

*Date du document : 24/10/2019*

## **AVIS**

CD-19j24-CWaPE-1852

### **PLANS D'ADAPTATION PORTANT SUR LA PÉRIODE 2020-2023 ET INDICATEURS DE QUALITÉ 2018 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> .....	11
1.5.	<i>Rappel des critères d'examen</i> .....	13
2.	APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWaPE .....	15
2.1.	<i>Vue générale sur les réalisations de l'année 2018</i> .....	15
2.2.	<i>Composition des réseaux à la fin décembre 2018</i> .....	31
2.2.1.	Situation globale .....	31
2.2.2.	Longueurs réseaux .....	32
2.2.3.	Nombre de codes EAN .....	34
2.2.4.	Les énergies prélevées .....	35
2.2.5.	La production décentralisée .....	36
2.2.6.	Les unités de petite puissance .....	37
2.2.7.	Les autres unités de production .....	38
2.2.8.	La transformation MT/BT .....	39
2.2.9.	La flexibilité .....	40
2.2.10.	Une gestion encore plus dynamique des réseaux .....	41
2.3.	<i>Les investissements programmés</i> .....	47
2.3.1.	Synthèse des projets et postes budgétaires .....	47
2.3.2.	Les projets et leurs motivations .....	49
2.3.3.	Les postes budgétaires .....	56
2.4.	<i>Observations de la CWaPE</i> .....	59
2.4.1.	Éléments contextuels impactant significativement les plans .....	59
2.4.2.	Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans .....	60
2.4.3.	Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités .....	60
3.	AVIS DE LA CWaPE .....	61
4.	ANNEXES .....	63
4.1.	<i>ANNEXE I : Note d'examen des plans</i> .....	63
4.1.1.	Examen des projets rentrés .....	63
4.1.2.	Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans .....	63
4.1.3.	Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD .....	65
4.1.4.	Respect des plans introduits antérieurement .....	67
4.1.5.	Les projets de travaux programmés .....	68
4.1.6.	Les besoins en capacité .....	71
4.1.7.	La fiabilité des réseaux .....	76
4.1.8.	La qualité de l'alimentation .....	77
4.1.9.	Assainissement et sécurité .....	78
4.1.10.	Les lotissements et zones d'activité économique .....	80
4.1.11.	Les compteurs non conventionnels .....	81
4.1.12.	Les services de flexibilité .....	83
4.1.13.	La transformation et autres installations MT .....	83
4.1.14.	Les postes budgétaires .....	85
4.2.	<i>ANNEXE II : Les indices qualité</i> .....	100
4.2.1.	Données générales .....	100
4.2.2.	L'indisponibilité .....	102
4.2.3.	La fréquence des interruptions .....	109
4.2.4.	La durée de rétablissement .....	111
4.2.5.	Les indices de pannes .....	113
4.3.	<i>ANNEXE III: les lignes directrices applicables</i> .....	118
4.4.	<i>ANNEXE IV (non publiée) : version définitive des différents plans d'adaptation des GRD</i> .....	119

## Index graphiques

Graphique 1	Situation à la clôture 2018 en termes de projets	30
Graphique 2	Évolution des longueurs (aérien vs souterrain) des réseaux de distribution d'électricité	32
Graphique 3	Évolution des longueurs (MT vs BT) des réseaux de distribution d'électricité	33
Graphique 4	Répartition des éléments constitutifs des réseaux de distribution d'électricité	33
Graphique 5	Évolution du nombre d'EAN	34
Graphique 6	Répartition selon les GRD du nombre de mètres de réseau par URD	34
Graphique 7	Évolution et répartition des énergies prélevées par les URD résidentiels / professionnels	35
Graphique 8	Évolution du nombre de raccordements d'UPD de max 10 kVA	37
Graphique 9	Répartition de la puissance totale cumulée des UPD	38
Graphique 10	Répartition par GRD de la puissance totale cumulée des UPD	38
Graphique 11	Évolution du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	39
Graphique 12	Évolution en % du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	39
Graphique 13	Scénarii retenus par les GRD pour le placement des différents types de compteurs BT	42
Graphique 14	Évolution des budgets en termes de contrôle transmission	44
Graphique 15	Évolution Montants bruts pour placement gaines FO	44
Graphique 16	Montants bruts 2018 pour placement gaines FO	45
Graphique 17	Montants bruts 2018 pour placement FO	45
Graphique 18	Évolution montants bruts pour le soufflage des FO	46
Graphique 19	Répartition par code de motivation du nombre de projets attendus	49
Graphique 20	Répartition par code de motivation du montant total brut des projets attendus	51
Graphique 21	Répartition du montant total des projets en fonction des principales motivations	53
Graphique 22	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement	54
Graphique 23	Évolution par GRD du montant total annuel brut des projets d'investissement	54
Graphique 24	Évolution par code de motivation du montant total annuel brut des projets d'investissement	55
Graphique 25	Évolution par code de motivation du montant total annuel brut des projets d'investissement	55
Graphique 26	Évolution du montant total annuel brut des postes budgétaires	56
Graphique 27	Évolution par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux annuels bruts	57
Graphique 28	Répartition par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux bruts	58
Graphique 29	Évolution et répartition du nombre total de projets nominatifs / non nominatifs	63
Graphique 30	Répartition du montant total des projets nominatifs / non nominatifs	64
Graphique 31	Évolution par GRD des longueurs de réseaux	65
Graphique 32	Répartition par GRD des longueurs MT/BT et aériennes/souterraines de réseaux	66
Graphique 33	Répartition en % par GRD des longueurs MT/BT et aériennes/souterraines de réseaux (situation fin 2018)	66
Graphique 34	Répartition des raccordements par GRD (situation fin 2018)	67
Graphique 35	Répartition par code de motivation et par GRD du nombre total de projets	68
Graphique 36	Répartition en %, par GRD et par code de motivation des montants totaux bruts	69
Graphique 37	Répartition en %, par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés (items globaux) (période 2020 à 2023)	70
Graphique 38	Répartition par GRD et par % de charge du nombre de feeders	72
Graphique 39	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2019 - 2023)	74
Graphique 40	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2019 - 2023)	75
Graphique 41	Répartition par GRD et par % de charge des montants dédiés aux nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants (période 2019 à 2023)	80
Graphique 42	Répartition des compteurs BT 'non conventionnels' placés au 31/12/2018	82
Graphique 43	Moyenne : kVA/point de prélèvement BT (fin 2018)	84

Graphique 44	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires	85
Graphique 45	Répartition GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires par code EAN	86
Graphique 46	Répartition par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires (période 2020 à 2023)	87
Graphique 47	Évolution de l'indice d'indisponibilité totale des différents GRD	104
Graphique 48	Répartition en valeurs absolues du temps moyen annuel d'interruption	105
Graphique 49	Répartition en valeurs relatives du temps moyen annuel d'interruption	105
Graphique 50	Évolution de l'indice d'indisponibilité totale calculé au niveau de la Région wallonne	106
Graphique 51	Participation de l'indisponibilité propre des GRD dans les incidents	107
Graphique 52	Participation des catégories intervenant dans l'indisponibilité propre	107
Graphique 53	Fréquence par GRD	109
Graphique 54	Fréquence par GRD traduite en probabilité d'occurrence	109
Graphique 55	Évolution par GRD de la fréquence	110
Graphique 56	Évolution par GRD de la fréquence traduite en probabilité d'occurrence	110
Graphique 57	Évolution de la fréquence calculée au niveau de la Région wallonne	111
Graphique 58	Durée de rétablissement par GRD	111
Graphique 59	Évolution de la durée de rétablissement par les différents GRD	112
Graphique 60	Évolution de la durée de rétablissement calculée au niveau de la Région wallonne	112
Graphique 61	Évolution du taux de pannes par 1 000 EAN	113
Graphique 62	Évolution du taux de pannes par 100 km de réseau	114
Graphique 63	Évolution du nombre d'arrivées sur site de plus de 2 heures	115
Graphique 64	Évolution du nombre de rétablissements de l'alimentation en plus de 6 heures	116
Graphique 65	Évolution de la durée moyenne des rétablissements de l'alimentation de plus de 6 heures	117

## Index tableaux

Tableau 1	Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE	11
Tableau 2	Réalisations 2018 : quantités et montant total brut	16
Tableau 3	PB 2018 : comparaison en cours plan 2019-2023 et clôture plan 2020-2023	17
Tableau 4	Suivi des projets initialement programmés en 2018	30
Tableau 5	Situation des réseaux de distribution en Wallonie	31
Tableau 6	Situation raccordement d'unités de production décentralisée	36
Tableau 7	Situation effective des raccordements avec accès flexibles	40
Tableau 8	Situation gestion dynamique des réseaux	43
Tableau 9	Évolution montants bruts pour autres équipements smart (2018 à 2023)	46
Tableau 10	Évolution programmation des projets (période 2017 à 2023)	48
Tableau 11	Évolution des postes budgétaires (période 2017 à 2023)	48
Tableau 12	Situation nombre de projets programmés	50
Tableau 13	Répartition par code de motivation du montant total brut (nominatif/ non nominatif)	51
Tableau 14	Évolution montants annuels projets par code motivation	52
Tableau 15	Évolution par poste budgétaire (items principaux) du montant annuel brut	56
Tableau 16	Évolution des longueurs de réseaux distribution	65
Tableau 17	Situation globale nombre et type de raccordements	67
Tableau 18	Répartition par GRD et par motivation du nombre de projets pressentis	68
Tableau 19	Répartition par GRD et par motivation des montants totaux bruts	69
Tableau 20	Répartition par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés	70
Tableau 21	Charge des feeders principaux : mesures max 2017 et extrapolations 2023	72
Tableau 22	Répartition du % de charge max des feeders principaux à l'horizon 2023	72
Tableau 23	Évolution du nombre de projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	73
Tableau 24	Évolution des montants totaux bruts des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia (période 2019 à 2023)	73
Tableau 25	Liste des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia	74



Tableau 26	Évolution par GRD du nombre de projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2019 à 2023)	76
Tableau 27	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2019 à 2023)	76
Tableau 28	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets visant à solutionner des problèmes de tension (période 2019 à 2023)	77
Tableau 29	Situation par GRD des réseaux aériens en cuivre nu	78
Tableau 30	Situation par GRD rel. études de risques et mise en conformité AR 2012 cabines distr. (FIN 2018)	79
Tableau 31	Évolution par GRD des montants annuels bruts pressentis pour l'amélioration de la sécurité y compris des cabines (période 2019 à 2023)	79
Tableau 32	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets (nominatifs et non nominatifs) visant le raccordement de zonings industriels ou lotissements résidentiels importants (période 2019 à 2023)	80
Tableau 33	Les compteurs BT non conventionnels installés (situation au 31/12/2018)	81
Tableau 34	Les services de flexibilité sur les réseaux de distribution (situation au 31/12/2018)	83
Tableau 35	La transformation et autres installations MT (situation au 31/12/2018)	83
Tableau 36	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires	85
Tableau 37	Principaux indices qualité : comparaison des valeurs citées dans les rapports des GRD et celles recalculées par la CWaPE (fin 2018)	101
Tableau 38	Classification interruptions non planifiées - calcul des indisponibilités totales ou propres	103

# 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 scénarii 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 ».*

Le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (en abrégé « RTD ») en vigueur au moment de la rédaction de cet avis correspond aux prescriptions de l'AGW du 3 mars 2011 (MB, 11.5.2011).

### 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 RTD, 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<sup>er</sup> 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°.

#### **Remarque**

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

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

### 1.2.1. Les plans d'adaptation

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

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

Les plans couvrent une période maximale de 5 ans correspondant au minimum à la période tarifaire en cours. Les plans introduits par les GRD ne doivent donc couvrir formellement que la période tarifaire 2020 à 2023, soit 4 années. Afin de respecter la dynamique mise en place les années précédentes, la possibilité était offerte aux GRD de compléter sur base volontaire les prévisions de l'année 2024. Seul le REW a opté pour cette option, raison pour laquelle les prévisions de l'année 2024 ne seront pas détaillées dans la présente.

Deux éléments complémentaires sont également à souligner :

- Gaselwest cessant ses activités dans les communes wallonnes en 2019, seul le bilan réalisé pour l'année 2018 a été exigé ;
- la reprise effective de la gestion des anciens réseaux de PBE (Infrax) par ORES Brabant wallon (arrêté du Gouvernement wallon du 14 décembre 2017) explique l'absence de mentions explicites relatives à ces derniers. La CWaPE s'est toutefois assurée de l'intégration de l'ensemble des données dans le plan d'adaptation d'ORES, afin de préserver la continuité.

Plusieurs simplifications administratives ont été apportées dans cette version des plans :

Comme par le passé, la CWaPE tire parti du retour des expériences enregistrées et tente autant que possible de simplifier le travail administratif exigé de la part des GRD. Ainsi, la CWaPE a communiqué aux GRD le 24 janvier 2019 des lignes directrices actualisées pour l'établissement des plans (voir annexe III) dans lesquelles les simplifications suivantes ont été apportées :

- comme mentionné ci-dessus, la faculté était laissée aux GRD de ne pas compléter les informations relatives à 2024 ;
- les montants liés aux interventions de tiers et autres subsides ne doivent plus faire l'objet d'un rapportage. Par conséquent, les calculs des montants nets (et prix unitaires nets associés) ont également été abandonnés ;
- certaines données relatives aux inventaires n'ont plus été exigées dès lors qu'elles étaient déjà transmises à la CWaPE dans le cadre des contrôles tarifaires ;
- le format de certains tableaux de données a été revu de manière à permettre une harmonisation entre les différents GRD.

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 mai<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> 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

- 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<sup>er</sup> juillet.
- d) Le GRD ajuste éventuellement son plan d'adaptation et remet, avant le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 RTD. 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.

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.

Comme pour les plans d'adaptation, le planning de travail est resté identique 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) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan d'adaptation et son rapport qualité durant le mois de mai.
- c) La CWaPE procède ensuite à l'examen des documents et peut demander au gestionnaire du réseau de distribution de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet.
- d) Le GRD ajuste éventuellement son rapport qualité et remet, avant le 1<sup>er</sup> 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. Plusieurs réunions de travail ont ensuite été tenues. Au cours de celles-ci, la CWaPE a rencontré tous les GRD en vue de commenter les projets de plans, à l'exception de Gaselwest pour lequel des échanges écrits

---

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 2019.

ont eu lieu, compte tenu des circonstances un peu particulières liées à la reprise des réseaux par ORES. La CWaPE a, au préalable, 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. 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.

Précisons à ce sujet que Gaselwest n'a pas encore donné de suite aux remarques formulées par la CWaPE suite à l'analyse la version provisoire du rapport qualité. Les commentaires et autres conclusions de la présente décision se baseront donc sur la version en notre possession (mai 2019).

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

GRD	Date de réception du projet	Date de transmission des remarques sur projet	Date de réunion de présentation	Date de réception de la version finale
AIEG	3-06-2019	11-06-2019	18-06-2019	14-08-2019
AIESH	17-05-2019	27-05-2019	5-06-2019	2-09-2019
GASELWEST	27-05-2019	27-06-2019	-	26-08-2019
ORES Brabant Wallon	30-04-2019	21-05-2019	3-06-2019	2-09-2019
ORES Est		21-05-2019	29-05-2019	
ORES Hainaut		21-05-2019	13-06-2019	
ORES Luxembourg		21-05-2019	6-06-2019	
ORES Mouscron		21-05-2019	13-06-2019	
ORES Namur		21-05-2019	12-06-2019	
ORES Verviers		21-05-2019	29-05-2019	
Réseau d'Energies de Wavre	4-07-2019	9-07-2019	10-07-2019	2-09-2019
RESA	17-05-2019	3-06-2019	17-06-2019	17-09-2019

TABLEAU 1 DÉROULEMENT DE LA CONCERTATION ENTRE LES GRD ET LA CWaPE

## 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 2018

#### 1.2 PYRAMIDE DES ÂGES DES ÉLÉMENTS MT

### 2 BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (2018)

### 3 ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2019)

### 4 PLAN D'ADAPTATION (POUR LES ANNÉES 2020 à 2023)

#### 4.1 LES BESOINS EN CAPACITÉ

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

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

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

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

##### 4.1.2 Les nouveaux producteurs et consommateurs

##### 4.1.2.1 Les nouveaux producteurs prioritaires

##### 4.1.2.2 Les nouveaux gros clients industriels

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

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

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

##### 4.1.3 Les problèmes de congestion

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



- 4.1.5 *Adaptations suite aux coupures non planifiées*
  - 4.1.5.1 *Les coupures en BT*
  - 4.1.5.2 *Les coupures en MT*
- 4.1.6 *Qualité de l'onde de tension*
- 4.2 *AUTRES ASPECTS À PRENDRE EN COMPTE*
  - 4.2.1 *Remplacements pour cause de vétusté*
  - 4.2.2 *Interventions pour raison de sécurité*
    - 4.2.2.1 *Sécurité générale*
    - 4.2.2.2 *Distances de sécurité*
    - 4.2.2.3 *Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)*
  - 4.2.3 *Environnement*
    - 4.2.3.1 *Politique générale*
    - 4.2.3.2 *Actions spécifiques*
  - 4.2.4 *Harmonisation des plans de tension*
  - 4.2.5 *Parallèle avec les investissements Elia*
  - 4.2.6 *Amélioration de l'efficacité*
    - 4.2.6.1 *Efficacité du réseau*
    - 4.2.6.2 *Efficacité énergétique*
    - 4.2.6.3 *Réduction des pertes techniques*
    - 4.2.6.4 *Réduction des pertes administratives*
  - 4.2.7 *Remplacement des compteurs*
    - 4.2.7.1 *Compteurs à budgets*
    - 4.2.7.2 *Compteurs « intelligents »*
  - 4.2.8 *Evolution vers les réseaux « intelligents »*
  - 4.2.9 *Activation de la flexibilité*
  - 4.2.10 *Electro-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.

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 2018 :

### **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 FINAUX**

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

## **1.5. Rappel des critères d'examen**

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

- la concordance entre les postes budgétaires annuels et les travaux programmés, tant en termes financiers que, dans la mesure du possible, quantitatifs ;
- l'adéquation entre les capacités des réseaux et les niveaux mesurés ou escomptés de flux prélevés et injectés (notamment en vue de son développement afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des réseaux), en ce compris l'analyse éventuelle des points de congestion ;
- le suivi de travaux arrêtés 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.

À cet égard, rappelons que la réalisation et les échéances des travaux programmés au cours des deux années à venir (année N en cours et année N+1) présentent un haut degré de certitude. En revanche, les travaux dont l'exécution est prévue au-delà de cette échéance reflètent des décisions prises pour des projets à plus long terme. Ils représentent donc des investissements souvent conditionnels et évoquent des projets de renforcement qui, pour certains, doivent encore soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au regard de l'évolution des flux estimés. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus actuellement ayant servi de base aux hypothèses formulées.

A contrario, les projets plus conséquents, 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, ...

Sont également exclus tous les investissements liés à des activités non régulées. De telles activités sont examinées par ailleurs, notamment au regard du contrôle du respect des dispositions introduites par le décret du 11 mai 2018, dit décret « gouvernance des GRD ».

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

La CWaPE a analysé les plans d'investissement couvrant la période 2020 à 2023 (voire 2024 en fonction de la disponibilité des données) en intégrant dans son examen les résultats de l'année 2018 et la mise à jour du plan 2019-2023 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 rappelle 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 bien intégré les remarques de la CWaPE.

### 2.1. Vue générale sur les réalisations de l'année 2018

Le tableau ci-dessous résume les quantités et montants totaux bruts associés aux réalisations effectives de 2018, le tri étant basé sur les principaux postes budgétaires :

Postes budgétaires	Quantités totales (adaptation et extension)	Montant total brut (adaptation et extension – en €)
<b>Câbles (en km)</b>	733,2	€ 107.659.446
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	437,6	€ 75.556.872
Réseau BT	295,7	€ 32.102.574
<b>Lignes (en km)</b>	160,9	€ 16.201.531
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0,0	€ 0
Réseau MT	4,0	€ 5.077.077
Réseau BT	156,9	€ 11.124.454
<b>Postes</b>	-	€ 7.900.732
Terrains	0	€ 0
Bâtiments	1	€ 2.164.312
Cellules Poste	2	€ 2.893.264
Cellules TCC	0	€ 991.269
Cellules Poste - Télécontrôle	1	€ 1.851.887
Transformateurs HT/MT	0	€ 0
Transformateurs MT/MT	0	€ 0
<b>Cabines</b>	-	€ 37.190.784
Terrains	0	€ 494.347
Bâtiments	551	€ 8.689.186
Cellules MT	2.142	€ 21.306.086
Transformateurs MT/BT	453	€ 6.701.165
Transformateurs MT/MT	0	€ 0
<b>Raccordements clients</b>	15.798	€ 34.117.079
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	€ 0
Niveau Trans MT	31	€ 4.783.471
Niveau MT	24	€ 5.719.289
Niveau Trans BT	1	€ 405.447
Niveau BT	15.742	€ 23.208.871

Postes budgétaires	Quantités totales (adaptation et extension)	Montant total brut (adaptation et extension – en €)
<b>Comptages</b>	49.512	€ 19.401.066
HT / AMR	-	-
HT / Frontière autres GRD	-	-
MT / AMR	1.531	€ 2.713.571
MT / MMR	-	-
MT / Frontière autres GRD	19	€ 81.323
BT / AMR	9	€ 38.099
BT / YMR	37.495	€ 11.207.363
BT / à budget	10.458	€ 5.007.065
BT / intelligents	0	€ 353.645
BT / Frontière autres GRD	-	-
<b>Contrôle/transmission</b>	-	€ 15.937.675
Câble téléphonique (en km)	37,6	€ 2.200.397
Gaine Fibres optiques (en km)	202,5	€ 7.377.572
Fibre optique (en km)	115,9	€ 256.639
Télécontrôle - cabine réseau	6	€ 4.957.346
Télécontrôle - cabine client	3	€ 41.500
RTU et autres équipements télécom	2	€ 951.389
Autres équipements "smart"	25	€ 152.831
<b>Autres items</b>	-	€ 596.682
REW : rollout TCC	2.154	€ 176.682
REW : autre		€ 420.000
<b>Total général</b>		<b>€ 238.913.494</b>

TABLEAU 2 RÉALISATIONS 2018 : QUANTITÉS ET MONTANT TOTAL BRUT

Dans le tableau ci-dessus, la colonne des quantités a été grisée car les données rentrées sont incomplètes, notamment en raison de l'absence de quantités renseignées par plusieurs GRD (dont ORES et RESA) au regard de tout ou partie de certains montants financiers. La CWaPE entend la difficulté avancée par ceux-ci de compléter certaines données. Les raisons invoquées font référence à l'absence « d'un système financier permettant d'assurer un suivi des « en-cours ». En conséquence, des dépenses sont comptabilisées certaines années sans qu'il y ait de modifications d'inventaires (€ dépensés mais pas d'ajout de quantités, les quantités étant comptabilisées l'année suivante) ».

Un autre cas dans lequel des dépenses sont engagées sans mouvement d'inventaire est également cité. « Il s'agit du cas de figure de modification/mise à niveau d'équipement sans remplacement. Il peut arriver qu'une partie d'un équipement soit remplacée (avec des dépenses plus ou moins conséquentes liées à ce remplacement, d'où la prise en compte comme investissement) sans que cela ne nécessite la prise en compte d'une unité supplémentaire ou en remplacement en terme d'inventaire ».

La CWaPE rappelle qu'elle ne souscrit pas à l'argumentaire avancé. Elle est d'avis qu'au regard d'un montant d'investissement, des quantités doivent pouvoir être identifiées même en l'absence de modification d'inventaire. Ce souhait est d'autant plus marqué qu'au regard de la période du plan, l'absence de données n'est constatée que pour l'exercice écoulé (2018 en l'occurrence) et ne prévaut ni pour les années à venir, ni pour le gaz. Ce point fera l'objet de discussions séparées.

La comparaison entre la situation « en cours » dressée dans le plan précédent 2019-2023 et la clôture de l'année 2018 décrite dans le plan 2020-2023 se résume comme suit :

GRD (postes budgétaires)	Prévisions 2018 (plan 2019-2023)	Réalisations 2018 (plan 2020-2023)	Delta en euros	Delta en %
ORES (Total)	€ 169.824.212	€ 192.805.872	€ 22.981.660	14%
ORES Hainaut	€ 54.657.249	€ 63.393.910	€ 8.736.661	16%
ORES Brabant wallon	€ 23.456.088	€ 25.587.136	€ 2.131.049	9%
ORES Namur	€ 35.413.338	€ 38.678.900	€ 3.265.562	9%
ORES Mouscron	€ 5.249.063	€ 7.630.466	€ 2.381.404	45%
ORES Verviers	€ 13.138.191	€ 16.524.423	€ 3.386.233	26%
ORES Est	€ 11.392.737	€ 13.229.928	€ 1.837.191	16%
ORES Luxembourg	€ 26.517.547	€ 27.761.108	€ 1.243.561	5%
RESA	€ 35.095.230	€ 32.150.684	-€ 2.944.545	-8%
AIEG	€ 5.707.000	€ 2.413.695	-€ 3.293.305	-58%
AIESH	€ 4.849.771	€ 5.448.076	€ 598.305	12%
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	€ 3.792.523	€ 4.182.864	€ 390.341	10%
GASELWEST	€ 2.850.507	€ 1.912.302	-€ 938.205	-33%
Total Wallonie	€ 222.119.243	€ 238.913.494	€ 16.794.251	8%

TABLEAU 3 PB 2018 : COMPARAISON EN COURS PLAN 2019-2023 ET CLÔTURE PLAN 2020-2023

La CWaPE rappelle qu'elle a exigé et obtenu de tous les 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.

Les différences significatives ont été passées en revue et commentées lors des réunions de travail.

Il convient d'insister sur le fait que les budgets cités correspondent à des montants bruts. Même en cas de dépassement de ces derniers, ils sont 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, notamment pour les raccordements trans-MT.

**La comparaison des montants globaux bruts initialement prévus dans le plan précédent (2019-2023) et ceux renseignés comme effectivement réalisés au cours de l'année 2018 dans le nouveau plan 2020-2023 montre :**

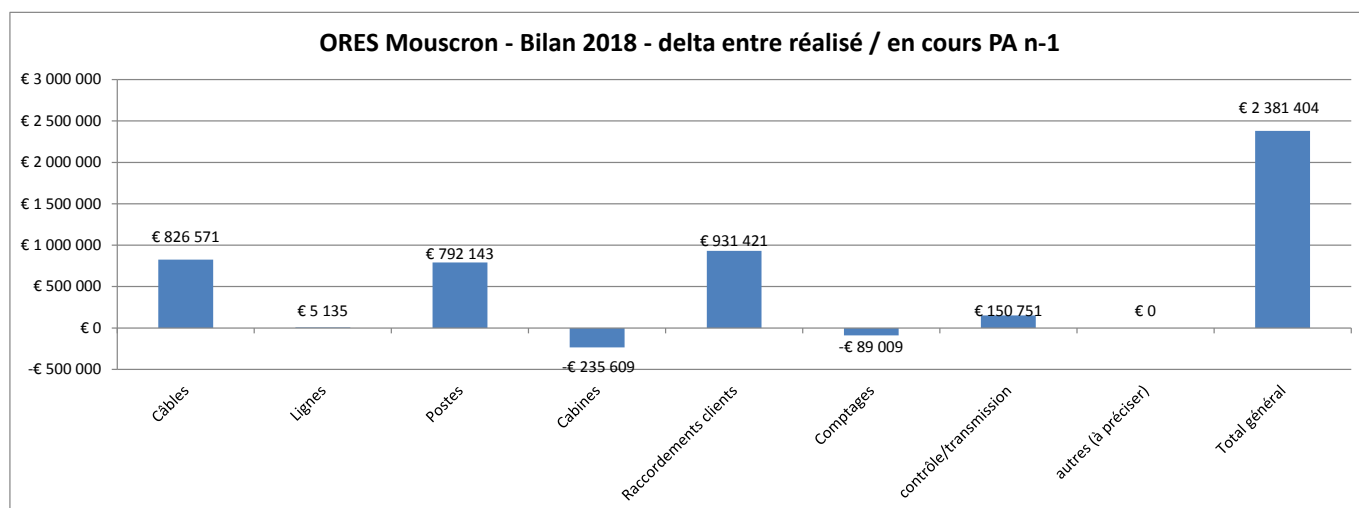
✓ **Un accroissement global** des réalisations pour les GRD/secteurs repris ci-dessous :

**ORES Mouscron (+ 45 %)**

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Mouscron	€ 5.249.063	€ 7.630.466	€ 2.381.404	45%

ORES Mouscron	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 6.854.688	€ 5.249.063	€ 5.314.832	€ 5.771.423	€ 6.140.273	€ 6.381.431	€ 6.224.756
Plan 2020_2024	-	€ 7.630.466	€ 8.414.324	€ 8.952.174	€ 9.263.419	€ 9.506.971	€ 9.352.758

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment en raison des travaux suivants :

- pose de câbles MT en vue de raccorder le PODI « Barberie » : travaux phasés avec la construction de la nouvelle voirie du SPW ;
- aménagement nouveau PODI de LUINGNE (travaux s'étalant sur plusieurs années) ;
- remplacement de câbles suite à des travaux de voirie à la Grand-Place de Mouscron ;
- raccordement du parc éolien d'EDF Luminus à Saint-Léger ;
- raccordement du parc éolien d'Off Wind à Hérinnes.

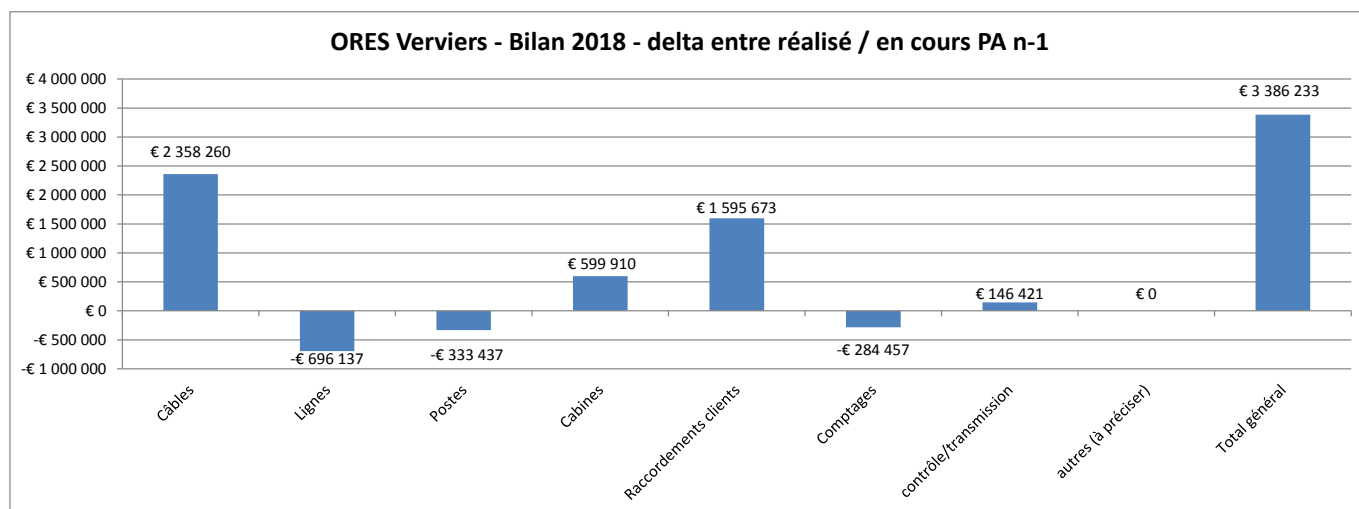


## ORES Verviers (+ 26 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Verviers	€ 13.138.191	€ 16.524.423	€ 3.386.233	26%

ORES Verviers	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 14.015.259	€ 13.138.191	€ 13.267.219	€ 13.822.541	€ 14.616.724	€ 15.132.488	€ 14.764.942
Plan 2020_2024	-	€ 16.524.423	€ 13.267.219	€ 13.793.317	€ 14.583.726	€ 15.093.402	€ 14.721.459

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment en raison des travaux suivants :

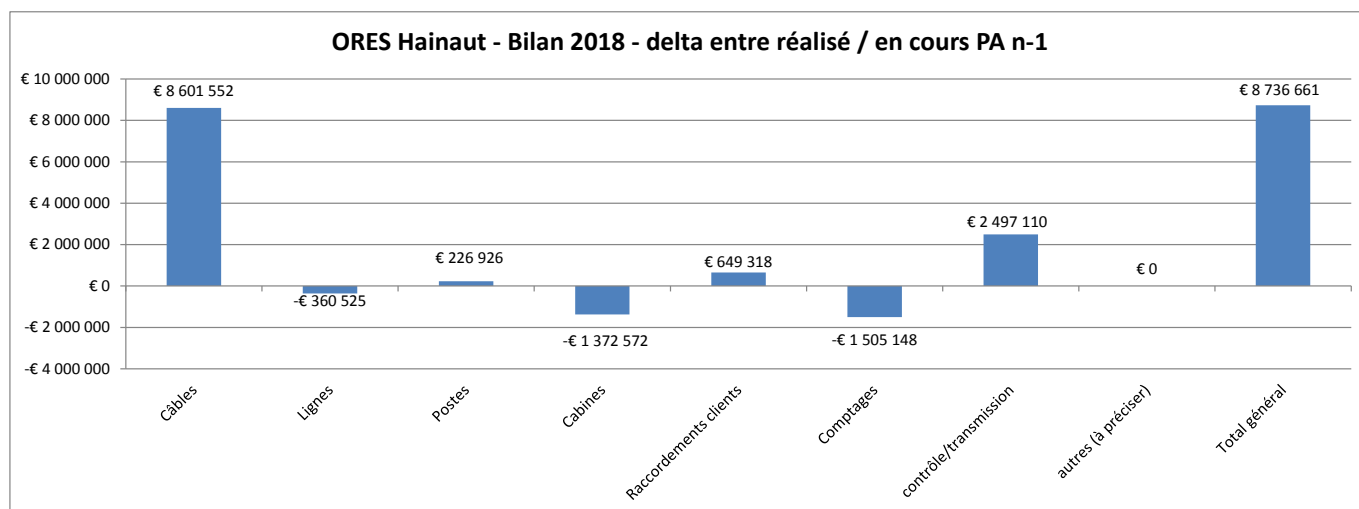
- raccordement d'un parc éolien à Lierneux ;
- poursuite de l'enfouissement de lignes aériennes MT ;
- remplacement de câbles souterrains vétustes, parfois en milieu urbain et en anticipation de travaux de voiries.

## ORES Hainaut (+ 16 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Hainaut	€ 54.657.249	€ 63.393.910	€ 8.736.661	16%

ORES Hainaut	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 57.636.162	€ 54.657.249	€ 55.912.430	€ 63.009.358	€ 68.837.980	€ 72.678.789	€ 70.295.138
Plan 2020_2024	-	€ 63.393.910	€ 55.912.430	€ 62.659.266	€ 68.463.929	€ 72.271.522	€ 69.859.060

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment en raison de la réalisation de nombreux travaux impactant à la hausse la pose de câbles et également le poste « contrôle transmission ». Citons entre autres :

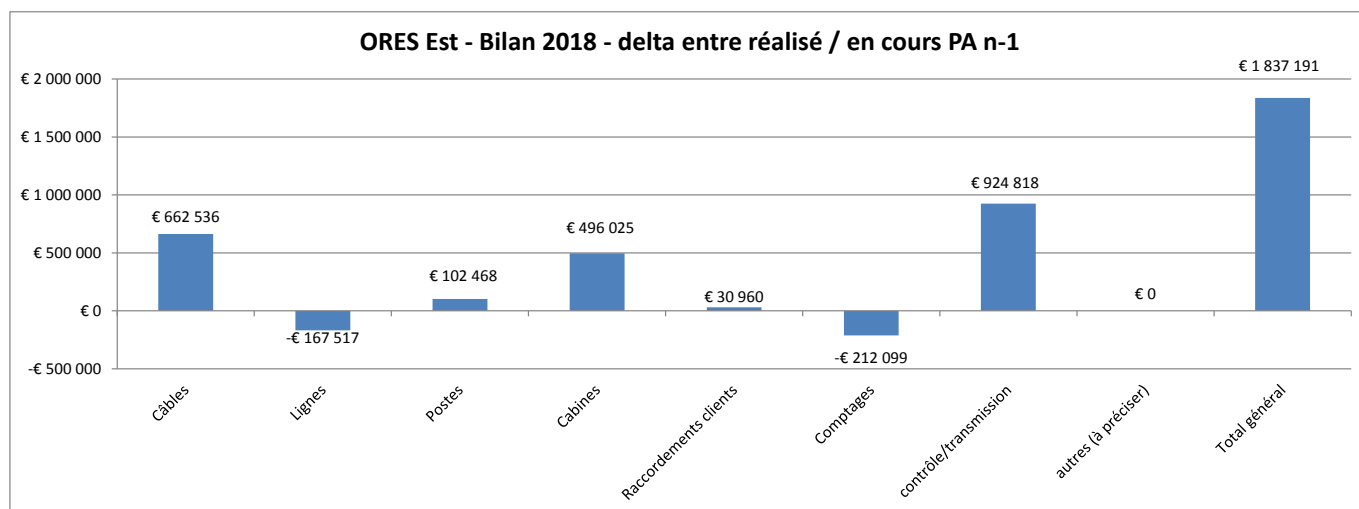
- remplacements de câbles suite à des travaux de voiries initiés par les communes ;
- enfouissement de lignes à haute tension suite à des défauts ;
- remplacements de câbles suite aux travaux d'élargissement de l'Escaut à Tournai ;
- harmonisation des plans de tensions : passage 6 kV à 15kV à Tournai, Templeuve, Rumillies et Vaulx ;
- finalisation de la suppression du poste Elia de La Louvière qui a entraîné de nombreux travaux (PODE Houdeng, poses de câbles associées, ...) ;
- renforcement du zoning de Frameries ;
- raccordement de nouvelles productions éoliennes à Soignies ;
- remplacement de quelques câbles vétustes et de certaines boucles (Bascoup,...) ;
- équipement du zoning des Bas Prés à Mons ;
- remplacement de câbles haute tension de faible section pour cause de vétusté (incidents multiples) à Souvret, Farciennes, Erquelines, Châtelineau, Montigny-le-Tilleul, Courcelles.

## ORES Est (+ 16 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Est	€ 11.392.737	€ 13.229.928	€ 1.837.191	16%

ORES Est	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 11.851.200	€ 11.392.737	€ 11.455.829	€ 11.810.473	€ 12.389.677	€ 12.765.401	€ 12.523.371
Plan 2020_2024	-	€ 13.229.928	€ 11.455.829	€ 11.745.276	€ 12.319.828	€ 12.691.810	€ 12.444.514

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



Au niveau de la pose de câbles, les différences principales s'expliquent notamment en raison de la poursuite de l'enfouissement de lignes aériennes MT. Certains dossiers s'intégraient dans le cadre de rénovation de voiries (notamment dans le village de Mirfeld).

