.491	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	47.309	1.411	53.829	101	6.889	25.000	0	30.000	98.711	115.000	0
Cellules TCC	104.087	126.360	97.099	1.949	0	0	0	0	101.969	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	1.765.973	2.694.717	2.821.356	2.650.893	2.126.229	2.481.828	2.714.931	2.852.024	2.802.566	2.878.234	2.955.947
Terrains	177.842	129.583	12.357	42.830	10.438	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	630.105	940.305	1.018.321	773.804	657.544	753.198	894.943	856.794	783.935	805.102	826.839
Cellules MT	737.735	1.369.786	1.421.504	1.490.984	1.185.340	1.411.665	1.466.230	1.631.920	1.645.512	1.689.939	1.735.569
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/HT	220.290	255.043	369.173	343.275	272.906	316.965	353.758	363.310	373.119	383.193	393.539
Raccordements clients	1.118.834	1.085.297	1.129.663	1.210.947	1.619.004	1.234.592	1.177.838	1.209.642	1.243.531	1.278.997	1.315.474
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	11.595	58.056	0	4.859	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	22.150	74.783	248.992	74.188	81.269	55.798	78.796	80.925	83.109	85.355	87.659
Niveau Trans BT	0	2.522	0	0	0	45.647	0	0	0	0	0
Niveau BT	1.085.089	949.937	880.672	1.131.900	1.537.735	1.133.148	1.099.042	1.128.717	1.160.422	1.193.642	1.227.815
Comptages	772.115	346.477	674.467	685.435	605.557	721.385	1.441.364	1.487.428	1.321.402	1.737.921	2.088.593
HT / AMR	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
MT / AMR	127.589	81.442	93.394	112.728	72.669	90.714	93.231	95.748	98.333	100.988	103.715
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	3.568	2	0	153	0	3.229	0	0	0	0	0
BT / YMR	491.253	287.233	458.032	405.302	453.215	460.988	105.223	0	0	0	0
BT / intelligents	0	495	0	5.152	45.525	63.228	1.242.910	1.391.680	1.223.069	1.636.934	1.984.878
BT / à budget	149.705	-22.695	123.040	162.100	34.149	95.553	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0								

ORES Hainaut

ORES Hainaut	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	22.953.561	23.330.659	30.094.930	20.617.487	20.329.470	24.400.157	22.949.617	22.985.468	25.957.496	27.439.482	30.474.402
Lignes	2.712.402	2.598.284	3.141.508	2.739.140	3.160.313	2.587.143	2.813.795	2.909.155	3.032.015	3.142.762	3.265.547
Postes	2.126.206	976.148	1.031.084	2.345.134	1.850.478	487.681	1.220.298	145.000	1.283.437	2.157.819	1.383.687
Cabines	9.319.157	9.956.812	9.673.629	7.139.108	7.791.060	6.953.519	9.170.325	9.148.346	10.220.340	11.404.136	12.907.080
Raccordements clients	7.284.353	8.811.217	6.759.248	8.542.826	9.566.549	6.345.428	8.370.394	9.065.788	13.816.708	14.339.764	14.863.657
Comptages	7.195.389	7.284.609	6.429.432	6.411.463	6.856.585	10.336.424	14.819.607	15.315.781	21.932.707	21.242.435	18.913.568
contrôle/transmission	6.421.062	4.678.434	6.264.080	6.402.651	4.997.254	5.592.424	7.056.367	6.811.879	6.992.514	7.420.250	7.975.164
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	421.481	648.972	1.110.822	1.596.934	2.108.910
Total général	58.012.130	57.636.162	63.393.910	54.197.807	54.551.708	56.702.776	66.821.884	67.030.389	84.346.038	88.743.581	91.892.015

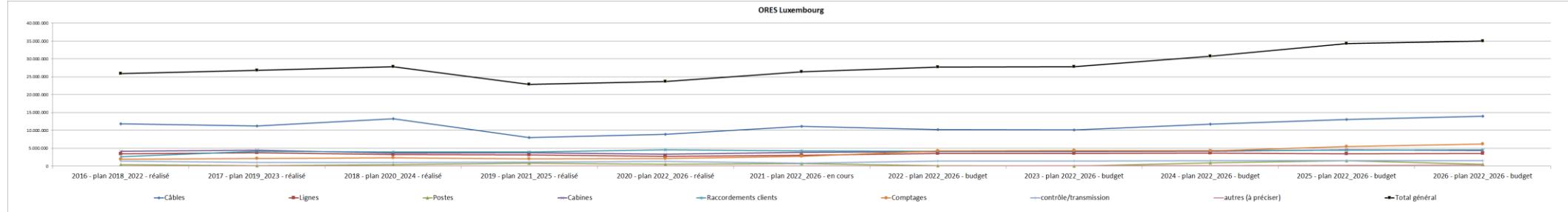


ORES Hautain	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	22.953.561	23.330.659	30.094.930	20.617.487	20.329.470	24.400.157	22.949.617	22.985.468	25.957.496	27.439.482	30.474.402
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	18.087.449	18.189.266	24.519.606	15.011.596	14.261.869	18.180.057	17.645.869	17.588.380	20.362.600	21.651.109	24.486.173
Réseau BT	4.866.113	5.141.392	5.575.324	5.605.892	6.067.600	6.220.100	5.303.748	5.397.088	5.594.896	5.788.373	5.988.229
Lignes	2.712.402	2.598.284	3.141.508	2.739.140	3.160.313	2.587.143	2.813.795	2.909.155	3.032.015	3.142.762	3.265.547
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	196.433	296.566	559.856	311.383	388.306	311.640	381.680	391.981	410.718	413.423	424.571
Réseau BT	2.515.969	2.301.718	2.581.652	2.427.757	2.772.007	2.275.503	2.432.115	2.517.174	2.621.297	2.729.339	2.840.976
Postes	2.126.206	976.148	1.031.084	2.345.134	1.850.478	487.681	1.220.298	145.000	1.283.437	2.157.819	1.383.687
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	90.262	14.454	138.743	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	1.297.524	449.008	351.923	1.174.531	936.017	172.411	920.599	0	922.032	1.491.357	860.602
Cellules Poste - Télécontrôle	388.542	298.434	312.368	821.884	574.365	60.270	202.438	145.000	270.656	468.843	427.368
Cellules TCC	349.877	214.252	228.049	348.719	340.096	255.000	97.260	0	90.749	197.619	95.716
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	9.319.157	9.956.812	9.673.629	7.139.108	7.791.060	6.953.519	9.170.325	9.148.346	10.220.340	11.404.136	12.907.080
Terrains	303.292	275.068	63.748	69.518	56.623	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	2.012.693	2.176.770	2.485.239	1.668.633	2.196.309	1.454.408	2.507.746	2.531.385	2.639.719	2.669.927	2.742.013
Cellules MT	5.147.027	6.020.217	5.644.968	4.075.871	4.091.785	4.218.350	5.164.309	5.163.722	5.934.508	6.908.407	8.139.496
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	1.856.145	1.484.757	1.479.674	1.325.085	1.446.342	1.280.761	1.498.270	1.453.239	1.646.114	1.825.803	2.025.571
Raccordements clients	7.284.353	8.811.217	6.759.248	8.542.826	9.566.549	6.345.428	8.370.394	9.065.788	13.816.708	14.339.764	14.863.657
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	1.325.402	361.994	302.696	2.417.092	2.286.241	0	0	0	4.837.181	4.967.843	5.101.993
Niveau MT	980.379	4.012.289	2.073.495	2.179.837	1.720.472	1.425.941	1.825.024	2.343.688	1.924.926	1.976.920	2.030.294
Niveau Trans BT	319.715	119.606	230.112	24.463	164.794	321.919	104.129	106.942	109.834	112.795	115.843
Niveau BT	4.658.858	4.317.328	4.152.944	3.921.434	5.395.041	4.597.568	6.441.241	6.615.158	6.944.767	7.282.206	7.615.527
Comptages	7.195.389	7.284.609	6.429.432	6.411.463	6.856.585	10.336.424	14.819.607	15.315.781	21.932.707	21.242.435	18.913.568
HT / AMR	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
MT / AMR	841.428	1.475.325	1.153.349	758.725	523.772	527.573	646.398	663.852	681.773	700.181	719.088
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	18.021	0	23.351	0	0	23.019	0	0	0	0	0
BT / AMR	10.513	14.177	12.323	2.623	1.019	9.687	0	0	0	0	0
BT / YMR	3.885.049	3.323.946	3.321.041	3.381.640	3.096.272	3.632.752	736.845	0	0	0	0
BT / Intelligents	43.285	91.865	0	32.740	1.502.012	3.227.264	13.436.363	14.651.929	21.250.934	20.542.254	18.194.480
BT / à budget	2.397.093	2.379.296	1.919.369	2.235.734	1.733.510	2.916.128	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	6.421.062	4.678.434	6.264.080	6.402.651	4.997.254	5.592.424	7.056.367	6.811.879	6.992.514	7.420.250	7.975.164
Câble téléphonique	1.144.480	682.100	1.602.732	1.072.115	1.127.835	1.190.717	1.965.008	1.310.903	1.346.329	1.382.718	1.420.013
Gaine Fibres optiques	4.067.884	2.623.719	2.838.208	3.106.625	1.832.087	2.785.093	2.552.859	2.881.143	2.692.583	2.765.355	2.840.068
Fibre optique	39.943	80.489	168.482	128.264	221.580	136.108	165.041	169.709	174.000	178.668	183.722
Télécontrôle - cab. Client	244.504	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	59.665	229.320	654.315	607.702	233.380	752.718	773.043	793.915	815.351	837.365
Télécontrôle - cab. Réseau	60.920	1.232.461	1.425.337	1.441.331	1.208.051	1.247.126	1.620.741	1.677.082	1.985.688	2.278.158	2.693.997
Autres équipements "smart"	863.331	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	421.481	648.972	1.110.822	1.596.934	2.108.910
Total général	58.012.130	57.636.162	63.383.910	54.197.807	54.551.708	56.702.776	66.821.884	67.030.389	84.346.038	88.743.581	91.892.015

NB : autres = conversion de raccordements BT existants 3x230V en 3N400V

ORES Luxembourg

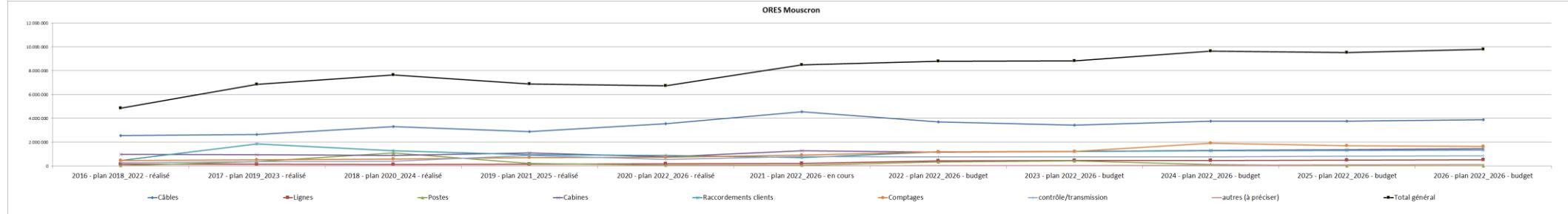
ORES Luxembourg	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	11.810.198	11.192.296	13.206.546	8.004.687	8.944.057	11.105.239	10.263.427	10.092.401	11.752.870	13.045.600	13.939.176
Lignes	3.454.129	3.759.320	3.196.838	3.139.949	2.760.475	2.987.883	3.527.495	3.532.264	3.649.849	3.435.529	3.556.589
Postes	437.257	144.689	386.494	826.057	490.443	718.154	115.000	30.000	933.210	1.555.631	484.066
Cabines	4.127.494	4.500.084	3.626.346	3.789.793	3.382.808	3.889.049	4.014.939	4.028.373	4.158.492	4.600.041	4.386.082
Raccordements clients	2.665.506	4.144.084	3.921.614	3.913.718	4.541.816	4.242.042	4.119.200	4.230.432	4.350.796	4.471.419	4.595.391
Comptages	1.975.702	2.135.468	2.368.865	2.075.766	2.130.653	2.695.111	4.215.144	4.348.673	4.249.145	5.450.412	6.188.658
contrôle/transmission	1.445.725	965.910	1.054.404	1.137.689	1.368.382	790.596	1.420.006	1.433.225	1.471.851	1.511.606	1.552.495
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	55.458	85.223	145.474	209.475	276.597
Total général	25.916.012	26.841.852	27.761.108	22.887.659	23.618.636	26.428.073	27.730.669	27.780.590	30.711.688	34.279.714	34.979.053