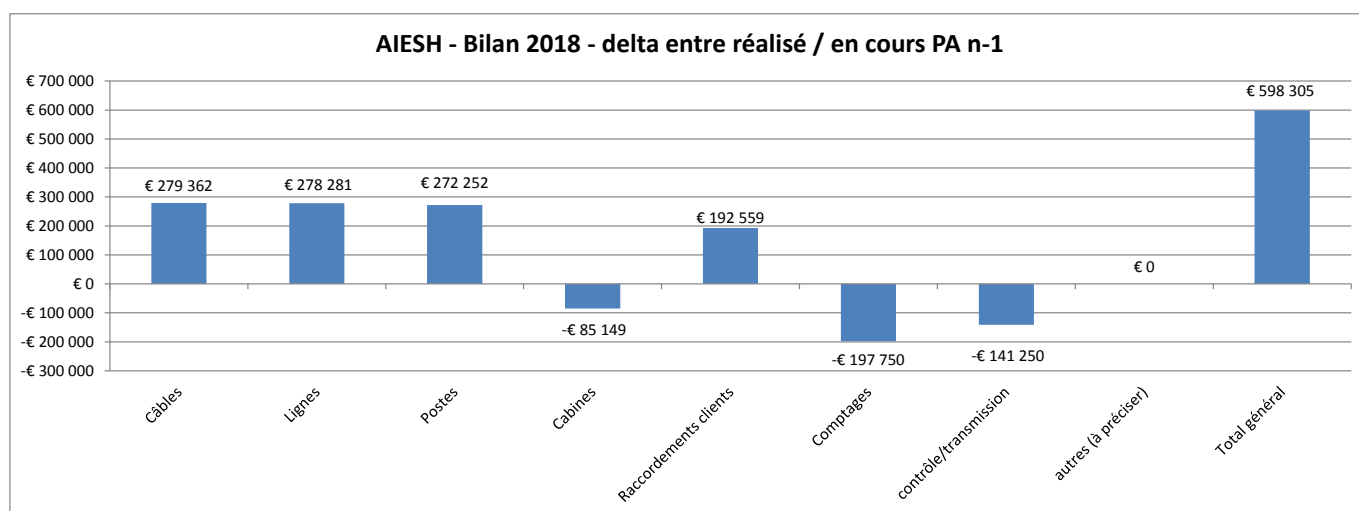
Les efforts en termes de mise en conformité des cabines et smart grid ont également été intensifiés.

## AIESH (+ 12 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
AIESH	€ 4.849.771	€ 5.448.076	€ 598.305	12%

AIESH	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 2.236.981	€ 4.849.771	€ 2.772.000	€ 2.731.800	€ 2.817.000	€ 2.716.800	€ 2.610.500
Plan 2020_2024	-	€ 5.448.076	€ 3.803.200	€ 3.097.300	€ 2.932.000	€ 3.011.800	€ 2.985.500

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Historiquement, les budgets annuels de l'AIESH se chiffraient en moyenne à environ 2,7 M€. Le budget initialement prévu pour 2017 (4,3 M€) était donc extraordinaire car il prévoyait la rénovation effective pour fin 2017 de la cabine MT du poste de Solre-St-Géry. Outre certains reports à 2018 de travaux qui visaient essentiellement, en 2017, le remplacement de lignes en cuivre nu par des canalisations préassemblées et la mise en souterrain de plusieurs tronçons MT, une partie conséquente des travaux de rénovation de la cabine de Solre-Saint-Géry initiés en 2017 ne pourront être finalisés qu'en 2018. Une part importante du budget 2017 a donc été reportée sur 2018.

De manière plus exhaustive, en comparaison aux prévisions, les différences principales s'expliquent notamment pour les raisons suivantes :

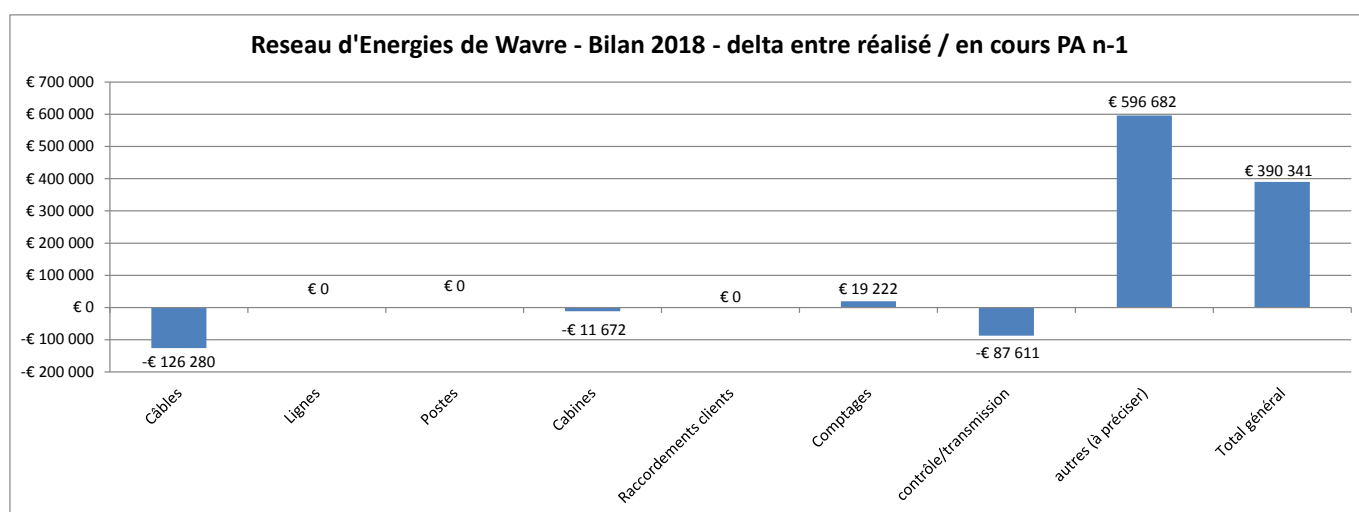
- lotissements : projet NN-Lot : + 216 k€ - difficulté d'effectuer des prévisions précises en matière de demande de raccordement ;
- poste : en relation avec les travaux dans le poste de Solre-saint-Géry – voir supra ;
- enfouissement de câbles MT :
  - projet MT1703 : + 135 k€ : mise en souterrain de lignes aériennes MT pour permettre la construction de la E420. Ce chantier avait été planifié pour 2017 et 2018 mais, suite au retard du chantier, l'ensemble a été investi en 2018 ;
  - projet MT1709 : + 135 k€ : le chantier prévu a été prolongé afin de profiter d'une synergie avec Proximus. De plus, un nombre important de raccordements ont dû être remplacés suite à la modification importante de l'emprise de la voirie (travail réalisé par la commune) ;
  - projet MT1707 : + 130 k€ : suite à un défaut souterrain sur un câble MT, le chantier de remplacement de PTS a constitué une opportunité pour réaliser le remplacement d'un tronçon de câble MT vétuste ;
  - projet 177131 : + 120 k€ : remplacement d'un câble MT avant réfection de la voirie par la Commune.

## Réseau d’Energie de Wavre (+ 10 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
Réseau d'Energies de Wavre	€ 3.792.523	€ 4.182.864	€ 390.341	10%

Réseau d'Energies de Wavre	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 3.711.855	€ 3.792.523	€ 3.849.411	€ 3.907.152	€ 3.965.759	€ 4.025.246	€ 4.085.624
Plan 2020_2024	-	€ 4.182.864	€ 3.849.411	€ 3.907.152	€ 3.965.759	€ 4.025.246	€ 4.085.624

Au bilan de l’année 2018, l’analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



En comparaison aux prévisions, les différences principales se focalisent essentiellement sur les postes budgétaires « autres », inexistantes dans le plan précédent et qui regroupent essentiellement deux éléments :

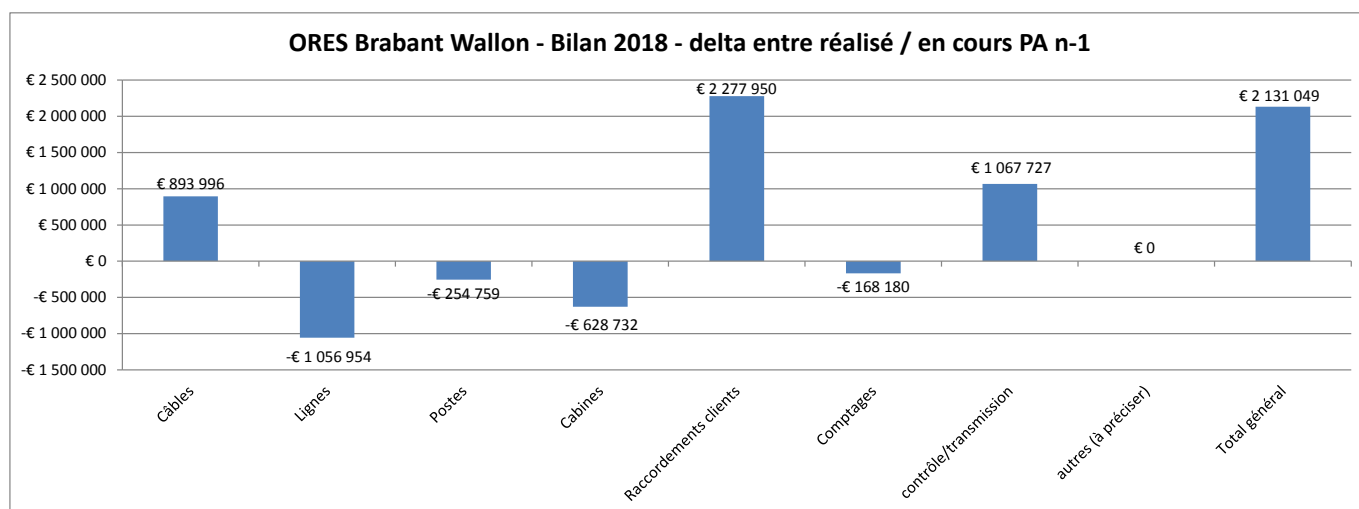
- la suite du roll-out opéré au niveau des TCC BT : 176,7 k€ (pour 2.154 récepteurs) ;
- la mise en place de 3 unités de cogénération : 420 k€. Cet élément fait l’objet d’une réserve explicitée dans les conclusions.

## ORES Brabant wallon (+ 9 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Brabant Wallon	€ 23.456.088	€ 25.587.136	€ 2.131.049	9%

ORES Brabant Wallon	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 21.974.713	€ 23.456.088	€ 23.633.837	€ 25.304.181	€ 27.062.744	€ 28.204.188	€ 27.431.569
Plan 2020_2024	-	€ 25.587.136	€ 23.633.837	€ 25.123.135	€ 26.870.602	€ 28.001.810	€ 27.215.534

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



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

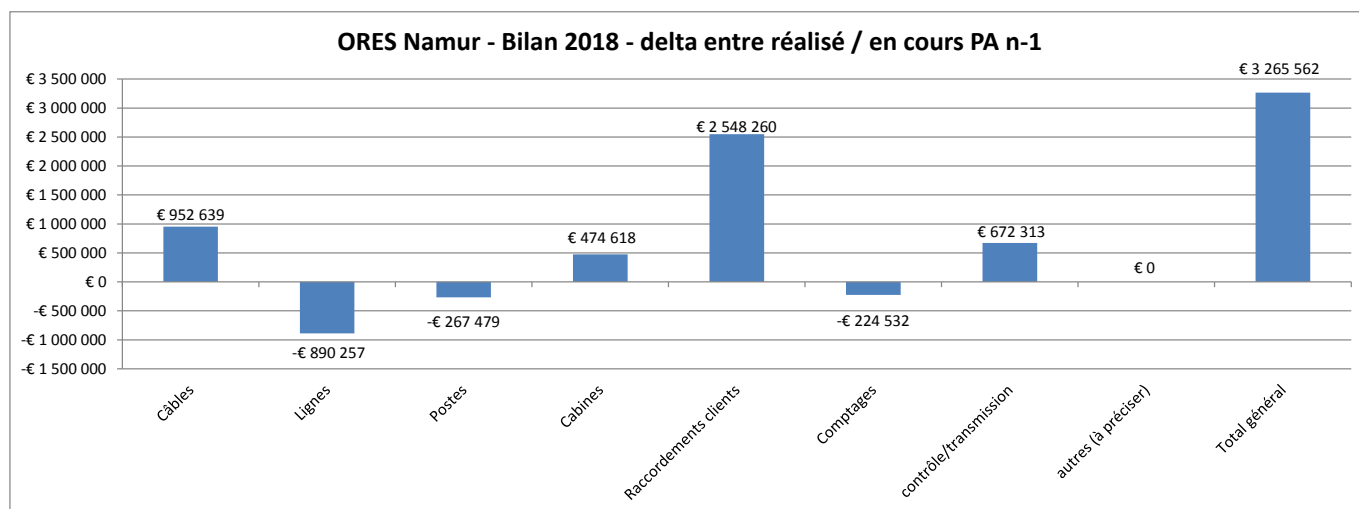
- raccordement d'un parc éolien à Écaussines ;
- remplacement de câbles à moyenne tension suite à de nombreuses pannes à La Hulpe ;
- harmonisation des plans de tensions : passage 6 kV à 15kV à Ittre ;
- viabilisation de la ZAE de Saintes 2.

## ORES Namur (+ 9 %)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Namur	€ 35.413.338	€ 38.678.900	€ 3.265.562	9%

ORES Namur	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 37.522.672	€ 35.413.338	€ 35.894.168	€ 37.882.623	€ 40.240.642	€ 41.770.144	€ 40.627.517
Plan 2020_2024	-	€ 38.678.900	€ 35.894.168	€ 37.699.516	€ 40.043.032	€ 41.557.129	€ 40.397.976

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment en raison des travaux suivants :

- raccordement d'un parc éolien à Fernemont ;
- renouvellement et renforcement de liaisons alimentant le centre de Namur et la création de nouvelles liaisons dans la perspective de son futur développement. Certains travaux ont été réalisés en synergie avec d'autres impétrants ;
- remplacement – passage d'aérien en souterrain – du raccordement de l'usine de VIVAQUA à Saint-Marc/Vedrin au poste de Saint-Servais ;
- pose en synergie d'un câble permettant la suppression du réseau HT aérien vétuste entre le poste de Florée et le lieudit « Francesse » à Gesves.

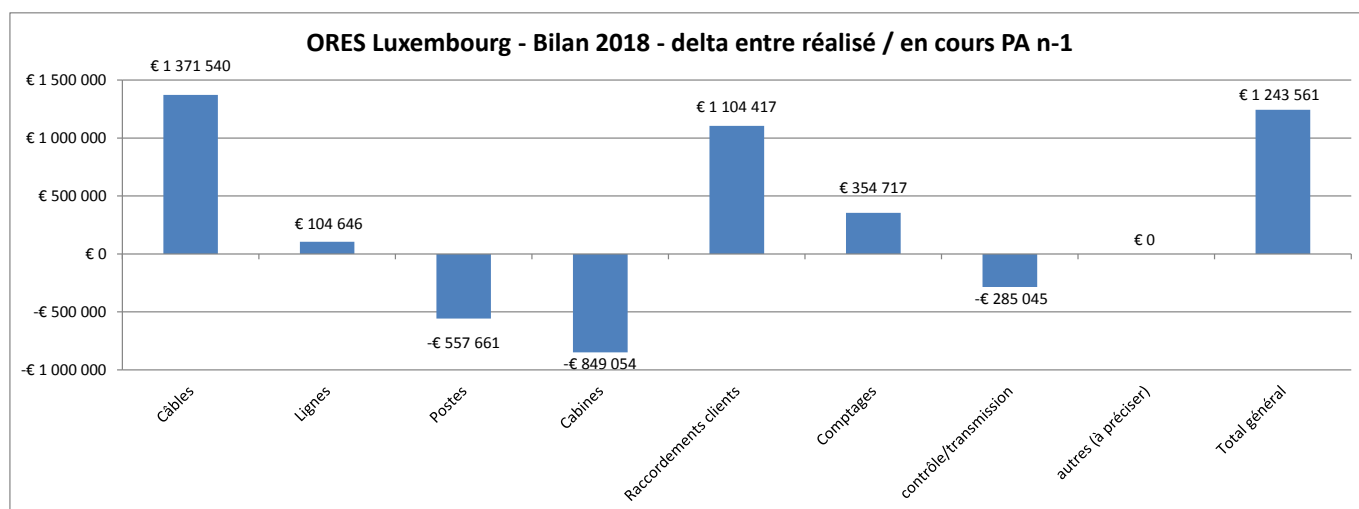


## ORES Luxembourg (+ 5%)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
ORES Luxembourg	€ 26.517.547	€ 27.761.108	€ 1.243.561	5%

ORES Luxembourg	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 26.841.852	€ 26.517.547	€ 26.789.990	€ 28.170.821	€ 29.725.247	€ 30.739.267	€ 30.010.860
Plan 2020_2024	-	€ 27.761.108	€ 26.789.990	€ 28.049.727	€ 29.596.084	€ 30.601.917	€ 29.863.849

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



Les différences principales s'expliquent notamment en raison des travaux suivants :

- enfouissement de lignes MT à Tenneville, Hotton, Libramont, Attert & Bastogne ;
- mise à niveau de 116 km de lignes MT aériennes de dernière génération (conducteurs en Almelec) ;
- demande de raccordement de clients et extensions BT pour divers raccordements, ...

Ces ajustements ont conduit ORES à limiter d'autres investissements initialement prévus pour la mise en conformité de ses cabines.

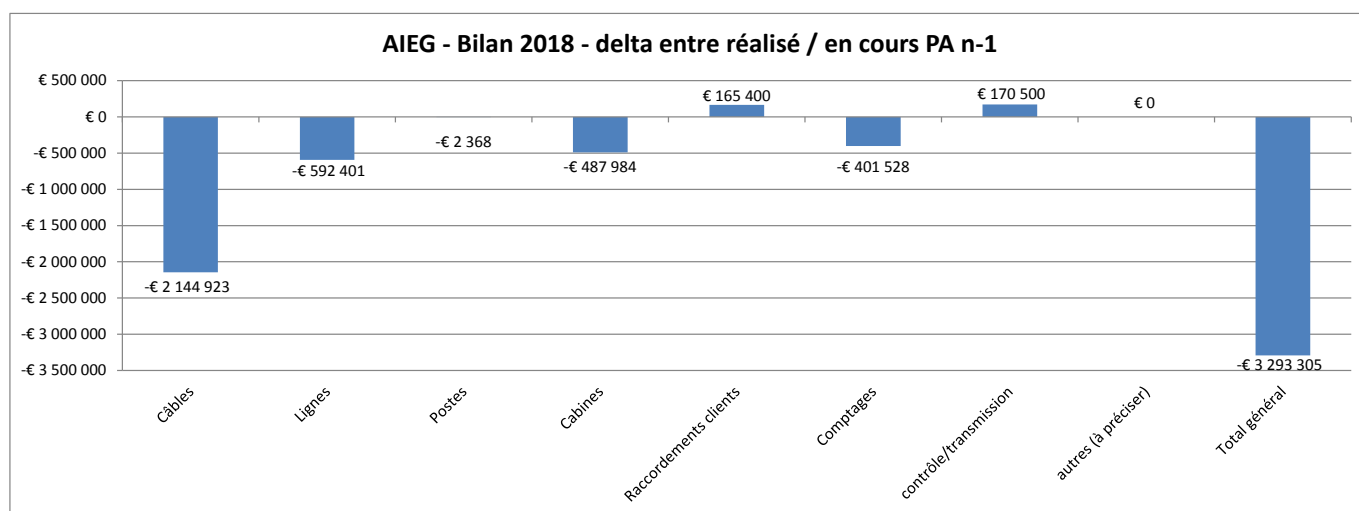
✓ **Un ralentissement global du montant brut** des investissements pour les trois GRD suivants :

**AIEG (- 58%)**

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
AIEG	€ 5.707.000	€ 2.413.695	-€ 3.293.305	-58%

AIEG	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 3.658.951	€ 5.707.000	€ 2.265.000	€ 2.453.951	€ 2.439.181	€ 2.462.937	€ 2.447.872
Plan 2020_2024	-	€ 2.413.695	€ 3.307.000	€ 3.102.951	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.676.872

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaître les différences suivantes :



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

- pose de 3,8 km de câbles MT pour l'alimentation d'un parc éolien à Gesves (mis en service en novembre 2018) : la facture de l'entrepreneur n'étant parvenue qu'en 2019, la clôture du projet n'a pu se faire qu'en 2019. Pour cette raison, le montant des travaux repris dans le bilan 2018 n'est que de 425 k€ correspondant au coût des fournitures, le montant de la pose (total d'environ 600 k€) étant repris au bilan 2019 ;
- dans l'attente d'une coordination avec ORES et d'autres impétrants (POWALCO), le raccordement de la commune de Rumes au poste de Marquain (environ 1 500 k€) n'a pu être menée en 2018.

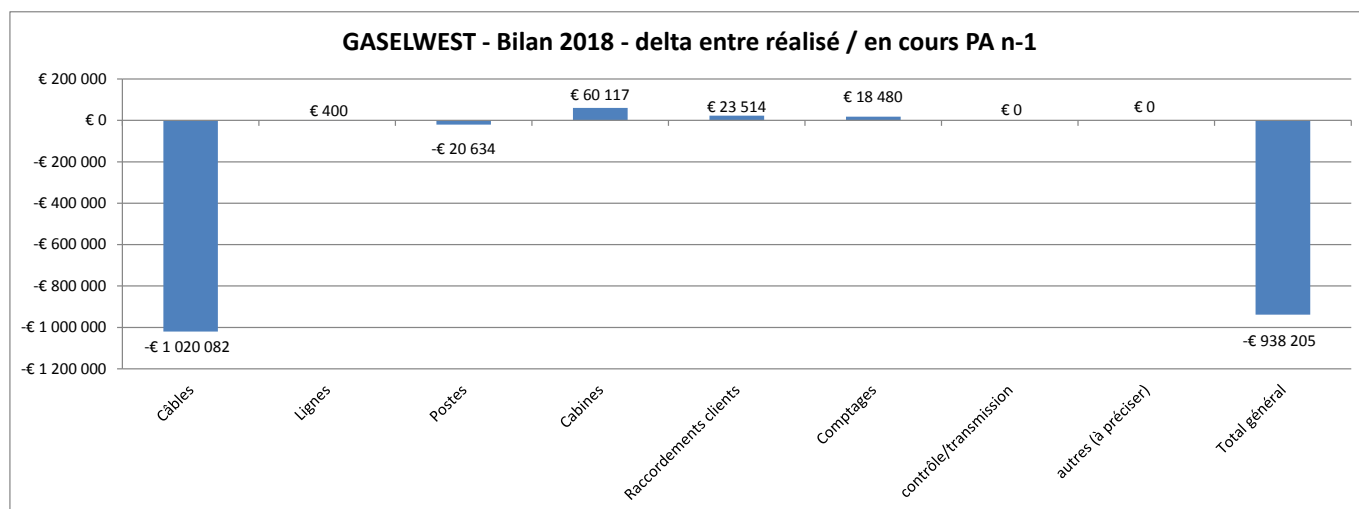
Les diminutions constatées au bilan 2018 constituent donc principalement, pour les raisons évoquées, des reports sur l'exercice suivant expliquant le pic de 2019.

## Gaselwest (- 33%)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
GASELWEST	€ 2.850.507	€ 1.912.302	-€ 938.205	-33%

GASELWEST	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 1.958.177	€ 2.850.507	-	-	-	-	-
Plan 2020_2024	-	€ 1.912.302	-	-	-	-	-

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



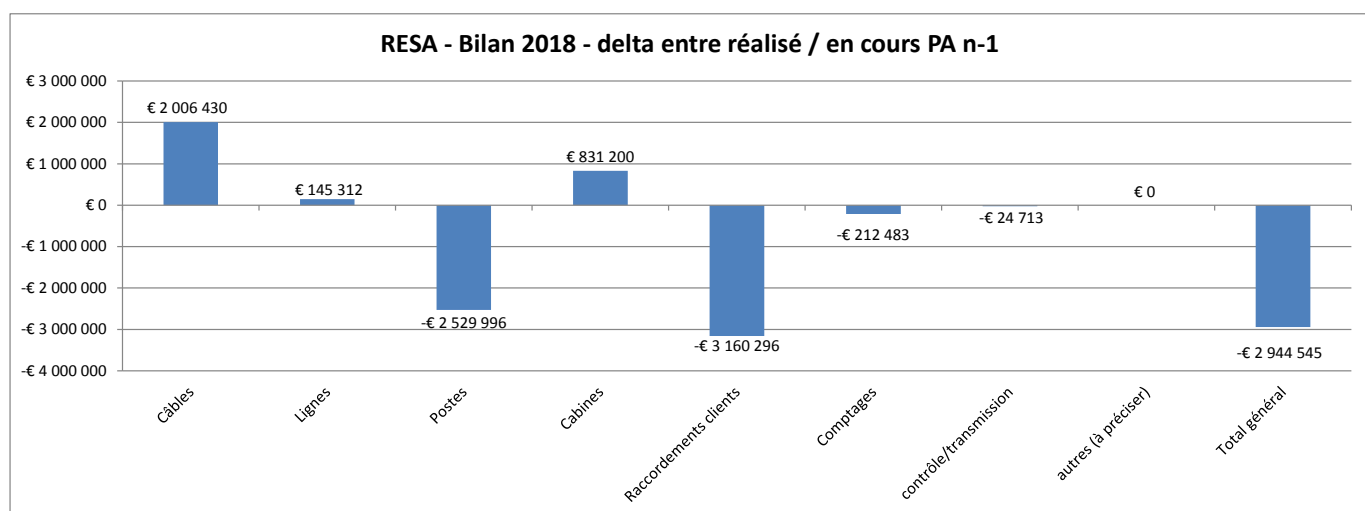
Les investissements réellement consentis en 2018 sont inférieurs à l'estimation de départ établie dans le plan précédent 2019-2023. Il convient de rappeler que depuis plusieurs exercices, Gaselwest savait que les communes wallonnes seraient à très court terme transférées à un GRD wallon ; elle a donc limité de manière drastique ses investissements aux seuls travaux réellement indispensables. Deux autres raisons sont également évoquées par Gaselwest : le gel de nouvelles cabines vu les difficultés d'obtenir les terrains nécessaires à leur construction et l'annonce de zonings qui ne voient finalement pas le jour.

## RESA (- 8%)

GRD PB bilan 2018	Prévisions plan 2019-2023	Réalisations plan 2020-2023	Delta en euros	Delta en %
RESA	€ 35.095.230	€ 32.150.684	-€ 2.944.545	-8%

RESA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan 2019_2023	€ 28.519.343	€ 35.095.230	€ 36.337.837	€ 36.590.445	€ 38.226.758	€ 36.574.182	€ 37.589.341
Plan 2020_2024	-	€ 32.150.684	€ 33.787.755	€ 41.456.858	€ 38.513.309	€ 42.066.372	€ 37.744.198

Au bilan de l'année 2018, l'analyse des postes budgétaires fait apparaitre les différences suivantes :



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

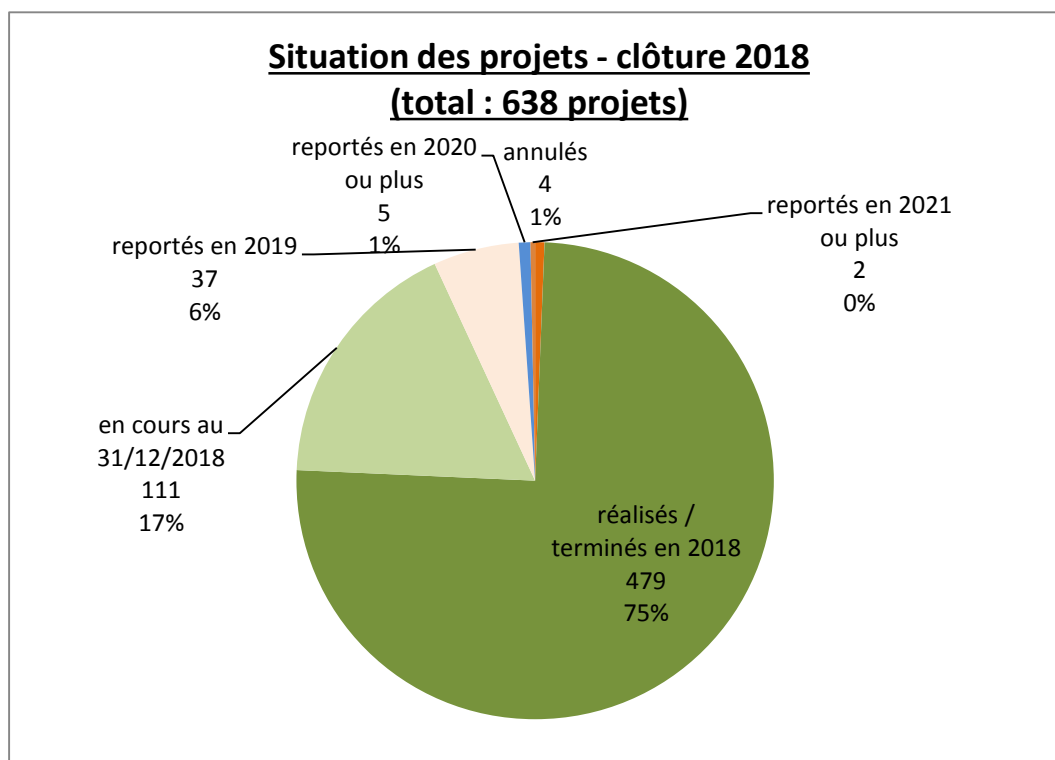
- câbles :
  - . sous-estimation de l'enveloppe câbles MT et clients MT dans le plan précédent;
  - . nouveaux projets réalisés en synergie ;
  - . finalisation de travaux entamés en 2017 ;
- postes : retard dans la réalisation des postes de Ans et Seraing 15 kV – achat tableau MT pour Angleur 6 kV ;
- raccordements clients : retard dans les travaux du CHC à Glain.

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 2018. 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	4	0	4
réalisés / terminés en 2018	151	328	479
en cours au 31/12/2018	109	2	111
reportés en 2019	36	1	37
reportés en 2020 (+ justifications)	5	0	5
reportés en 2021 ou plus (+ justifications)	2	0	2
<b>Total général</b>	<b>307</b>	<b>331</b>	<b>638</b>

TABLEAU 4 SUIVI DES PROJETS INITIALEMENT PROGRAMMÉS EN 2018



GRAPHIQUE 1 SITUATION À LA CLÔTURE 2018 EN TERMES DE PROJETS

Au regard des prévisions annoncées, plus de 90 % des travaux pressentis pour 2018 ont été réalisés effectivement ou sont en cours de réalisation. Seulement 5 % des travaux ont été repoussés à un horizon plus lointain (2020 ou plus) ou annulés. Ces proportions sont conformes à celles rencontrées dans le plan précédent. À toute fin utile, rappelons à nouveau que la CWaPE a reçu l'assurance formelle des GRD concernés que, sur toute la période 2019-2023, 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 en 2018 mais finalement postposés.

## 2.2. Composition des réseaux à la fin décembre 2018

### 2.2.1. Situation globale

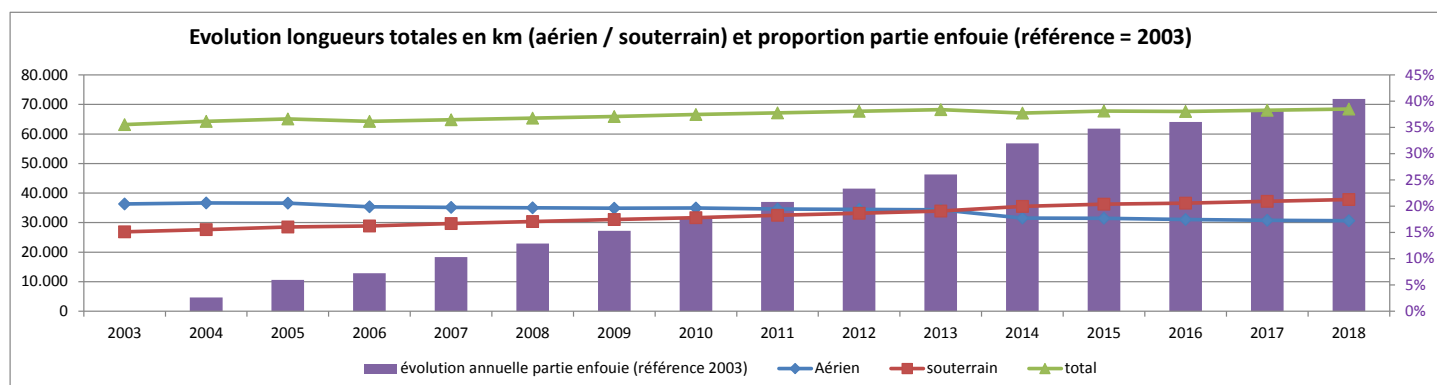
Le tableau ci-dessous dresse la situation des réseaux de distribution en Wallonie :

GRD	Nombre total de codes EAN en service	GWh distribués (Total 2018)	Longueur réseaux (en km au 31/12/2018 et EP non compris)	M de réseau par client final
ORES (Total)	1.339.045	10.315	50.279	38
ORES Hainaut	578.497	4.318	16.985	29
ORES Brabant wallon	191.328	1.459	7.263	38
ORES Namur	237.906	1.683	10.117	43
ORES Mouscron	37.049	564	1.135	31
ORES Verviers	80.196	659	3.372	42
ORES Est	58.554	477	3.095	53
ORES Luxembourg	155.515	1.155	8.311	53
RESA	444.196	3.390	14.196	32
AIEG	25.229	213	1.015	40
AIESH	20.390	184	1.579	77
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	17.975	143	530	30
GASELWEST	14.576	324	869	60
Total Wallonie	1.861.411	14.569	68.469	37

TABLEAU 5 SITUATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN WALLONIE  
(FIN 2018)

## 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 2018)**

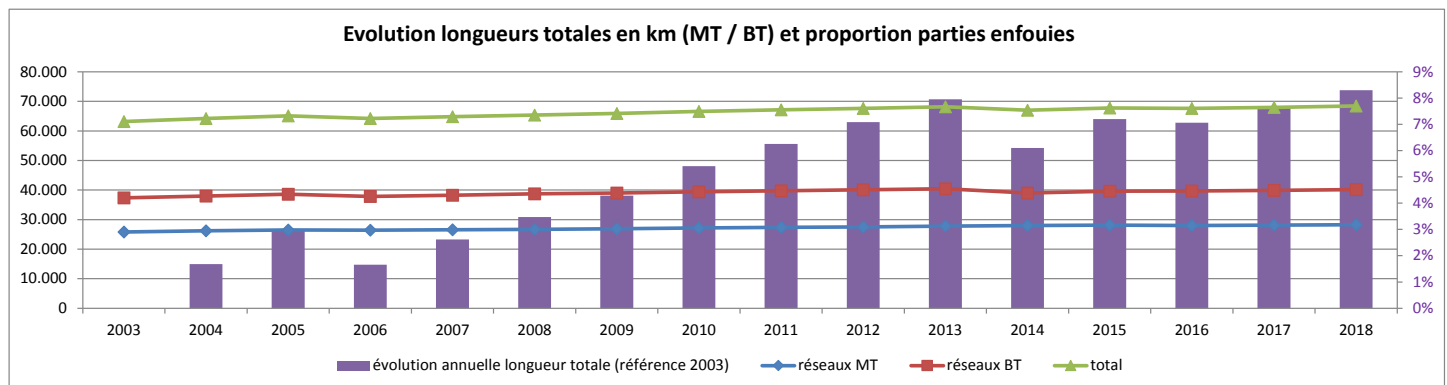
Les variations observées dans les données relatives aux longueurs réseaux s'expliquent notamment par :

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

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

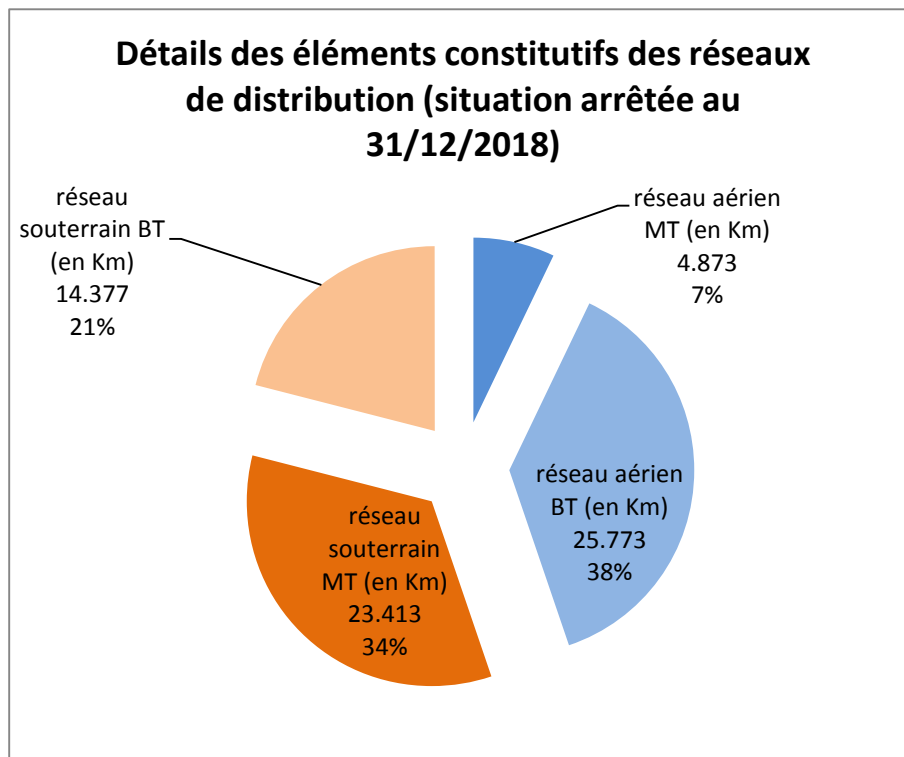
En application des impositions dictées par l'article 13 du Décret, les GRD donnent la priorité à l'enfouissement des lignes électriques lors de l'amélioration, du renouvellement et de l'extension des réseaux ; le graphique ci-dessous reprend l'évolution annuelle de la partie enfouie en prenant également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





**GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES LONGUEURS (MT VS BT) DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (PÉRIODE 2003 A 2018)**

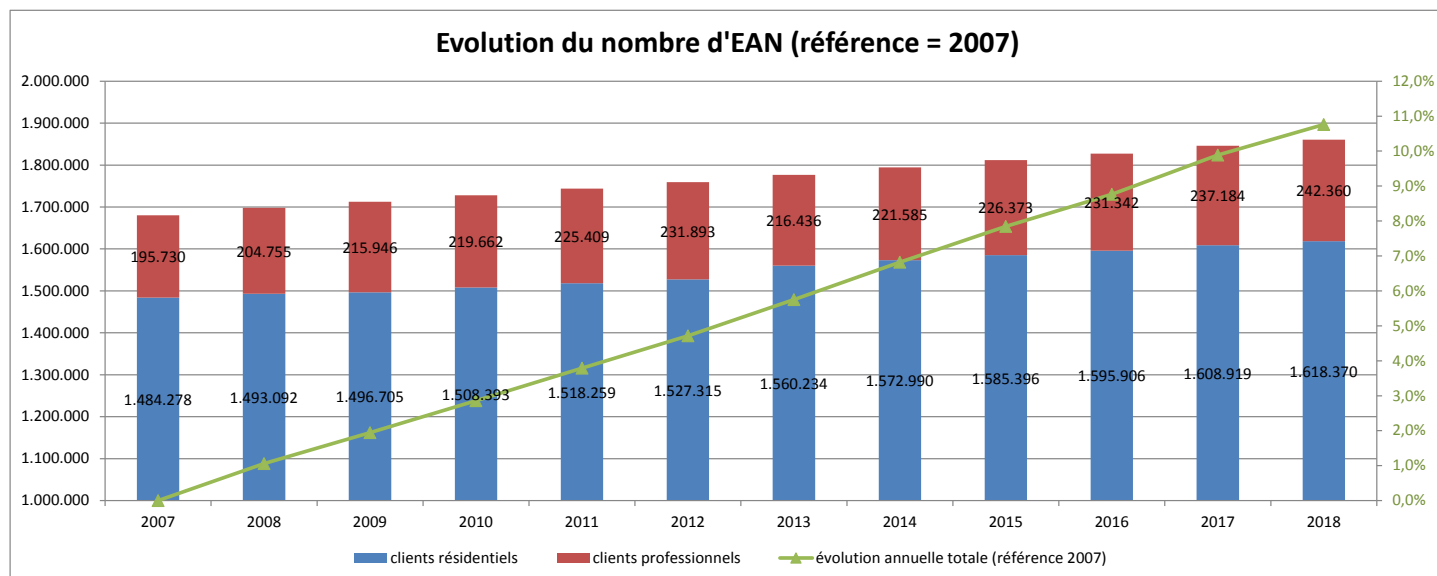
Il est intéressant de constater que, par le passé, les liaisons aériennes constituaient la partie prépondérante des réseaux de distribution. Depuis 2013, cette tendance s'est inversée : les réseaux de distribution sont maintenant donc majoritairement enterrés.



**GRAPHIQUE 4 RÉPARTITION DES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (FIN 2018)**

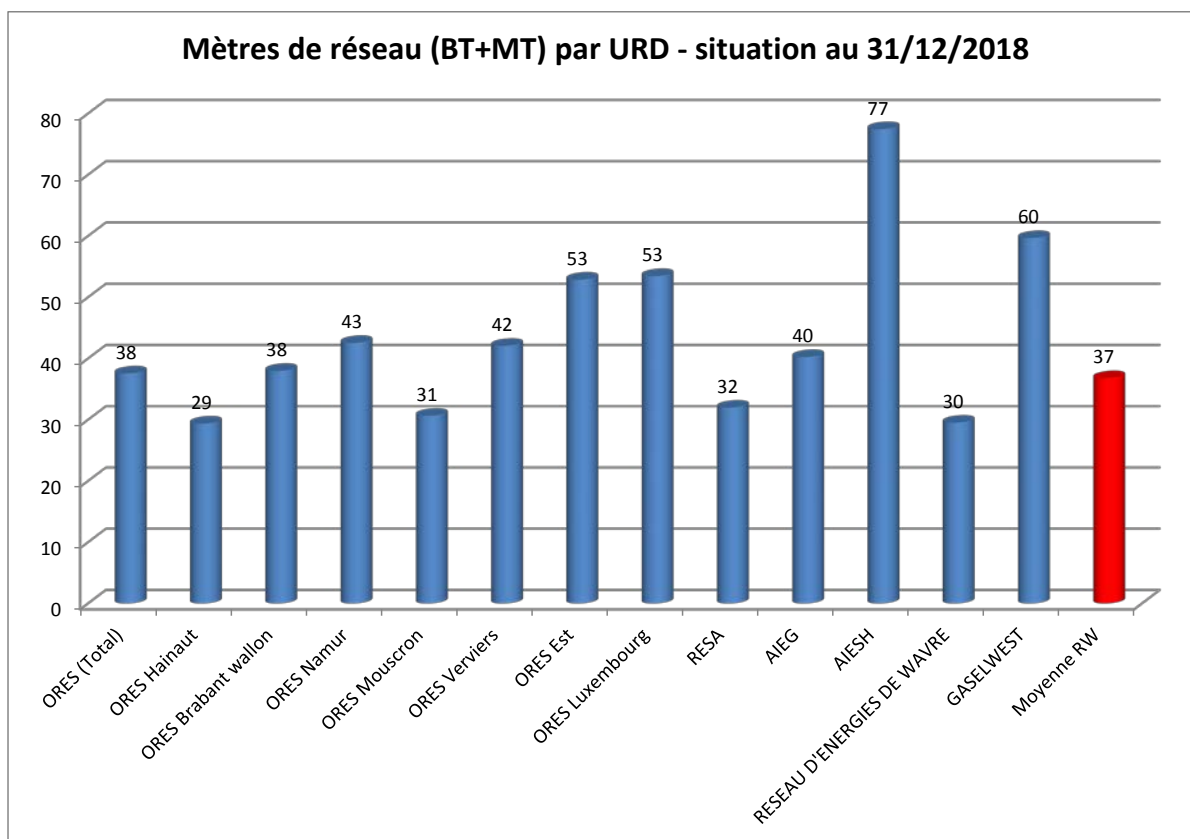
### 2.2.3. Nombre de codes EAN

Le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution continue de croître ; il est de l'ordre de 1,86 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 2018)

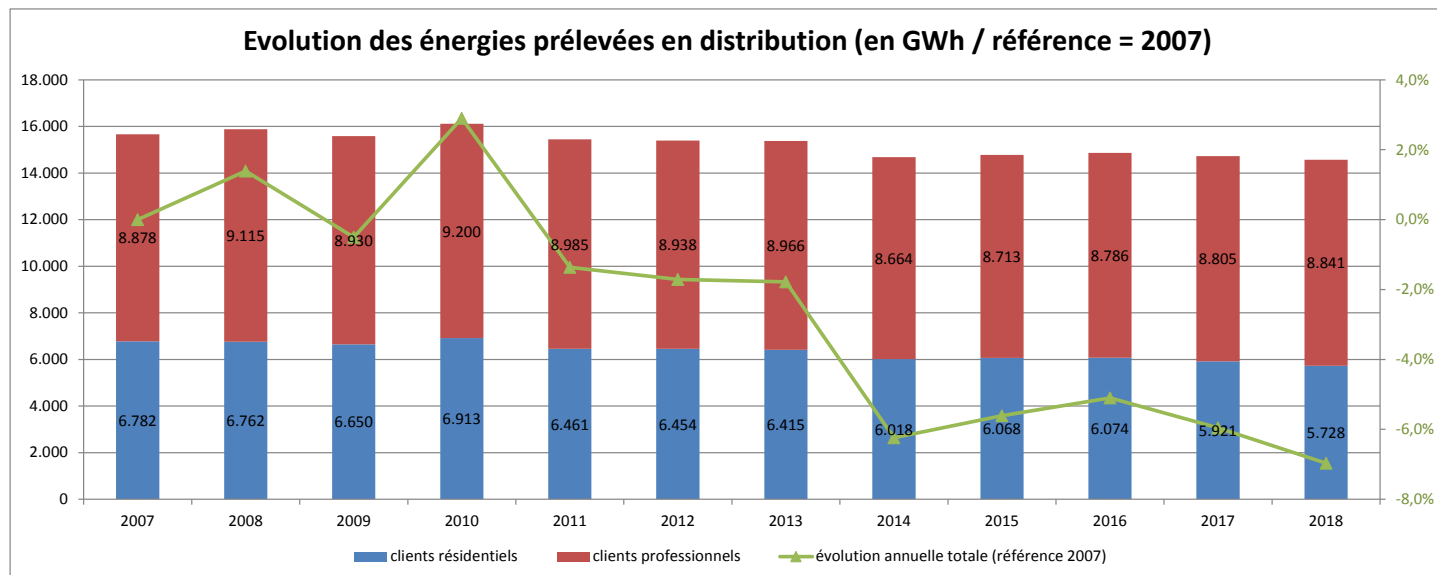
En fonction du caractère rural ou urbain des régions couvertes, l'étendue des réseaux nécessaire au raccordement des utilisateurs varie du simple au double.



GRAPHIQUE 6 RÉPARTITION SELON LES GRD DU NOMBRE DE MÈTRES DE RÉSEAU PAR URD  
(DONNÉES 2018)

## 2.2.4. Les énergies prélevées

Les énergies consommées sur les réseaux de distribution étaient en constante diminution depuis 2010. Cette tendance s'est stabilisée en 2015. L'augmentation légère constatée en 2016 (14,86 TWh) n'était que temporaire. Le niveau de consommation de 2018 (14,57 TWh) est historiquement bas et même légèrement inférieur à celui de 2014 (14,68 TWh).



**GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DES ÉNERGIES PRÉLEVÉES PAR LES URD RÉSIDENTIELS / PROFESSIONNELS (PÉRIODE 2007 À 2018)**

Par rapport à 2007, les énergies totales prélevées en 2018 ont diminué de près de 7,0 % (14,568 TWh en 2018 vs 15,660 TWh en 2007) alors que le nombre d'utilisateurs a connu une augmentation de 10,8 % (1 860 730 EAN en 2018 vs 1 680 008 en 2007). Ces variations s'expliquent principalement au regard :

- 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) ;
- du contexte économique ;
- des conditions climatiques hivernales particulières favorables en 2018 : le nombre de degrés jours pour l'année 2018 se chiffre à 2 091 alors que la normale pour la période 1986 à 2015 monte à 2 301.

## 2.2.5. La production décentralisée

Fin décembre 2018, 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 31/12/2018					En puissance cumulée (MVA) au 31/12/2018				
	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P
ORES (Total)	110.888	1.125	146	60	0	603	105	198	693	0
ORES Hainaut	32.273	364	58	13	0	165	37	77	171	0
ORES Brabant wallon	16.412	141	18	5	0	85	12	27	58	0
ORES Namur	24.864	168	17	20	0	137	12	23	229	0
ORES Mouscron	2.323	91	15	4	0	11	12	26	43	0
ORES Verviers	9.674	139	13	0	0	54	12	14	0	0
ORES Est	8.529	76	6	7	0	52	7	6	70	0
ORES Luxembourg	16.813	146	19	11	0	101	12	25	121	0
RESA	35.482	439	34	10	0	190	39	37	126	0
AIEG	2.128	12	1	2	0	12	2	2	25	0
AIESH	1.989	14	0	2	0	12	1	0	33	0
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	1.331	36	0	0	0	7	4	0	0	0
GASELWEST	1.546	-	-	-	0	8	-	-	-	0
Total Wallonie	153.364	1.626	181	74	0	833	150	237	876	0

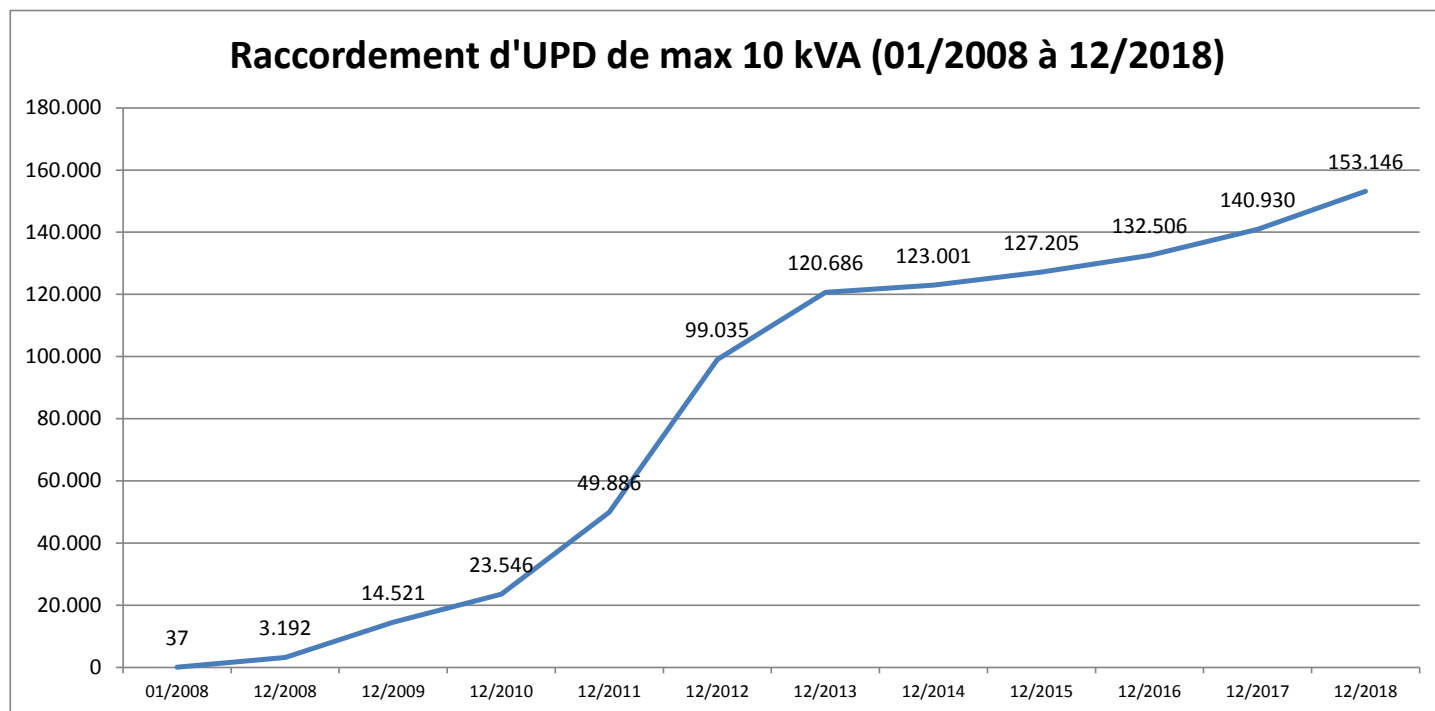
Les chiffres surlignés en orange correspondent à des données non fournies. Le nombre d'UPD de + de 10 kVA renseigné par Gaselwest se chiffre à 26 unités développant une puissance cumulée d'environ 3 MVA.

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.

TABLEAU 6 SITUATION RACCORDEMENT D'UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE  
(FIN 2018)

### 2.2.6. Les unités de petite puissance

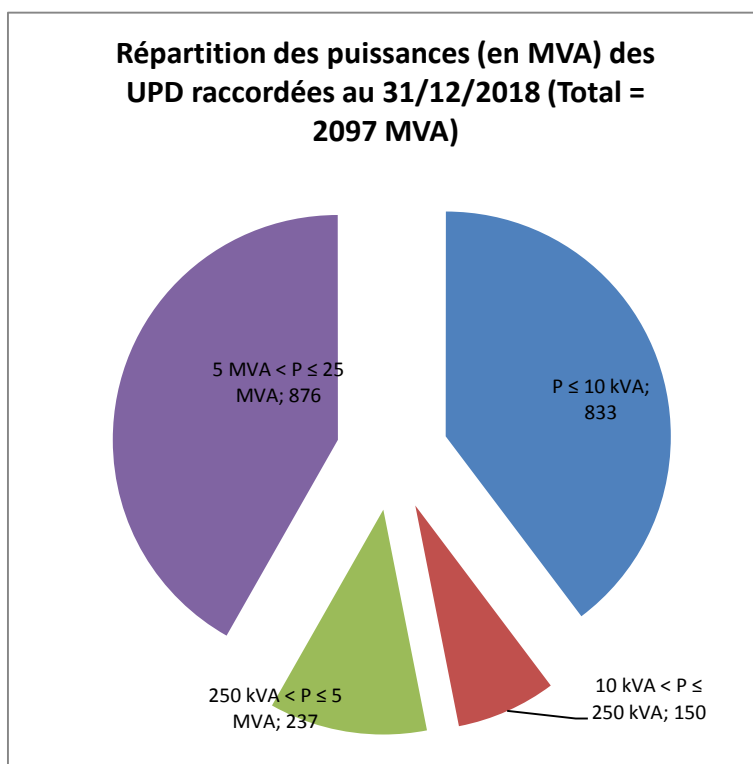
Fin 2018, la Région wallonne comptait donc plus de 153 000 unités de production décentralisée de petite puissance (de maximum 10 kVA) raccordées aux réseaux de distribution :



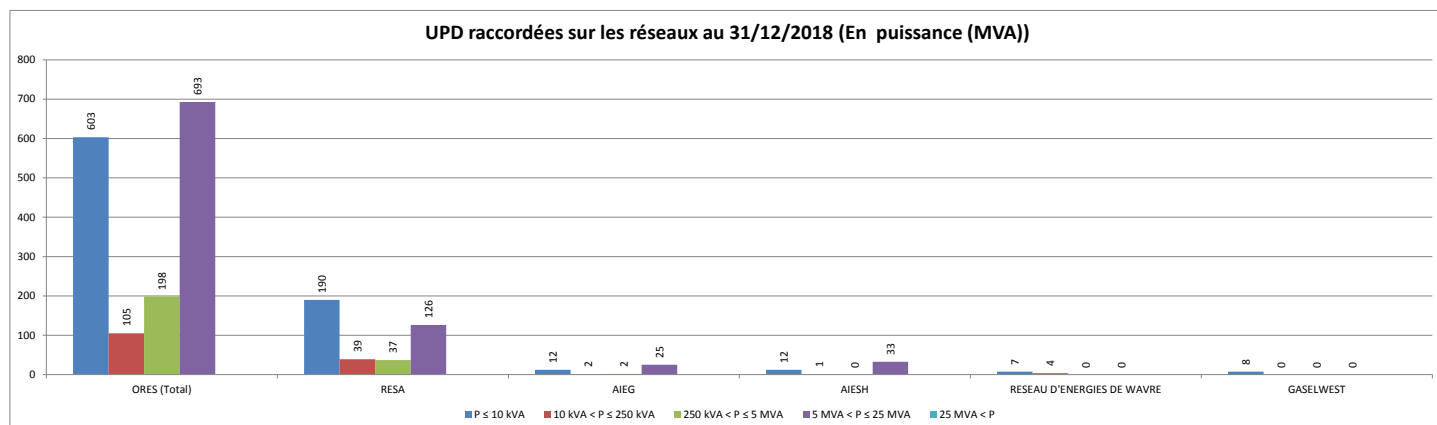
GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS D'UPD DE MAX 10 KVA  
(PÉRIODE 2008 À 2018)

### 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 :



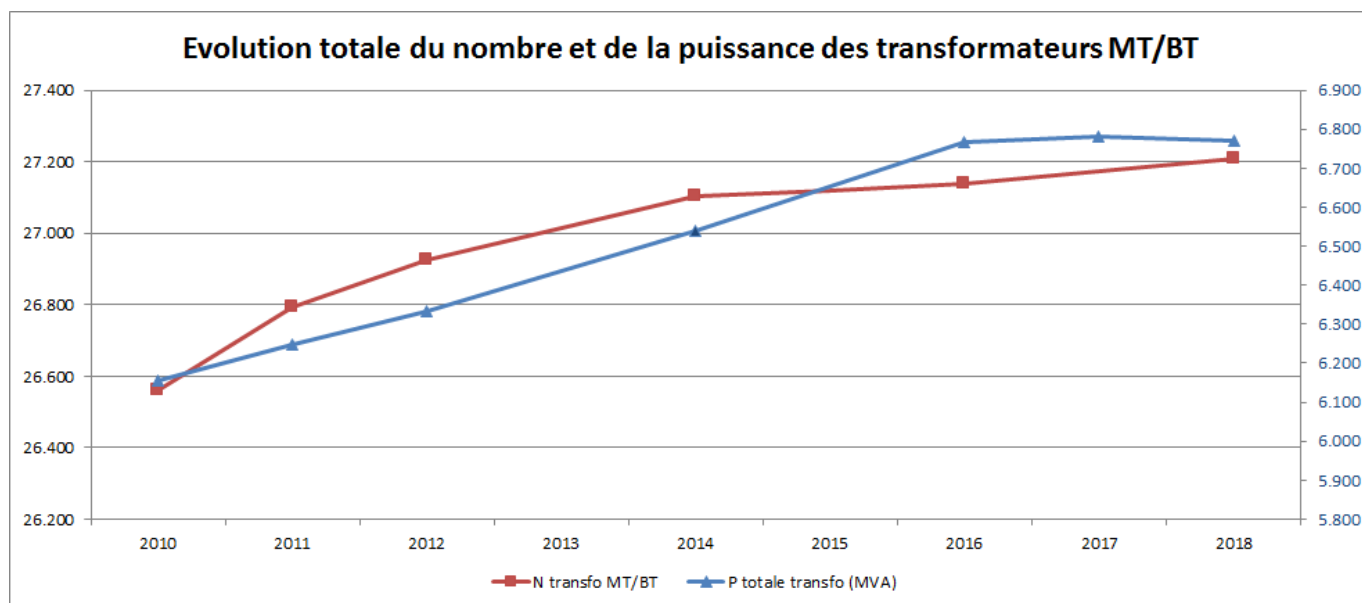
GRAPHIQUE 9 RÉPARTITION DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD (FIN 2018)



GRAPHIQUE 10 RÉPARTITION PAR GRD DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD (FIN 2018)

### 2.2.8. La transformation MT/BT

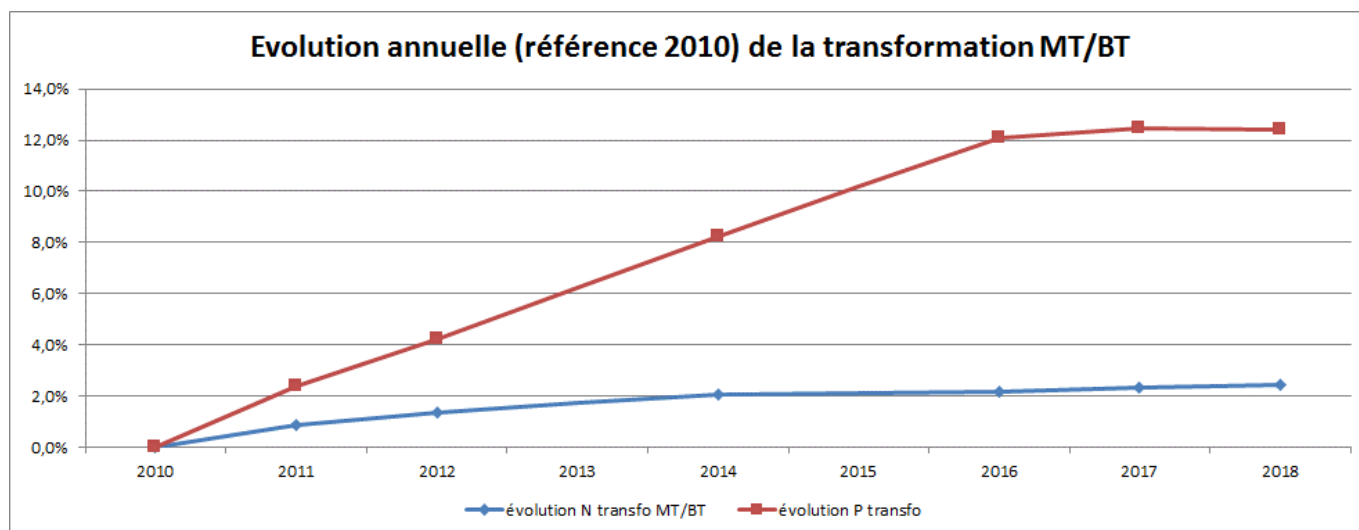
À la même échéance, 27 209 transformateurs MT/BT étaient en service pour une puissance totale cumulée de 6 770 MVA.



GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 À 2018)

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. Néanmoins, depuis 2016, cette croissance semble ralentir.

Suite à la fourniture de certaines données erronées, les années 2013, 2015 et 2017 ont été extrapolées.



GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION EN % DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 À 2018)

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 deux 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, §2<sup>ter</sup>, du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'analyse coût-bénéfice visée à l'article 26, §2<sup>quater</sup>, de ce même décret.

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 2018, les GRD renseignaient 35 clients raccordés à leurs réseaux et ayant contracté dans le cadre de ces services. La puissance totale modulable dans ce cadre se chiffre à 73,6 MVA. 39 demandes d'activation ont été opérées au cours de l'année 2018.

GRD	En nombre au 31/12/2018					En puissance (MVA) au 31/12/2018			
	UPD flexibles N-1 (0 sec - sans compensation )	UPD flexibles / modulables - avec compensation totale ou partielle	UPD flexibles / modulables - avec compensation totale ou partielle	URD actifs (R1/R3DP/SD R)	Nombre d'activations (R1/R3DP/SD R)	UPD flexibles N-1 (0 sec - sans compensation )	UPD flexibles avec compensation totale ou partielle	UPD flexibles sans compensation	URD actifs (R1/R3DP/SD R)
Total ORES	76	Non disponible	Non disponible	27	30	272,4	Non disponible	Non disponible	51,8
RESA	0	0	1	7	8	0,0	0,0	9,0	19,8
AIEG	1	0	1	1	1	14,4	0,0	4,8	2,0
AIESH	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
GASELWEST	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Wallonie	77	-	-	35	39	286,8	-	-	73,6

TABLEAU 7 SITUATION EFFECTIVE DES RACCORDEMENTS AVEC ACCÈS FLEXIBLES (FIN 2018)



## 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<sup>er</sup> 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.

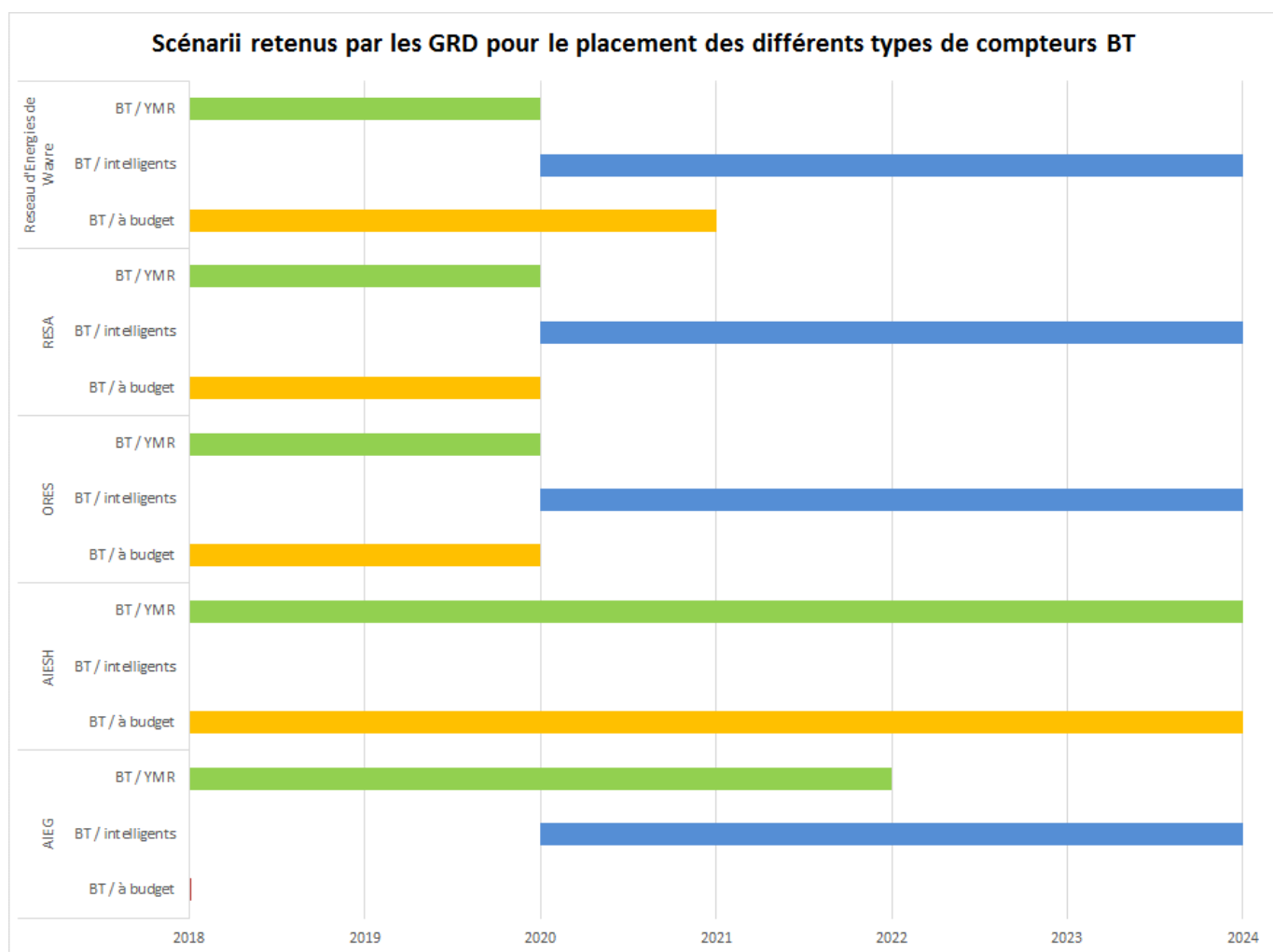
Par ailleurs, pour 2030, 80 % de compteurs intelligents devraient équiper :

- 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.

Il convient cependant de préciser que pour la plupart des GRD, les prévisions retenues dans les plans ne sont pas basées sur les hypothèses du décret publié. À titre d'exemple, RESA et ORES ont opté pour un scénario conservatoire basé sur les données prévalant avant l'adoption et la publication de ces mesures, datée du 6 septembre 2018. Par ailleurs, l'AIESH n'a pas encore intégré le déploiement de compteurs intelligents dans son plan.

Les changements induits par le nouveau texte sont à ce point considérables qu'ils forcent les GRD à réévaluer leur positionnement technologique afin de proposer un plan compatible avec les nouvelles dispositions légales, tout en prenant en compte les contraintes que sont l'entrée en vigueur du tarif prosumer et la fin programmée des compteurs à budget dans leur version actuelle. En effet, la production des compteurs à budget (CàB) actuels sera prochainement arrêtée et la maintenance de la plateforme gérant les transactions sera, quant à elle, arrêtée fin 2023. Les difficultés de trouver des CàB sur le marché sont telles que certains GRD (dont l'AIEG) sont contraints de démonter des CàB inactifs placés chez les URD, pour les réinstaller chez de nouveaux clients protégés.

Même si certaines synergies semblent germer entre différents GRD, le délai nécessaire pour mener toutes ces réflexions était, pour certains, incompatible avec l'intégration des conclusions de ces dernières dans les nouveaux plans d'adaptation. Les prévisions de ces derniers sont désormais caduques et font l'objet d'une réserve formulée par la CWaPE. Elles ne sont reprises dans cette analyse qu'à titre d'information et peuvent se résumer comme suit :



**GRAPHIQUE 13** SCÉNARII RETENUS PAR LES GRD POUR LE PLACEMENT DES DIFFÉRENTS TYPES DE COMPTEURS BT  
(PÉRIODE 2018 À 2023)

La situation devrait être actualisée fin 2019. Dès lors, la CWaPE ne peut valider les scénarii proposés dans certains plans d'adaptation (cf. conclusions).

### Le smart grid :

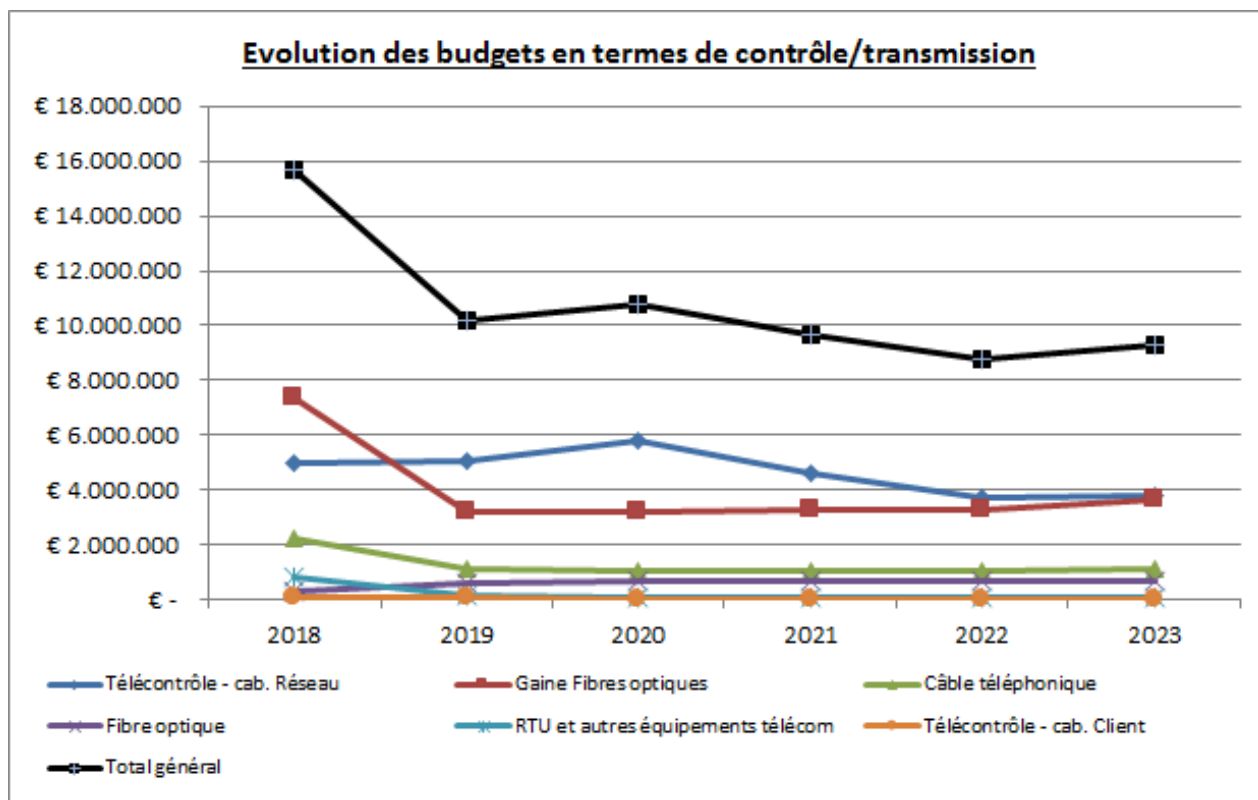
Un autre défi majeur que les gestionnaires des réseaux de distribution devront relever consiste en une gestion encore plus dynamique de leur réseau, une gestion plus proche du temps réel.