ORES Luxembourg	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	11.810.198	11.192.296	13.206.546	8.004.687	8.944.057	11.105.239	10.263.427	10.092.401	11.752.870	13.045.600	13.939.176
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	8.302.211	7.850.939	9.098.984	5.219.757	5.923.459	7.374.421	7.071.622	6.925.105	8.464.722	9.665.904	10.464.805
Réseau BT	3.507.987	3.341.357	4.107.562	2.784.929	3.020.599	3.730.818	3.191.805	3.167.296	3.288.148	3.379.696	3.474.371
Lignes	3.454.129	3.759.320	3.196.838	3.139.949	2.760.475	2.987.883	3.527.495	3.532.264	3.649.849	3.435.529	3.556.589
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.321.535	1.352.810	1.391.933	1.495.271	1.133.968	1.207.927	1.665.921	1.710.868	1.756.838	1.468.442	1.507.971
Réseau BT	2.132.594	2.406.511	1.804.904	1.644.678	1.626.507	1.779.955	1.861.574	1.821.396	1.893.011	1.967.087	2.048.618
Postes	437.257	144.689	386.494	826.057	490.443	718.154	115.000	30.000	933.210	1.555.631	484.066
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	337.328	108.026	50.886	336.485	411.186	535.504	0	0	674.499	1.294.982	227.219
Cellules Poste - Télécontrôle	62.898	18.835	28.525	151.957	47.666	106.614	115.000	30.000	167.962	260.650	256.847
Cellules TCC	37.030	17.827	307.082	337.615	31.592	76.035	0	0	90.749	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	4.127.494	4.500.084	3.626.346	3.789.793	3.382.808	3.889.049	4.014.939	4.028.373	4.158.492	4.600.041	4.386.082
Terrains	134.837	137.208	22.049	42.084	12.550	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	921.050	1.230.275	951.304	789.480	752.033	820.757	987.692	1.045.495	1.041.747	1.344.380	1.098.761
Cellules MT	1.972.203	2.224.519	2.009.306	1.996.753	1.586.344	2.175.543	2.174.066	2.106.661	2.216.870	2.331.489	2.338.197
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/HT	1.099.405	908.083	643.688	961.476	1.031.881	892.749	853.181	876.218	899.875	924.172	949.125
Raccordements clients	2.665.506	4.144.084	3.921.614	3.913.718	4.541.816	4.242.042	4.119.200	4.230.432	4.350.796	4.471.419	4.595.391
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	2.286	122.046	3.877	9.054	622.996	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	289.191	610.857	538.875	673.810	432.993	867.964	690.596	709.252	728.396	748.075	768.271
Niveau Trans BT	49.443	134.363	69.420	71.130	35.063	62.441	79.935	82.095	84.315	86.588	88.928
Niveau BT	2.324.587	3.276.819	3.309.443	3.159.724	3.450.764	3.311.637	3.348.669	3.439.085	3.538.085	3.636.756	3.738.192
Comptages	1.975.702	2.135.468	2.368.865	2.075.766	2.130.653	2.695.111	4.215.144	4.348.673	4.249.145	5.450.412	6.188.658
HT / AMR	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
MT / AMR	270.577	356.872	359.324	290.690	263.898	202.913	302.481	310.649	319.035	327.649	336.496
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	7.026	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	2.022	958	2.642	186	77	3.229	0	0	0	0	0
BT / YMR	1.377.030	1.331.460	1.607.719	1.281.157	1.343.483	1.548.615	261.789	0			

ORES Mouscron

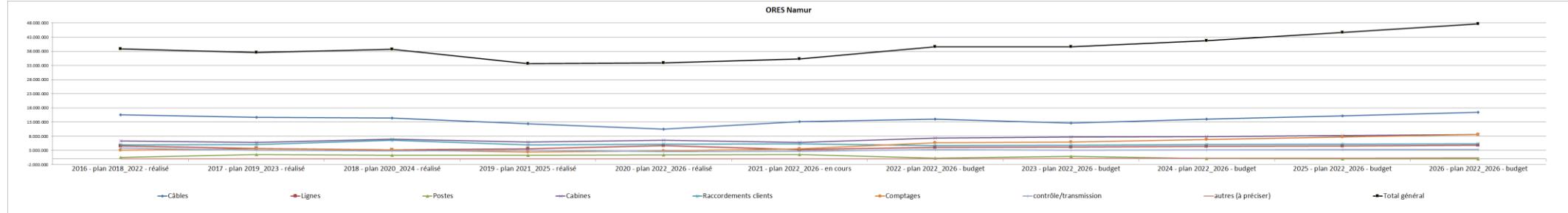
ORES Mouscron	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.535.813	2.644.361	3.293.495	2.881.640	3.552.976	4.555.821	3.706.433	3.442.202	3.749.540	3.769.512	3.882.652
Lignes	143.484	163.856	123.133	162.168	189.238	206.941	437.274	453.140	469.557	486.534	508.493
Postes	35.253	358.667	1.087.305	204.616	71.116	50.000	341.334	434.846	115.000	0	0
Cabines	963.141	953.923	887.393	1.101.205	760.326	1.261.257	1.154.999	1.223.272	1.294.392	1.368.459	1.445.583
Raccordements clients	445.410	1.847.181	1.281.365	947.764	890.978	696.128	1.196.157	1.228.457	1.261.625	1.295.690	1.330.674
Comptages	456.584	518.100	575.215	695.426	722.914	913.341	1.185.618	1.225.386	1.899.653	1.709.473	1.650.457
contrôle/transmission	261.049	368.600	382.561	889.325	553.309	798.670	750.398	770.689	773.106	807.258	842.732
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	27.113	41.873	71.600	102.902	135.841
Total général	4.840.833	6.854.688	7.630.466	6.882.144	6.740.857	8.482.157	8.799.325	8.819.864	9.634.473	9.539.828	9.796.432



ORES Mouscron	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.535.813	2.644.361	3.293.495	2.881.640	3.552.976	4.555.821	3.706.433	3.442.202	3.749.540	3.769.512	3.882.652
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.664.423	2.007.177	2.605.317	2.131.407	3.042.545	3.462.405	3.061.476	2.776.344	3.058.505	3.052.471	3.134.862
Réseau BT	871.390	637.184	688.177	750.234	510.431	1.093.416	644.957	665.859	691.035	717.041	747.790
Lignes	143.484	163.856	123.133	162.168	189.238	206.941	437.274	453.140	469.557	486.534	508.493
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	6.211	826	11.947	3.786	40.354	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	137.273	163.031	111.186	158.382	148.884	206.941	437.274	453.140	469.557	486.534	508.493
Postes	35.353	358.667	1.087.305	204.616	71.116	50.000	341.334	434.846	115.000	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	5.650	303	324.993	9.616	6.999	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	21.996	285.275	447.035	73.905	14.660	25.000	261.334	338.533	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	7.707	59.671	158.970	120.088	15.630	25.000	80.000	96.313	115.000	0	0
Cellules TCC	0	13.419	156.308	1.007	33.828	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	963.141	953.923	887.393	1.101.205	760.326	1.261.257	1.154.999	1.223.272	1.294.392	1.368.459	1.445.583
Terrains	47.227	43.298	8.244	7.744	2.638	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	206.274	118.244	341.315	438.064	222.797	509.527	348.876	358.296	367.970	377.905	388.108
Cellules MT	534.759	516.312	399.474	456.011	449.499	531.444	650.053	704.693	761.811	821.498	883.854
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	174.881	276.068	138.360	199.386	85.393	220.286	156.070	160.284	164.611	169.056	173.620
Raccordements clients	445.410	1.847.181	1.281.365	947.764	890.978	696.128	1.196.157	1.228.457	1.261.625	1.295.690	1.330.674
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	1.980	80.840	682.209	33	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	15.329	1.430.852	43.546	362.186	180.541	123.995	278.431	285.952	293.672	301.604	309.747
Niveau Trans BT	9.811	23.577	0	31.160	15.349	22.957	0	0	0	0	0
Niveau BT	418.291	311.912	555.609	554.385	725.786	549.176	917.726	942.505	967.953	994.085	1.020.927
Comptages	456.584	518.100	575.215	695.426	722.914	913.341	1.185.618	1.225.386	1.899.653	1.709.473	1.650.457
HT / AMR	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
MT / AMR	86.893	209.585	167.144	161.981	94.458	69.229	101.518	104.259	107.073	109.964	112.934
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	3.240	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	1.100	3.229	0	0	0	0	0
BT / YMR	313.143	209.454	305.506	384.242	375.186	424.143	44.854	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	72	116.738	253.351	1.039.247	1.121.127	1.792.580	1.599.509	1.537.524
BT / à budget	56.547	99.061	99.326	149.131	135.433	155.716	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	261.049	368.600	382.561	889.325	553.30						

ORES Namur

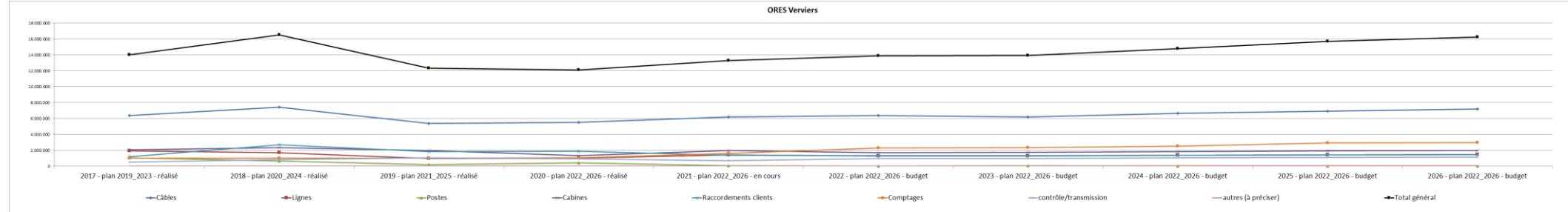
ORES Namur	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	15.612.591	14.746.612	14.497.568	12.397.250	10.579.321	13.132.113	14.026.927	12.696.275	14.047.310	15.256.483	16.503.950
Lignes	4.623.275	3.740.301	3.216.285	3.548.522	4.747.866	3.292.280	4.112.551	4.247.988	4.412.901	4.583.692	4.769.217
Postes	490.807	1.533.825	1.340.326	1.264.790	1.410.980	1.594.773	260.000	941.986	115.000	0	0
Cabines	6.312.187	5.795.727	7.038.230	5.956.318	6.635.511	5.851.940	7.321.809	7.688.624	7.919.835	8.242.416	8.625.666
Raccordements clients	4.919.497	5.121.899	6.541.277	4.939.573	5.258.282	5.316.482	4.756.022	4.890.428	5.042.635	5.201.751	5.372.268
Comptages	3.058.252	3.558.640	3.243.841	2.485.623	2.787.262	3.534.226	5.747.523	5.927.690	6.833.867	7.732.814	8.616.909
contrôle/transmission	3.795.437	3.025.667	2.801.374	2.998.846	2.523.817	2.631.420	3.255.637	3.118.147	3.201.969	3.288.435	3.377.567
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	85.344	131.420	224.981	323.725	427.405
Total général	38.812.047	37.522.672	38.678.900	33.590.922	33.943.039	35.353.234	39.565.814	39.642.558	41.798.498	44.629.316	47.692.981



ORES Namur	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	15.612.591	14.746.612	14.497.568	12.397.250	10.579.321	13.132.113	14.026.927	12.696.275	14.047.310	15.256.483	16.503.950
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	11.055.639	10.538.486	10.181.240	9.455.532	7.458.588	9.512.257	10.586.673	9.218.870	10.472.252	11.573.136	12.709.044
Réseau BT	4.556.952	4.208.127	4.316.328	2.941.717	3.120.733	3.619.856	3.440.255	3.477.405	3.575.058	3.683.347	3.794.906
Lignes	4.623.275	3.740.301	3.216.285	3.548.522	4.747.866	3.292.280	4.112.551	4.247.988	4.412.901	4.583.692	4.769.217
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.876.102	1.389.036	1.548.133	1.095.174	1.616.184	1.083.925	1.353.907	1.390.441	1.427.963	1.466.545	1.506.117
Réseau BT	2.747.173	2.351.265	1.668.151	2.453.348	3.131.682	2.208.356	2.758.644	2.857.547	2.984.938	3.117.147	3.263.101
Postes	490.807	1.533.825	1.340.326	1.264.790	1.410.980	1.594.773	260.000	941.986	115.000	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	270.512	1.186.321	441.927	469.100	484.373	1.004.772	0	696.386	0	0	0
Cellules Poste + Télécontrôle	179.645	266.598	794.012	567.694	546.580	235.004	260.000	157.237	115.000	0	0
Cellules TCC	40.651	80.907	104.387	227.996	380.027	354.997	0	88.363	0	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	6.312.187	5.795.727	7.038.230	5.956.318	6.635.511	5.851.940	7.321.809	7.688.624	7.919.835	8.242.416	8.625.666
Terrains	161.380	278.929	42.560	18.590	24.990	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	1.228.947	1.478.622	1.481.426	1.207.834	1.379.206	1.436.805	1.933.976	2.079.642	2.023.823	2.062.036	2.117.710
Cellules MT	3.477.605	2.979.759	4.426.142	3.453.157	3.885.251	3.202.790	4.066.442	4.198.486	4.502.303	4.749.041	5.037.970
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/HT	1.444.255	1.058.416	1.088.102	1.276.737	1.346.064	1.212.346	1.321.391	1.410.497	1.393.709	1.431.340	1.469.986
Raccordements clients	4.919.497	5.121.899	6.541.277	4.939.573	5.258.282	5.316.482	4.756.022	4.890.428	5.042.635	5.201.751	5.372.268
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	1.070.249	208.043	1.252.906	72.398	728.280	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	413.867	892.064	1.229.268	746.106	600.792	867.964	665.381	683.356	701.800	720.762	740.220
Niveau Trans BT	247.972	189.762	49.280	64.812	58.065	68.965	59.258	60.860	62.506	64.190	65.925
Niveau BT	3.187.409	3.832.030	4.009.822	4.056.257	3.871.145	4.379.553	4.031.384	4.146.213	4.278.329	4.416.799	4.566.123
Comptages	3.058.252	3.558.640	3.243.841	2.485.623	2.787.262	3.534.226	5.747.523	5.927.690	6.833.867	7.732.814	8.616.909
HT / AMR	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
MT / AMR	394.866	663.373	350.181	300.110	271.013	245.883	265.189	272.349	279.702	287.254	295.011
MT / MMR	877	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	15.374	0	24.707	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	1.707	8.183	1.521	1.867	0	3.229	0	0	0	0	0
BT / VMR	1.993.646	2.282.913	2.270.910								