À cet égard, des équipements toujours plus nombreux constituent les réseaux, tant en termes de contrôle/commande, qu'en termes de mesure. Fin 2018, 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)	Autres points de mesure réseau en tension	Autres points de mesure réseau en courant
ORES (Total)	1.572	306	88	1.706	3.892	140	Non disponible	Non disponible
ORES Hainaut	472	106	40	472	1.176	42	Non disponible	Non disponible
ORES BW	192	36	9	174	471	18	Non disponible	Non disponible
ORES Namur	362	67	15	455	811	29	Non disponible	Non disponible
ORES Mouscron	44	6	4	45	108	4	Non disponible	Non disponible
ORES Verviers	127	21	6	132	478	17	Non disponible	Non disponible
ORES Est	185	30	3	195	372	8	Non disponible	Non disponible
ORES Lux.	190	40	11	233	476	22	Non disponible	Non disponible
RESA	323	5	15	360	2.939	35	262	1.313
AIEG	30	0	0	30	60	2	12	60
AIESH	34	0	0	34	161	2	90	44
REWE	46	0	0	46	45	2	0	0
GASELWEST	0	0	0	0	202	2	0	87
Total Wallonie	2.005	311	103	2.176	7.299	183	Non disponible	Non disponible

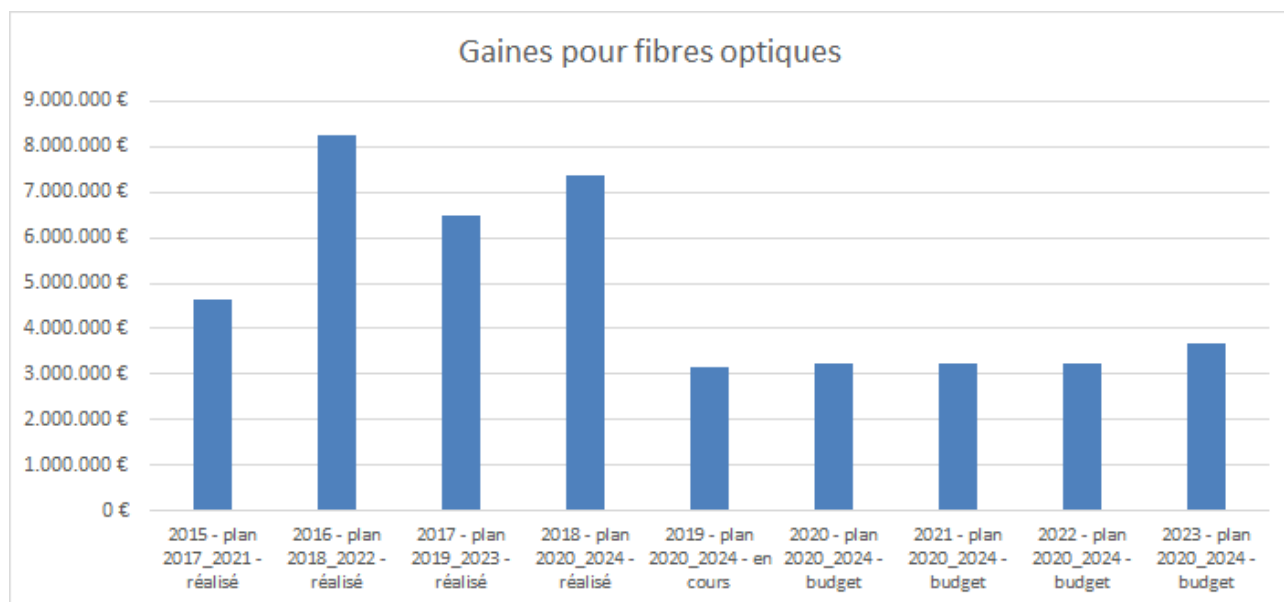
TABLEAU 8 SITUATION GESTION DYNAMIQUE DES RÉSEAUX  
(FIN 2018)

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 :



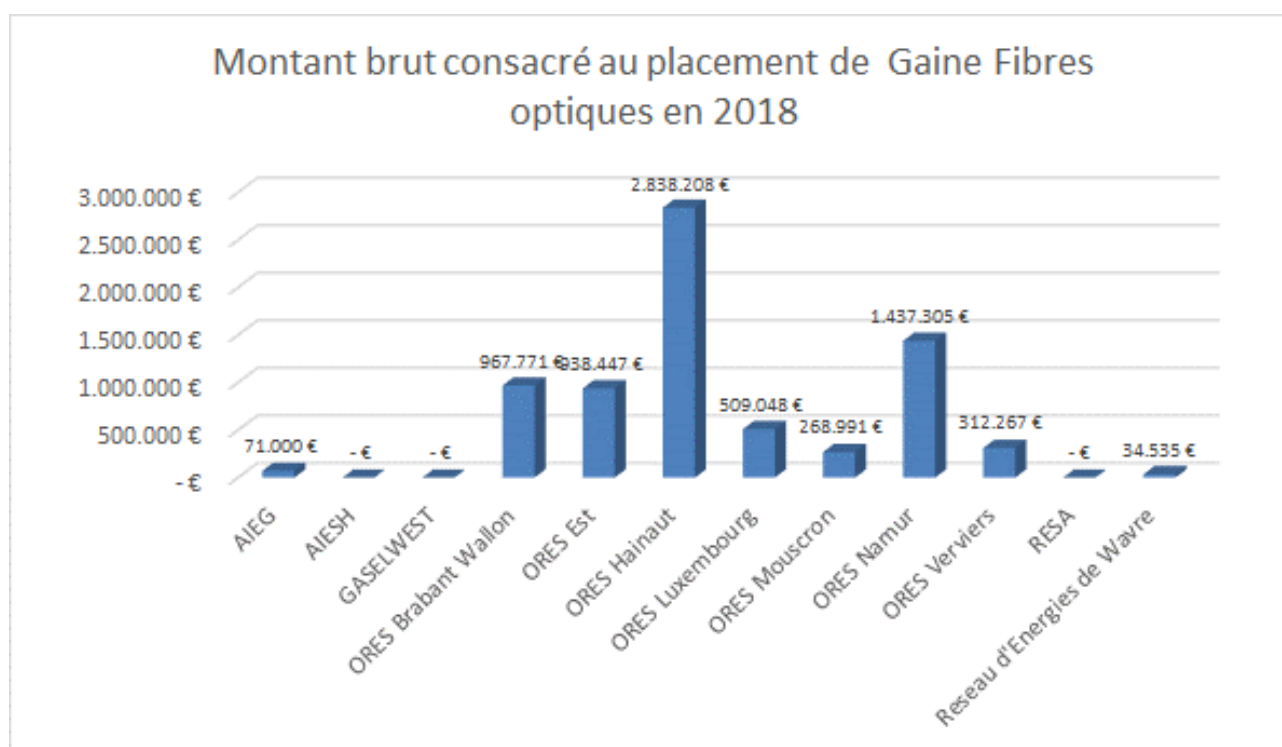
GRAPHIQUE 14 ÉVOLUTION DES BUDGETS EN TERMES DE CONTRÔLE TRANSMISSION  
(PÉRIODE 2018 À 2023)

Gaines pour fibres optiques (FO) : à l'instar des années précédentes, l'année 2018 s'inscrit dans la poursuite d'investissements très conséquents consacrés au placement de gaines destinées à recevoir (ultérieurement pour la plupart) des fibres optiques mais cette tendance devrait être revue à la baisse à court terme :



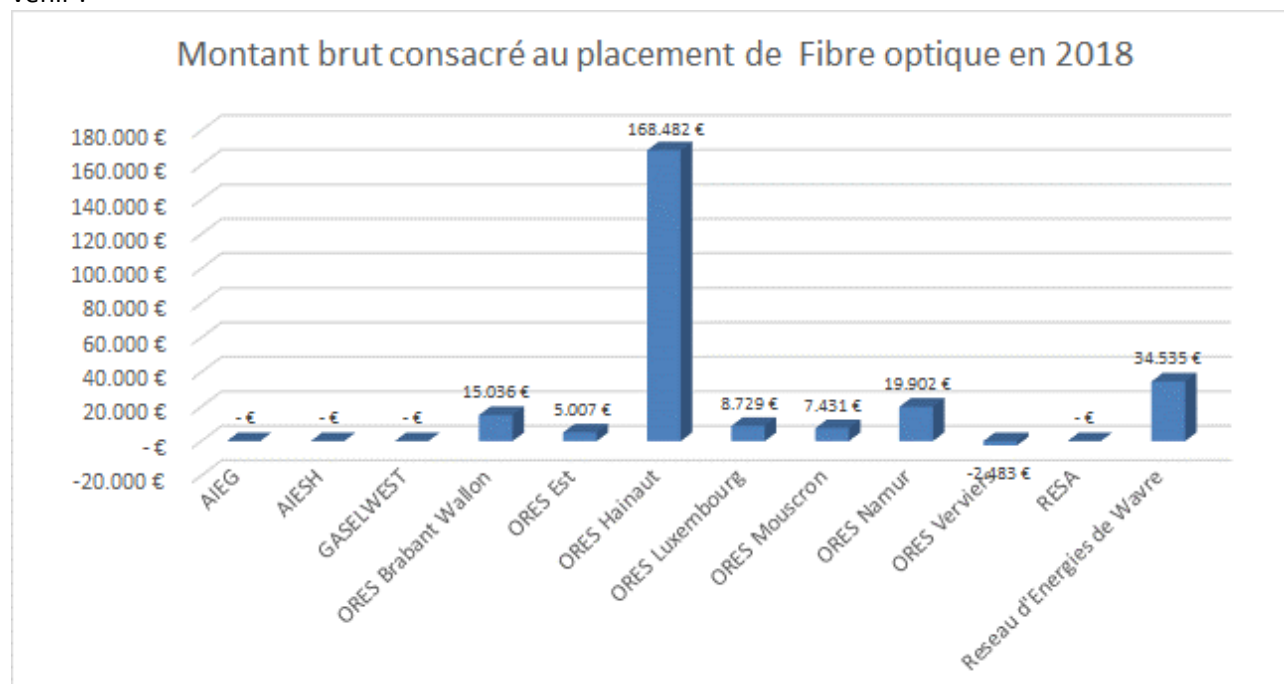
GRAPHIQUE 15 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR PLACEMENT GAINES FO

À lui seul, le secteur d'ORES Hainaut représente près de 40 % du montant global d'investissement en RW :

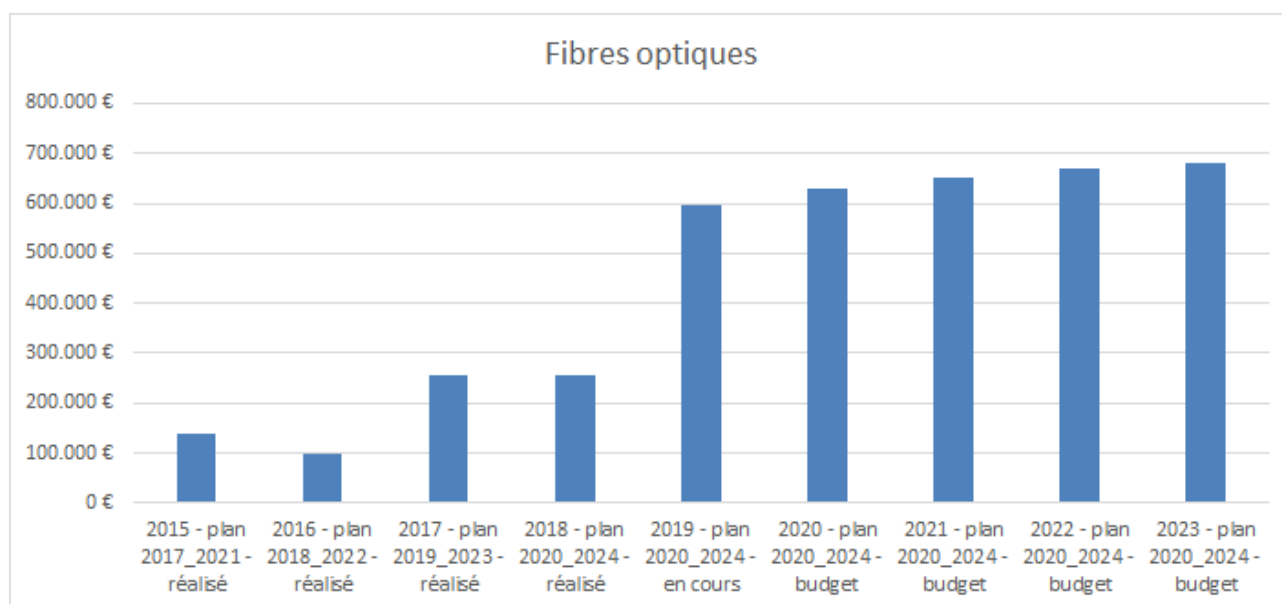


GRAPHIQUE 16 MONTANTS BRUTS 2018 POUR PLACEMENT GAINES FO

A contrario, le soufflage de fibres optiques proprement dites dans les gaines a représenté des budgets beaucoup plus modestes, ORES Hainaut faisant partiellement exception à cette règle ; les gaines étant maintenant placées et la nécessité de développement du smart grid se faisant sentir, cette tendance devrait s'inverser dans les années à venir :



GRAPHIQUE 17 MONTANTS BRUTS 2018 POUR PLACEMENT FO



**GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR LE SOUFFLAGE DES FO**

Autres équipements « smart » : le déploiement des compteurs communicants doit être vu sous 2 prismes différents. D'une part, les équipements intrinsèques de mesure (les compteurs en tant que « hardware ») et les équipements annexes permettant l'interaction de ceux-ci avec les réseaux des GRD (communication, contrôle et commande). Dans cette deuxième catégorie d'équipements (repris sous le poste tarifaire « autres équipements smart »), se trouvaient notamment les concentrateurs nécessaires pour les compteurs utilisant la technologie « courant porteur en ligne » ou « PLC ». Si cette technologie est susceptible d'être remise en question suite au nouveau décret, il n'en reste pas moins, pour les raisons évoquées plus haut, que des budgets très conséquents avaient été initialement prévus et sont restés inscrits dans les propositions de plan soumis par ORES. La CWaPE formule donc les mêmes réserves et ne valide donc pas ces montants, repris dans le tableau ci-dessous à titre informatif :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
AIEG	€ 10.000	€ 30.000	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 40.000
AIESH	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
GASELWEST	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
ORES Brabant Wallon	€ -	€ 651.800	€ 1.249.493	€ 1.270.389	€ 1.291.611	€ 421.163	€ 4.884.457
ORES Est	€ -	€ 209.987	€ 396.007	€ 406.455	€ 412.589	€ 143.023	€ 1.568.062
ORES Hainaut	€ -	€ 1.987.177	€ 3.873.587	€ 3.952.765	€ 3.999.068	€ 1.275.301	€ 15.087.897
ORES Luxembourg	€ -	€ 612.965	€ 1.162.833	€ 1.183.304	€ 1.204.133	€ 392.149	€ 4.555.384
ORES Mouscron	€ -	€ 132.532	€ 254.510	€ 260.093	€ 263.504	€ 83.481	€ 994.121
ORES Namur	€ -	€ 925.638	€ 1.789.251	€ 1.807.077	€ 1.851.297	€ 588.920	€ 6.962.183
ORES Verviers	€ -	€ 297.403	€ 573.744	€ 584.920	€ 592.864	€ 187.800	€ 2.236.731
RESA	€ 142.831	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 142.831
Réseau d'Energies de Wavre	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
<b>Total général</b>	<b>€ 152.831</b>	<b>€ 4.847.502</b>	<b>€ 9.299.425</b>	<b>€ 9.465.003</b>	<b>€ 9.615.067</b>	<b>€ 3.091.838</b>	<b>€ 36.471.666</b>

**TABLEAU 9 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR AUTRES ÉQUIPEMENTS SMARTS (2018 À 2023)**

## 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 2020_2024 - actualisé	2020 - plan 2020_2024 - budgété	2021 - plan 2020_2024 - budgété	2022 - plan 2020_2024 - budgété	2023 - plan 2020_2024 - budgété	Total général
AIEG	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 3.307.000	€ 3.102.951	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.676.872	€ 21.039.587
AIESH	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.803.200	€ 3.097.300	€ 2.932.000	€ 3.011.800	€ 2.985.500	€ 23.514.858
Gaselwest	€ 1.958.176	€ 1.912.302						€ 3.870.478
INFRAX PBE	€ 974.979							€ 974.979
ORES Brabant Wallon	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 23.633.837	€ 25.123.135	€ 26.870.602	€ 28.001.810	€ 27.215.534	€ 178.406.768
ORES EST	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 11.455.829	€ 11.745.276	€ 12.319.828	€ 12.691.810	€ 12.444.514	€ 85.738.385
ORES Hainaut	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 55.912.430	€ 62.659.266	€ 68.463.929	€ 72.271.522	€ 69.859.060	€ 450.196.279
ORES Luxembourg	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 26.789.990	€ 28.049.727	€ 29.596.084	€ 30.601.917	€ 29.863.849	€ 199.504.526
ORES Mouscron	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 8.414.324	€ 8.952.174	€ 9.263.419	€ 9.506.971	€ 9.352.758	€ 59.974.800
ORES Namur	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 35.894.168	€ 37.699.516	€ 40.043.032	€ 41.557.129	€ 40.397.976	€ 271.793.393
ORES Verviers	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 13.267.219	€ 13.793.317	€ 14.583.726	€ 15.093.402	€ 14.721.459	€ 101.998.806
RESA	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 33.787.755	€ 41.456.858	€ 38.513.309	€ 42.066.372	€ 37.744.198	€ 254.238.519
Réseau d'Energies de Wavre	€ 3.985.885	€ 4.182.864	€ 3.849.411	€ 3.907.152	€ 3.965.759	€ 4.025.246	€ 4.085.624	€ 28.001.941
<b>Total général</b>	<b>€ 218.030.862</b>	<b>€ 238.913.494</b>	<b>€ 220.115.162</b>	<b>€ 239.586.672</b>	<b>€ 249.659.870</b>	<b>€ 261.599.916</b>	<b>€ 251.347.344</b>	<b>€ 1.679.253.319</b>

TABLEAU 10 ÉVOLUTION PROGRAMMATION DES PROJETS (PÉRIODE 2017 À 2023)

**Concernant les postes budgétaires** et pour la période 2018 à 2023, la situation financière rentrée recouvre parfaitement celle des projets pressentis :

	2017 plan 2019-2023 réalisé	2018 plan 2019-2023 en cours	2019 plan 2019-2023 budget	2020 plan 2019-2023 budget	2021 plan 2019-2023 budget	2022 plan 2019-2023 budget	2023 plan 2019-2023 budget	Total général
AIEG	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 3.307.000	€ 3.102.951	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.676.872	€ 21.039.587
AIESH	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.803.200	€ 3.097.300	€ 2.932.000	€ 3.011.800	€ 2.985.500	€ 23.514.858
GASELWEST	€ 1.958.177	€ 1.912.302						€ 3.870.479
INFRAX PBE	€ 974.979							€ 974.979
ORES Brabant Wallon	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 23.633.837	€ 25.123.135	€ 26.870.602	€ 28.001.810	€ 27.215.534	€ 178.406.768
ORES Est	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 11.455.829	€ 11.745.276	€ 12.319.828	€ 12.691.810	€ 12.444.514	€ 85.738.385
ORES Hainaut	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 55.912.430	€ 62.659.266	€ 68.463.929	€ 72.271.522	€ 69.859.060	€ 450.196.279
ORES Luxembourg	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 26.789.990	€ 28.049.727	€ 29.596.084	€ 30.601.917	€ 29.863.849	€ 199.504.526
ORES Mouscron	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 8.414.324	€ 8.952.174	€ 9.263.419	€ 9.506.971	€ 9.352.758	€ 59.974.800
ORES Namur	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 35.894.168	€ 37.699.516	€ 40.043.032	€ 41.557.129	€ 40.397.976	€ 271.793.393
ORES Verviers	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 13.267.219	€ 13.793.317	€ 14.583.726	€ 15.093.402	€ 14.721.459	€ 101.998.806
RESA	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 33.787.755	€ 41.456.858	€ 38.513.309	€ 42.066.372	€ 37.744.198	€ 254.238.519
Réseau d'Energies de Wavre	€ 3.711.855	€ 4.182.864	€ 3.849.411	€ 3.907.152	€ 3.965.759	€ 4.025.246	€ 4.085.624	€ 27.727.911
<b>Total général</b>	<b>€ 217.756.832</b>	<b>€ 238.913.494</b>	<b>€ 220.115.162</b>	<b>€ 239.586.672</b>	<b>€ 249.659.870</b>	<b>€ 261.599.916</b>	<b>€ 251.347.344</b>	<b>€ 1.678.979.290</b>

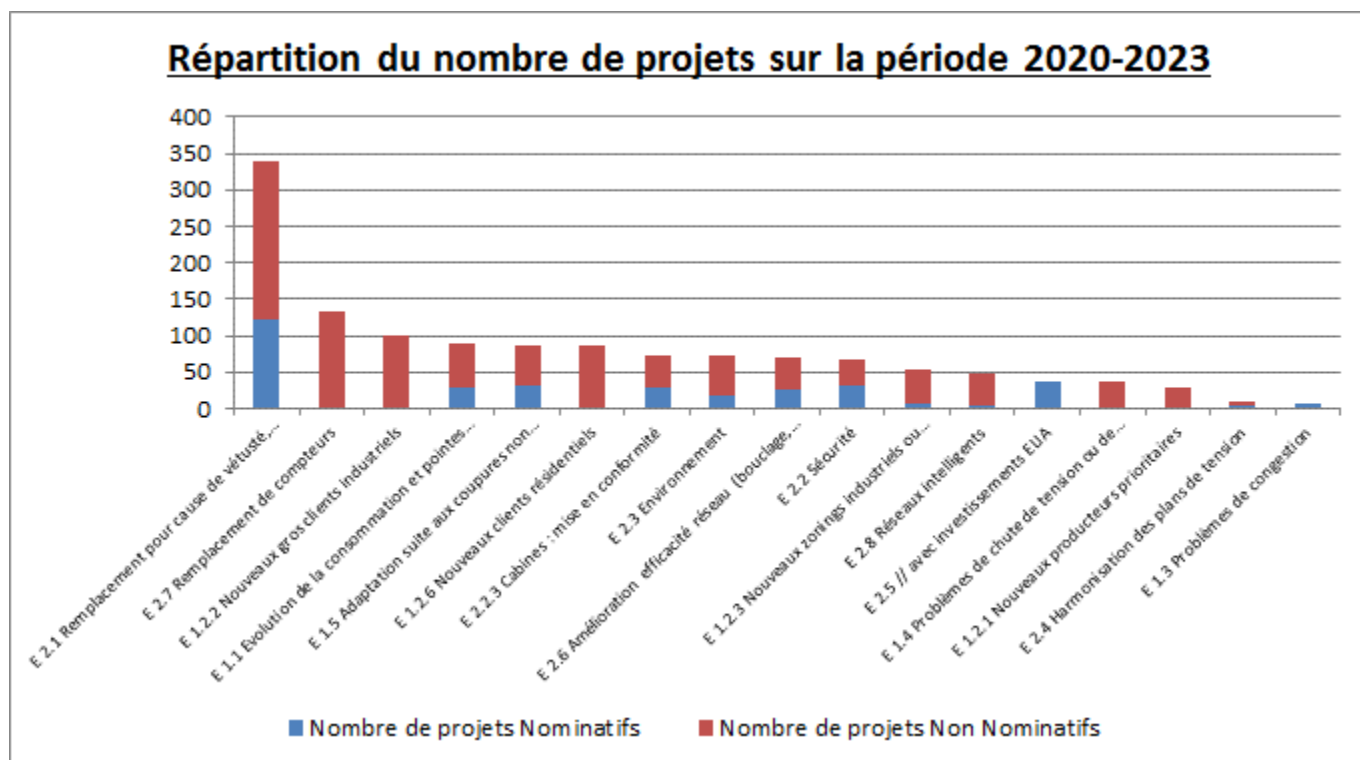
TABLEAU 11 ÉVOLUTION DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2017 À 2023)



### 2.3.2. Les projets et leurs motivations

Le tableau infra reprend, sur la période 2020-2023, 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.

De plus, 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.



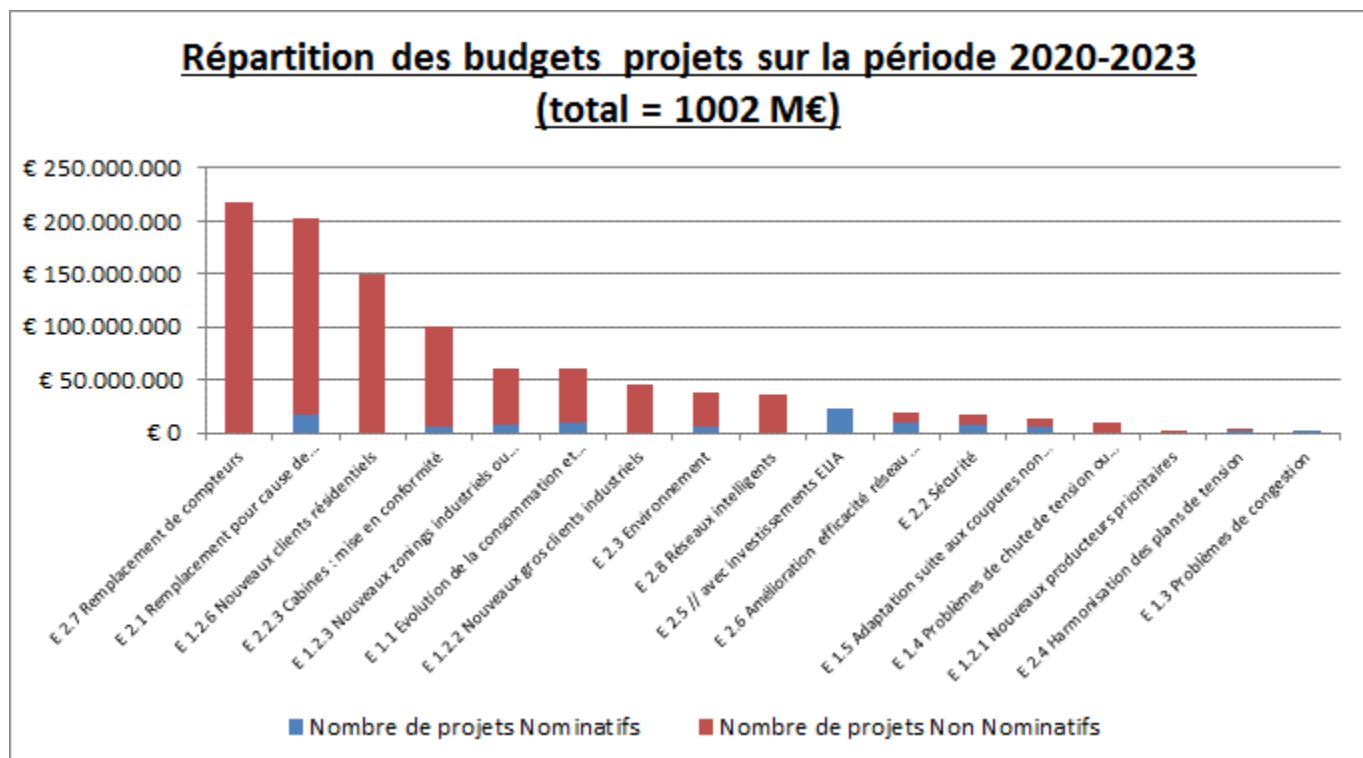
GRAPHIQUE 19 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS ATTENDUS  
(CUMUL PÉRIODE 2020 À 2023)

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

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	122	216	338
E 2.7 Remplacement de compteurs	0	132	132
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	2	99	101
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	29	59	88
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	31	56	87
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	0	86	86
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	30	43	73
E 2.3 Environnement	17	56	73
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	27	44	71
E 2.2 Sécurité	31	36	67
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	8	45	53
E 2.8 Réseaux intelligents	4	44	48
E 2.5 // avec investissements ELIA	36	0	36
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	36	36
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	0	28	28
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	3	8	11
E 1.3 Problèmes de congestion	6	0	6
<b>Total général</b>	<b>346</b>	<b>988</b>	<b>1.334</b>

TABLEAU 12 SITUATION NOMBRE DE PROJETS PROGRAMMÉS  
(PERIODE 2020 A 2023)

En termes d'investissements bruts, la répartition par moteur de motivation sur la période 2020 à 2023 se répartit comme suit :



GRAPHIQUE 20 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT DES PROJETS ATTENDUS  
(CUMUL PÉRIODE 2020 À 2023)

Codes de motivation	Projets nominatifs	Projets non nominatifs	Total
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 0	€ 218.026.967	€ 218.026.967
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 16.697.587	€ 185.048.131	€ 201.745.718
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 0	€ 149.791.135	€ 149.791.135
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 5.923.763	€ 94.102.595	€ 100.026.359
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 7.114.107	€ 53.528.160	€ 60.642.267
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 9.445.556	€ 50.673.642	€ 60.119.198
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 898.470	€ 44.911.898	€ 45.810.367
E 2.3 Environnement	€ 5.399.782	€ 33.201.078	€ 38.600.861
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 716.839	€ 35.901.650	€ 36.618.489
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 23.358.947	€ 0	€ 23.358.947
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 9.802.022	€ 9.948.750	€ 19.750.772
E 2.2 Sécurité	€ 8.194.315	€ 9.442.027	€ 17.636.342
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 6.034.162	€ 6.900.758	€ 12.934.920
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 0	€ 10.588.474	€ 10.588.474
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 0	€ 2.814.396	€ 2.814.396
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 1.577.430	€ 1.190.159	€ 2.767.589
E 1.3 Problèmes de congestion	€ 961.000	€ 0	€ 961.000
Total général	€ 96.123.981	€ 906.069.820	€ 1.002.193.801

TABLEAU 13 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT (NOMINATIF/ NON NOMINATIF)  
(PÉRIODE 2020 A 2023)

Tenant compte des réserves déjà formulées (voir supra), 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 se situer en 2019 aux alentours de 220 M€ (montants bruts). Les montants totaux considérés entre 2020 et 2023 doivent être interprétés avec prudence vu la surestimation liée au roll-out des compteurs intelligents (E 2.7 Remplacement de compteurs), le scénario retenu n'étant plus pertinent et à revoir.

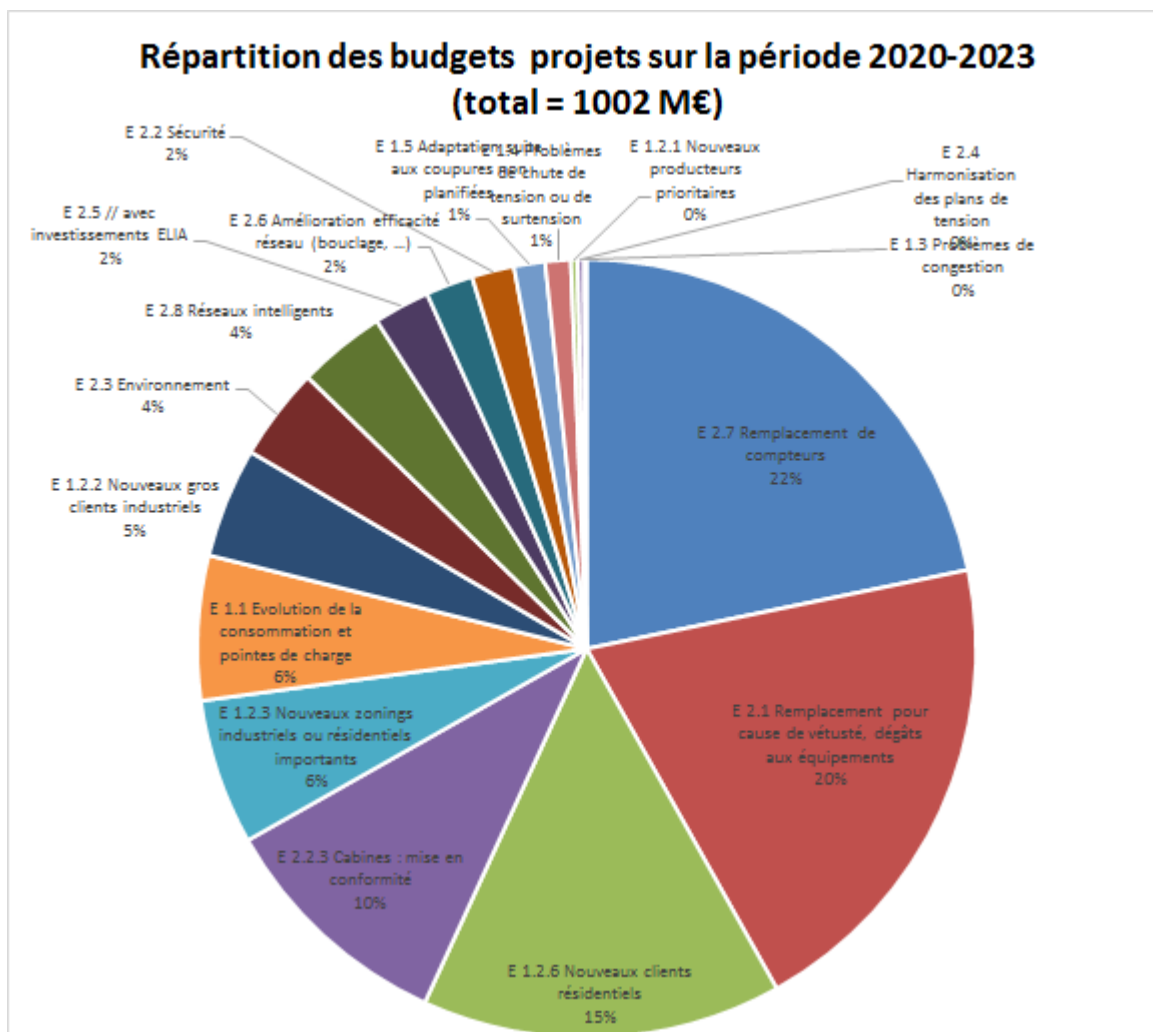
Codes de motivation	2019	2020	2021	2022	2023	Total général	Moyenne / an
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 58.176.068	€ 50.716.157	€ 51.503.711	€ 51.315.559	€ 48.210.291	€ 259.921.787	€ 51.984.357
<i>E 2.7 Remplacement de compteurs (A REVISER)</i>	<i>€ 18.194.010</i>	<i>€ 40.173.607</i>	<i>€ 54.978.811</i>	<i>€ 64.130.349</i>	<i>€ 58.744.199</i>	<i>€ 236.220.977</i>	<i>€ 47.244.195</i>
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	€ 37.402.695	€ 36.214.112	€ 37.296.485	€ 38.196.027	€ 38.084.511	€ 187.193.831	€ 37.438.766
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 21.011.509	€ 21.886.688	€ 26.568.619	€ 25.143.204	€ 26.427.848	€ 121.037.868	€ 24.207.574
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 15.933.884	€ 14.185.071	€ 13.690.170	€ 17.205.722	€ 15.038.235	€ 76.053.082	€ 15.210.616
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 13.904.415	€ 17.613.418	€ 15.803.956	€ 13.879.320	€ 13.345.573	€ 74.546.683	€ 14.909.337
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 11.115.172	€ 10.830.362	€ 11.069.668	€ 11.359.228	€ 12.551.109	€ 56.925.539	€ 11.385.108
E 2.3 Environnement	€ 8.527.394	€ 11.539.692	€ 9.819.459	€ 8.655.469	€ 8.586.240	€ 47.128.255	€ 9.425.651
<i>E 2.8 Réseaux intelligents (SOUS RESERVE)</i>	<i>€ 9.403.891</i>	<i>€ 9.549.866</i>	<i>€ 8.992.260</i>	<i>€ 8.738.395</i>	<i>€ 9.337.968</i>	<i>€ 46.022.380</i>	<i>€ 9.204.476</i>
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 7.535.191	€ 7.804.012	€ 3.940.622	€ 5.959.578	€ 5.654.735	€ 30.894.139	€ 6.178.828
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 4.778.512	€ 6.989.180	€ 4.963.827	€ 5.041.156	€ 2.756.609	€ 24.529.283	€ 4.905.857
E 2.2 Sécurité	€ 4.441.372	€ 4.516.219	€ 4.845.710	€ 4.040.591	€ 4.233.823	€ 22.077.714	€ 4.415.543
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 5.383.661	€ 2.810.575	€ 1.674.356	€ 3.676.683	€ 4.773.306	€ 18.318.582	€ 3.663.716
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 2.177.217	€ 2.730.713	€ 2.896.322	€ 2.401.953	€ 2.559.486	€ 12.765.690	€ 2.553.138
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 879.733	€ 621.744	€ 970.966	€ 865.520	€ 309.359	€ 3.647.322	€ 729.464
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 712.525	€ 720.256	€ 554.928	€ 805.161	€ 734.051	€ 3.526.921	€ 705.384
E 1.3 Problèmes de congestion	€ 537.912	€ 685.000	€ 90.000	€ 186.000		€ 1.498.912	€ 299.782
Total général	€ 220.115.162	€ 239.586.672	€ 249.659.870	€ 261.599.916	€ 251.347.344	€ 1.222.308.963	€ 244.461.793

TABLEAU 14 ÉVOLUTION MONTANTS ANNUELS PROJETS PAR CODE MOTIVATION  
(PERIODE 2019 A 2023)

Abstraction faite du remplacement des compteurs à court terme, le remplacement pour cause de vétusté demeure le trigger principal d'investissement (près de 52 M€ sur base annuelle).

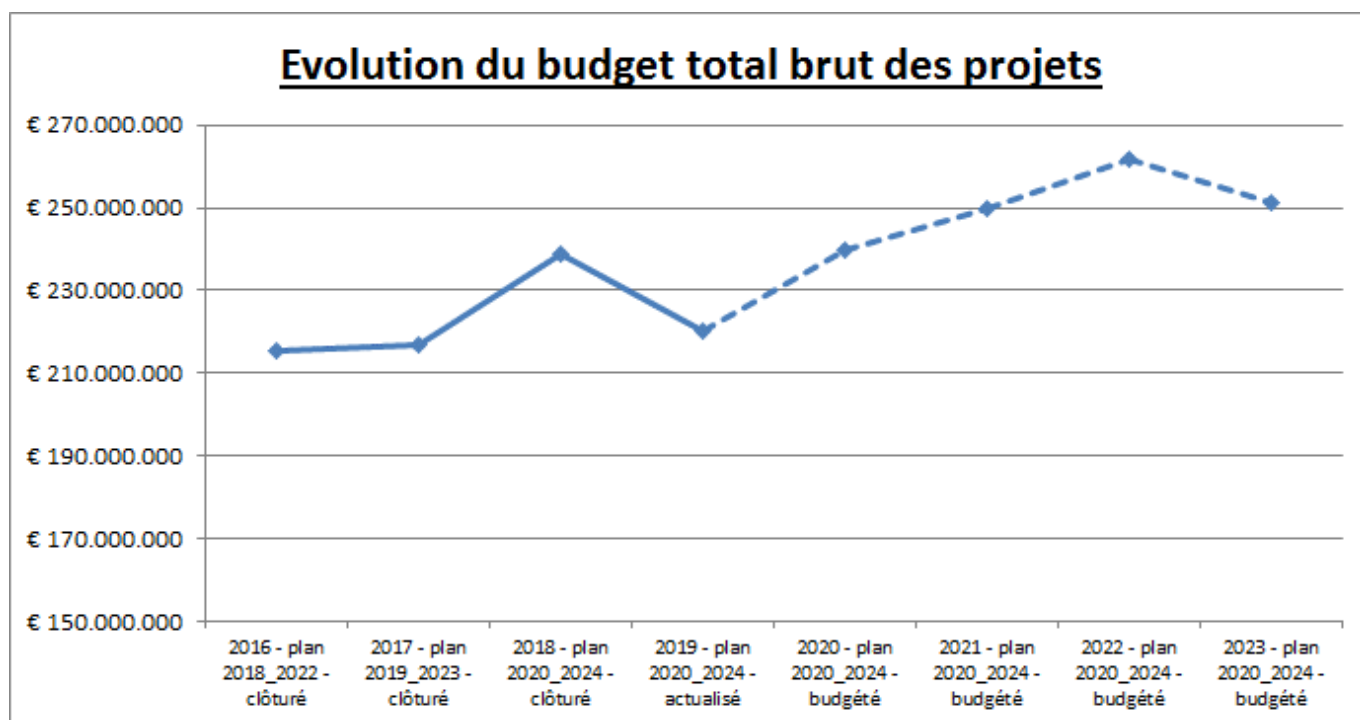
Notons également que :

- Comme largement commenté ci-avant, la révision des hypothèses relatives au déploiement des compteurs intelligents devront nuancer l'importance relative des remplacements de compteurs intelligents et autres équipements smart ;
- la mise en conformité des cabines (AR 2012) demeure le 4<sup>ème</sup> motif d'investissement (24,2 M€/an).