ORES Verviers

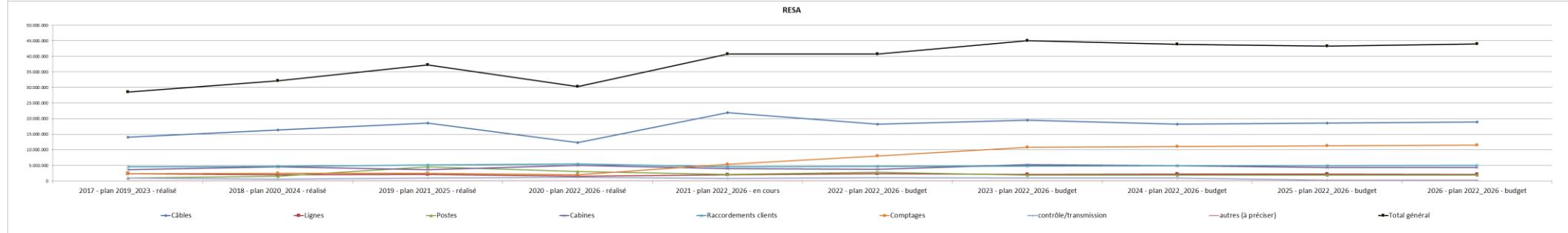
ORES Verviers	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	6.118.162	6.351.397	7.398.811	5.380.911	5.513.497	6.194.911	6.350.162	6.196.172	6.642.884	6.917.616	7.201.853
Lignes	2.287.960	1.903.370	1.699.992	963.786	1.015.812	1.400.990	1.273.357	1.298.187	1.359.612	1.407.717	1.457.415
Postes	603.767	1.061.914	636.037	177.483	432.957	50.000	0	42.396	0	0	0
Cabines	1.881.222	2.027.426	2.320.797	1.943.602	1.304.129	1.949.074	1.705.852	1.710.810	1.822.067	1.894.733	1.978.032
Raccordements clients	1.133.618	1.182.869	2.668.559	1.818.061	1.881.487	1.384.053	1.302.876	1.338.058	1.380.061	1.423.356	1.470.759
Comptages	1.079.515	990.868	1.000.906	1.000.534	1.061.008	1.585.802	2.263.317	2.332.280	2.497.602	2.919.213	2.951.413
contrôle/transmission	638.008	497.417	799.321	1.042.989	896.685	703.602	973.146	972.417	1.039.309	1.080.654	1.123.501
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	11.194	17.509	30.005	43.497
Total général	13.742.250	14.015.259	16.524.423	12.327.365	12.105.573	13.268.432	13.879.904	13.907.828	14.771.539	15.686.787	16.240.097



ORES Verviers	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	6.118.162	6.351.397	7.398.811	5.380.911	5.513.497	6.194.911	6.350.162	6.196.172	6.642.884	6.917.616	7.201.853
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	3.572.204	3.652.445	3.922.646	2.738.105	2.640.605	3.144.253	3.149.211	3.068.769	3.431.146	3.618.953	3.814.364
Réseau BT	2.545.957	2.698.951	3.476.165	2.642.806	2.872.892	3.050.658	3.200.951	3.127.403	3.211.738	3.298.664	3.387.489
Lignes	2.287.960	1.903.370	1.699.992	963.786	1.015.812	1.400.990	1.273.357	1.298.187	1.359.612	1.407.717	1.457.415
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	624.206	361.062	296.511	148.706	111.263	130.652	150.421	154.479	158.652	162.937	167.335
Réseau BT	1.663.754	1.542.307	1.403.481	815.080	904.548	1.270.337	1.122.936	1.143.708	1.200.960	1.244.780	1.290.080
Postes	603.767	1.061.914	636.037	177.483	432.957	50.000	0	42.396	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	381.923	10.578	562	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	49.825	753.733	409.342	88.847	176.017	25.000	0	34.432	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	106.242	217.438	170.764	67.105	190.255	25.000	0	7.964	0	0	0
Cellules TCC	65.777	80.164	55.369	21.531	66.685	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	1.881.222	2.027.426	2.320.797	1.943.602	1.304.129	1.949.074	1.705.852	1.710.810	1.822.067	1.894.733	1.978.032
Terrains	102.330	68.556	14.083	6.036	6.670	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	595.071	590.602	875.142	723.708	596.946	546.461	546.067	545.232	575.952	591.503	607.474
Cellules MT	866.855	1.026.988	885.182	964.057	546.601	1.001.944	910.074	919.810	982.736	1.032.740	1.092.765
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/HT	316.965	341.280	546.390	249.801	153.911	400.670	249.712	245.768	263.378	270.489	277.793
Raccordements clients	1.133.618	1.182.869	2.668.559	1.818.061	1.881.487	1.384.053	1.302.876	1.338.058	1.380.061	1.423.356	1.470.759
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	112.878	1.242.238	466.682	432.369	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	302.417	231.948	495.563	195.413	233.458	247.990	245.360	251.988	258.791	265.782	272.957
Niveau Trans BT	0	0	0	0	2.121	13.831	0	0	0	0	0
Niveau BT	831.201	838.042	930.758	1.155.966	1.213.538	1.122.233	1.057.516	1.086.070	1.121.270	1.157.575	1.197.802
Comptages	1.079.515	990.868	1.000.906	1.000.534	1.061.008	1.585.802	2.263.317	2.332.280	2.497.602	2.919.213	2.951.413
HT / AMR	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
MT / AMR	90.192	111.349	121.476	118.517	126.841	88.327	111.877	114.897	117.999	121.185	124.458
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	13.284	0	0	7.673	0	0	0	0	0
BT / AMR	355	21.336	2.098	213	0	3.229	0	0	0	0	0
BT / YMR	632.877	533.117	570.449	522.738	570.996	658.868	137.947	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	2.103	202.117	410.104	2.013.493	2.217.382	2.379.603	2.798.028	2.826.956
BT / à budget	356.090	325.065	293.599	356.962	161.054	417.601	0	0</			

RESA

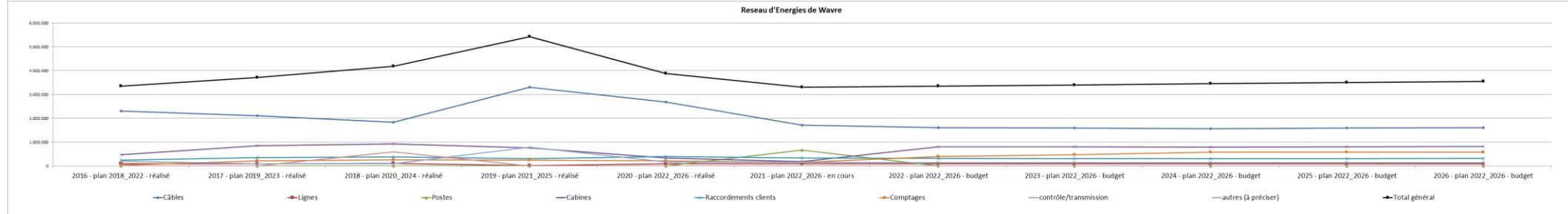
RESA	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	16.083.332	13.993.091	16.397.384	18.575.585	12.241.095	21.982.923	18.173.214	19.475.949	18.210.238	18.561.313	18.956.644
Lignes	1.915.588	2.327.216	2.031.065	2.054.670	1.500.611	1.917.741	2.365.147	2.093.726	2.159.416	2.204.672	2.062.114
Postes	32.499	987.704	1.540.160	4.520.168	2.998.787	2.043.834	2.778.924	1.893.358	1.856.464	1.851.677	1.888.710
Cabines	4.129.380	3.547.249	4.534.422	3.578.784	4.972.724	3.932.618	3.742.262	5.164.890	4.863.917	4.236.764	4.300.653
Raccordements clients	4.934.610	4.491.808	4.656.437	5.127.262	5.487.195	4.556.247	4.632.833	4.725.490	4.819.999	4.916.399	5.014.727
Comptages	2.881.144	2.280.784	2.438.898	2.461.840	1.922.028	5.377.284	8.049.437	10.787.087	11.002.829	11.222.885	11.447.343
contrôle/transmission	422.138	891.491	552.319	874.541	1.162.906	847.985	1.012.462	920.782	930.572	260.211	257.903
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	30.398.690	28.519.343	32.150.684	37.192.849	30.285.346	40.658.632	40.754.279	45.061.281	43.843.434	43.253.922	43.928.095



RESA	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	16.083.332	13.993.091	16.397.384	18.575.585	12.241.095	21.982.923	18.173.214	19.475.949	18.210.238	18.561.313	18.956.644
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	11.279.275	9.167.232	11.064.392	11.937.414	6.791.695	16.486.241	12.579.686	13.369.086	12.119.096	12.486.719	12.951.423
Réseau BT	4.804.057	4.825.859	5.332.993	6.638.171	5.449.400	5.496.682	5.593.528	6.106.862	6.091.142	6.074.595	6.005.222
Lignes	1.915.588	2.327.216	2.031.065	2.054.670	1.500.611	1.917.741	2.365.147	2.093.726	2.159.416	2.204.672	2.062.114
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	835.444	823.563	721.918	644.832	274.457	632.922	1.006.163	719.531	804.972	836.360	685.174
Réseau BT	1.080.144	1.503.653	1.309.146	1.409.838	1.226.154	1.284.819	1.358.984	1.374.195	1.354.444	1.368.313	1.376.939
Postes	32.499	987.704	1.540.160	4.520.168	2.998.787	2.043.834	2.778.924	1.893.358	1.856.464	1.851.677	1.888.710
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	408.894	225.920	1.487.380	1.087.090	1.028.242	656.569	957.408	976.556	996.087
Cellules Poste	30.443	987.704	862.643	4.131.655	1.410.191	929.978	1.351.529	1.017.711	857.962	875.121	892.623
Cellules Poste - Télécontrôle	2.056	0	268.623	201.905	0	0	304.010	177.983	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	13.061	100.450	32.147	95.143	41.094	41.094	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	-52.373	767	-5.382	0	0	0	0	0
Cabines	4.129.380	3.547.249	4.534.422	3.578.784	4.972.724	3.932.618	3.742.262	5.164.890	4.863.917	4.236.764	4.300.653
Terrains	28.522	52.212	277.188	559.413	830.987	152.180	155.224	158.328	161.495	164.725	168.019
Bâtiments	679.631	676.797	558.983	294.634	952.947	587.430	492.421	1.394.755	1.121.361	774.248	687.315
Cellules MT	2.779.070	1.869.292	2.212.014	1.685.030	2.025.952	1.845.848	1.845.326	2.337.585	2.269.837	2.124.689	2.146.192
Transformateurs MT/MT	0	43.673	0	0	0	177.700	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	642.157	905.275	1.486.237	1.039.707	1.162.837	1.169.460	1.249.292	1.274.221	1.311.224	1.173.101	1.299.127
Raccordements clients	4.934.610	4.491.808	4.656.437	5.127.262	5.487.195	4.556.247	4.632.833	4.725.490	4.819.999	4.916.399	5.014.727
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	1.276	7.577	1.206	15.976	0	42.867	13.547	13.818	14.095	14.376	14.664
Niveau MT	1.083.950	223.441	200.447	28.743	55.073	94.311	100.063	102.064	104.106	106.188	108.312
Niveau Trans BT	76.726	39.912	13.267	28.052	11.637	19.084	22.906	23.365	23.832	24.308	24.795
Niveau BT	3.772.658	4.220.878	4.441.518	5.054.492	5.420.485	4.399.985	4.496.316	4.586.242	4.677.967	4.771.527	4.866.957
Comptages	2.881.144	2.280.784	2.438.898	2.461.840	1.922.028	5.377.284	8.049.437	10.787.087	11.002.829	11.222.885	11.447.343
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0						