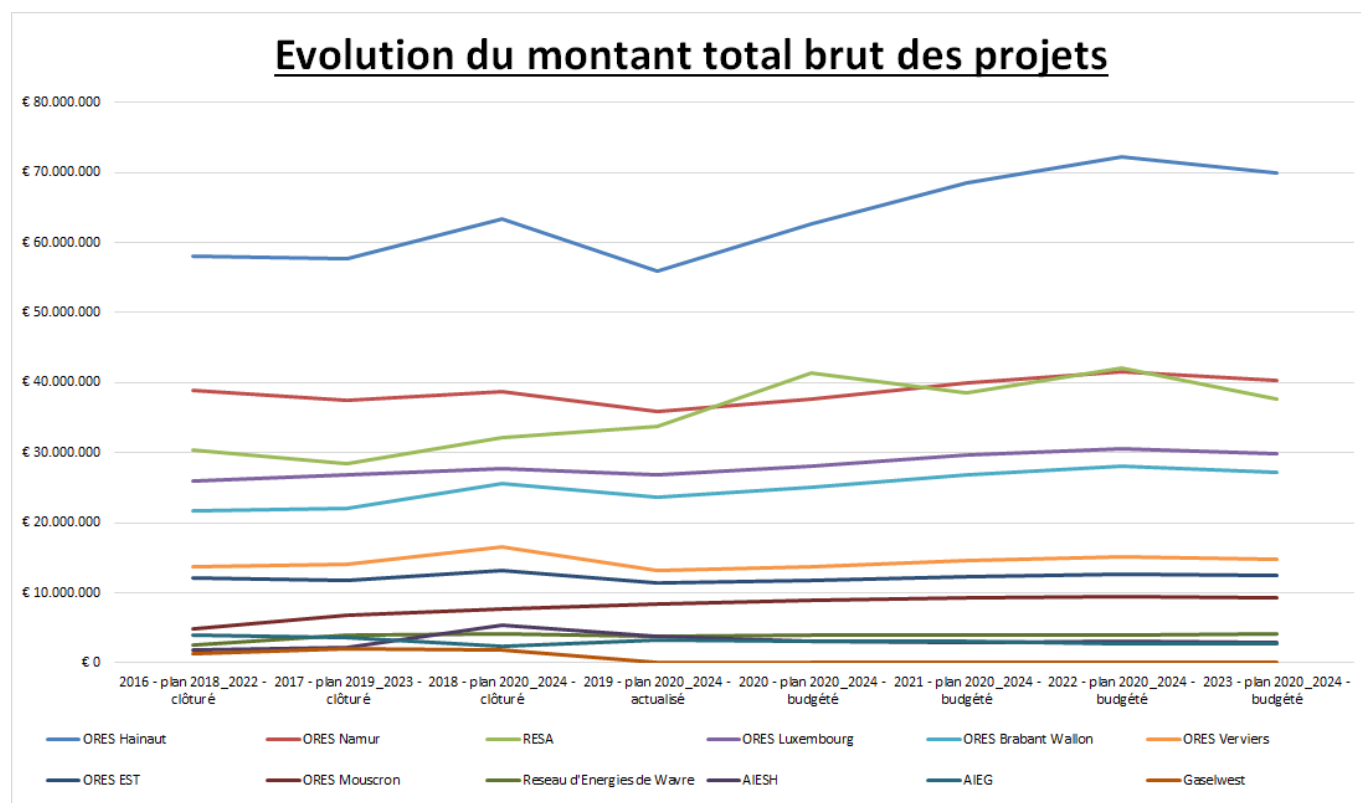
**GRAPHIQUE 21** RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS EN FONCTION DES PRINCIPALES MOTIVATIONS (PÉRIODE 2020 À 2023)

Sur base des données du tableau ci-dessus, l'évolution des montants totaux consacrés est donc la suivante :



GRAPHIQUE 22 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT  
(PERIODE 2016 A 2023)

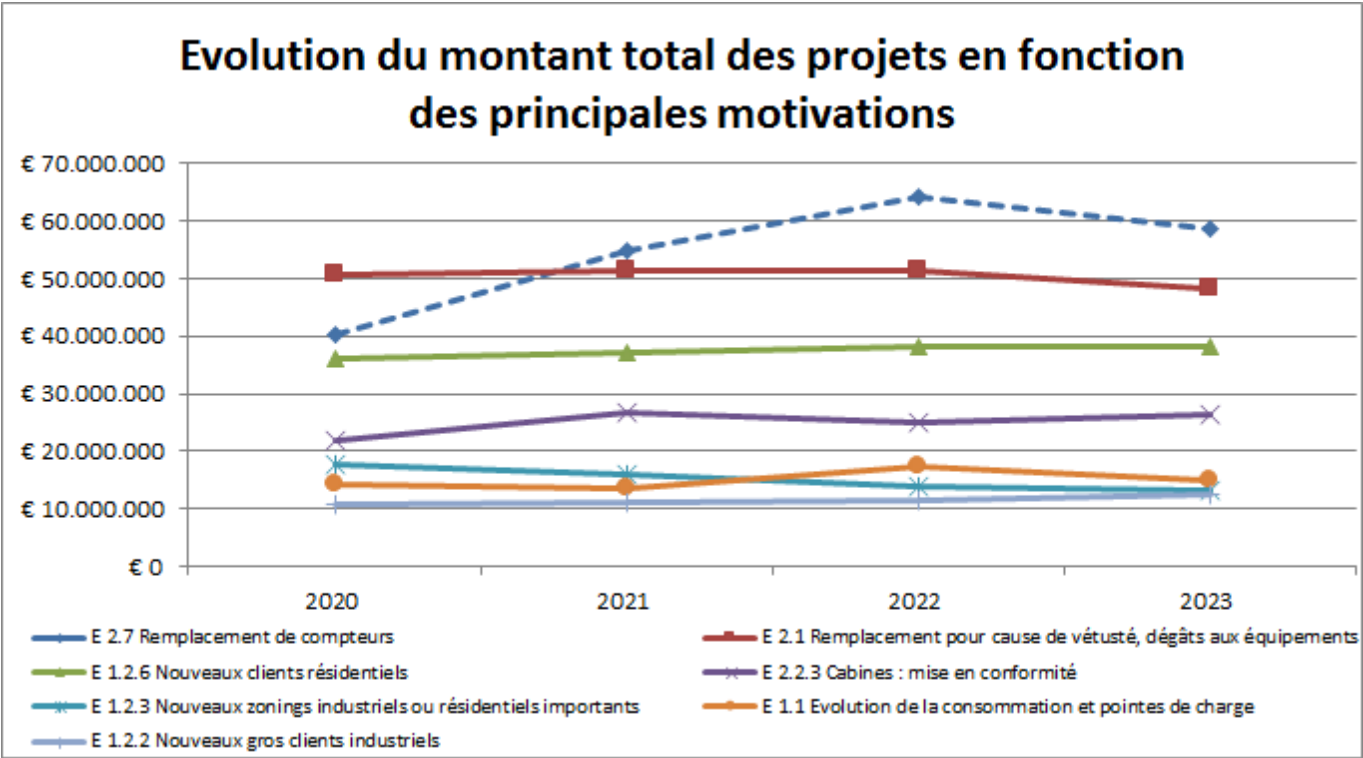
L'augmentation rencontrée en 2018 s'explique en détaillant cette évolution par GRD :



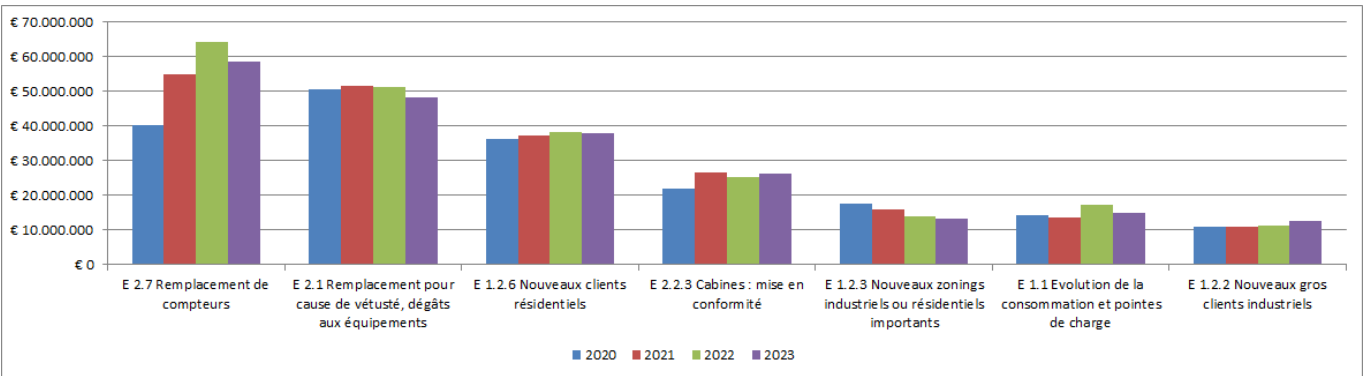
GRAPHIQUE 23 ÉVOLUTION PAR GRD DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT  
(PERIODE 2016 A 2023)

Les investissements dans plusieurs secteurs d'ORES (Hainaut, Brabant wallon, Verviers et Est), chez RESA et à l'AIESH sont principalement à l'origine de cette augmentation. Le lecteur se référera aux explications déjà fournies individuellement au chapitre 2.1.

Si on se focalise sur les motivations principales (représentant au minimum 10 M€ d'investissement sur base annuelle), on constate que, de manière individuelle, l'évolution de ces investissements est assez stable dans le temps. Le poste « remplacement des compteurs » fait exception pour les raisons déjà évoquées. C'est essentiellement ce dernier qui provoque les augmentations annuelles constatées mais ces dernières doivent être interprétées tenant compte des réserves déjà formulées.



GRAPHIQUE 24 ÉVOLUTION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2020 A 2023)



GRAPHIQUE 25 ÉVOLUTION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PERIODE 2020 A 2023)

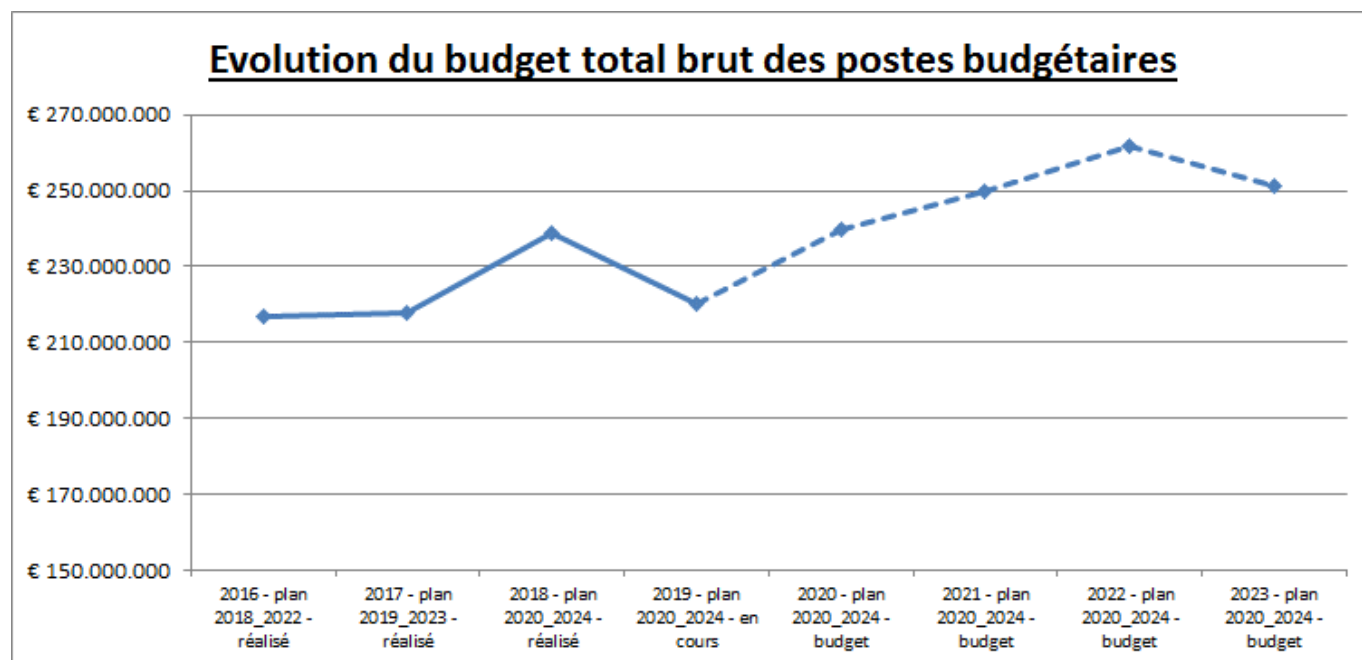
### 2.3.3. Les postes budgétaires

Tenant compte des réserves déjà évoquées, l'évolution des investissements réalisés/presentis 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 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	96.906.698 €	92.894.445 €	107.659.446 €	90.485.072 €	85.088.521 €	82.076.220 €	81.859.246 €	78.652.627 €
Cabines	34.495.399 €	35.875.991 €	37.190.784 €	39.087.696 €	40.355.260 €	41.961.702 €	44.002.566 €	44.593.389 €
Comptages	19.983.939 €	19.580.362 €	19.448.846 €	22.404.005 €	37.455.036 €	52.305.136 €	61.494.157 €	63.298.629 €
Raccordements clients	28.299.188 €	31.773.609 €	34.117.079 €	29.162.955 €	28.672.712 €	29.143.832 €	29.595.704 €	30.505.896 €
Lignes	17.541.486 €	17.121.486 €	16.201.531 €	17.880.358 €	18.140.387 €	18.203.954 €	18.216.988 €	17.682.681 €
Contrôle/transm ission	15.217.166 €	12.933.399 €	15.798.394 €	15.005.558 €	20.069.083 €	19.145.919 €	18.359.064 €	12.375.474 €
Postes	4.610.115 €	7.577.540 €	7.900.732 €	6.089.518 €	9.805.673 €	6.823.106 €	8.072.191 €	4.238.648 €
autres (REW)	0 €	0 €	596.682 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
<b>Total général</b>	<b>217.053.990 €</b>	<b>217.756.832 €</b>	<b>238.913.494 €</b>	<b>220.115.162 €</b>	<b>239.586.672 €</b>	<b>249.659.870 €</b>	<b>261.599.916 €</b>	<b>251.347.344 €</b>

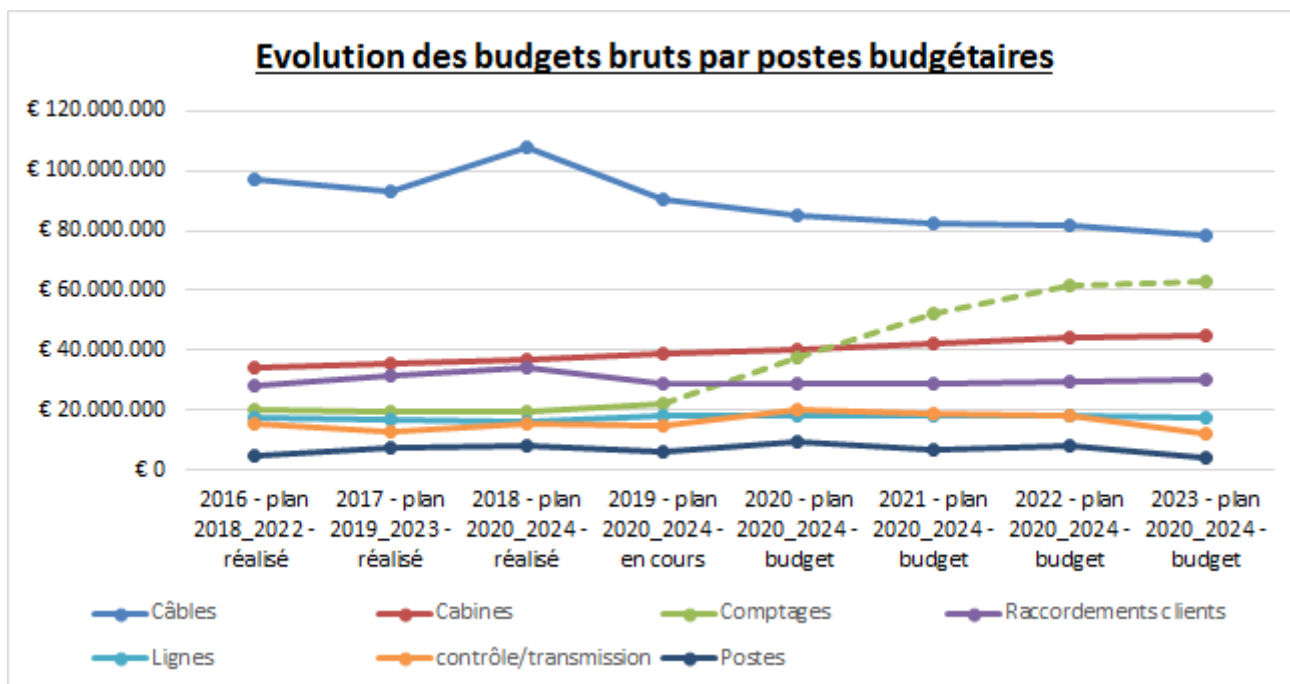
TABLEAU 15 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DU MONTANT ANNUEL BRUT (PERIODE 2016 A 2023)

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 2023)

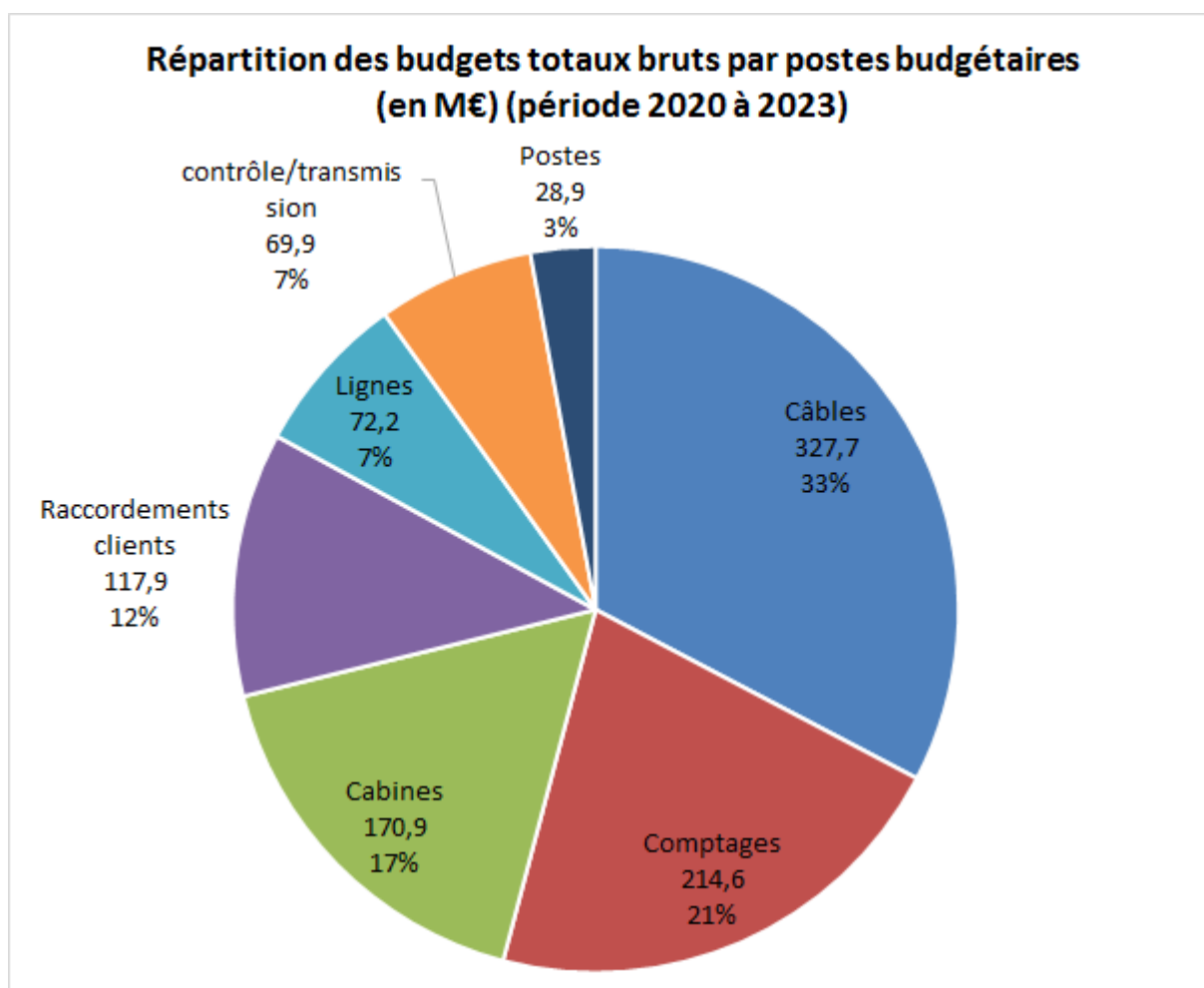




GRAPHIQUE 27 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX ANNUELS BRUTS  
(PÉRIODE 2016 À 2023)

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. Dans la 1<sup>ère</sup> moitié de la période, ce sont ensuite les cabines qui nécessitent les investissements les plus conséquents, notamment en raison de la mise en conformité imposée dans le cadre de l’AR de 2012 (sécurité). Cumulés, ces postes budgétaires représentent environ 2/3 des investissements totaux. Tenant compte des réserves formulées, on observe ensuite un changement important de cette tendance dans la seconde moitié de la période avec 2020 comme année charnière, liée aux hypothèses périmées en matière de déploiement des compteurs communicants, le poste « compteurs » devient le deuxième pôle d’investissement.

Comme par le passé, on observe que le budget « câbles » peut éventuellement servir de variable d’ajustement. En effet, lorsqu’un GRD est confronté à des dépenses particulièrement importantes au cours d’une année déterminée, notamment, par exemple, en cas de travaux définis en coordination avec Elia ou lors de raccordements de clients transMT, afin de ne pas dépasser son enveloppe annuelle d’investissement, c’est le budget « câbles » qui évolue à la baisse. Cette baisse se traduit en général par un ralentissement du niveau de remplacement des lignes aériennes plus vétustes telles que, par exemple, les lignes en cuivre nu identifiées dont le maintien en service ne constitue pas un risque immédiat en termes de sécurité, fiabilité des réseaux voire qualité d’alimentation. 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 2018 À 2022)

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. Éléments contextuels impactant significativement les plans

#### 1) La situation de Gaselwest

- a. Comme déjà évoqué, des changements en termes de désignation sont intervenus en 2016. En effet, un arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2016 (paru au MB 16.3.2016) a désigné ORES Assets SCRL en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité pour le territoire de la commune de Frasnes-lez-Anvaing, entités d'Anvaing, Arc-Wattripont, Dergneau et Saint-Sauveur, et ce jusqu'au 26 février 2023. Dans la foulée, les AGW désignant Gaselwest pour ces communes ont été modifiés pour tenir compte de ce changement. Des travaux ont été réalisés en 2016 par Gaselwest pour le compte d'ORES (réalisation en 2016 par Gaselwest / exploitation en 2017 par ORES).
- b. Par arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2018, le mandat octroyé à GaselwestT en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes de Celles, Comines-Warneton, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus est transféré, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets sous condition suspensive de l'obtention, par ORES Assets, du droit de propriété du réseau par le biais de la réalisation de l'opération de scission partielle.
- c. Pour les territoires de ces 4 communes anciennement desservis par Gaselwest, les tarifs d'ORES (Mouscron) sont d'application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Conformément à l'article 4, §2, 7° qui dispose que « *les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ou dans les zones correspondant aux territoires desservis par les gestionnaires du réseau de distribution au 31 décembre 2012* », les tarifs applicables à la partie de la commune de Frasnes-lez-Anvaing anciennement desservie par Gaselwest se voit également appliquer les tarifs d'ORES Mouscron. Suite à ces modifications, il a été demandé à Gaselwest d'introduire un plan minimaliste reprenant uniquement les réalisations 2018 ainsi que certaines statistiques relatives à la situation du réseau à fin 2018. Les investissements futurs dans les réseaux de distribution d'électricité des communes concernées ont été inclus dans le plan d'investissement introduit par ORES Mouscron.

#### 2) La situation de PBE Infrac

La reprise et la gestion des anciens réseaux de la PBE Infrac par ORES est effective depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, raison pour laquelle les investissements dans communes concernées ne font plus l'objet d'un traitement séparé, mais sont inclus dans le plan d'ORES secteur Brabant wallon.

#### 3) Les suites de la fusion des GRD d'ORES

Pour la 1<sup>ère</sup> année, ORES n'a introduit qu'un seul plan pour l'ensemble de ses régions. Cette demande suit une logique d'intégration progressive, qui conduira à terme à plus de synergies. Cette simplification permet à ORES d'éviter de devoir dupliquer inutilement des informations conjointes. Concernant les données plus spécifiques, la déclinaison des investissements par secteur a cependant été maintenue afin de permettre un meilleur suivi des plans précédents mais également par souci de cohérence tarifaire basée sur des budgets alloués aux différents secteurs.

#### 4) Les projets de développement spécifiques

Certains GRD ont maintenu inchangées leurs prévisions d'investissements dans le déploiement des compteurs intelligents, conformément à la précédente version des plans. Cette situation ne reflète plus la réalité du nouveau décret et doit donc être revue. La CWaPE ne valide donc pas, dans le cadre du présent examen, cet élément du plan et les enveloppes spécifiques qui s'y rapportent. Ce point fera l'objet d'une analyse séparée, conformément à la méthodologie tarifaire.

### 2.4.2. 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.

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.

### 2.4.3. 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'entrave n'occasionne des surcoûts inutiles, voire ne porte à conséquence plus lourde si des entretiens indispensables ne peuvent être réalisés en temps utile.

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

### **3. AVIS DE LA CWaPE**

#### **De manière générale**

Conformément à l'article 15 du Décret 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.

À l'issue de son analyse, la CWaPE constate que l'ensemble des GRD ont bien intégré dans la version définitive de leurs documents, tous les commentaires et remarques formulés par la CWaPE dans le cadre de l'analyse des projets.

Sur base des renseignements présentés ci-dessus, au terme de son examen et des divers échanges avec les GRD, et à l'exception notoire des éléments provisoires concernant le déploiement des compteurs intelligents, la CWaPE ne relève pas d'incohérence de nature à entraver la bonne exécution des missions imparties au GRD ou à leur permettre 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, tenant compte des réserves reprises ci-dessous, seuls subsistent quelques points de détails transmis de manière individuelle aux GRD concernés. Ceux-ci 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.

#### **De manière plus spécifique**

Bien que les objectifs fixés soient globalement rencontrés, comme évoqué ci-avant, la CWaPE formule certaines réserves relatives aux trois éléments suivants.

##### **1. Bilan 2018**

La CWaPE insiste auprès des GRD concernés sur la nécessité de pouvoir disposer des quantités associées aux montants financiers consacrés aux investissements réalisés. Cette problématique, soulevée depuis plusieurs exercices, mérite réflexion de manière à pouvoir, à court terme, apporter une solution à ce manque important d'information.

Cette remarque s'adresse plus spécifiquement à ORES et RESA.

##### **2. Déploiement des compteurs intelligents**

Le décret du 19.07.2018 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 en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité. Il est entré en vigueur le 16.09.2018.

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

Étant donné la révision substantielle des objectifs qu'amène ce décret, la plupart des GRD revoient leur trajectoire de déploiement, mais également leurs choix technologiques pour y faire face. Cela n'a pu se faire dans les délais permettant une mise à jour adéquate des plans. À titre conservatoire, ORES, RESA et l'AIESH ont donc maintenu leurs prévisions telles qu'exposées dans la version précédente du plan (2018-2022), pour laquelle la CWaPE avait déjà émis des réserves. D'autre part, la trajectoire proposée par les deux autres GRD, censée répondre aux objectifs du décret, AIEG et REW, est à confirmer.

Comme cela a été largement détaillé dans les pages précédentes, la CWaPE ne peut accepter en l'état ces propositions. Un examen approfondi est mené en parallèle, conformément à la méthodologie tarifaire, plus particulièrement pour ce qui concerne ORES et RESA.

**La présente évaluation ne porte donc pas sur les éléments des plans visant la stratégie de déploiement des compteurs smart. Ces éléments ne sont dès lors pas validés par la CWaPE, de même que les budgets associés. Une actualisation de la situation est donc attendue au minimum lors du prochain exercice des plans, tenant notamment compte des discussions tarifaires en cours.**

### 3. Les activités régulées

La CWaPE relève que le REW fait état dans son plan de montants consacrés en 2017 et 2018 à l'installation d'une série d'unités de cogénération de petite puissance (e.a. projet « 3007 », encore ouvert au 31/12/2018). Cela pose question au regard des dispositions du décret du 11 mai 2018 (décret « gouvernance des GRD »), qui établit une distinction plus stricte entre activités autorisées et non autorisées dans le chef des GRD, applicables à partir du 1<sup>er</sup> juin 2019 sous réserve d'éventuelles dérogations octroyées par le Gouvernement wallon. Des contacts avec le GRD et une analyse spécifique ont été amorcés relativement à ce point. Dans l'attente des conclusions et, le cas échéant, des actions de mise en conformité, la CWaPE ne valide pas ces montants, ni les prévisions inscrites dans le plan en rapport avec cette activité.

Ceci ne porte pas à conséquence sur les autres investissements proposés.

\*   \*  
\*

## 4. ANNEXES

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

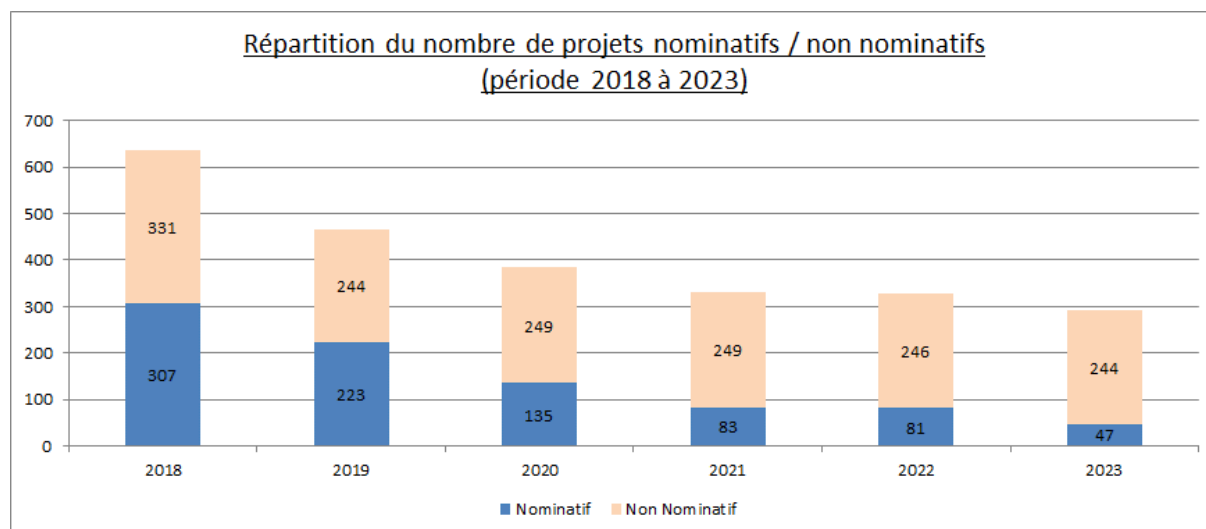
#### 4.1.1. Examen des projets rentrés

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

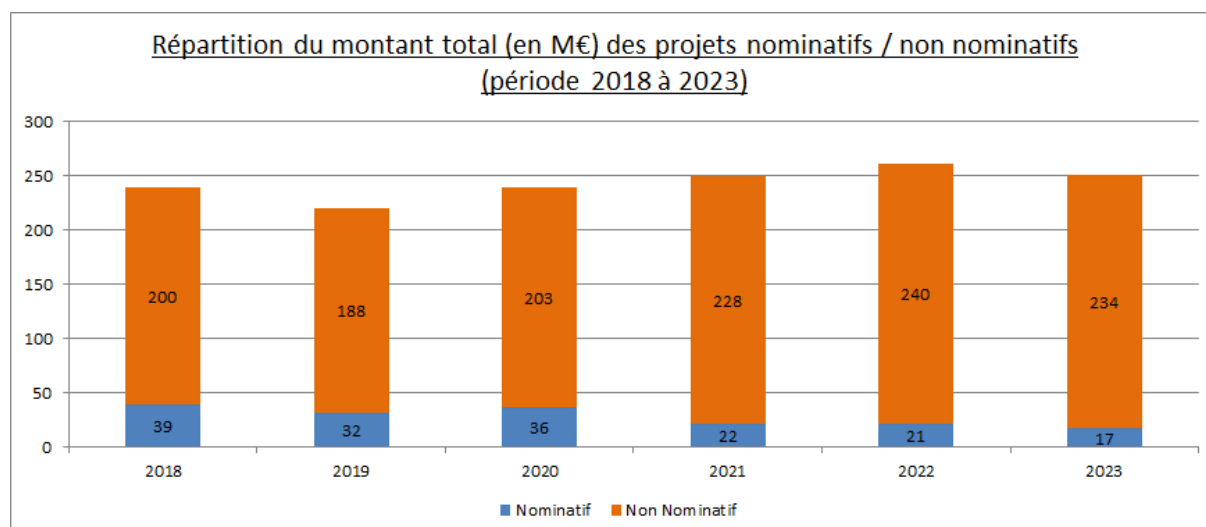
Même si les plans introduits ont une portée de quatre voire cinq ans, en matière de réalisation de chantiers, des prévisions à plus de six mois demeurent souvent difficiles à établir. Les incertitudes vont croissant à mesure que le terme s'allonge, rendant très illusoires des prévisions au-delà de deux 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.



GRAPHIQUE 29 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS (PÉRIODE 2018 À 2023)

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



GRAPHIQUE 30 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS  
(PÉRIODE 2018 À 2023)

Rappelons enfin que seule la réalisation des travaux prévus pour la période 2020-2021 présente un haut degré de certitude. Les travaux nominatifs dont l'exécution est prévue à plus longue échéance reflètent des investissements conditionnels évoquant des programmes indicatifs de renforcement qui, pour certains, doivent encore, soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au regard de l'évolution des 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 regroupant 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 aux frontières de la distribution et des réseaux de transport.



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

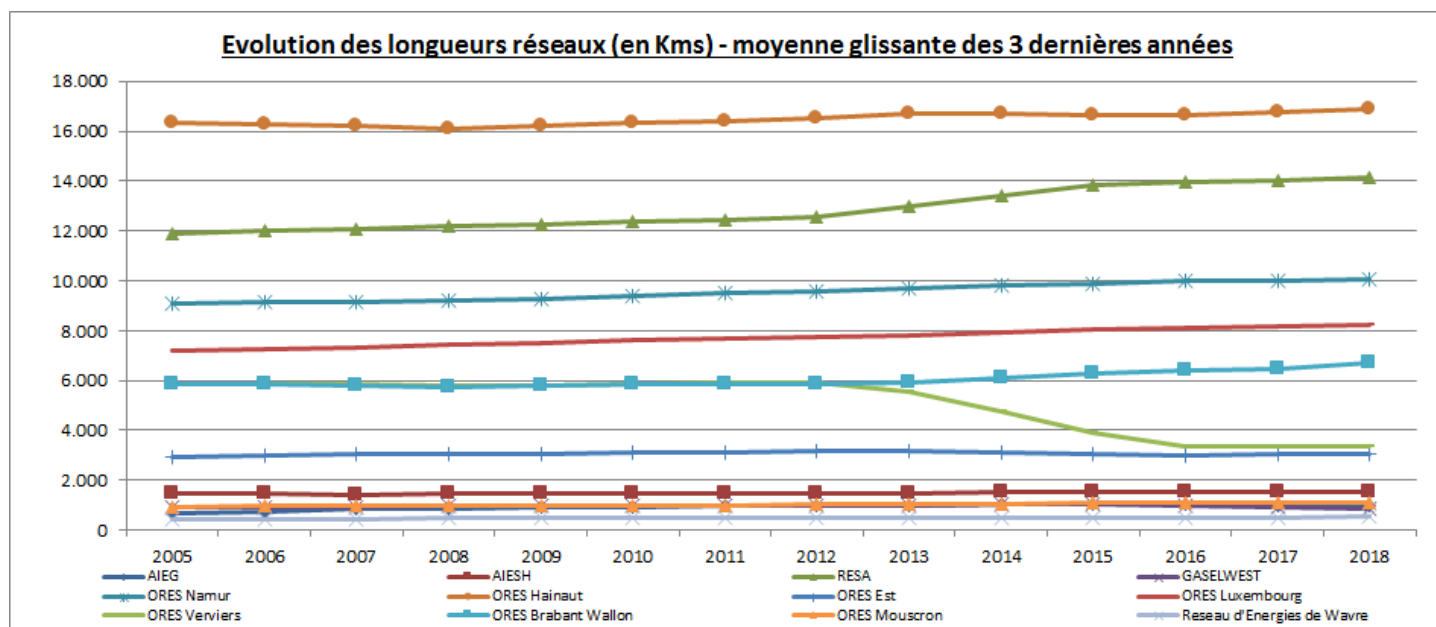
Outre les statistiques reprises au chapitre 2, les données ci-dessous donnent un aperçu global, pour la Wallonie et par GRD.

#### 4.1.3.1. Evolution des réseaux depuis 2005

Les graphiques suivants montrent l'évolution des longueurs totales des réseaux de distribution. Afin de s'affranchir des variations liées aux années particulières et autres rectifications opérées dans les inventaires, ces graphiques reprennent l'évolution d'une moyenne glissante sur trois années.