Réseau d'Énergies de Wavre

Réseau d'Énergies de Wavre	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.306.387	2.112.215	1.834.636	3.307.317	2.682.564	1.707.385	1.607.374	1.585.817	1.559.309	1.586.399	1.613.896
Lignes	94.193	92.242	104.673	20.258	88.210	92.717	87.286	86.116	84.676	86.147	87.640
Postes	0	0	0	0	0	669.362	0	0	0	0	0
Cabines	476.047	854.861	920.463	766.259	328.835	189.900	808.930	798.082	784.741	798.375	812.213
Raccordements clients	249.293	351.550	377.644	309.705	394.570	334.511	314.916	310.693	305.500	310.807	316.194
Comptages	26.125	211.916	259.695	244.689	215.423	154.396	388.206	478.185	578.040	579.892	581.771
contrôle/transmission	193.360	89.071	89.071	783.100	171.804	152.468	143.537	141.612	139.245	141.664	144.119
autres (à préciser)	0	0	596.682	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.345.405	3.711.855	4.182.864	5.431.328	3.881.405	3.300.739	3.350.250	3.400.504	3.451.512	3.503.284	3.555.834



Réseau d'Énergies de Wavre	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2022_2026 - en cours	2022 - plan 2022_2026 - budget	2023 - plan 2022_2026 - budget	2024 - plan 2022_2026 - budget	2025 - plan 2022_2026 - budget	2026 - plan 2022_2026 - budget
Câbles	2.306.387	2.112.215	1.834.636	3.307.317	2.682.564	1.707.385	1.607.374	1.585.817	1.559.309	1.586.399	1.613.896
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.250.429	1.234.889	978.130	1.358.436	760.969	904.119	851.160	839.745	825.708	840.053	854.613
Réseau BT	1.055.958	877.326	856.507	1.948.881	1.921.595	803.266	756.214	746.072	733.601	746.346	759.283
Lignes	94.193	92.242	104.673	20.258	88.210	92.717	87.286	86.116	84.676	86.147	87.640
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	94.193	92.242	104.673	20.258	88.210	92.717	87.286	86.116	84.676	86.147	87.640
Postes	0	0	0	0	0	669.362	0	0	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	619.362	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	20.000	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	30.000	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	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
Cabines	476.047	854.861	920.463	766.259	328.835	189.900	808.930	798.082	784.741	798.375	812.213
Terrains	0	0	0	0	0	77.700	66.851	53.511	67.144	80.982	
Bâtiments	139.356	173.751	223.800	125.000	43.833	69.246	230.820	230.820	230.820	230.820	
Cellules MT	289.589	602.167	633.457	585.419	285.002	92.091	405.200	405.200	405.200	405.200	
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Transformateurs MT/BT	47.102	78.943	63.205	55.839	0	28.563	95.210	95.210	95.210	95.210	
Raccordements clients	249.293	351.550	377.644	309.705	394.570	334.511	314.916	310.693	305.500	310.807	316.194
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niveau MT	9.427	27.162	11.997	92.361	56.730	11.246	10.588	10.446	10.271	10.449	10.631
Niveau Trans BT	0	7.820	5.719	0	0	5.066	4.769	4.705	4.627	4.707	4.788
Niveau BT	239.865	316.569	359.929	217.344	337.840	318.198	299.560	295.542	290.602	295.651	300.775
Comptages	26.125	211.916	259.695	244.689	215.423	154.396	388.206	478.185	578.040	579.892	581.771
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MT / AMR	500	11.262	13.601	38.801	4.073	11.320	10.657	10.514	10.338	10.518	10.700
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
BT / YMR	9.375	138.289	183.730	89.000	95.891	0	0	0	0	0	
BT / intelligents	12.500	0	91.639	99.506	60.527	377.549	467.671	567.702	569.374	571.071	
BT / à budget	3.750	62.365	62.365	25.249	15.954	82.549	0	0	0	0	
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
contrôle/transmission	193.360	89.071	89.071	783.100	171.804	152.468	143.537	141.612	139.245	141.664	144.119
Câble téléphonique	0	0	3.272	0	0	0	0	0	0	0	
Gaine Fibres optiques	0	34.535	34.535	150.570	122.129	20.853	16.388	15.426	14.242	15.452	16.679
Fibre optique	0	34.535	34.535	568.401	30.815	20.853	16.388	15.426	14.242	15.452	16.679
Télécontrôle - cab. Client	0	5.000	5.000	22.130	0	7.031	7.031	7.031	7.031	7.031	7.031
RTU et autres équipements télécom	0</td										

4.2. ANNEXE II : Les indices qualité

La CWaPE a analysé les rapports qualité rentrés par les GRD pour l'exercice 2020. Dans ce cadre également et pour mémoire, de nouvelles lignes directrices ont été rédigées en 2016 en concertation avec les GRD. Un des buts poursuivis dans la réécriture de ces lignes directrices visait essentiellement à rappeler aux GRD le contenu exact et la définition précise des indices à montrer, de manière à pouvoir obtenir des GRD des renseignements recoupant exactement les mêmes notions. La CWaPE est cependant 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.

Comme évoqué l'année passée, un audit de ces systèmes de rapportage a débuté en 2018 et s'est achevé en 2019. 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 prendre connaissance du rapport d'audit et un plan d'actions correctives a été élaboré avec les GRD puis communiqué à ces derniers début 2021.

En septembre 2020, les lignes directrices pour la réalisation du rapport qualité ont été adaptées après avoir consulté les GRD. Elles prendront effet en 2022.

4.2.1. 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 2020, la CWaPE constate que les valeurs divergentes décelées dans les projets ont quasi toutes été rectifiées dans les versions définitives.

Indices qualité pour l'exercice 2020						
	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
AIEG	00:41:10	00:41:12	0,87	0,87	00:47:13	00:47:14
AIESH	00:42:23	00:42:23	1,10	1,10	00:38:00	00:38:33
RESA (Ville de Liège compris)	00:42:38	00:42:35	1,16	1,16	00:36:38	00:36:35
ORES Namur	00:43:00	00:42:50	0,96	0,96	00:44:49	00:44:51
ORES Hainaut	00:51:00	00:50:25	1,02	1,01	00:50:08	00:49:47
ORES Est	00:22:00	00:22:08	0,83	0,83	00:26:32	00:26:49
ORES Luxembourg	00:48:00	00:47:19	0,96	0,95	00:50:10	00:49:43
ORES Verviers	00:31:00	00:31:13	0,95	0,94	00:32:47	00:33:11
ORES Brabant Wallon	00:36:00	00:35:41	0,75	0,75	00:47:59	00:47:47
ORES Mouscron	00:37:00	00:36:34	0,68	0,68	00:54:11	00:53:43
Réseau d'Énergies de Wavre	01:17:59	01:18:00	0,99	0,99	01:19:08	01:19:06
Région Wallonne	-	00:43:18	-	0,97	-	00:44:31

TABLEAU 36 PRINCIPAUX INDICES QUALITÉ : COMPARAISON DES VALEURS CITÉES DANS LES RAPPORTS DES GRD ET CELLES RECALCULÉES PAR LA CWAPE (FIN 2020)

4.2.2. 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.

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 exceptionnelles ; autrement dit, celle induite par des éléments sur lesquels le GRD pourrait éventuellement exercer une influence.

À la demande de certains GRD, le tableau repris au §1.1.2 des lignes directrices a été modifié. 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 a 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 est 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.

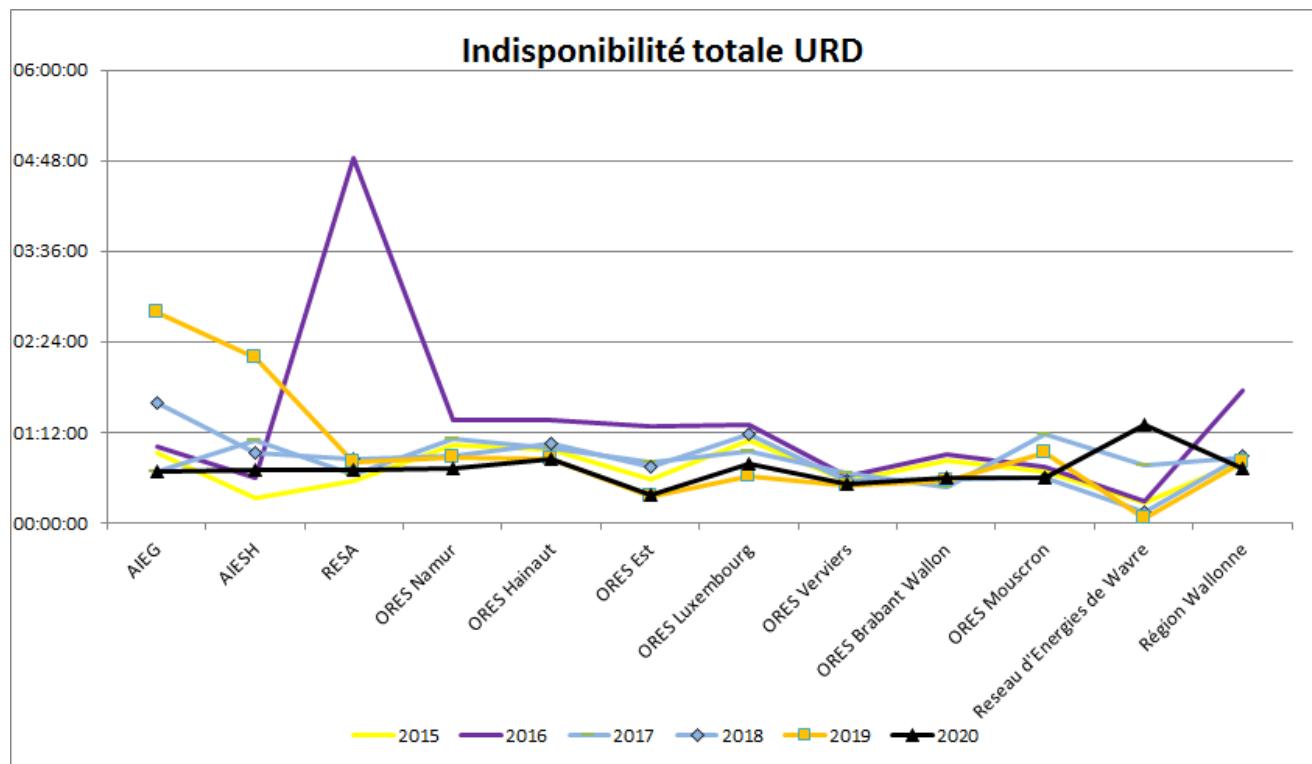
Les interruptions sont ainsi répertoriées en 8 catégories :

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité (hh:mm:ss)
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers		
2 : défaut de câble MT causé par tiers		
3 : défaut de ligne MT en conditions atmosphériques normales et non causé par tiers		
4 : défaut de ligne MT en mauvaises conditions atmosphériques ou causé par tiers		
5 : défaut en cabine MT GRD		
6 : défaut en cabine MT utilisateur		
7.a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)		
7.b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (Elia / autre GRD)		
Total GRD (1+3+5+7a)		
Total tiers (2+4+6+7b)		
TOTAL général		

TABLEAU 37 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 :



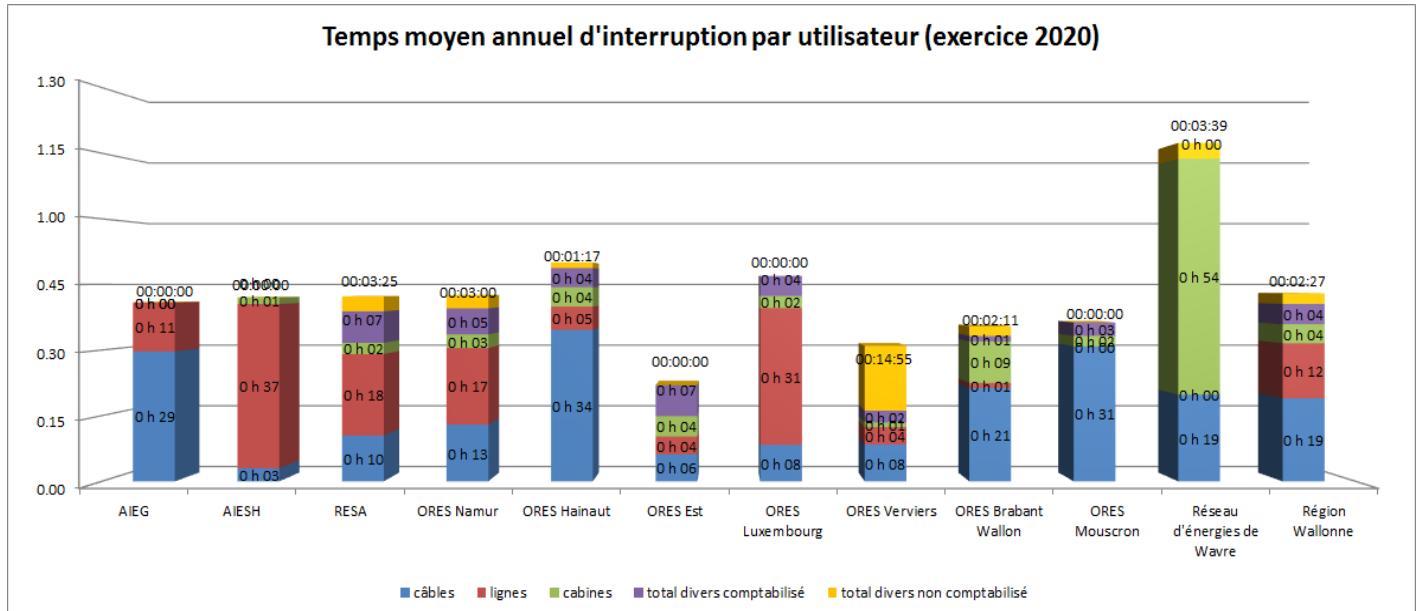
GRAPHIQUE 53 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPONIBILITÉ TOTALE DES DIFFÉRENTS GRD (PÉRIODE 2015 À 2020)

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 également 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 quant à elle été marquée par plusieurs tempêtes en février, septembre et décembre 2020 ainsi que par la crise sanitaire liée au COVID 19.

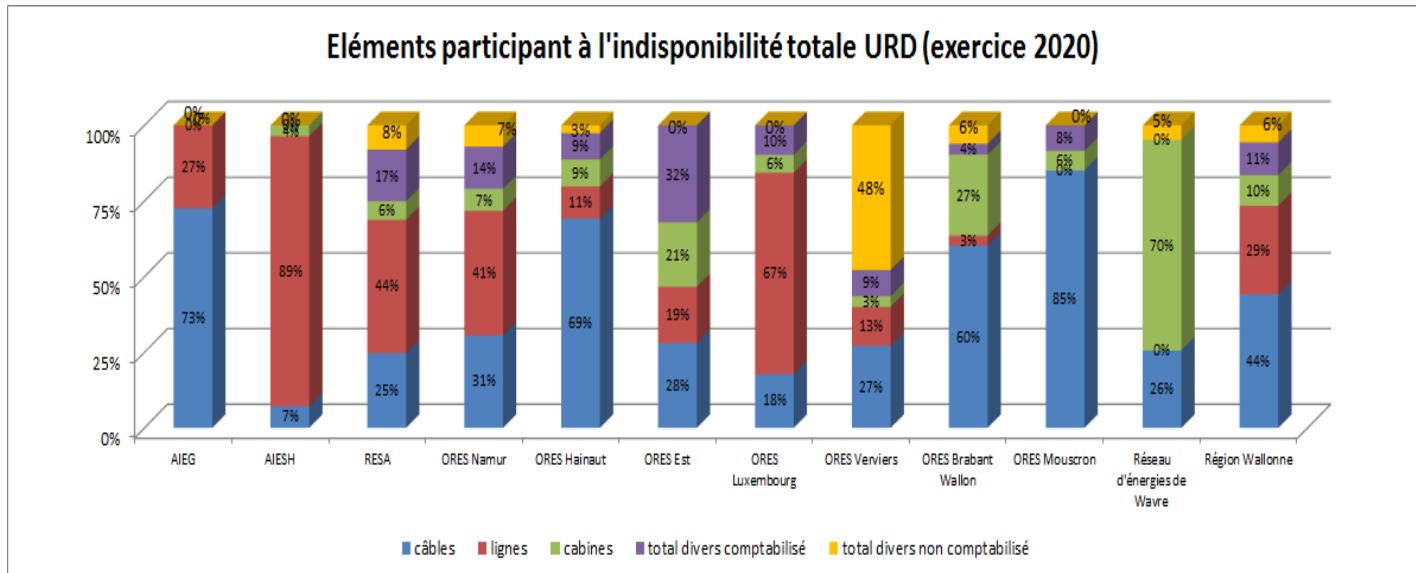
L'analyse de ces différents détails permet en partie de distinguer le matériel à l'origine des défauts :

En valeurs absolues :



GRAPHIQUE 54 RÉPARTITION EN VALEURS ABSOLUES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2020)

En valeurs relatives :

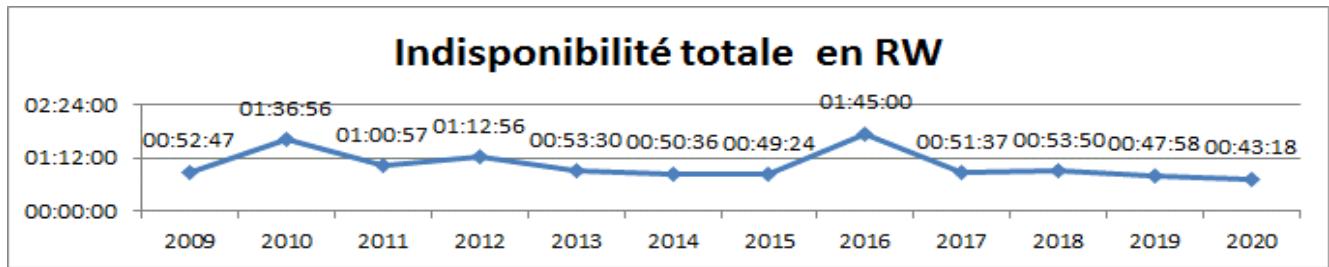


GRAPHIQUE 55 RÉPARTITION EN VALEURS RELATIVES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2020)

Si on compare les valeurs de 2020 avec celles de 2019, on remarque une augmentation importante de l'indisponibilité sur les réseaux d'ORES LUXEMBOURG et de REW :

- Chez ORES LUXEMBOURG, l'augmentation de l'indisponibilité est principalement due aux défauts survenus lors de tempêtes en février et décembre 2020 ;
- Chez REW, l'augmentation importante de l'indisponibilité est principalement due à un défaut majeur au niveau du poste de Bierges.

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



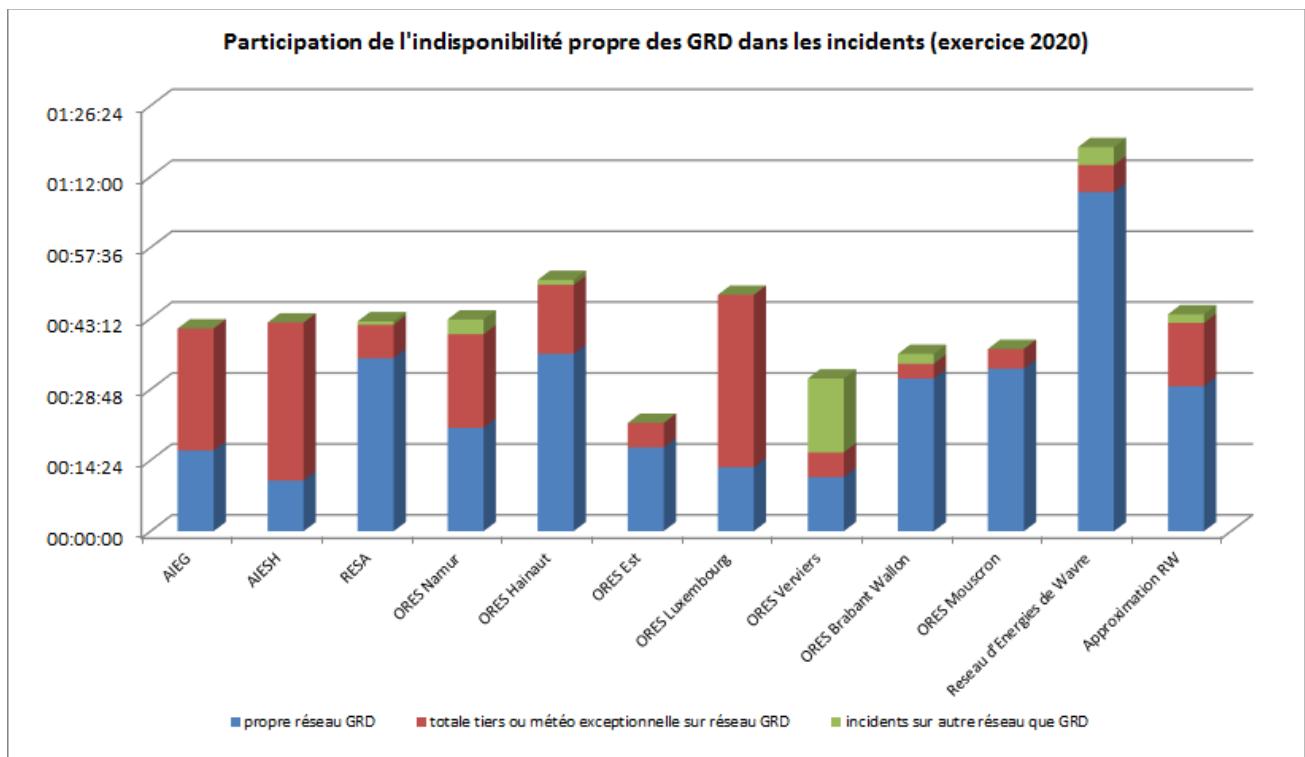
GRAPHIQUE 56 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPOBILITÉ TOTALE CALCULÉ AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2020)

En Région wallonne et pour l'année 2020, le temps moyen annuel total d'interruption par utilisateur était d'environ 43 minutes. En 2020, un utilisateur de réseau raccordé en basse tension a donc été en moyenne privé d'alimentation électrique pendant 43 minutes. Cette valeur n'a jamais été aussi basse depuis 2009.

Il est par contre moins aisément d'opérer un focus sur l'indisponibilité propre des GRD :

- tout d'abord, ces demandes de distinction selon les différentes classes évoquées supra n'ont été introduites que dans le cadre de la révision opérée en 2016 des lignes directrices touchant la rédaction du rapport qualité. La CWaPE ne dispose donc pas d'historique spécifique des indisponibilités propres ;
- ensuite, il s'agit d'une notion individuelle qu'il est peu aisément 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 :

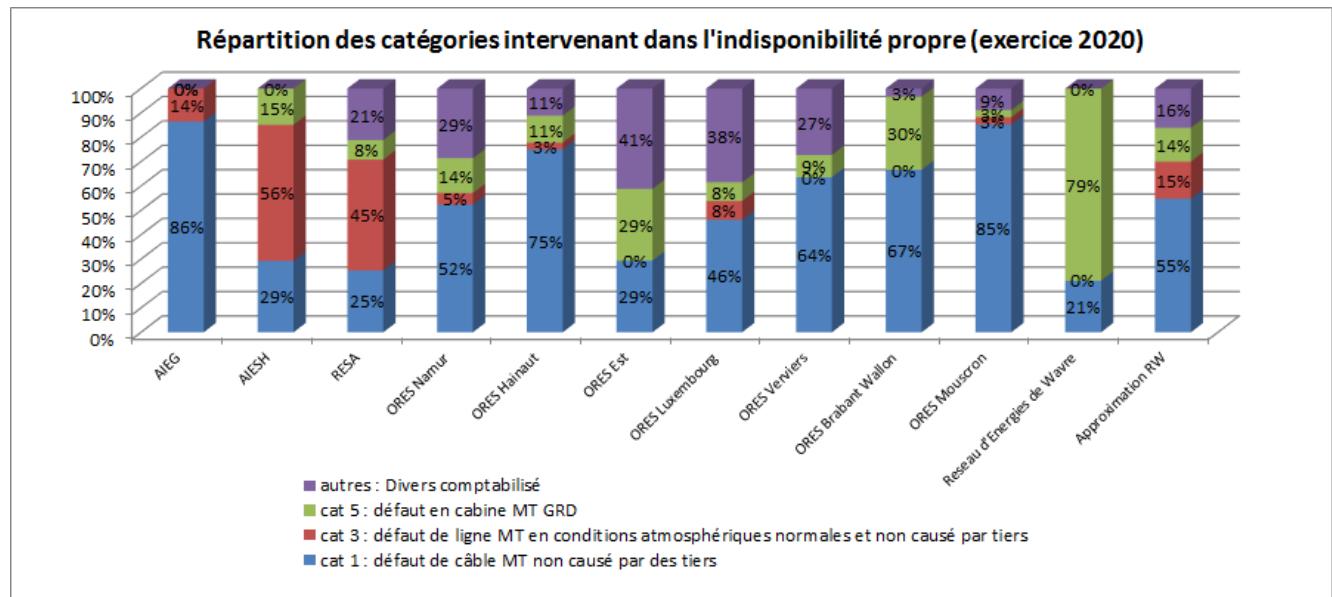


GRAPHIQUE 57 PARTICIPATION DE L'INDISPOBILITÉ PROPRE DES GRD DANS LES INCIDENTS (EXERCICE 2020)

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 (00 :44 :02) est légèrement supérieur à l'indisponibilité réelle totale (00 :43 :18).

Sur cette base et pour 2020, 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 67 % du temps d'interruption ; le solde a pour origine des coupures provoquées par des tiers ou des conditions météorologiques exceptionnelles (29 %) ou des incidents sur les réseaux amont (4 %) desquels les GRD tirent leur alimentation (Elia ou autres GRD).

Si l'on se focalise sur ces 67 % que constitue l'indisponibilité propre des GRD, la répartition des catégories y afférant se résume comme suit :



GRAPHIQUE 58 PARTICIPATION DES CATÉGORIES INTERVENANT DANS L'INDISPOBILITÉ PROPRE (EXERCICE 2020)

Cette année, une seule catégorie se retrouve 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 3 autres catégories sont représentées de manière équivalente :

- 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).