Evolution des longueurs réseaux (en Kms) - moyenne glissante des 3 dernières années													
	AIEG	AIESH	RESA	GASELWEST	ORES Namur	ORES Hainaut	ORES Est	ORES Luxembourg	ORES Verviers	ORES Brabant Wallon	ORES Mouscron	Reseau d'Energies de Wavre	TOTAL RW
2005	676	1.448	11.900	903	9.082	16.330	2.953	7.199	5.871	5.847	946	445	64.178
2006	767	1.441	11.992	926	9.137	16.297	2.998	7.280	5.865	5.835	952	452	64.528
2007	833	1.438	12.103	940	9.163	16.210	3.036	7.350	5.833	5.804	960	461	64.725
2008	860	1.447	12.183	959	9.216	16.106	3.029	7.423	5.793	5.764	967	472	64.825
2009	896	1.461	12.252	972	9.295	16.212	3.071	7.520	5.820	5.808	978	478	65.379
2010	932	1.474	12.368	987	9.383	16.316	3.094	7.613	5.863	5.830	987	483	65.968
2011	969	1.485	12.457	999	9.487	16.431	3.135	7.700	5.900	5.848	998	491	66.554
2012	1.002	1.492	12.556	1.005	9.607	16.547	3.163	7.775	5.921	5.870	1.019	499	67.143
2013	1.009	1.496	12.964	1.011	9.718	16.696	3.202	7.830	5.583	5.912	1.042	506	67.680
2014	1.022	1.512	13.395	1.018	9.821	16.692	3.126	7.927	4.732	6.087	1.067	509	67.648
2015	1.020	1.536	13.837	1.026	9.910	16.677	3.062	8.025	3.909	6.261	1.082	513	67.610
2016	1.016	1.551	13.943	972	9.978	16.660	2.998	8.139	3.371	6.422	1.095	518	67.421
2017	1.005	1.553	14.034	916	10.023	16.772	3.036	8.204	3.356	6.451	1.106	523	67.741
2018	1.009	1.546	14.119	862	10.061	16.891	3.066	8.263	3.333	6.728	1.119	527	68.035

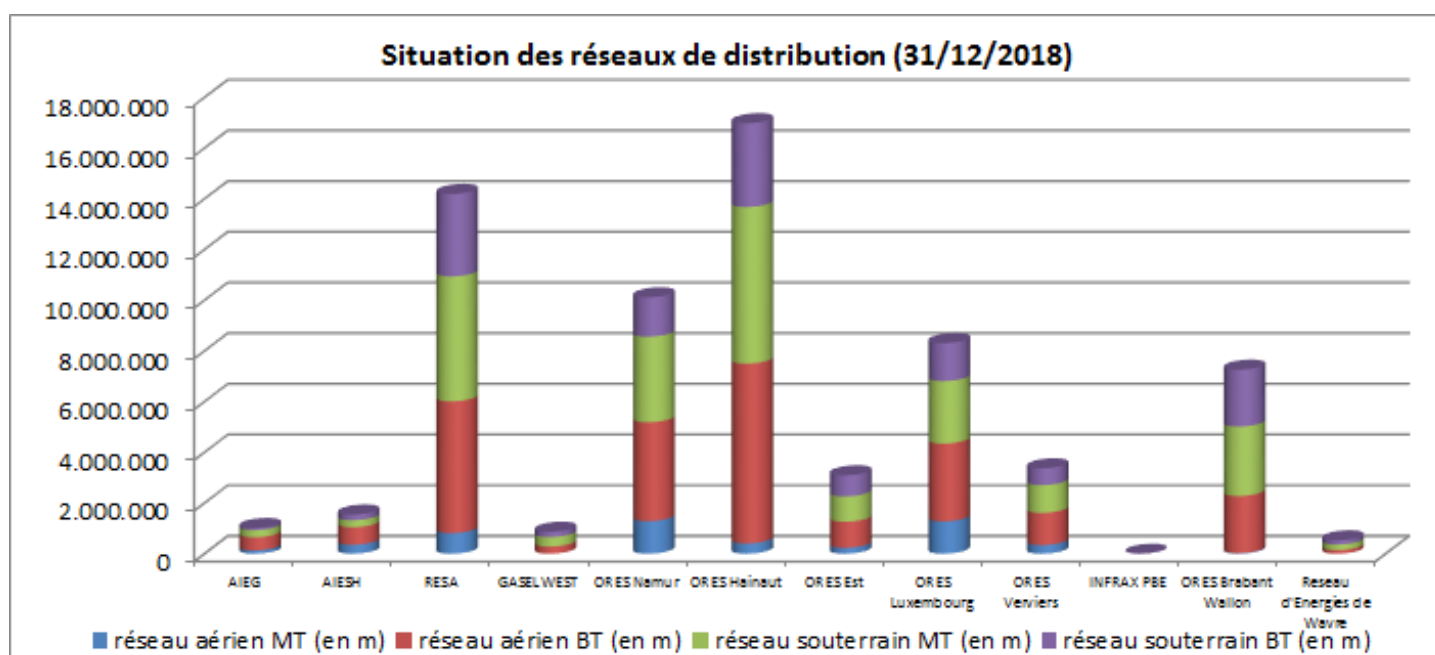
TABEAU 16 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DISTRIBUTION  
(PÉRIODE 2005 A 2018)



GRAPHIQUE 31 ÉVOLUTION PAR GRD DES LONGUEURS DE RÉSEAUX  
(PÉRIODE 2005 À 2018)

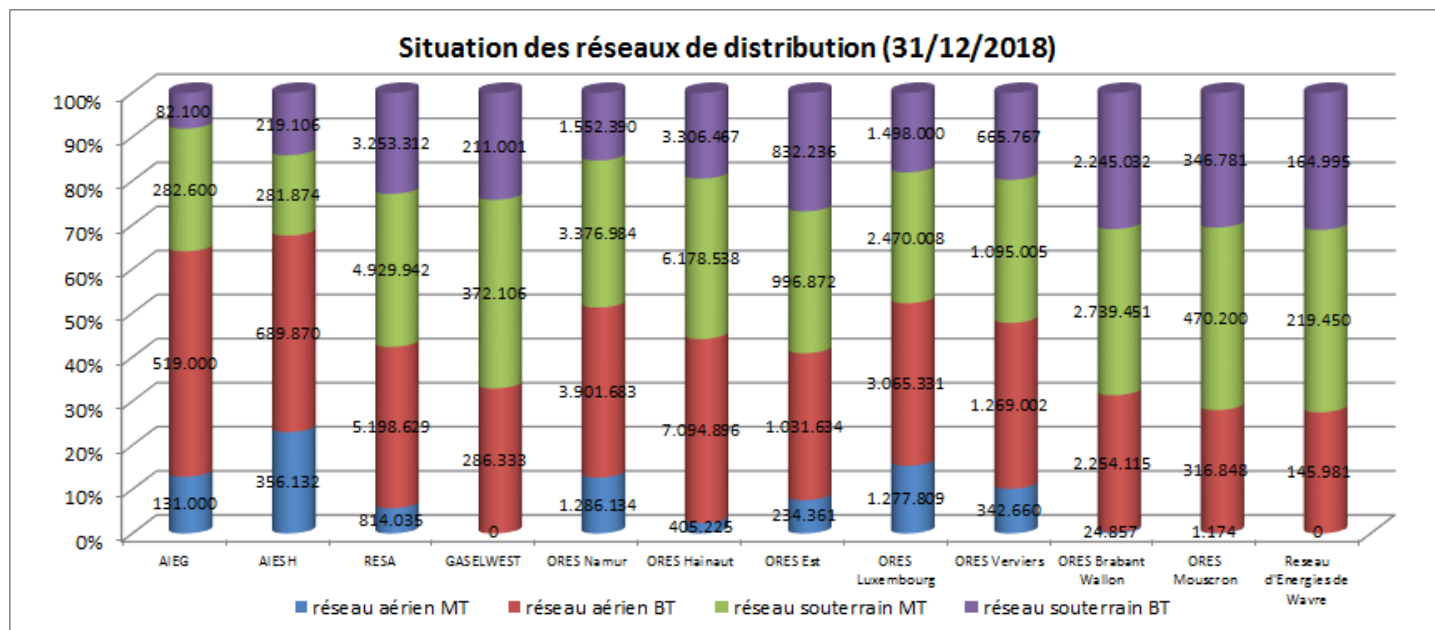
Les variations enregistrées sur RESA et ORES Verviers correspondent à la reprise de Liège centre par RESA dans le courant de l'année 2013.

La situation figée au 31 décembre 2018 peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 32 RÉPARTITION PAR GRD DES LONGUEURS MT/BT ET AÉRIENNES/SOUTERRAINES DE RÉSEAUX  
(EN M - SITUATION FIN 2018)

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



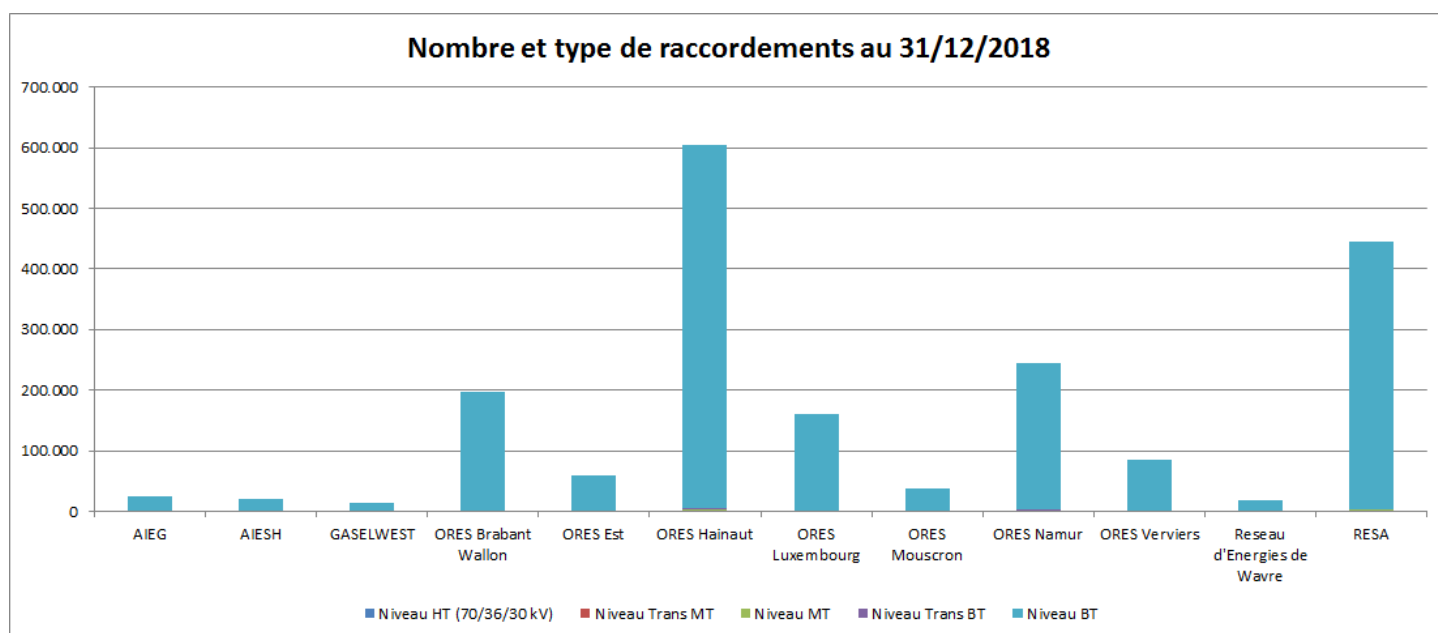
GRAPHIQUE 33 RÉPARTITION EN % PAR GRD DES LONGUEURS MT/BT ET AÉRIENNES/SOUTERRAINES DE RÉSEAUX  
(SITUATION FIN 2018)

#### 4.1.3.2. Les raccordements

Le tableau ci-dessous reprend le nombre et type de raccordements en date du 31/12/2018 :

	AIEG	AIESH	GASELWEST	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	0	1
Niveau Trans MT	0	2	3	16	11	70	20	7	30	6	0	41	206
Niveau MT	188	99	102	952	329	3.361	908	377	1.750	467	88	2.044	10.665
Niveau Trans BT	38	18	28	444	339	1.818	870	255	723	238	121	986	5.878
Niveau BT	24.197	20.852	14.445	195.529	59.469	598.566	157.660	37.708	242.632	84.007	17.825	441.525	1.894.415
Total Raccordements clients	24.423	20.972	14.578	196.941	60.148	603.815	159.458	38.347	245.135	84.718	18.034	444.596	1.911.165

**TABEAU 17 SITUATION GLOBALE NOMBRE ET TYPE DE RACCORDEMENTS (FIN 2018)**



**GRAPHIQUE 34 RÉPARTITION DES RACCORDEMENTS PAR GRD (SITUATION FIN 2018)**

#### 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

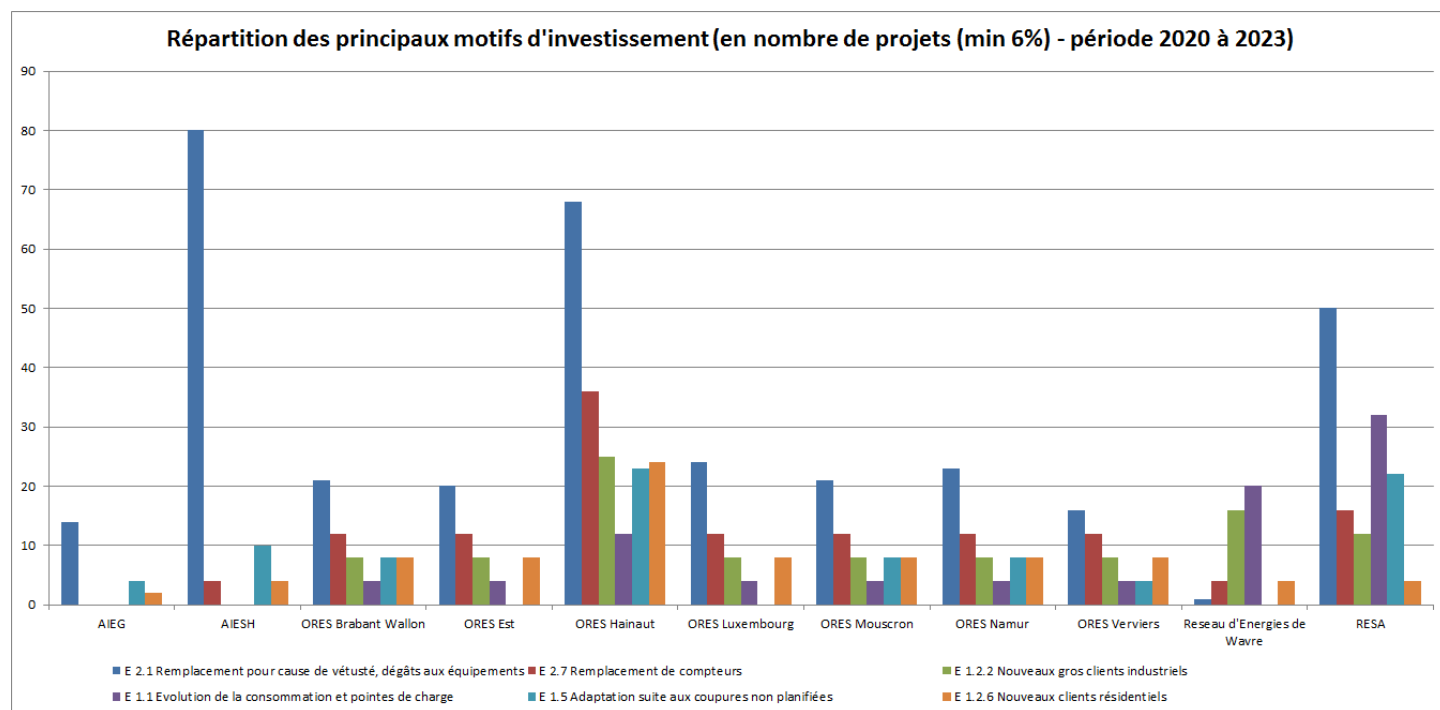
### 4.1.5.1. Les principaux moteurs d'investissements

En termes de nombre total de projets rentrés (nominatifs et non nominatifs) pour la période 2020-2023, 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	14	80	21	20	68	24	21	23	16	1	30	338	25%
E 2.7 Remplacement de compteurs	0	4	12	12	36	12	12	12	12	4	16	132	10%
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	0	0	8	8	25	8	8	8	8	16	12	101	8%
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	4	4	12	4	4	4	4	20	32	88	7%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	4	10	8	0	23	0	8	8	4	0	22	87	7%
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	2	4	8	8	24	8	8	8	8	4	4	86	6%
E 2.3 Environnement	0	7	9	6	20	4	4	11	4	4	4	73	5%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	0	15	4	4	14	11	4	6	4	3	8	73	5%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	5	9	8	5	18	1	4	7	4	0	10	71	5%
E 2.2 Sécurité	0	0	8	4	12	4	4	5	4	1	25	67	5%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	4	4	12	4	4	5	4	4	12	53	4%
E 2.8 Réseaux intelligents	4	4	4	4	12	4	4	4	4	4	0	48	4%
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	4	4	12	4	4	4	4	0	0	36	3%
E 2.5 // avec investissements ELIA	0	0	4	1	10	1	3	2	0	0	15	36	3%
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	0	0	0	4	8	4	4	4	4	0	0	28	2%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	4	0	7	0	0	0	0	0	0	11	1%
E 1.3 Problèmes de congestion	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	0%
Total Général	30	136	110	88	313	93	96	111	84	61	212	1.334	100%

TABLEAU 18 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS PRÉSENTIS (PÉRIODE 2020 À 2023)

Si nous nous focalisons sur les motivations totalisant au moins 6 % du nombre total de projets sur la période 2020-2023, la répartition est la suivante :



GRAPHIQUE 35 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION ET PAR GRD DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS/NON NOMINATIFS (PÉRIODE 2019 À 2023)

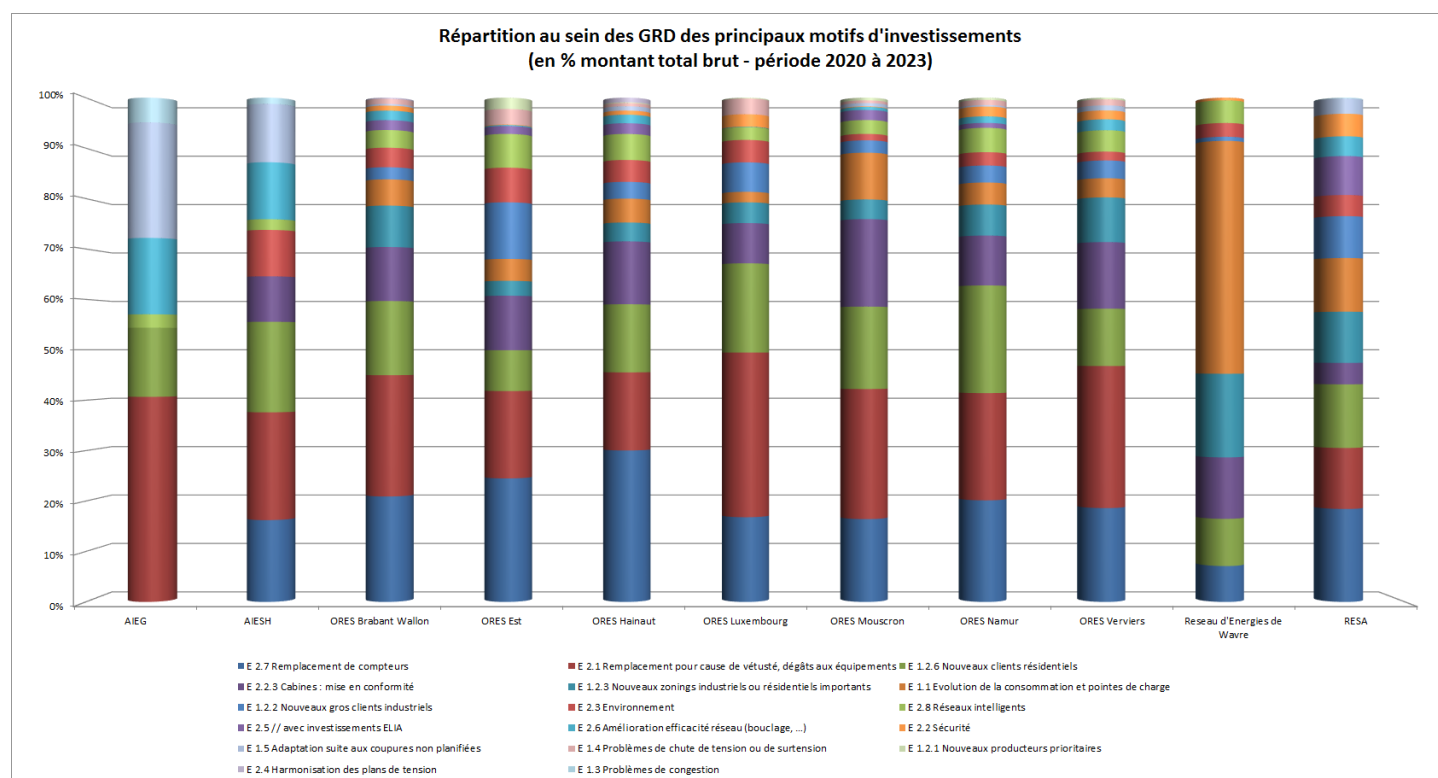
Tenant compte de la difficulté de parfois faire valoir le trigger principal d'investissement au regard des autres avantages techniques apportés par les différents travaux, on observe cependant une certaine disparité dans les motivations mises en avant. Les remplacements pour cause de vétusté constituent 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 2.7 Remplacement de compteurs	0	1.951.000	22.419.950	12.051.304	82.073.345	19.843.484	6.089.761	32.174.055	10.830.404	1.137.801	29.435.863	218.026.967	22%
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	4.741.895	2.570.100	25.785.037	8.518.688	42.314.430	38.564.345	9.562.517	32.962.144	16.393.869	0	19.331.693	201.245.718	20%
E 1.2.6 Nouveaux clients résidentiels	1.599.181	2.160.000	15.769.811	3.994.038	36.931.351	20.905.183	6.060.159	34.098.397	6.620.276	1.496.033	20.156.707	149.791.135	15%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	0	1.085.000	11.483.904	5.316.934	34.059.566	9.427.152	6.432.535	15.792.890	7.881.903	1.948.152	6.798.324	100.026.359	10%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	8.810.211	1.449.144	10.227.124	4.856.254	1.446.584	9.828.678	5.155.565	2.650.532	16.216.776	60.642.267	6%
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	0	5.575.290	2.137.948	12.941.852	2.458.959	3.434.827	6.964.982	2.211.565	7.382.059	17.011.717	60.119.198	6%
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	0	0	2.571.299	5.523.027	9.073.305	6.906.930	907.654	5.375.984	2.049.692	129.914	13.272.562	45.810.367	5%
E 2.3 Environnement	0	1.106.500	4.153.908	3.377.014	11.867.661	5.244.422	474.211	4.224.878	1.022.367	435.916	6.693.983	38.600.861	4%
E 2.8 Réseaux intelligents	310.000	255.000	3.757.682	3.294.840	14.087.764	3.004.889	1.016.582	7.712.273	2.462.620	716.839	0	36.618.489	4%
E 2.5 // avec investissements ELIA	0	0	2.104.326	768.393	5.818.639	25.000	741.431	1.560.449	0	0	12.340.710	23.358.947	2%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	1.766.000	1.359.000	2.022.166	100.000	4.608.747	75.000	224.708	2.078.960	1.259.801	0	6.256.391	19.750.772	2%
E 2.2 Sécurité	0	0	1.060.894	51.922	2.226.173	2.909.624	39.106	3.090.866	1.026.367	86.536	7.144.804	17.636.342	2%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	2.672.865	1.394.000	356.176	0	2.357.518	0	243.723	471.467	582.963	0	4.856.208	12.934.920	1%
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	1.093.181	1.511.887	1.745.858	3.694.140	200.125	1.649.671	693.511	0	0	10.588.474	1%
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	0	0	0	1.106.239	400.000	196.196	200.000	711.961	200.000	0	0	2.814.396	0%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	247.245	0	2.520.344	0	0	0	0	0	0	2.767.589	0%
E 1.3 Problèmes de congestion	570.000	146.000	0	0	0	0	0	0	0	0	245.000	961.000	0%
Total Général	11.609.940	12.026.600	107.211.081	49.201.428	273.253.777	118.111.576	37.075.322	159.697.653	58.191.904	15.983.781	159.780.737	1.002.193.801	100%

**TABEAU 19 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (SUR BASE DES PROJETS PRESSSENTIS - PÉRIODE 2020 À 2023)**

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



**GRAPHIQUE 36 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR CODE DE MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (SUR BASE DES PROJETS PRESSSENTIS - PÉRIODE 2020 À 2023)**

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

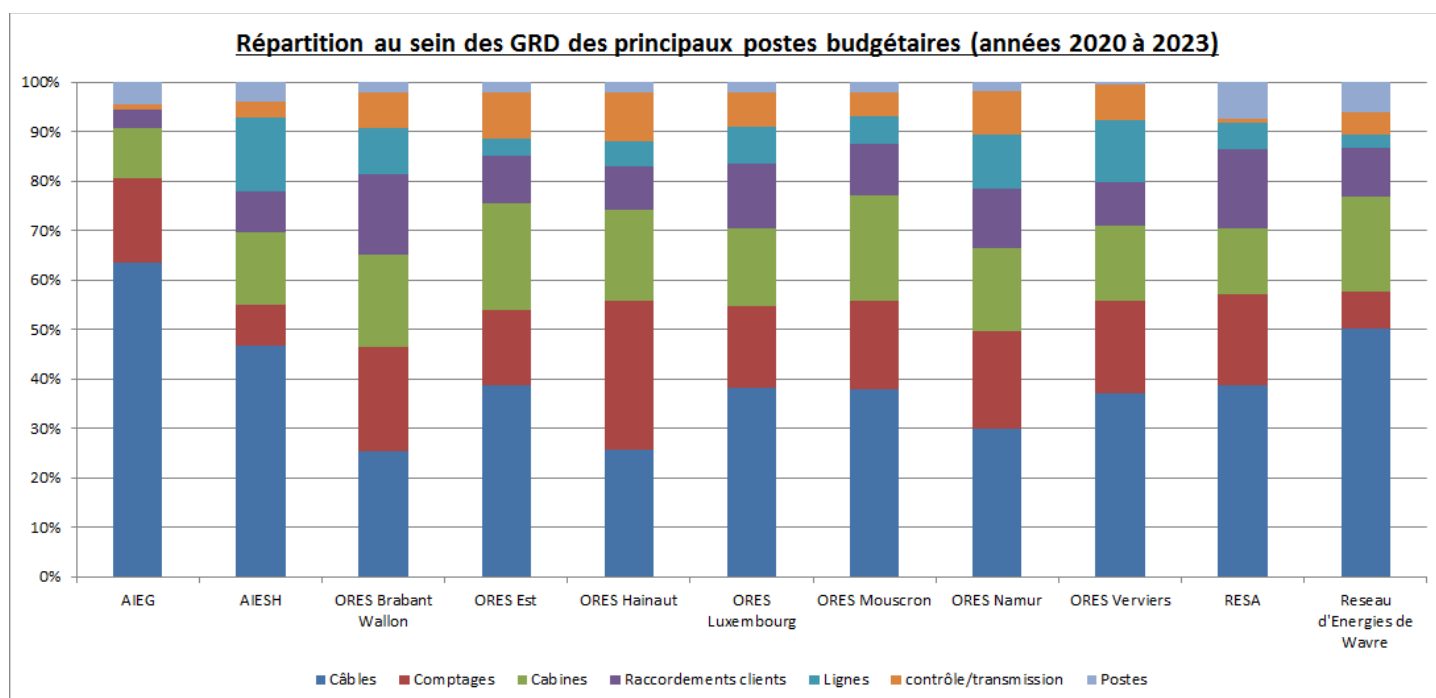
#### 4.1.5.2. Les postes budgétaires

Sur la même période 2020-2023, 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	7.397.475	5.632.000	27.237.399	19.086.811	70.355.369	44.988.629	14.020.687	47.588.178	21.643.876	61.698.796	8.027.395	327.676.614	33%
Comptages	2.015.000	991.000	22.534.609	7.485.888	82.154.354	19.670.505	6.701.097	31.560.686	10.792.934	29.455.863	1.191.022	214.552.959	21%
Cabines	1.157.465	1.760.000	20.173.596	10.592.676	50.457.271	18.682.261	7.891.553	26.994.539	8.862.670	21.262.165	3.078.722	170.912.918	17%
Raccordements clients	450.000	1.006.000	17.214.893	4.701.639	23.851.091	15.205.628	3.880.349	19.237.235	5.160.534	25.638.049	1.572.726	117.918.144	12%
Lignes	0	1.790.100	10.233.799	1.757.847	13.499.198	8.899.077	2.001.384	17.587.444	7.251.926	8.787.320	435.916	72.244.010	7%
contrôle/transmission	135.000	367.500	7.712.176	4.508.176	27.662.750	8.161.613	1.822.290	13.662.311	4.279.965	920.920	716.839	69.949.540	7%
Postes	505.000	480.000	2.104.609	1.068.393	5.273.744	2.503.863	757.961	3.067.261	200.000	12.017.625	961.162	28.939.617	3%
Total général	11.659.940	12.026.600	107.211.081	49.201.428	273.253.777	118.111.576	37.075.322	159.697.653	58.191.904	159.780.737	15.983.781	1.002.193.801	100%
	%	1%	1%	11%	5%	27%	12%	4%	16%	6%	16%	2%	100%

TABLEAU 20 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2020 A 2023)

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 2020 À 2023)

#### **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 2017 et les prévisions pour l'hiver 2018-2019, 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 8 septembre 2018, transmise par la CWaPE à tous les GRD par un courriel daté du 12 décembre 2018. Il s'agit de la dernière édition disponible et ayant été utilisée pour l'analyse du dernier plan d'adaptation 2019-2026 d'Elia. Cette nouvelle manière de procéder garantit la parfaite cohérence des scénarii retenus par le gestionnaire des réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution. Evitant désormais les biais connus par le passé, elle évite ainsi tout décalage temporel dans les hypothèses retenues par les différentes parties.

##### **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 2017 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). Par « feeders », il faut entendre les liaisons principales partant d'un poste MT ou d'un « PODE ».

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

Elle alimente soit :

- les nœuds de « PODE » (poste déporté) ou de « dispersion » ;
- deux nœuds de dispersion ;
- le réseau MT de distribution à partir de nœuds de dispersion.

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

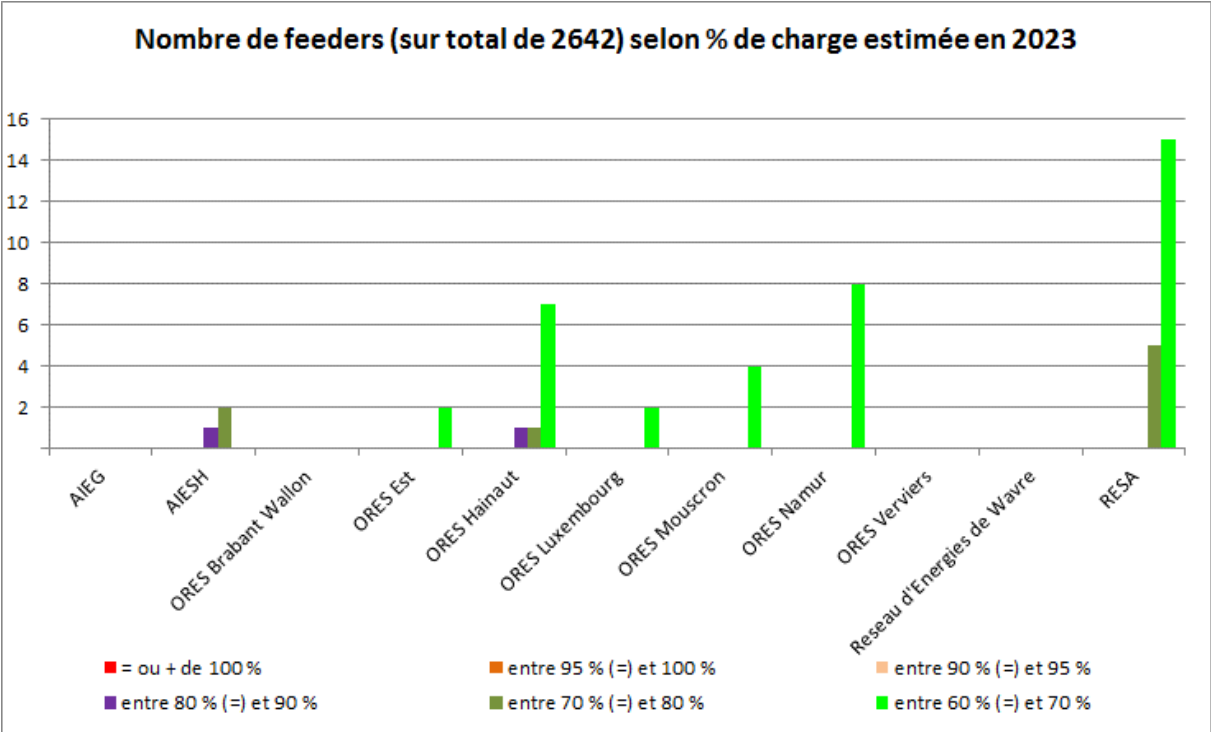
Concernant les feeders, les mesures effectuées lors de l'hiver 2017 sont comparées au regard de la capacité maximale admissible des feeders, à savoir le réglage nominal du disjoncteur. Tenant compte d'une estimation annuelle des prélèvements, ce coefficient est extrapolé à l'hiver 2023. Les résultats sont repris dans les tableaux et schémas ci-dessous.



	N feeders monitorés	mesures 2017							extrapolations 2023						
		= 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							27
AIESH	23						2	21				1	2		20
ORES Brabant Wallon	293							293							293
ORES Est	202						1	201						2	200
ORES Hainaut	608					1	6	601				1	1	7	599
ORES Luxembourg	320						2	318						2	318
ORES Mouscron	46						1	45						4	42
ORES Namur	302						6	296						8	294
ORES Verviers	304							304							304
Reseau d'Energies de Wavre	21							21							21
RESA	496					9	17	470					5	15	476
	2.642	0	0	0	0	10	35	2.597	0	0	0	2	8	38	2.594
									0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	1,4%	98,2%

TABLEAU 21CHARGE DES FEEDERS PRINCIPAUX : MESURES MAX 2017 ET EXTRAPOLATIONS 2023

Faisant abstraction de la plage inférieure à 60 % de charge pour faciliter la lecture :



GRAPHIQUE 38RÉPARTITION PAR GRD ET PAR % DE CHARGE DU NOMBRE DE FEEDERS (FIN 2023)

In fine, plus de 98 % des feeders devraient, à l'horizon 2023, connaître une 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	8	38	2.594
en %	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	1,4%	98,2%

TABLEAU 22RÉPARTITION DU % DE CHARGE MAX DES FEEDERS PRINCIPAUX À L'HORIZON 2023



#### 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 2019-2026.

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 2018) ont été actualisées et revues en concertation avec les GRD lors de nouvelles réunions de concertation. Ce point sera réactualisé fin 2019, 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.

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 :

	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
ORES Brabant Wallon		1	1	1	1	4
ORES EST					1	1
ORES Hainaut	4	2	3	2	3	14
ORES Luxembourg	1	1				2
ORES Mouscron	1	1		1	1	4
ORES Namur	1	1			1	3
RESA	4	6	4	3	2	19
Total général	11	12	8	7	9	47

TABLEAU 23 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2019 À 2023)

NB : à ces projets s'ajoute l'achèvement des rénovations menées dès 2017 par l'AIESH dans le poste de Solre-Saint-Géry et qui seront clôturées en 2019.

En montant (euros) d'investissements :

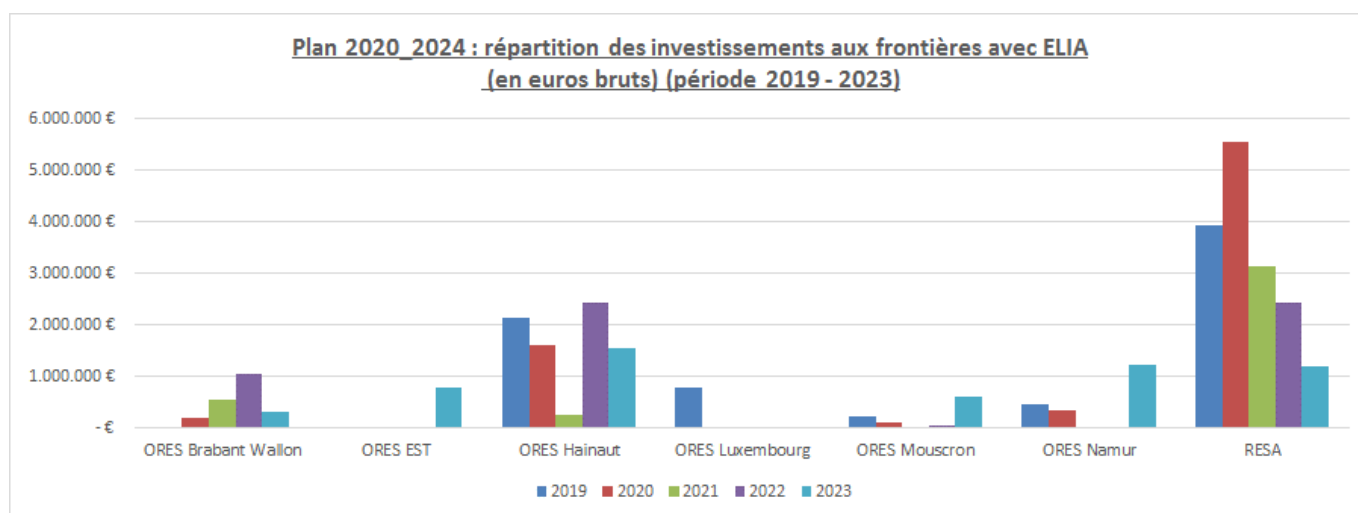
	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
ORES Brabant Wallon		204.806 €	550.324 €	1.044.610 €	304.587 €	2.104.326 €
ORES EST					768.393 €	768.393 €
ORES Hainaut	2.138.721 €	1.593.679 €	243.258 €	2.439.425 €	1.542.279 €	7.957.361 €
ORES Luxembourg	792.851 €	25.000 €				817.851 €
ORES Mouscron	222.877 €	94.897 €		40.000 €	606.534 €	964.308 €
ORES Namur	460.297 €	333.071 €			1.227.378 €	2.020.745 €
RESA	3.920.445 €	5.552.560 €	3.147.041 €	2.435.543 €	1.205.565 €	16.261.155 €
Total général	7.535.191 €	7.804.012 €	3.940.622 €	5.959.578 €	5.654.735 €	30.894.139 €

TABLEAU 24 ÉVOLUTION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2019 À 2023)

## Travaux concernés :

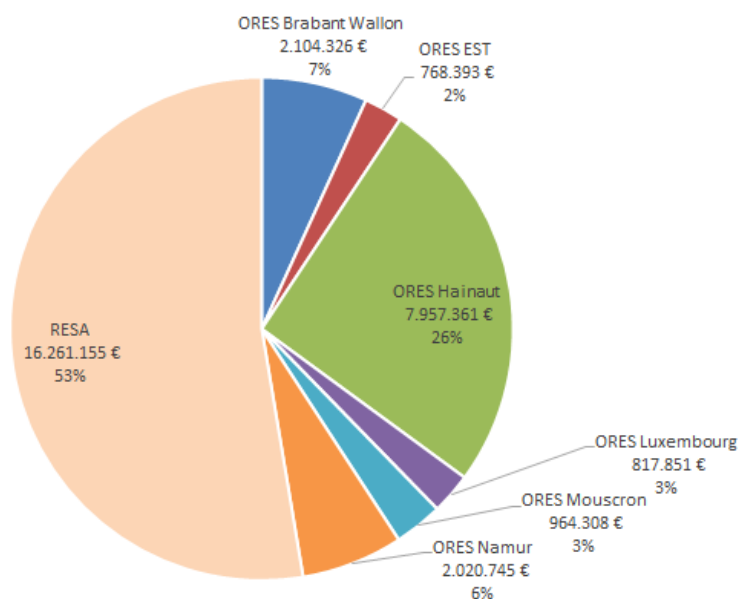
GRD concerné	Description des travaux	2019	2020	2021	2022	2023	Total
ORES Brabant Wallon	Poste de BRAINE L'ALLEUD 60110				1.044.610 €	304.587 €	1.349.196 €
	Poste de RONQUIERES 60117		204.806 €	550.324 €			755.130 €
	<b>TOTAL ORES Brabant Wallon</b>		<b>204.806 €</b>	<b>550.324 €</b>	<b>1.044.610 €</b>	<b>304.587 €</b>	<b>2.104.326 €</b>
ORES EST	Poste de Amel					768.393 €	768.393 €
	<b>TOTAL ORES Est</b>					<b>768.393 €</b>	<b>768.393 €</b>
ORES Hainaut	PO de Farciennes - Rénovation complète du poste			40.000 €	1.379.167 €	378.827 €	1.797.994 €
	Poste de Gilly: rénovation complète du poste	978.790 €	718.929 €				1.697.719 €
	Poste d'Elouges			40.000 €	1.060.257 €	258.291 €	1.358.548 €
	Poste de Binche	1.119.931 €					1.119.931 €
	nouveau poste de Ciply	40.000 €	874.750 €	163.258 €			1.078.008 €
	Poste de Quevaucamps					905.161 €	905.161 €
	Poste de Renaix	- €					- €
	<b>TOTAL ORES Hainaut</b>	<b>2.138.721 €</b>	<b>1.593.679 €</b>	<b>243.258 €</b>	<b>2.439.425 €</b>	<b>1.542.279 €</b>	<b>7.957.361 €</b>
ORES Luxembourg	Poste de Fays-les-Veneurs: remplacement équipement	792.851 €					792.851 €
	Poste de Marche: remplacement TCC		25.000 €				25.000 €
	<b>TOTAL ORES Luxembourg</b>	<b>792.851 €</b>	<b>25.000 €</b>				<b>817.851 €</b>
ORES Mouscron	Poste de Mouscron 2				40.000 €	606.534 €	646.534 €
	Poste de Renaix	222.877 €	94.897 €				317.774 €
	<b>TOTAL ORES Mouscron</b>	<b>222.877 €</b>	<b>94.897 €</b>		<b>40.000 €</b>	<b>606.534 €</b>	<b>964.308 €</b>
ORES Namur	Poste de Ciney					1.227.378 €	1.227.378 €
	Extension et renforcement N-1 Feeder "Base" Poste de Romedenne	460.297 €					460.297 €
	Extension et renforcement N-1 Feeder Romedenne pour le poste de Romedenne		333.071 €				333.071 €
	<b>TOTAL ORES Namur</b>	<b>460.297 €</b>	<b>333.071 €</b>			<b>1.227.378 €</b>	<b>2.020.745 €</b>
RESA	NSD Bressoux 6-15kV		24.524 €	1.342.594 €	2.053.267 €	1.145.565 €	4.565.951 €
	Ans - Rue des Forges - SD ANS 7030225	2.783.126 €	571.215 €				3.354.340 €
	Nouvelle S/St Angleur 6kV	-962.358 €	2.435.086 €	1.073.360 €	337.716 €	60.000 €	2.943.804 €
	NSD Seraing 15kV	2.081.438 €	305.797 €				2.387.235 €
	NSD Engis 15kV	18.240 €	1.652.527 €	411.992 €			2.082.759 €
	NCR Angleur 15kV		563.411 €	319.094 €	44.560 €		927.066 €
	<b>TOTAL RESA</b>	<b>3.920.445 €</b>	<b>5.552.560 €</b>	<b>3.147.041 €</b>	<b>2.435.543 €</b>	<b>1.205.565 €</b>	<b>16.261.155 €</b>
<b>Total général</b>		<b>7.535.191 €</b>	<b>7.804.012 €</b>	<b>3.940.622 €</b>	<b>5.959.578 €</b>	<b>5.654.735 €</b>	<b>30.894.139 €</b>

TABLEAU 25 LISTE DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC ELIA (PÉRIODE 2019 A 2023)



GRAPHIQUE 39 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2019 - 2023)

**Plan 2020\_2024 : répartition des investissements aux frontières avec ELIA  
(en euros bruts) (période 2019 - 2023)**



GRAPHIQUE 40 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC ELIA (EN EUROS BRUTS) (PÉRIODE 2019 - 2023)

#### 4.1.6.4. L'évolution de la production

Une attention particulière a également été accordée à l'examen des disponibilités en termes de capacité d'accueil de nouveaux projets de production décentralisée et notamment d'injection, sur les réseaux d'Elia, à partir des postes sources assurant une liaison directe avec les réseaux de distribution. Dans le but de disposer d'une situation précise en la matière, les infrastructures potentiellement sources de saturation ont été listées. Ont ainsi été mis en lumière, outre leur identification, la nature des problèmes posés (en termes de capacité de transformation, d'alimentation et d'encombrement des postes), les solutions envisagées et les délais escomptés pour y mettre un terme. Ces données seront également recoupées avec celles précisées par Elia lors de l'examen à mener en fin 2019 dans le cadre de l'analyse du projet de plan du RTL et des « cahiers verts » qui, à l'instar des cahiers noirs pour les prélèvements, traitent des prévisions en termes d'injection de futures unités de production actuellement au stade de projet (études détaillées réalisées). Enfin, chaque demande de capacité permanente d'injection incomplètement satisfaite fait depuis mi-2018 l'objet d'une analyse coût-bénéfice de la CWaPE, de façon à déterminer le caractère économiquement justifié ou non des investissements réseaux à consentir. À ce jour, une cinquantaine de cas ont été étudiés.

#### 4.1.7. La fiabilité des réseaux

Des travaux conséquents sont également programmés en vue d'accroître encore plus 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 :

	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
RESA	8	5	3	7	7	30
AIESH	6	1	0	5	0	12
AIEG	6	1	0	0	1	8
ORES Hainaut	1	1	0	0	0	2
Total général	21	8	3	12	8	52

*TABLEAU 26 ÉVOLUTION PAR GRD DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2019 À 2023)*

En montant brut (€) d'investissement :

	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
RESA	1.981.884 €	1.196.984 €	608.387 €	926.890 €	2.123.947 €	6.838.092 €
AIESH	702.000 €	255.000 €	- €	539.000 €	- €	1.496.000 €
AIEG	636.000 €	156.000 €	- €	- €	67.000 €	859.000 €
ORES Hainaut	75.493 €	160.954 €	- €	- €	- €	236.448 €
Total général	3.395.377 €	1.768.938 €	608.387 €	1.465.890 €	2.190.947 €	9.429.540 €

*TABLEAU 27 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2019 À 2023)*

À ceux-ci s'ajoutent également d'autres projets non nominatifs d'un montant total de 8,9 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.

Il n'y a que très peu de projets nominatifs répertoriés en vue de résoudre des problèmes ponctuels décelés : 1 sur AIESH et 2 sur RESA. Au global, on relève essentiellement les enveloppes non nominatives prévues pour pallier des problèmes de cette nature ; au global, le montant brut (€) d'investissement se profile comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	Total général
ORES Luxembourg	883.728 €	887.672 €	911.153 €	935.276 €	960.038 €	4.577.868 €
ORES Hainaut	415.023 €	419.670 €	430.368 €	442.123 €	453.797 €	2.160.981 €
ORES Namur	322.917 €	323.638 €	430.762 €	441.916 €	453.355 €	1.972.588 €
ORES EST	59.072 €	622.725 €	634.111 €	79.494 €	175.557 €	1.570.959 €
ORES Brabant Wallon	256.918 €	262.446 €	269.567 €	276.844 €	284.325 €	1.350.099 €
ORES Verviers	164.028 €	166.512 €	171.014 €	175.620 €	180.366 €	857.539 €
ORES Mouscron	47.191 €	48.050 €	49.347 €	50.679 €	52.049 €	247.317 €
RESA	28.339 €					28.339 €
Total général	2.177.217 €	2.730.713 €	2.896.322 €	2.401.953 €	2.559.486 €	12.765.690 €

TABLEAU 28 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS VISANT À SOLUTIONNER DES PROBLÈMES DE TENSION (PÉRIODE 2019 À 2023)

#### 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 de sécurité minimales ne devaient plus être respectées. Elles sont également plus facilement susceptibles d’être l’objet de déclenchements.

Fin 2018, l’inventaire de ces lignes cuivre nu pouvait se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	GASELWEST	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)	135	356	0	25	234	405	1.278	1	1.286	343	0	814	4.877
	Longueur cuivre nu (Kms)	94	34	0	9	30	130	246	1	348	24	0	210	1.126
	long cuivre nu vétuste	20	0	0	7	23	98	225	0	235	18	0	112	738
	% cuivre nu	70%	10%	-	36%	13%	32%	19%	100%	27%	7%	-	26%	23%
	Taux remplacement (Kms/an)	4	0	0	2	5	10	15	1	10	4	0	16	
	Assainissement	24 ans	-	-	5 ans	6 ans	13 ans	16 ans	1 ans	35 ans	6 ans	-	13 ans	
BT	Longueur totale (Kms)	520	690	0	2.254	1.032	7.095	3.065	317	3.902	1.269	146	5.199	25.489
	Longueur cuivre nu (Kms)	35	160	0	202	0	539	630	5	383	158	0	680	2.792
	long cuivre nu vétuste	19	60	0	80	0	150	148	0	67	40	0	300	864
	% cuivre nu	7%	23%	-	9%	0%	8%	21%	2%	10%	12%	0%	13%	11%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	5	0	20	0	15	15	2	10	15	0	12	
	Assainissement	18 ans	36 ans	-	10 ans	-	36 ans	42 ans	3 ans	38 ans	11 ans	-	57 ans	

TABLEAU 29 SITUATION PAR GRD DES RÉSEAUX AÉRIENS EN CUIVRE NU  
(FIN 2018)

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.

#### 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 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	0	0	1.013	514	3.292	1.452	265	1.204	487	190	613	9.030
	feu orange	28	0	1.668	371	3.015	385	183	1.646	381	81	2.468	10.226
	feu rouge	4	0	59	6	24	5	4	43	30	0	47	222
	total visitées	32	0	2.740	891	6.331	1.842	452	2.893	898	271	3.128	19.478
	solde à visiter	259	219	212	1	113	0	12	8	10	0	428	1.519
PTA	feu vert	0	0	135	145	284	696	11	906	325	0	321	2.823
	feu orange	0	0	125	203	354	1.011	15	929	243	0	910	3.790
	feu rouge	0	0	0	0	7	3	0	5	1	0	8	24
	total visités	0	0	260	348	645	1.710	26	1.840	569	0	1.239	6.637
	solde à visiter	210	310	6	4	366	4	0	7	1	0	9	917
Total à visiter		501	529	3.218	1.244	7.455	3.556	490	4.748	1.478	271	4.804	28.551
Total visité		32	0	3.000	1.239	6.976	3.552	478	4.733	1.467	271	4.367	26.115
solde à visiter		469	529	218	5	479	4	12	15	11	0	437	2.436
en %		94%	100%	7%	0%	6%	0%	2%	0%	1%	0%	9%	9%

TABLEAU 30 SITUATION PAR GRD REL. ÉTUDES DE RISQUES ET MISE EN CONFORMITÉ AR 2012 CABINES DISTR. (FIN 2018)

Si nous regroupons les deux motivations principales (à savoir les raisons de sécurité et la mise en conformité des cabines), ce sont près de 143 M€ d'investissements qui sont programmés pour couvrir les cinq années en cours/à venir :

	2019	2020	2021	2022	2023	total
ORES Hainaut	€ 6.992.413	€ 7.986.569	€ 9.753.315	€ 9.359.574	€ 9.186.281	€ 43.278.153
ORES Namur	€ 4.015.855	€ 4.617.309	€ 5.375.687	€ 4.594.303	€ 4.296.456	€ 22.899.610
RESA	€ 4.114.365	€ 2.188.831	€ 3.405.042	€ 3.986.471	€ 4.362.785	€ 18.057.493
ORES Brabant Wallon	€ 2.783.908	€ 2.811.253	€ 3.078.917	€ 2.792.253	€ 3.862.375	€ 15.328.706
ORES Luxembourg	€ 2.321.478	€ 3.622.866	€ 3.329.726	€ 2.692.713	€ 2.691.469	€ 14.658.254
ORES Verviers	€ 1.824.638	€ 2.046.407	€ 2.345.863	€ 2.147.773	€ 2.168.226	€ 10.532.907
ORES Mouscron	€ 1.388.344	€ 1.523.339	€ 1.590.319	€ 1.812.339	€ 1.545.643	€ 7.859.984
ORES EST	€ 1.641.880	€ 1.288.768	€ 1.414.297	€ 1.403.368	€ 1.262.473	€ 7.010.786
Réseau d'Energies de Wavre	€ 0	€ 147.565	€ 961.162	€ 0	€ 925.961	€ 2.034.688
AIESH	€ 370.000	€ 170.000	€ 160.000	€ 395.000	€ 360.000	€ 1.455.000
Total général	€ 25.452.881	€ 26.402.906	€ 31.414.329	€ 29.183.795	€ 30.661.671	€ 143.115.582

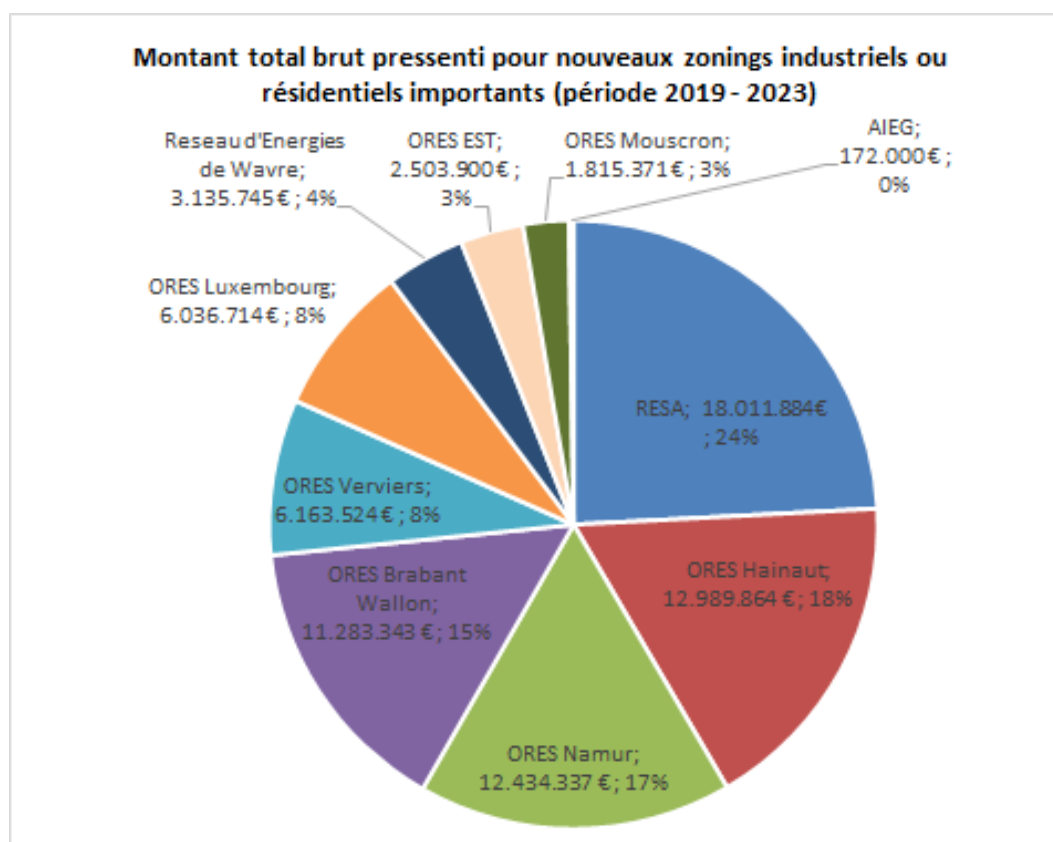
TABLEAU 31 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS PRESENTIS POUR L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ Y COMPRIS DES CABINES (PÉRIODE 2019 À 2023)

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

Un certain nombre de zonings 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 2019-2023, le solde est pour majeure partie constitué d'enveloppes non nominatives.

	2019	2020	2021	2022	2023	total
RESA	1.795.108 €	4.726.346 €	4.315.625 €	3.560.003 €	3.614.803 €	18.011.884 €
ORES Hainaut	2.762.740 €	2.657.241 €	2.475.849 €	2.513.347 €	2.580.687 €	12.989.864 €
ORES Namur	2.605.659 €	3.117.441 €	2.398.072 €	2.231.673 €	2.081.492 €	12.434.337 €
ORES Brabant Wallon	2.473.132 €	2.211.875 €	2.473.700 €	2.258.175 €	1.866.460 €	11.283.343 €
ORES Verviers	1.006.959 €	1.286.967 €	1.321.472 €	1.356.926 €	1.191.200 €	6.163.524 €
ORES Luxembourg	1.180.460 €	1.167.093 €	1.197.801 €	1.229.475 €	1.261.885 €	6.036.714 €
Réseau d'Energies de Wavre	485.213 €	1.740.004 €	910.528 €	- €	- €	3.135.745 €
ORES EST	1.054.756 €	358.872 €	354.054 €	363.342 €	372.877 €	2.503.900 €
ORES Mouscron	368.387 €	347.579 €	356.856 €	366.379 €	376.170 €	1.815.371 €
AIEG	172.000 €	- €	- €	- €	- €	172.000 €
Total général	13.904.415 €	17.613.418 €	15.803.956 €	13.879.320 €	13.345.573 €	74.546.683 €

TABLEAU 32 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS (NOMINATIFS ET NON NOMINATIFS) VISANT LE RACCORDEMENT DE ZONINGS INDUSTRIELS OU LOTISSEMENTS RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2019 À 2023)



GRAPHIQUE 41 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR % DE CHARGE DES MONTANTS DEDICACÉS AUX NOUVEAUX ZONINGS INDUSTRIELS OU RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2019 À 2023)



#### 4.1.11. Les compteurs non conventionnels

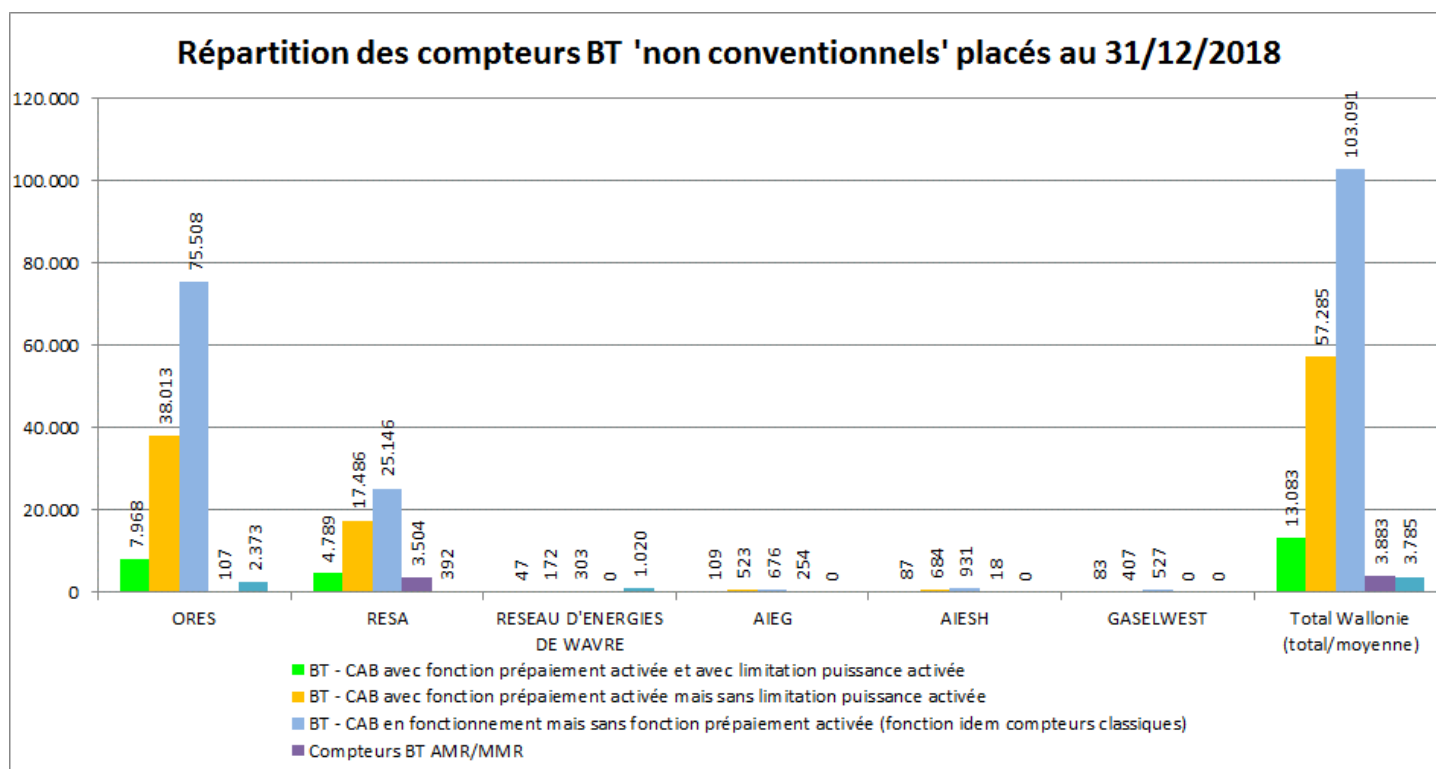
Le tableau ci-dessous reprend l'état de la situation en termes de compteurs BT non conventionnels installés à la date du 31 décembre 2018 :

GRD	BT - CAB avec fonction prépaiement activée et avec limitation puissance activée	BT - CAB avec fonction prépaiement activée mais sans limitation puissance activée	BT - CAB en fonctionnement mais sans fonction prépaiement activée (fonction idem compteurs classiques)	% de CAB en fonction sans fonction CAB activée	Compteurs BT AMR/MMR	Compteurs intelligents	total compteurs spéciaux
<b>ORES (Total/moyenne)</b>	<b>7.968</b>	<b>38.013</b>	<b>75.508</b>	<b>62%</b>	<b>107</b>	<b>2.373</b>	<b>123.969</b>
ORES Hainaut	4.879	23.624	45.875	62%	52	1.352	75.782
ORES Brabant wallon	534	2.303	6.033	68%	22	288	9.180
ORES Namur	1.096	5.370	10.097	61%	1	1	16.565
ORES Mouscron	299	1.225	2.980	66%	3	0	4.507
ORES Verviers	521	2.073	4.288	62%	15	0	6.897
ORES Est	110	600	1.445	67%	7	3	2.165
ORES Luxembourg	529	2.818	4.790	59%	7	729	8.873
<b>RESA</b>	<b>4.789</b>	<b>17.486</b>	<b>25.146</b>	<b>53%</b>	<b>3.504</b>	<b>392</b>	<b>51.317</b>
<b>RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE</b>	<b>47</b>	<b>172</b>	<b>303</b>	<b>58%</b>	<b>0</b>	<b>1.020</b>	<b>1.542</b>
<b>AIEG</b>	<b>109</b>	<b>523</b>	<b>676</b>	<b>52%</b>	<b>254</b>	<b>0</b>	<b>1.562</b>
<b>AIESH</b>	<b>87</b>	<b>684</b>	<b>931</b>	<b>55%</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>1.720</b>
<b>GASELWEST</b>	<b>83</b>	<b>407</b>	<b>527</b>	<b>52%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.017</b>
<b>Total Wallonie (total/moyenne)</b>	<b>13.083</b>	<b>57.285</b>	<b>103.091</b>	<b>59%</b>	<b>3.883</b>	<b>3.785</b>	<b>181.127</b>

TABEAU 33 LES COMPTEURS BT NON CONVENTIONNELS INSTALLÉS (SITUATION AU 31/12/2018)

Il est à noter que près de 173 500 compteurs à budget étaient installés à la fin 2018 :

- près de 60 % de ceux-ci ne remplissent aucune fonction « sociale » et pourraient donc être remplacés par des compteurs YMR classiques ;
- un peu plus de 30 % d'entre eux ont la fonction prépaiement activée mais fonctionnent sans limitation puissance ;
- moins de 10 % d'entre eux fonctionnent avec les fonctions prépaiement et limitation de puissance activées.



GRAPHIQUE 42 RÉPARTITION DES COMPTEURS BT 'NON CONVENTIONNELS' PLACÉS AU 31/12/2018

On constate donc à ce stade des ambitions assez différentes. Comme annoncé dans les conclusions, ce point sera examiné en détail lors d'entrevues spécifiques à tenir entre les GRD et la CWaPE. Il conviendra de s'assurer que les perspectives envisagées par les GRD non seulement rencontrent l'intérêt général et des conditions d'optimisation des coûts et bénéfices mais également sont suffisamment ambitieuses que pour atteindre les buts fixés par le Décret et rappelés au chapitre 2.

#### 4.1.12. Les services de flexibilité

Fin 2018, le nombre d'URD raccordés sur un réseau de distribution et étant associés à un service de flexibilité de type FCR, aFRR, mFRR ou SDR pouvait se résumer comme suit :

	Nombre d'URD actifs (FCR, aFRR, mFRR + SDR)	Puissance max flexible activable (MVA)	Nombre d'activations au cours de l'année 2018
AIEG	1	2,0	1
AIESH	0	0,0	0
GASELWEST	0	0,0	0
ORES Brabant Wallon	3	9,2	0
ORES Est	1	1,0	0
ORES Hainaut	7	10,3	8
ORES Luxembourg	2	4,6	4
ORES Mouscron	8	13,8	11
ORES Namur	3	11,8	3
ORES Verviers	3	1,1	4
Réseau d'Energies de Wavre	0	0,0	0
RESA	0	0,0	0
<b>total</b>	<b>7</b>	<b>19,8</b>	<b>8</b>

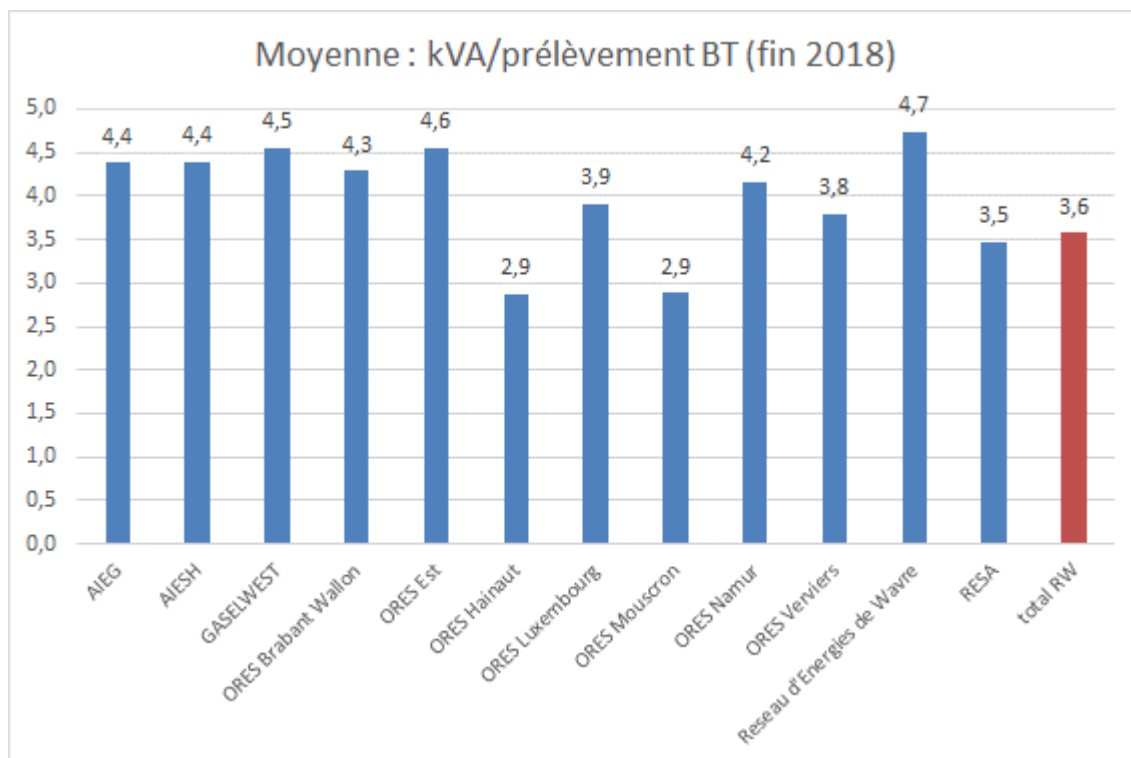
**TABEAU 34** LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (SITUATION AU 31/12/2018)

#### 4.1.13. La transformation et autres installations MT

Fin 2018, l'inventaire des infrastructures tel que déclaré par les GRD pouvait se résumer comme suit :

	cabines GRD : transformation au sol	cabines GRD : transformation TPA	Nombre points de prélèvements BT	Nombre de transformateurs MT/BT	Puissance totale (MVA) MT/BT
AIEG	200	160	24.197	395	106,0
AIESH	219	310	20.852	529	91,6
GASELWEST	288	32	14.445	293	65,7
ORES Brabant Wallon	2.581	265	195.529	3.001	838,5
ORES Est	833	352	59.469	1.200	271,2
ORES Hainaut	6.019	1.011	598.566	7.207	1.723,9
ORES Luxembourg	1.506	1.715	157.660	3.307	616,8
ORES Mouscron	438	26	37.708	476	108,7
ORES Namur	2.555	1.846	242.632	4.490	1.010,2
ORES Verviers	835	570	84.007	1.448	318,9
Réseau d'Energies de Wavre	281	0	17.825	281	84,4
RESA	3.348	1.252	441.525	4.582	1.534,6
<b>Total RW</b>	<b>19.103</b>	<b>7.539</b>	<b>1.894.415</b>	<b>27.209</b>	<b>6.770,5</b>

**TABEAU 35** LA TRANSFORMATION ET AUTRES INSTALLATIONS MT (SITUATION AU 31/12/2018)



GRAPHIQUE 43 MOYENNE : KVA/POINT DE PRÉLÈVEMENT BT (FIN 2018)

#### 4.1.14. Les postes budgétaires

##### 4.1.14.1. Le budget global

Il convient à nouveau de rappeler :

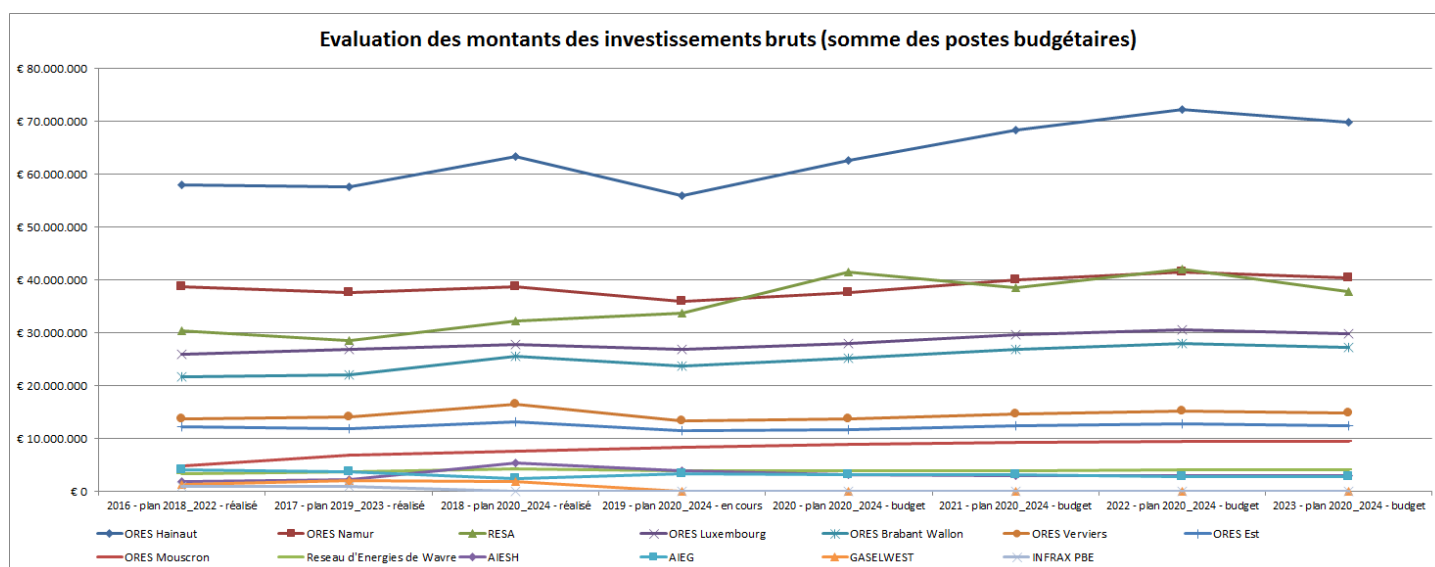
- la non-prise en compte, dans le plan de RESA, des travaux éventuels à réaliser pour l'alimentation de la future ligne de tram entre Sclessin et Coronmeuse ; les demandes en la matière ont été reçues début 2019 et sont actuellement à l'étude ;
- la prise en compte d'hypothèses périmées pour le déploiement des compteurs intelligents.

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

- sur les réalisés pour 2016, 2017 et 2018 ;
- sur le budget en cours pour 2019 éventuellement corrigé ;
- sur les valeurs des postes budgétaires reprises dans les plans d'adaptation pour la période 2020 à 2023.

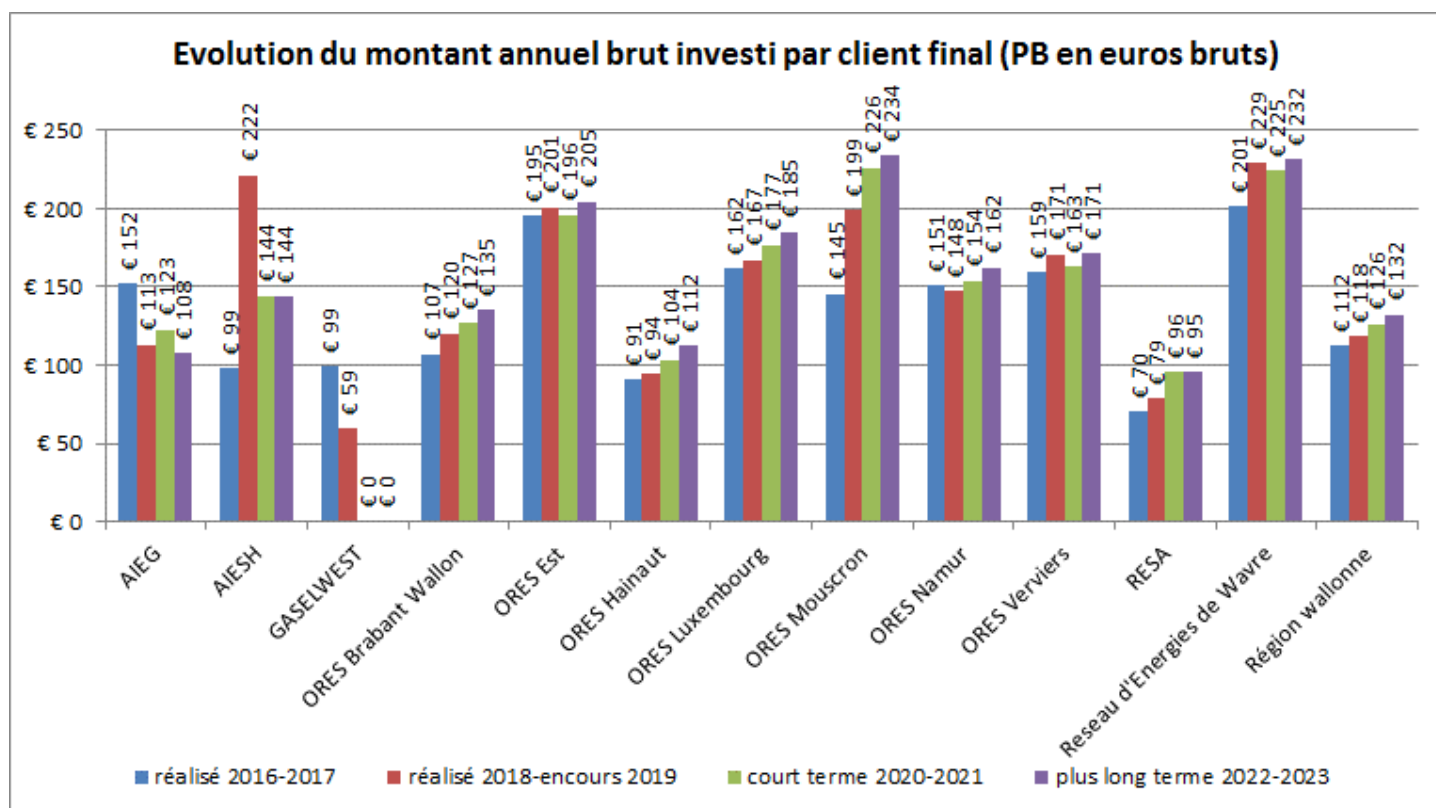
	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
ORES Hainaut	€ 58.012.130	€ 57.636.162	€ 63.393.910	€ 55.912.430	€ 62.659.266	€ 68.463.929	€ 72.271.522	€ 69.859.060
ORES Namur	€ 38.812.047	€ 37.522.672	€ 38.678.900	€ 35.894.168	€ 37.699.516	€ 40.043.032	€ 41.557.129	€ 40.397.976
RESA	€ 30.398.690	€ 28.519.343	€ 32.150.684	€ 33.787.755	€ 41.456.858	€ 38.513.309	€ 42.066.372	€ 37.744.198
ORES Luxembourg	€ 25.916.012	€ 26.841.852	€ 27.761.108	€ 26.789.990	€ 28.049.727	€ 29.596.084	€ 30.601.917	€ 29.863.849
ORES Brabant Wallon	€ 21.693.271	€ 21.974.713	€ 25.587.136	€ 23.633.837	€ 25.123.135	€ 26.870.602	€ 28.001.810	€ 27.215.534
ORES Verviers	€ 13.742.250	€ 14.015.259	€ 16.524.423	€ 13.267.219	€ 13.793.317	€ 14.583.726	€ 15.093.402	€ 14.721.459
ORES Est	€ 12.131.669	€ 11.851.200	€ 13.229.928	€ 11.455.829	€ 11.745.276	€ 12.319.828	€ 12.691.810	€ 12.444.514
ORES Mouscron	€ 4.840.833	€ 6.854.688	€ 7.630.466	€ 8.414.324	€ 8.952.174	€ 9.263.419	€ 9.506.971	€ 9.352.758
Réseau d'Energies de Wavre	€ 3.345.405	€ 3.711.855	€ 4.182.864	€ 3.849.411	€ 3.907.152	€ 3.965.759	€ 4.025.246	€ 4.085.624
AIESH	€ 1.883.534	€ 2.236.981	€ 5.448.076	€ 3.803.200	€ 3.097.300	€ 2.932.000	€ 3.011.800	€ 2.985.500
AIEG	€ 4.046.245	€ 3.658.951	€ 2.413.695	€ 3.307.000	€ 3.102.951	€ 3.108.181	€ 2.771.937	€ 2.676.872
GASELWEST	€ 1.252.307	€ 1.958.177	€ 1.912.302					
INFRAX PBE	€ 979.596	€ 974.979						
<b>Total général</b>	<b>€ 217.053.990</b>	<b>€ 217.756.832</b>	<b>€ 238.913.494</b>	<b>€ 220.115.162</b>	<b>€ 239.586.672</b>	<b>€ 249.659.870</b>	<b>€ 261.599.916</b>	<b>€ 251.347.344</b>

TABLEAU 36 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES  
(EN € - PÉRIODE 2016 A 2023)



GRAPHIQUE 44 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES  
(EN M€ PÉRIODE 2016 A 2023)

Le montant total annuel moyen d'investissements (en euros bruts au cours de différents exercices sur la période) calculés sur les postes budgétaires ramené par code EAN est illustré par le graphique ci-dessous :



GRAPHIQUE 45 RÉPARTITION GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES PAR CODE EAN  
(EN €/EAN - PÉRIODE 2016 À 2023)

On observe :

- une tendance générale à la hausse des moyens annuels consentis par code EAN ; tenant compte des réserves formulées, elle s'explique notamment par des moyens complémentaires dégagés dans le cadre du déploiement des compteurs communicants sur base des hypothèses expliquées ci-avant (voir graphique 13) ;
- certaines variations annuelles significatives qui coïncident avec des budgets exceptionnels visant à faire face à des travaux particulièrement importants comme, par ex., certains travaux consentis aux frontières GRD/Elia (ex. cabines MT postes) ou la construction de PODE.

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, ...