On note également que les défauts sur les lignes aériennes représentent une part importante dans l'indisponibilité propre de RESA. Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente 115 interruptions pour une durée totale de 16 minutes.

- 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, d'ORES Brabant wallon et de REW.

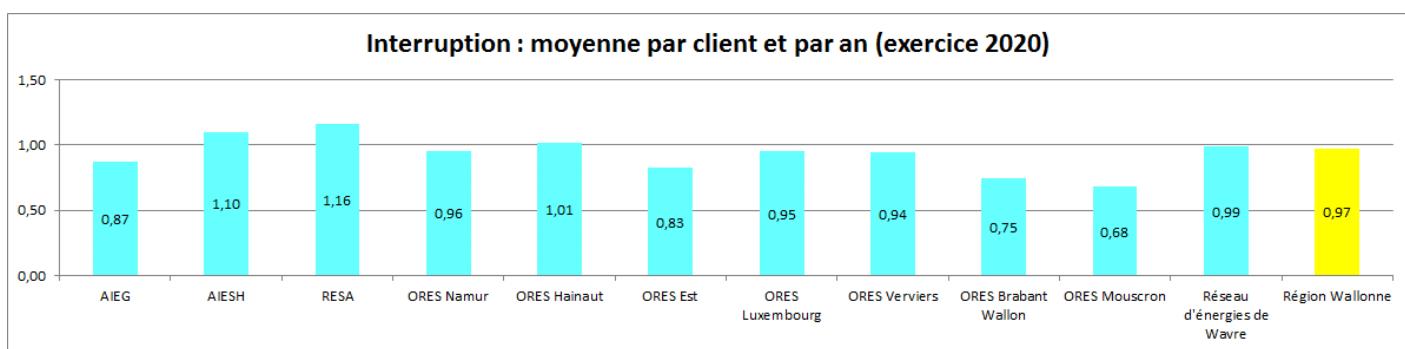
Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente :

- chez ORES Est : 17 interruptions pour une durée totale de 5 minutes ;
 - chez ORES Brabant wallon : 32 interruptions pour une durée totale de 9 minutes ;
 - chez REW : 3 interruptions pour une durée totale de 54 minutes.
- Les défauts classés en « divers comptabilisé ». On remarque que ces défauts représentent une part importante dans l'indisponibilité propre d'ORES Est et d'ORES Luxembourg notamment. Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente :
 - chez ORES Est : 15 interruptions pour une durée totale de 7 minutes.
 - chez ORES Luxembourg : 25 interruptions pour une durée totale d'une minute.

4.2.3. La fréquence des interruptions

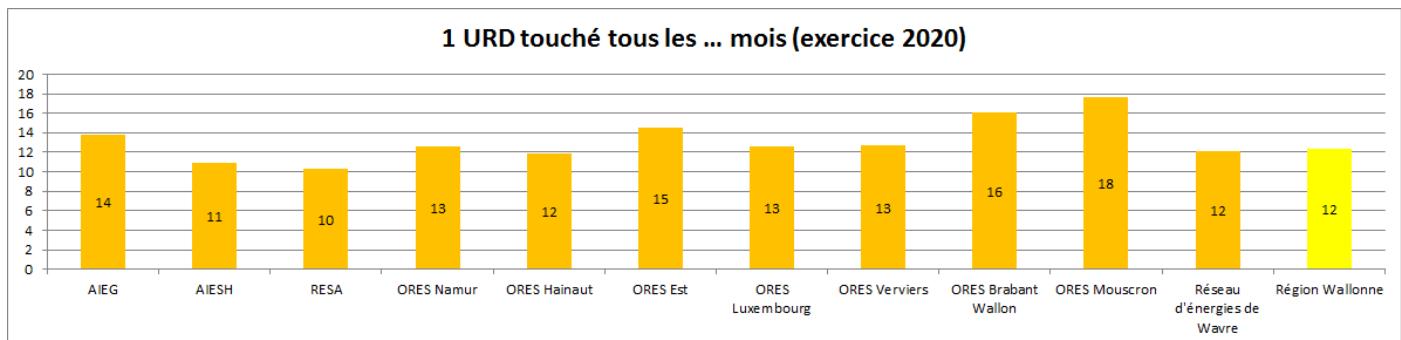
Définition : la fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

En termes de fréquence et plus particulièrement pour l'année 2020, les différences enregistrées par GRD peuvent se résumer comme suit :



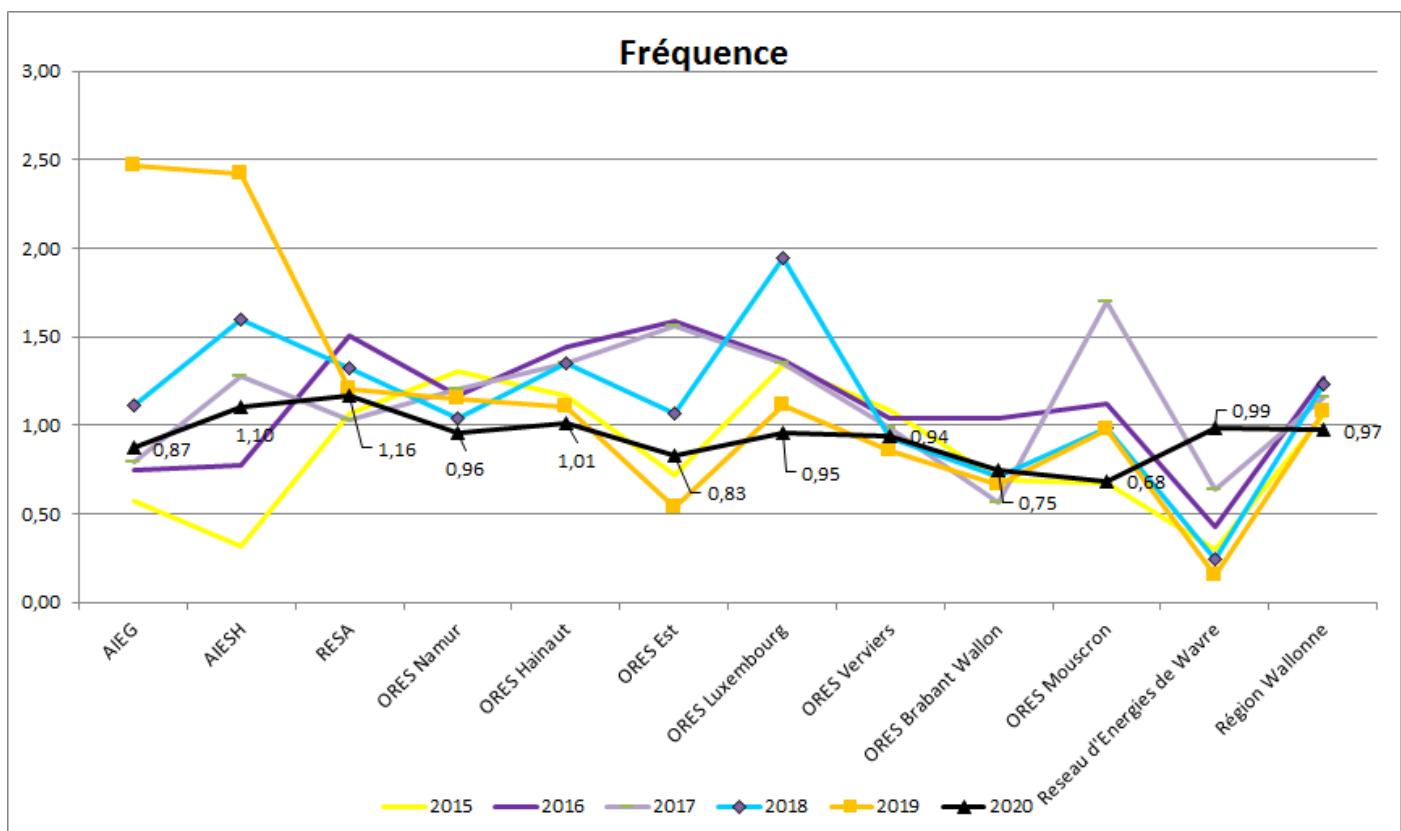
GRAPHIQUE 59 FRÉQUENCE PAR GRD
(ANNÉE 2020)

En 2020, la fréquence d'interruption était de 0,97. C'est-à-dire que sur base de cette moyenne, un utilisateur de réseau connaît une coupure de son alimentation électrique tous les 12 mois

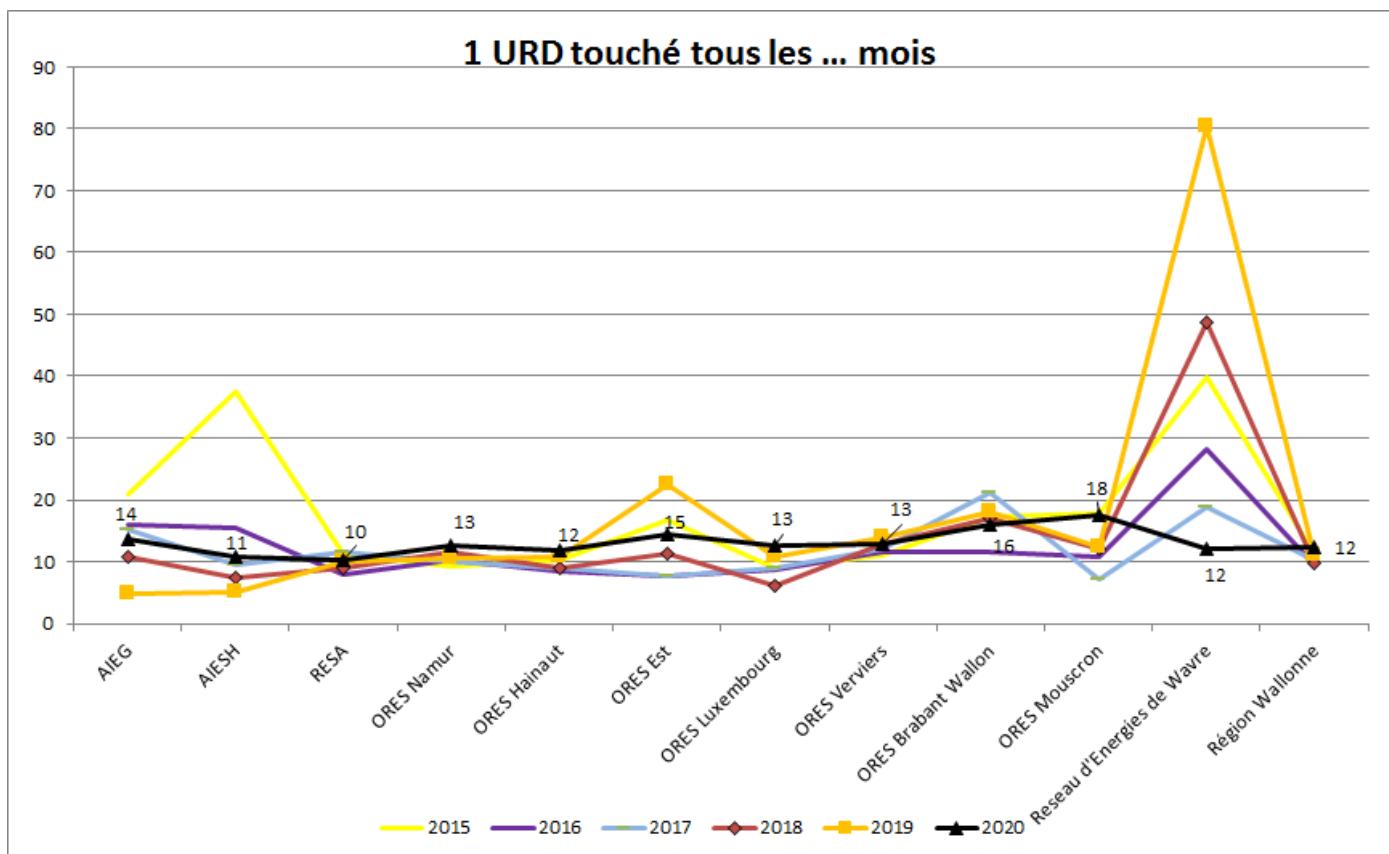


GRAPHIQUE 60 FRÉQUENCE PAR GRD TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE (ANNÉE 2020)

Les graphiques ci-après en retracent l'historique :

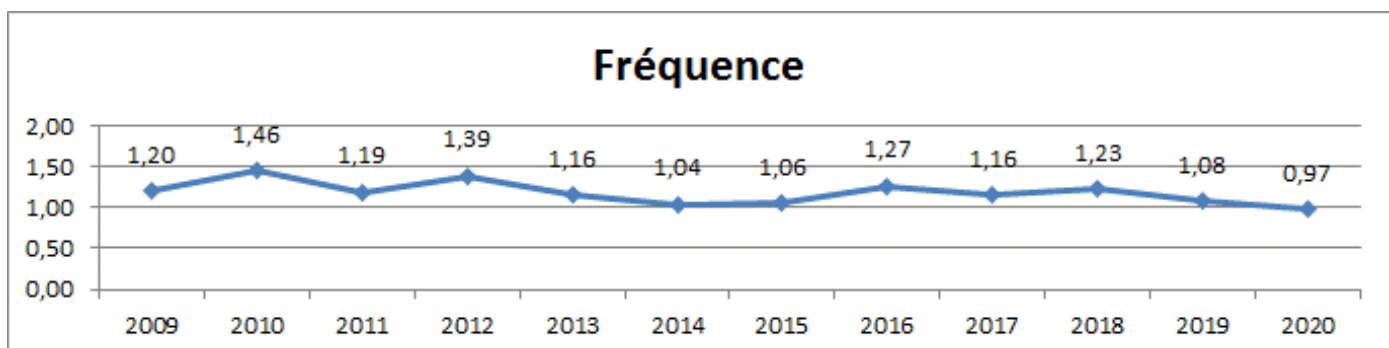


GRAPHIQUE 61 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE PÉRIODE 2015 À 2020)



GRAPHIQUE 62 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE (PÉRIODE 2015 À 2020)

Au niveau de la Région, l'évolution de la fréquence est donc finalement assez stable :

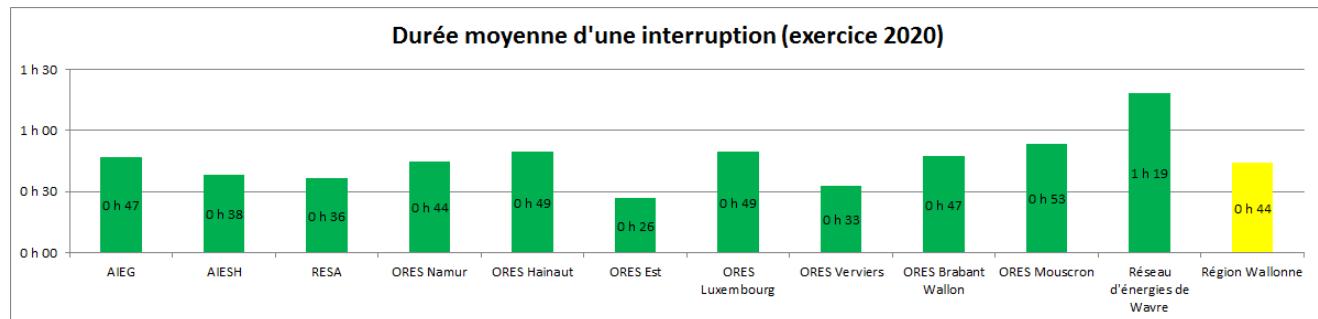


GRAPHIQUE 63 ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2020)

4.2.4. La durée de rétablissement

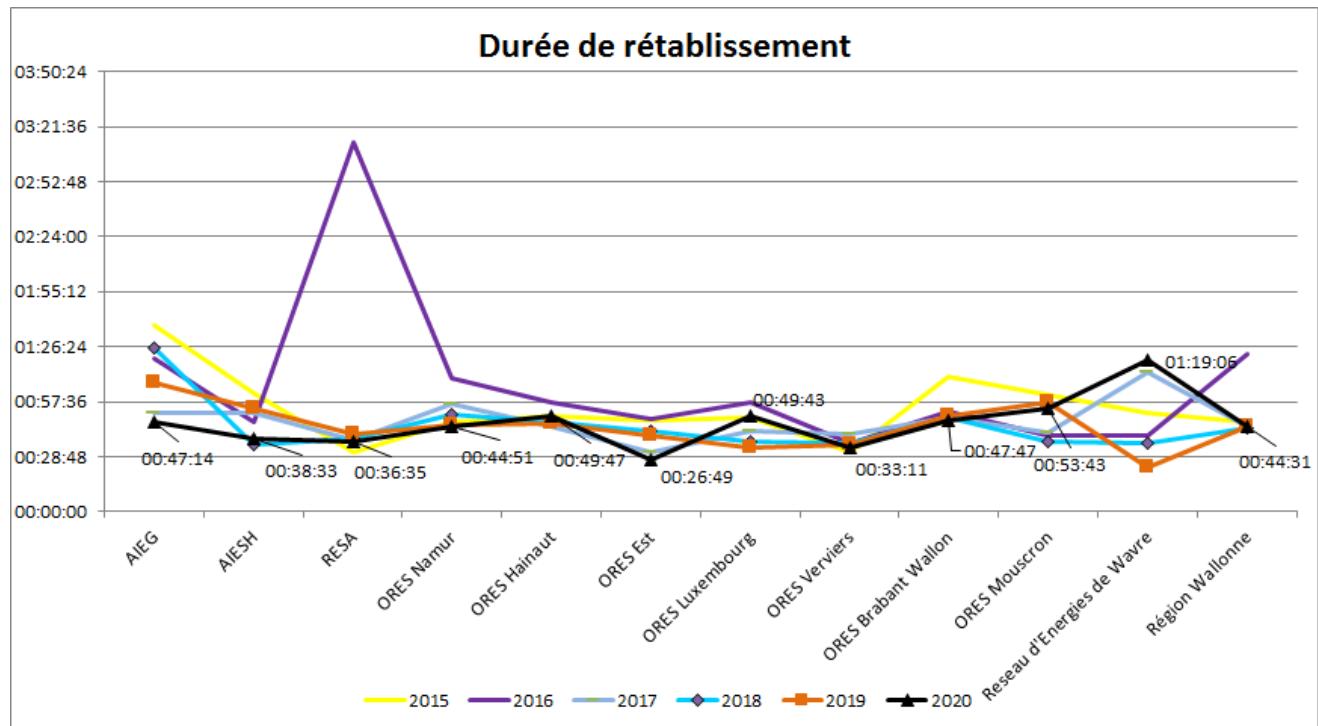
Définition : la durée de rétablissement est le temps moyen de durée des interruptions ; celui-ci est calculé en divisant la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution par le nombre d'interruptions.

Pour l'exercice 2020, la situation enregistrée en termes de durée de rétablissement par GRD est la suivante :



GRAPHIQUE 64 DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR GRD (ANNÉE 2020)

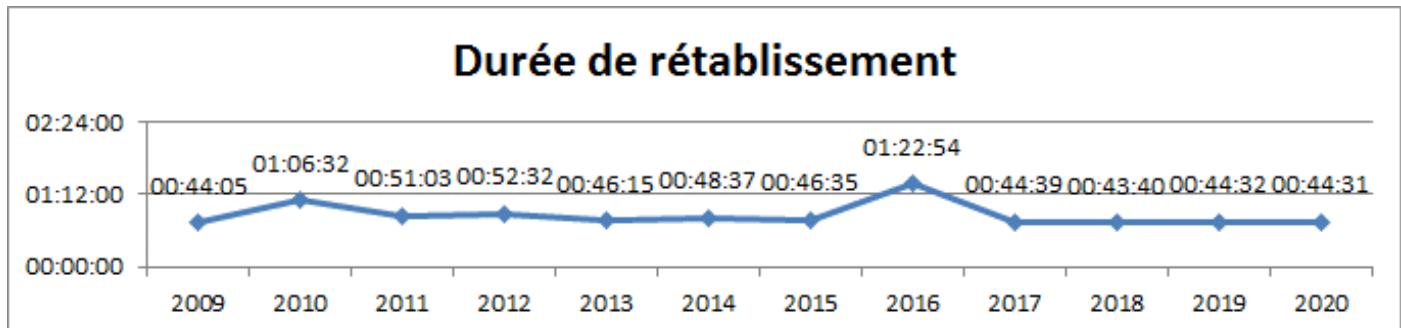
L'historique en la matière peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 65 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR LES DIFFÉRENTS GRD (PÉRIODE 2015 À 2020)

Lorsqu'un URD a connu une interruption d'alimentation en 2020, la durée moyenne de cette interruption a été de 44 minutes et 31 secondes. Cette valeur a légèrement diminué par rapport à 2019.

Mises à part certaines années dites « exceptionnelles », la durée de rétablissement est plutôt stable depuis 2009 avec une tendance à la baisse ces dernières années. L'installation au fil des années d'un nombre croissant d'indicateurs de courant de défaut et de disjoncteurs télécommandés peut notamment expliquer cette tendance.



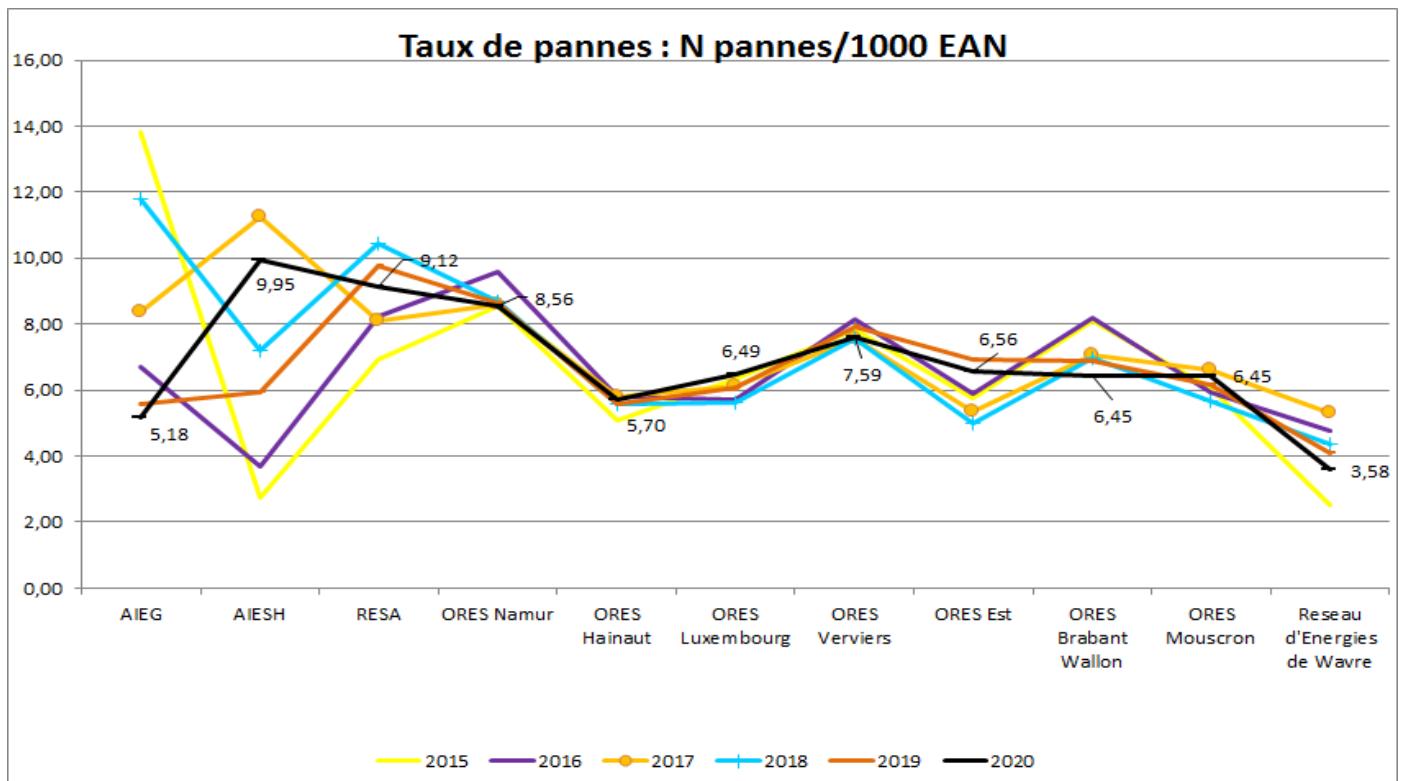
GRAPHIQUE 66 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2020)

4.2.5. Les indices de pannes

4.2.5.1. Le taux de pannes par 1 000 EAN

Depuis 2011, la CWaPE monitore également le taux de pannes enregistrées par 1 000 URD.

Le graphique ci-dessous² montre que, par rapport à 2019, cet indice s'est encore amélioré chez la plupart des GRD. On note toutefois une légère dégradation du taux de pannes /1000 EAN pour quelques secteurs d'ORES.



GRAPHIQUE 67 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 1 000 EAN (PÉRIODE 2015 À 2020)

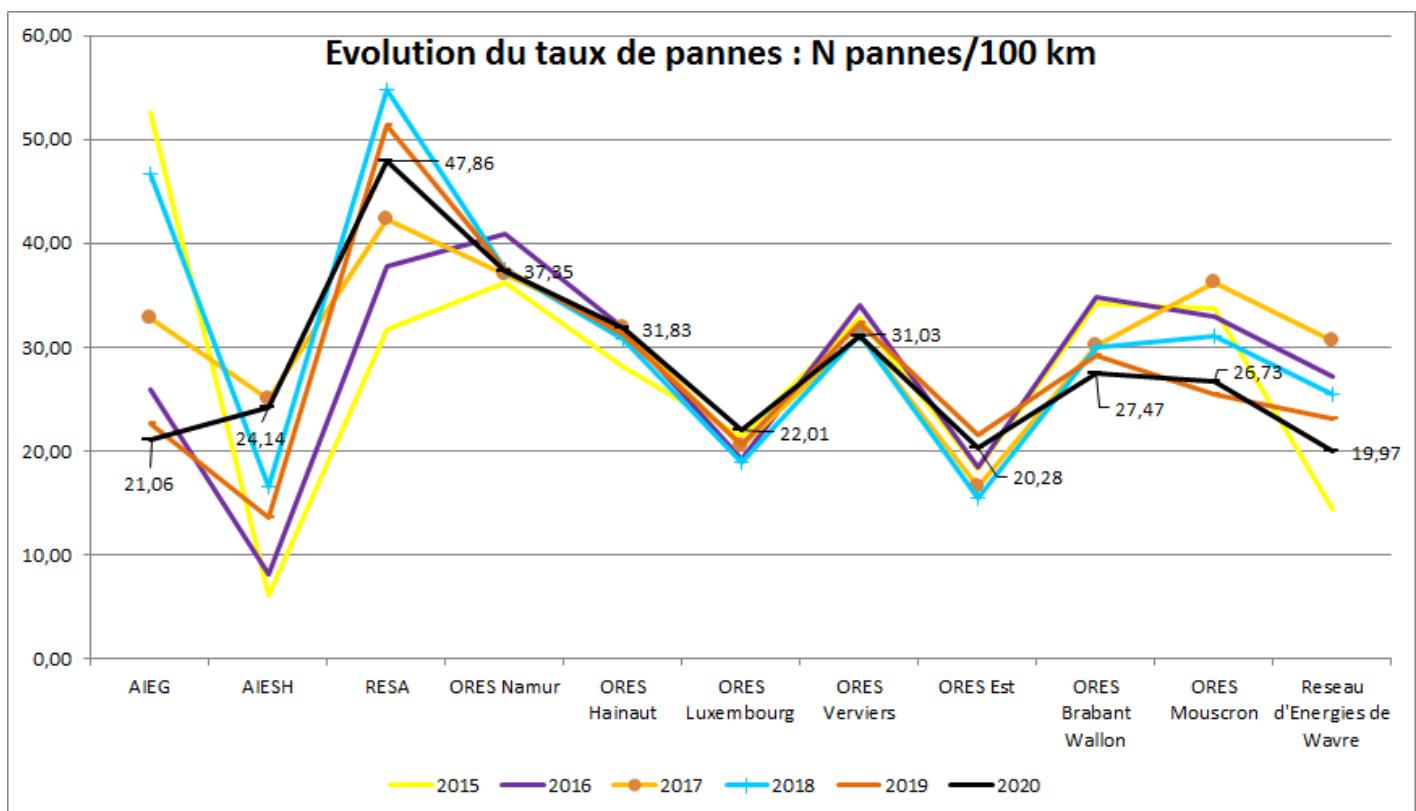
² Les données historiques sont disponibles dans le rapport précédent

Il convient d'emblée de préciser que les pointes historiques enregistrées sur l'AIEG trouvent leur origine dans un rapportage de toutes les pannes enregistrées, alors que pour les autres GRD seules les pannes occasionnant des coupures de l'alimentation d'URD ont été prises en compte.

L'augmentation du taux de pannes sur l'AIESH en 2020 est due notamment à des isolateurs cassés ainsi qu'à un manque d'élagage sur des communes du GRD.

4.2.5.2. Le taux de pannes par 100 km de réseau

La CWaPE monitore également, depuis la même époque, le taux de pannes enregistrées par 100 km de réseau. Malgré une dégradation du taux par rapport à 2019, sur l'AIESH, l'évolution globale de cet indice reflète les efforts consentis par les GRD pour fiabiliser leurs réseaux :



GRAPHIQUE 68 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 100 KM DE RÉSEAU (PÉRIODE 2015 À 2020)

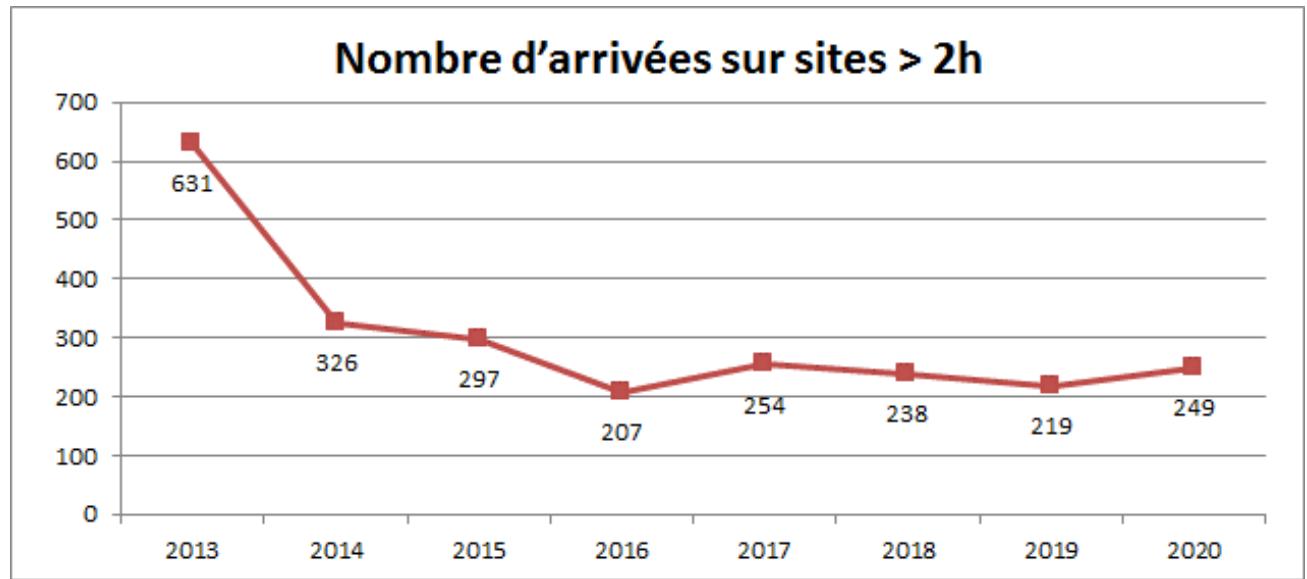
Le taux de pannes sur RESA est particulièrement élevé en 2018 et 2019. Si l'on compare par rapport aux années antérieures, cette augmentation significative du nombre de pannes par 100 km, est notamment liée aux conditions climatiques exceptionnelles de janvier 2018 et de mars 2019 (voir plus haut).

Comme énoncé au point précédent, l'augmentation du taux de pannes sur l'AIESH en 2020 est due notamment à des isolateurs cassés ainsi qu'à un manque d'élagage sur des communes du GRD.

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

L'article 4, §4, 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 2019, le nombre d'arrivées sur site de plus de deux heures a légèrement augmenté.



GRAPHIQUE 69 ÉVOLUTION DU NOMBRES D'ARRIVÉES SUR SITE DE PLUS DE 2 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2020)

NB : Pour rappel, ces chiffres n'incluent pas les données de l'AIESH (excepté en 2017), l'AIEG, RESA et REW qui ne monitorent actuellement pas cet indice.

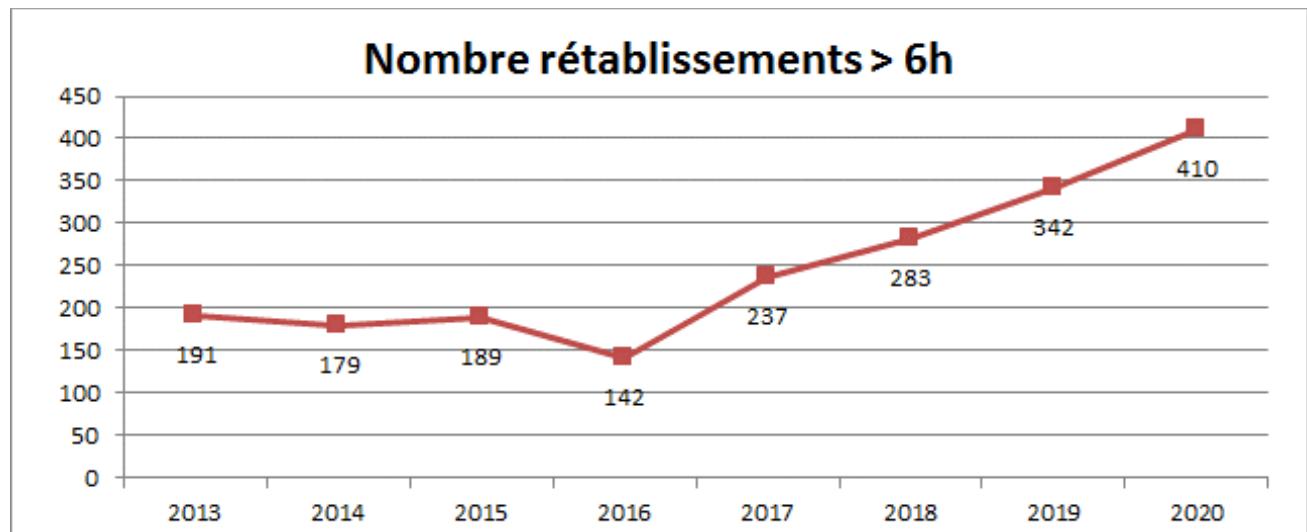
Dans le rapport qualité 2017, l'AIESH a renseigné une valeur (57 cas). Il s'agissait d'une estimation déterminée notamment sur base du nombre des défauts rencontrés lors de la tempête EGON.

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

En corolaire avec le paragraphe précédent, précisons également que l'article 4, §4, 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. Il en sera de même pour toute coupure planifiée du réseau de distribution dont la durée cumulée prévue dépasserait quatre heures dans une semaine* ».

La CWaPE constate que, par rapport à 2019, le nombre de rétablissements > 6h a augmenté, et ce, principalement sur RESA. Comme l'année passée, cette augmentation est notamment due :

- à l'ampleur de plusieurs pannes et/ou la difficulté de les résoudre (nécessité de camions élévatrices, d'entrepreneurs, d'équipes en renfort...) ;
- à la charge importante de travail des équipes à un instant donné. Ce fut notamment le cas lors des tempêtes survenues en 2020, où les équipes ne pouvaient intervenir sur toutes les pannes simultanément.

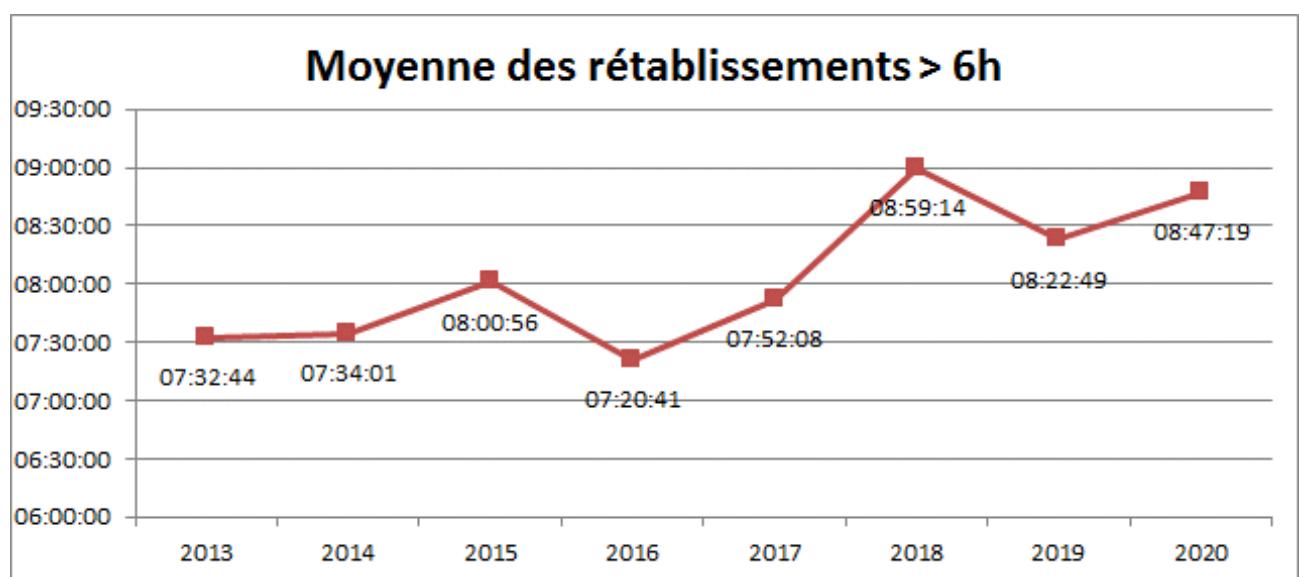


GRAPHIQUE 70 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RÉTABLISSEMENTS DE L'ALIMENTATION EN PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2020)

Précisons que :

- ces chiffres n'incluent pas les données de l'AIESH (excepté en 2017) et de l'AIEG qui ne surveillent actuellement pas non plus cet indice ;

En durée cependant, la moyenne (non pondérée) des rétablissements d'interruptions de plus de 6h a augmenté par rapport à 2019,



GRAPHIQUE 71 ÉVOLUTION DE LA DURÉE MOYENNE DES RÉTABLISSEMENTS DE L'ALIMENTATION DE PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2020)

4.3. 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](https://www.cwape.be/docs/?doc=133)

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

Documents confidentiels uniquement disponibles sous forme électronique.