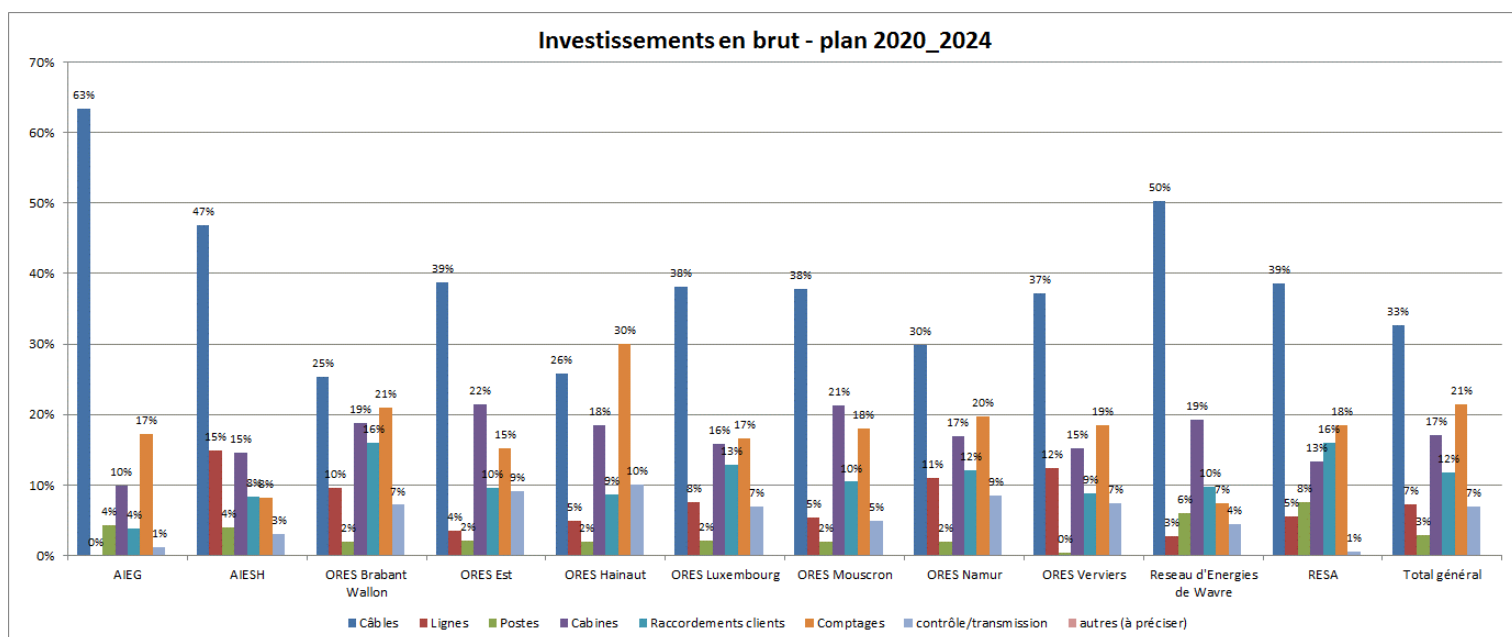
#### 4.1.14.2. Les budgets individuels (en total brut)

Ce chapitre détaille, pour les différents GRD, les évolutions chronologiques suivantes :

- les valeurs détaillées des postes budgétaires tels que définis précédemment ;
- ces mêmes valeurs reprises sous forme d'évolution graphique ;
- le détail des catégories en « sous-postes budgétaires ». Dans les tableaux y relatifs, pour les cellules surlignées en :
  - . orange : les montants d'investissement qui s'écartent de manière significative de la moyenne calculée sur la période 2015 à 2023 ;
  - . 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 précises. S'agissant de montants bruts, les valeurs négatives s'expliquent notamment par une régularisation ex-post suite à une sur-imputation 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, ...

Le graphique ci-dessous reprend, par poste budgétaire et par GRD, les proportions de montants bruts alloués à leurs budgets respectifs pour la période 2020-2023 :

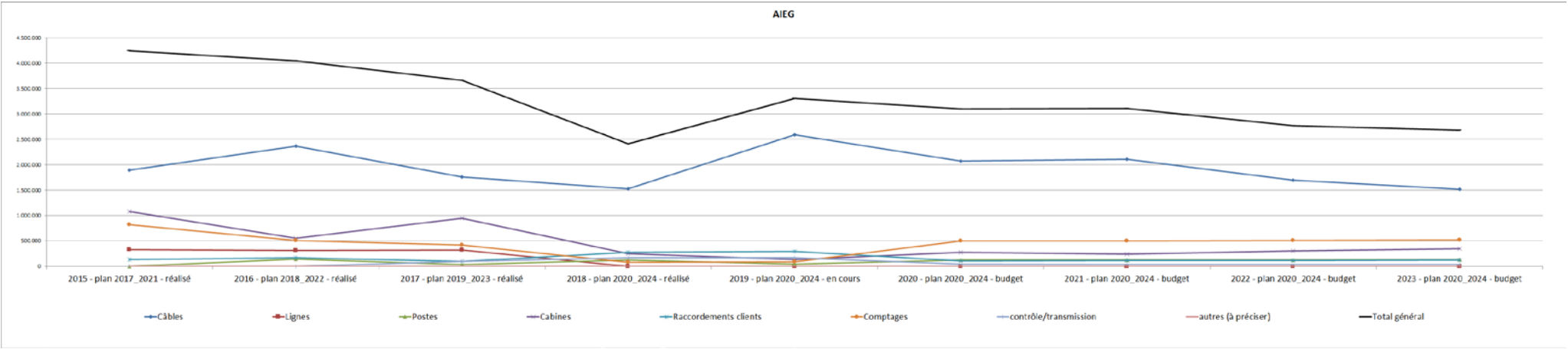


**GRAPHIQUE 46 RÉPARTITION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2020 À 2023)**



AIEG

AIEG	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.892.677	2.368.924	1.753.664	1.529.025	2.585.750	2.075.486	2.109.181	1.692.937	1.519.872
Lignes	325.437	313.903	317.749	0	0	0	0	0	0
Postes	0	137.941	33.278	123.000	42.000	120.000	125.000	125.000	135.000
Cabines	1.079.047	555.118	942.084	248.000	134.000	271.465	240.000	301.000	345.000
Raccordements clients	126.165	166.527	98.852	270.400	293.250	103.000	109.000	115.000	123.000
Comptages	817.443	503.832	417.323	72.770	84.000	493.000	495.000	508.000	519.000
contrôle/transmission	0	0	96.000	170.500	168.000	40.000	30.000	30.000	35.000
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	4.240.770	4.046.245	3.658.951	2.413.695	3.307.000	3.102.951	3.108.181	2.771.937	2.676.872

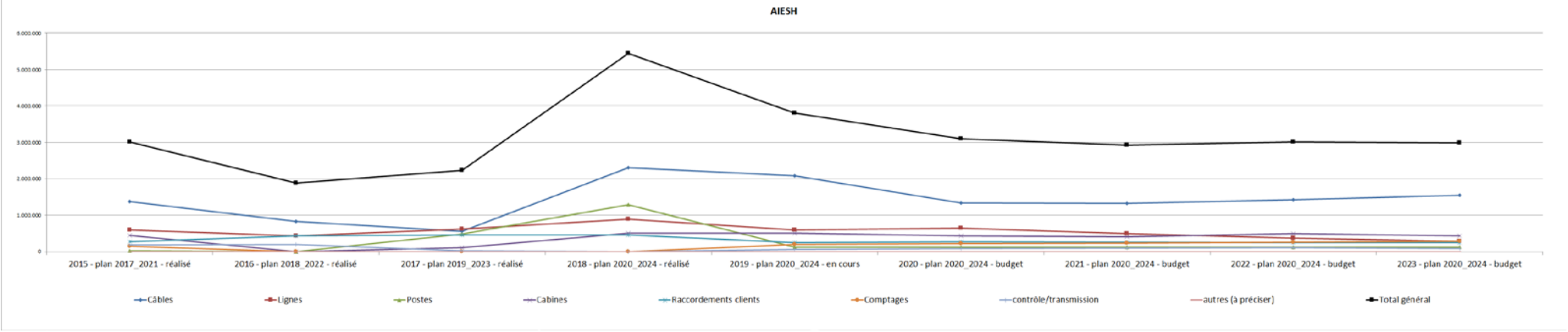


AIEG	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.892.677	2.368.924	1.753.664	1.529.025	2.585.750	2.075.486	2.109.181	1.692.937	1.519.872
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.556.477	2.041.480	1.369.367	1.228.750	2.135.750	2.075.486	1.740.209	1.183.479	1.119.872
Réseau BT	336.200	327.445	384.297	300.275	450.000	0	368.972	509.458	400.000
Lignes	325.437	313.903	317.749	0	0	0	0	0	0
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	22.687	10.362	9.194	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	302.750	303.541	308.555	0	0	0	0	0	0
Postes	0	137.941	33.278	123.000	42.000	120.000	125.000	125.000	135.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	25.000	0
Cellules Poste	0	137.941	0	118.000	0	40.000	40.000	40.000	60.000
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	5.000	0	50.000	50.000	20.000	0
Cellules TCC	0	0	0	0	42.000	30.000	35.000	40.000	40.000
Transformateurs HT/MT	0	0	33.278	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	35.000
Cabines	1.079.047	555.118	942.084	248.000	134.000	271.465	240.000	301.000	345.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	5.000
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	80.000	80.000	80.000
Cellules MT	983.528	472.236	942.084	204.000	26.000	218.000	125.000	176.000	230.000
Transformateurs MT/MT	95.520	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	82.882	0	44.000	108.000	53.465	35.000	45.000	30.000
Raccordements clients	126.165	166.527	98.852	270.400	293.250	103.000	109.000	115.000	123.000
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	28.000	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	31.428	0	53.600	63.250	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	126.165	135.099	98.852	188.800	230.000	103.000	109.000	115.000	123.000
Comptages	817.443	503.832	417.323	72.770	84.000	493.000	495.000	508.000	519.000
HT / AMR	0	6.945	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	0	0	17.310	24.000	0	0	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	2.889	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	728.187	417.248	351.775	55.460	60.000	143.000	115.000	0	0
BT / intelligents	3.845	0	10.860	0	0	350.000	380.000	508.000	519.000
BT / à budget	85.411	76.750	54.688	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	0	96.000	170.500	168.000	40.000	30.000	30.000	35.000
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	71.000	75.000	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	15.000	0	0	20.000	20.000	20.000	20.000
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	36.500	36.000	10.000	10.000	10.000	15.000
RTU et autres équipements télécom	0	0	58.000	18.000	27.000	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	35.000	0	10.000	0	0	0
Autres équipements "smart"	0	0	23.000	10.000	30.000	0	0	0	0
Total général	4.240.770	4.046.245	3.658.951	2.413.695	3.307.000	3.102.951	3.108.181	2.771.937	2.676.872



AIESH

AIESH	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.371.858	829.478	552.392	2.308.445	2.082.500	1.336.000	1.322.000	1.425.000	1.549.000
Lignes	587.927	433.596	615.882	887.481	589.200	641.800	493.000	370.300	285.000
Postes	19.802	0	475.655	1.290.241	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Cabines	442.192	0	110.331	507.351	510.000	430.000	410.000	492.500	427.500
Raccordements clients	275.601	429.650	460.149	454.559	240.000	270.500	255.500	240.000	240.000
Comptages	143.079	0	0	0	197.750	217.750	237.750	257.750	277.750
contrôle/transmission	177.465	190.810	22.573	0	63.750	81.250	93.750	106.250	86.250
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.017.925	1.883.534	2.236.981	5.448.076	3.803.200	3.097.300	2.932.000	3.011.800	2.985.500

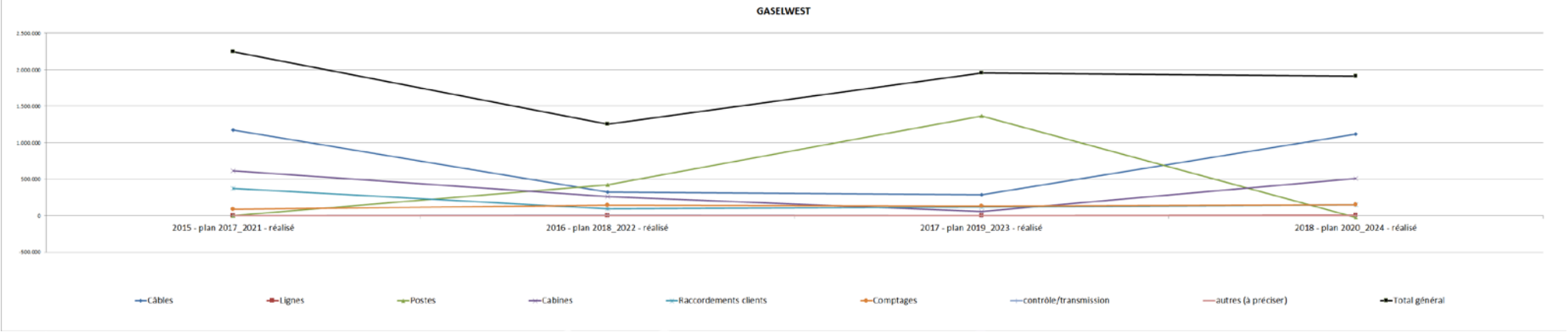


AIESH	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.371.858	829.478	552.392	2.308.445	2.082.500	1.336.000	1.322.000	1.425.000	1.549.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	860.279	766.869	401.964	1.039.750	1.782.500	934.000	905.000	1.125.000	1.195.000
Réseau BT	511.579	62.610	150.428	1.268.695	300.000	402.000	417.000	300.000	354.000
Lignes	587.927	433.596	615.882	887.481	589.200	641.800	493.000	370.300	285.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	100.265	0	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Réseau MT	170.295	143.587	215.290	432.881	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Réseau BT	417.632	290.009	300.326	454.600	444.200	496.800	348.000	225.300	140.000
Postes	19.802	0	475.655	1.290.241	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	411.912	1.290.241	0	0	0	0	0
Cellules Poste	19.802	0	63.743	0	120.000	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	120.000	120.000	120.000	120.000
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	442.192	0	110.331	507.351	510.000	430.000	410.000	492.500	427.500
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	138.614	0	110.331	20.000	510.000	80.000	95.000	132.500	87.500
Cellules MT	177.495	0	0	477.351	0	290.000	240.000	250.000	252.500
Transformateurs MT/MT	126.083	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	0	0	10.000	0	60.000	75.000	110.000	87.500
Raccordements clients	275.601	429.650	460.149	454.559	240.000	270.500	255.500	240.000	240.000
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	275.601	429.650	460.149	454.559	240.000	270.500	255.500	240.000	240.000
Comptages	143.079	0	0	0	197.750	217.750	237.750	257.750	277.750
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	54.696	0	0	0	108.750	128.750	148.750	168.750	188.750
BT / intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / à budget	88.383	0	0	0	89.000	89.000	89.000	89.000	89.000
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	177.465	190.810	22.573	0	63.750	81.250	93.750	106.250	86.250
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	63.750	17.500	15.000	5.000	0
Télécontrôle - cab. Réseau	177.465	0	22.573	0	0	63.750	78.750	101.250	86.250
Autres équipements "smart"	0	190.810	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.017.925	1.883.534	2.236.981	5.448.076	3.803.200	3.097.300	2.932.000	3.011.800	2.985.500



Gaselwest

GASELWEST	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.172.974	326.591	286.610	1.117.250	0	0	0	0	0
Lignes	0	1.344	1.826	5.674	0	0	0	0	0
Postes	0	421.768	1.365.680	-20.634	0	0	0	0	0
Cabines	615.999	259.336	54.065	509.478	0	0	0	0	0
Raccordements clients	371.124	95.825	116.081	148.354	0	0	0	0	0
Comptages	90.266	141.375	133.915	152.180	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	6.068	0	0	0	0	0	0	0
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	2.250.363	1.252.307	1.958.177	1.912.302	0	0	0	0	0

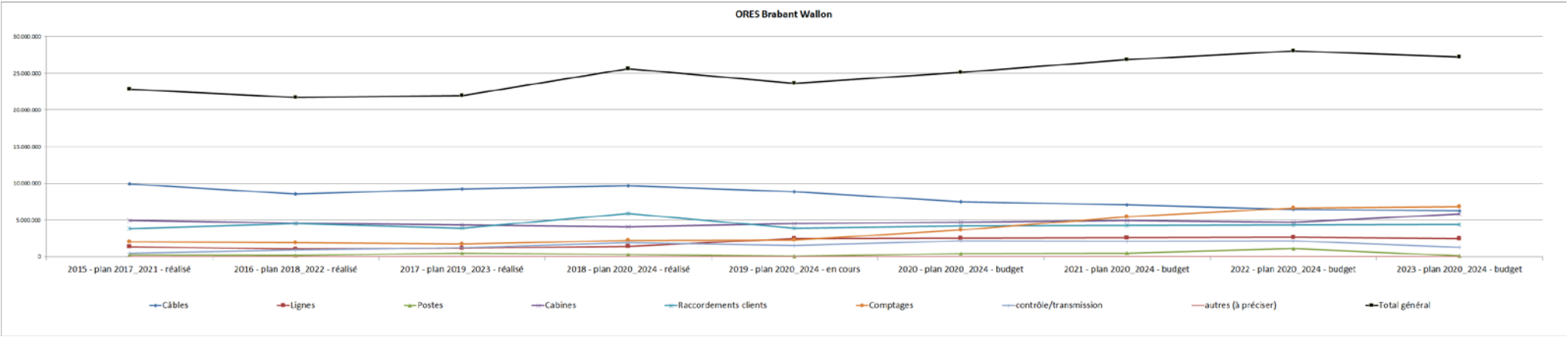


GASELWEST	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	1.172.974	326.591	286.610	1.117.250	0	0	0	0	0
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	297.340	64.091	274.595	1.052.436	0	0	0	0	0
Réseau BT	875.634	262.500	12.015	64.814	0	0	0	0	0
Lignes	0	1.344	1.826	5.674	0	0	0	0	0
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	0	1.344	1.826	5.674	0	0	0	0	0
Postes	0	421.768	1.365.680	-20.634	0	0	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	1.212.284	-22.055	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	36.947	9.376	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	384.821	14.020	1.421	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	615.999	259.336	54.065	509.478	0	0	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	108.116	26.274	30.448	0	0	0	0	0
Cellules MT	615.999	91.927	14.032	260.624	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	59.293	13.759	189.809	0	0	0	0	0
Raccordements clients	371.124	95.825	116.081	148.354	0	0	0	0	0
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	371.124	95.825	116.081	148.354	0	0	0	0	0
Comptages	90.266	141.375	133.915	152.180	0	0	0	0	0
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	0	28.366	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	60.426	2.364	0	19.340	0	0	0	0	0
BT / YMR	0	95.877	116.116	82.752	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / à budget	29.840	14.768	17.799	50.088	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	6.068	0	0	0	0	0	0	0
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	6.068	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	2.250.363	1.252.307	1.958.177	1.912.302	0	0	0	0	0



ORES Brabant wallon

ORES Brabant Wallon	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	9.905.519	8.578.341	9.202.409	9.692.397	8.875.849	7.480.673	7.055.042	6.432.424	6.269.260
Lignes	1.325.215	1.054.068	1.168.544	1.399.112	2.492.805	2.548.012	2.574.069	2.629.399	2.482.319
Postes	258.726	173.121	512.210	319.251	50.000	419.806	460.193	1.094.610	130.000
Cabines	4.954.417	4.575.467	4.309.474	4.103.321	4.539.513	4.678.364	4.948.456	4.728.573	5.818.203
Raccordements clients	3.814.128	4.485.409	3.868.873	5.907.959	3.874.381	4.194.826	4.266.594	4.339.609	4.413.863
Comptages	2.048.604	1.893.906	1.702.263	2.232.577	2.292.545	3.631.851	5.453.123	6.638.712	6.810.924
contrôle/transmission	487.893	932.960	1.210.941	1.932.519	1.508.743	2.169.604	2.113.125	2.138.483	1.290.965
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	22.794.502	21.693.271	21.974.713	25.587.136	23.633.837	25.123.135	26.870.602	28.001.810	27.215.534

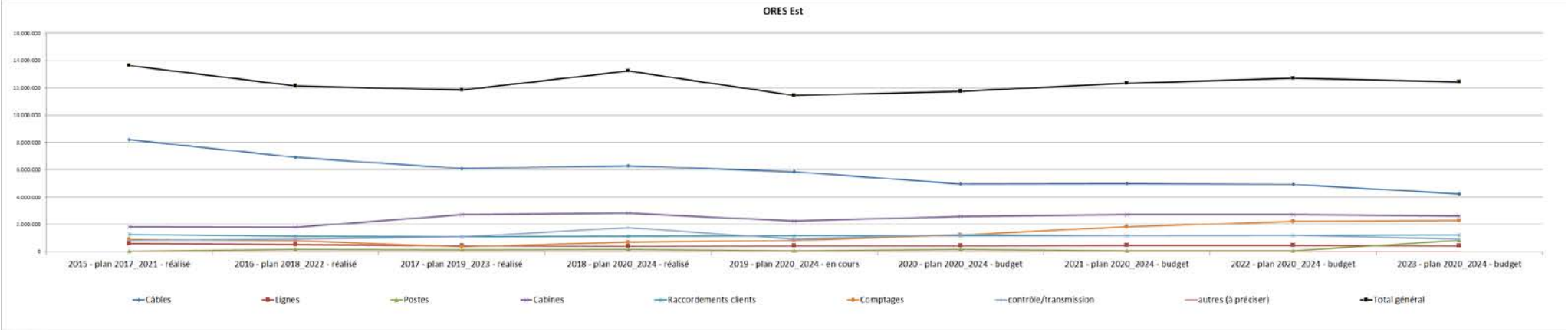


ORES Brabant Wallon	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	9.905.519	8.578.341	9.202.409	9.692.397	8.875.849	7.480.673	7.055.042	6.432.424	6.269.260
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	4.720.815	5.067.774	6.159.178	6.274.200	3.687.490	2.701.292	2.423.703	2.203.957	2.406.188
Réseau BT	5.184.704	3.510.566	3.043.231	3.418.198	5.188.359	4.779.381	4.631.339	4.228.467	3.863.073
Lignes	1.325.215	1.054.068	1.168.544	1.399.112	2.492.805	2.548.012	2.574.069	2.629.399	2.482.319
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	8.658	41.025	198.036	21.614	8.882	9.122	9.367	9.621	9.880
Réseau BT	1.316.557	1.013.042	970.508	1.377.498	2.483.923	2.538.890	2.564.702	2.619.778	2.472.439
Postes	258.726	173.121	512.210	319.251	50.000	419.806	460.193	1.094.610	130.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	880	0	0	0	0	0
Cellules Poste	25.492	1.760	80.880	217.022	25.000	65.000	347.199	860.704	25.000
Cellules Poste - Télécontrôle	30.174	69.576	172.700	59.796	25.000	97.804	112.994	222.686	105.000
Cellules TCC	203.060	101.785	258.630	41.553	0	257.001	0	11.220	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	4.954.417	4.575.467	4.309.474	4.103.321	4.539.513	4.678.364	4.948.456	4.728.573	5.818.203
Terrains	179.552	19.662	100.187	54.118	0	0	0	0	0
Bâtiments	673.045	524.837	695.510	674.609	625.962	642.457	659.399	632.920	649.604
Cellules MT	3.275.406	3.506.770	2.871.698	2.732.067	3.227.755	3.345.139	3.586.546	3.381.199	4.442.000
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	826.415	524.198	642.079	642.526	685.796	690.768	702.511	714.454	726.600
Raccordements clients	3.814.128	4.485.409	3.868.873	5.907.959	3.874.381	4.194.826	4.266.594	4.339.609	4.413.863
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	110.171	1.270.340	0	0	0	0	0
Niveau MT	337.402	356.945	454.986	823.507	389.189	359.722	365.837	372.060	378.390
Niveau Trans BT	52.835	47.012	19.484	37.649	44.661	45.867	47.105	48.377	49.683
Niveau BT	3.423.892	4.081.453	3.284.231	3.776.463	3.440.531	3.789.238	3.853.652	3.919.172	3.985.790
Comptages	2.048.604	1.893.906	1.702.263	2.232.577	2.292.545	3.631.851	5.453.123	6.638.712	6.810.924
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	172.680	144.090	293.921	440.131	239.820	221.665	246.503	250.692	265.850
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	9.717	7.015	7.204	7.398	7.598	7.803
BT / AMR	10.527	12	345	174	5.904	6.063	6.227	6.395	6.568
BT / YMR	1.424.295	1.409.171	1.094.143	1.499.971	1.599.216	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	3.396.918	5.192.995	6.374.027	6.530.702
BT / à budget	441.102	340.632	313.854	282.584	440.590	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	487.893	932.960	1.210.941	1.932.519	1.508.743	2.169.604	2.113.125	2.138.483	1.290.965
Câble téléphonique	16.632	34.986	174.688	375.049	24.996	25.673	26.362	27.075	27.811
Gaine Fibres optiques	244.696	428.757	673.785	967.771	140.501	144.302	148.183	152.143	156.262
Fibre optique	0	1.313	9.114	15.036	121.500	124.800	128.100	131.550	135.150
Télécontrôle - cab. Client	0	95.412	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	15.834	0	44.001	79.121	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	210.731	53.767	309.353	495.542	569.947	625.335	540.091	536.105	550.579
Autres équipements "smart"	0	318.726	0	0	651.800	1.249.493	1.270.389	1.291.611	421.163
Total général	22.794.502	21.693.271	21.974.713	25.587.136	23.633.837	25.123.135	26.870.602	28.001.810	27.215.534



ORES Est

ORES Est	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	8.198.849	6.906.756	6.090.841	6.288.958	5.848.473	4.964.447	4.987.885	4.915.369	4.219.110
Lignes	602.258	506.046	418.801	395.772	421.408	432.788	444.450	456.480	424.129
Postes	39.878	151.396	127.771	167.468	50.000	150.000	50.000	50.000	818.393
Cabines	1.825.343	1.765.973	2.694.717	2.821.356	2.248.855	2.584.639	2.711.273	2.702.259	2.594.504
Raccordements clients	1.264.299	1.118.834	1.085.297	1.129.663	1.136.596	1.145.202	1.165.106	1.185.359	1.205.971
Comptages	899.592	772.115	346.477	674.467	831.595	1.208.637	1.804.899	2.209.365	2.262.987
contrôle/transmission	807.793	910.549	1.087.296	1.752.245	918.902	1.259.563	1.156.214	1.172.979	919.420
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	13.638.012	12.131.669	11.851.200	13.229.928	11.455.829	11.745.276	12.319.828	12.691.810	12.444.514

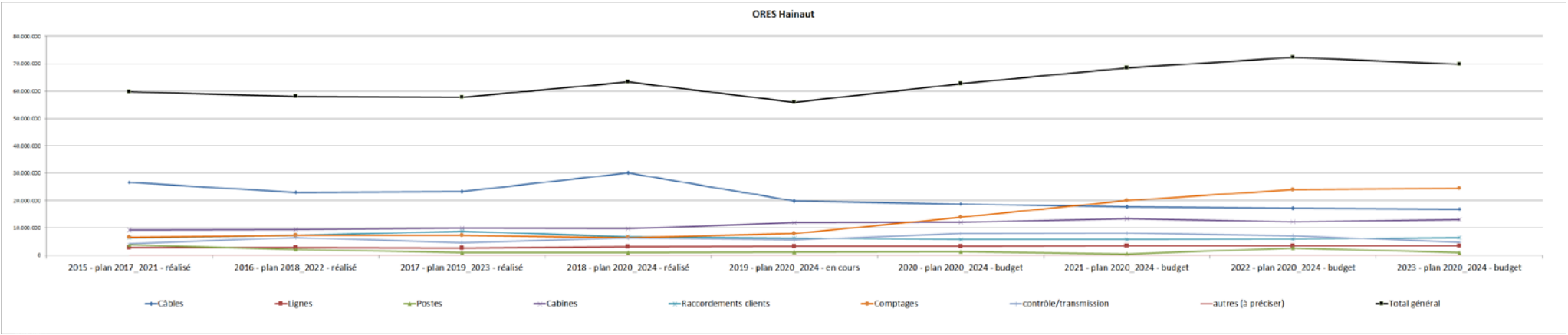


ORES Est	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	8.198.849	6.906.756	6.090.841	6.288.958	5.848.473	4.964.447	4.987.885	4.915.369	4.219.110
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	5.626.175	4.487.116	3.374.661	3.591.421	3.348.098	3.011.570	3.158.706	2.809.971	2.612.295
Réseau BT	2.572.674	2.419.640	2.716.180	2.697.537	2.500.375	1.952.877	1.829.179	2.105.397	1.606.815
Lignes	602.258	506.046	418.801	395.772	421.408	432.788	444.450	456.480	424.129
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	279.002	76.630	138.573	92.283	158.855	163.148	167.536	172.074	176.695
Réseau BT	323.256	429.416	280.228	303.489	262.552	269.640	276.914	284.406	247.434
Postes	39.878	151.396	127.771	167.468	50.000	150.000	50.000	50.000	818.393
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	1.434	0	0	16.541	25.000	25.000	25.000	25.000	519.490
Cellules Poste - Télécontrôle	19.902	47.309	1.411	53.829	25.000	25.000	25.000	25.000	200.180
Cellules TCC	18.542	104.087	126.360	97.099	0	100.000	0	0	98.723
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	1.825.343	1.765.973	2.694.717	2.821.356	2.248.855	2.584.639	2.711.273	2.702.259	2.594.504
Terrains	141.514	177.842	129.583	12.357	0	0	0	0	0
Bâtiments	559.040	630.105	940.305	1.018.321	454.947	726.644	746.263	735.206	755.057
Cellules MT	861.442	737.735	1.369.786	1.421.504	1.534.331	1.564.751	1.666.780	1.663.754	1.530.992
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	263.347	220.290	255.043	369.173	259.577	293.244	298.229	303.299	308.455
Raccordements clients	1.264.299	1.118.834	1.085.297	1.129.663	1.136.596	1.145.202	1.165.106	1.185.359	1.205.971
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	282.805	11.595	58.056	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	52.183	22.150	74.783	248.992	120.120	111.025	112.913	114.833	116.787
Niveau Trans BT	18.403	0	2.522	0	42.303	43.445	44.618	45.823	47.060
Niveau BT	910.908	1.085.089	949.937	880.672	974.173	990.732	1.007.575	1.024.703	1.042.124
Comptages	899.592	772.115	346.477	674.467	831.595	1.208.637	1.804.899	2.209.365	2.262.987
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	182.819	127.589	81.442	93.394	156.892	145.015	147.480	160.700	163.433
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	7.015	7.204	7.398	7.598	7.803
BT / AMR	228	3.568	2	0	2.952	3.032	3.113	3.198	3.284
BT / YMR	567.926	491.253	287.233	458.032	527.104	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	495	0	0	1.053.387	1.646.907	2.037.869	2.088.467
BT / à budget	148.619	149.705	22.695	123.040	137.632	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	807.793	910.549	1.087.296	1.752.245	918.902	1.259.563	1.156.214	1.172.979	919.420
Câble téléphonique	60.744	83.484	54.354	110.111	55.948	57.473	59.044	60.614	62.231
Gaine Fibres optiques	607.264	434.148	488.853	938.447	234.168	400.439	407.504	413.956	420.604
Fibre optique	0	0	41.905	5.007	64.800	66.560	68.320	70.160	72.080
Télécontrôle - cab. Client	0	39.966	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	4.977	0	24.456	135.093	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	134.807	12.745	477.729	563.587	353.999	339.083	214.892	215.659	221.482
Autres équipements "smart"	0	340.205	0	0	209.987	396.007	406.455	412.589	143.023
Total général	13.638.012	12.131.669	11.851.200	13.229.928	11.455.829	11.745.276	12.319.828	12.691.810	12.444.514



ORES Hainaut

ORES Hainaut	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	26.640.409	22.953.561	23.330.659	30.094.930	19.858.678	18.731.318	17.616.917	17.099.862	16.907.271
Lignes	2.729.964	2.712.402	2.598.284	3.141.508	3.205.960	3.285.148	3.366.333	3.447.685	3.400.032
Postes	3.721.719	2.126.206	976.148	1.031.084	1.167.091	1.249.355	485.945	2.651.745	886.700
Cabines	9.292.222	9.319.157	9.956.812	9.673.629	11.853.275	11.967.495	13.286.070	12.244.753	12.958.953
Raccordements clients	6.445.770	7.284.353	8.811.217	6.759.248	6.226.294	5.720.494	5.807.740	5.889.720	6.433.138
Comptages	6.613.719	7.195.389	7.284.609	6.429.432	7.963.691	13.868.469	19.911.198	23.875.949	24.498.738
contrôle/transmission	4.199.101	6.421.062	4.678.434	6.264.080	5.637.441	7.836.988	7.989.726	7.061.808	4.774.228
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	59.642.904	58.012.130	57.636.162	63.393.910	55.912.430	62.659.266	68.463.929	72.271.522	69.859.060

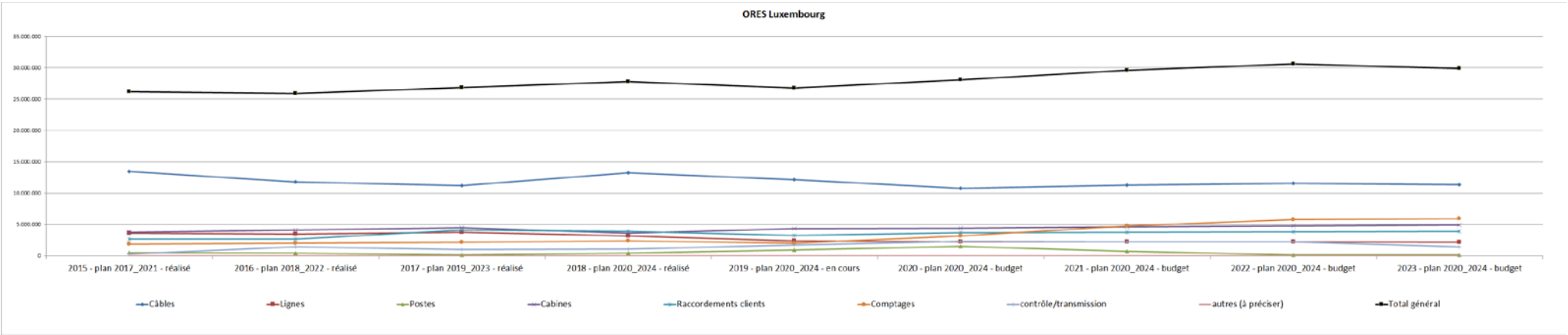


ORES Hainaut	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	26.640.409	22.953.561	23.330.659	30.094.930	19.858.678	18.731.318	17.616.917	17.099.862	16.907.271
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	21.415.223	18.087.449	18.189.266	24.519.606	13.873.778	13.047.265	11.815.345	11.188.421	11.107.886
Réseau BT	5.225.186	4.866.113	5.141.392	5.575.324	5.984.900	5.684.053	5.801.572	5.911.441	5.799.385
Lignes	2.729.964	2.712.402	2.598.284	3.141.508	3.205.960	3.285.148	3.366.333	3.447.685	3.400.032
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	383.693	196.433	296.566	559.856	998.735	1.025.875	1.053.107	1.081.830	1.110.649
Réseau BT	2.346.271	2.515.969	2.301.718	2.581.652	2.207.225	2.259.272	2.313.227	2.365.855	2.289.382
Postes	3.721.719	2.126.206	976.148	1.031.084	1.167.091	1.249.355	485.945	2.651.745	886.700
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	6.412	90.262	14.454	138.743	0	0	0	0	0
Cellules Poste	2.415.384	1.297.524	449.008	351.923	832.591	668.090	170.774	1.814.463	563.065
Cellules Poste - Télécontrôle	553.117	388.542	298.434	312.368	244.623	264.264	60.170	595.656	224.912
Cellules TCC	746.806	349.877	214.252	228.049	89.878	317.001	255.000	241.625	98.723
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	9.292.222	9.319.157	9.956.812	9.673.629	11.853.275	11.967.495	13.286.070	12.244.753	12.958.953
Terrains	319.929	303.292	275.068	63.748	0	0	0	0	0
Bâtiments	1.811.641	2.012.693	2.176.770	2.485.239	1.903.236	1.894.256	2.514.598	2.021.830	2.071.569
Cellules MT	5.741.399	5.147.027	6.020.217	5.644.968	8.311.148	8.575.860	9.248.638	8.685.807	9.323.826
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	1.419.253	1.856.145	1.484.757	1.479.674	1.638.891	1.497.379	1.522.835	1.537.117	1.563.558
Raccordements clients	6.445.770	7.284.353	8.811.217	6.759.248	6.226.294	5.720.494	5.807.740	5.889.720	6.433.138
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	564.191	1.325.402	361.994	302.696	0	0	0	0	0
Niveau MT	1.097.646	980.379	4.012.289	2.073.495	1.149.548	1.053.851	1.062.509	1.067.491	1.525.939
Niveau Trans BT	153.785	319.715	119.606	230.112	276.484	283.948	291.615	299.489	307.575
Niveau BT	4.630.148	4.658.858	4.317.328	4.152.944	4.800.262	4.382.694	4.453.615	4.522.740	4.599.624
Comptages	6.613.719	7.195.389	7.284.609	6.429.432	7.963.691	13.868.469	19.911.198	23.875.949	24.498.738
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	793.975	841.428	1.475.325	1.153.349	1.490.471	1.408.715	1.559.076	1.649.856	1.732.385
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	18.021	0	23.351	21.044	21.612	22.195	22.795	27.312
BT / AMR	2.606	10.513	14.177	12.323	8.856	9.095	9.340	9.593	9.852
BT / YMR	3.724.354	3.885.049	3.323.946	3.321.041	3.920.755	0	0	0	0
BT / intelligents	47.221	43.285	91.865	0	0	12.429.047	18.320.586	22.193.706	22.729.190
BT / à budget	2.045.563	2.397.093	2.379.296	1.919.369	2.522.565	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	4.199.101	6.421.062	4.678.434	6.264.080	5.637.441	7.836.988	7.989.726	7.061.808	4.774.228
Câble téléphonique	1.521.083	1.144.480	682.100	1.602.732	921.608	870.110	871.120	867.459	890.831
Gaine Fibres optiques	2.195.909	4.067.884	2.623.719	2.838.208	1.006.922	913.434	886.876	824.109	1.190.453
Fibre optique	34.843	39.943	80.489	168.482	72.900	74.880	76.860	78.930	81.090
Télécontrôle - cab. Client	0	244.504	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	19.948	0	59.665	229.320	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	427.319	60.920	1.232.461	1.425.337	1.648.833	2.104.977	2.202.105	1.292.242	1.336.554
Autres équipements "smart"	0	863.331	0	0	1.987.177	3.873.587	3.952.765	3.999.068	1.275.301
Total général	59.642.904	58.012.130	57.636.162	63.393.910	55.912.430	62.659.266	68.463.929	72.271.522	69.859.060



ORES Luxembourg

ORES Luxembourg	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	13.423.723	11.810.198	11.192.296	13.206.546	12.118.943	10.780.225	11.278.389	11.580.305	11.349.709
Lignes	3.590.578	3.454.129	3.759.320	3.196.838	2.366.591	2.236.346	2.256.723	2.235.909	2.170.099
Postes	499.889	437.257	144.689	386.494	941.413	1.495.597	706.133	149.054	153.079
Cabines	3.776.715	4.127.494	4.500.084	3.626.346	4.331.652	4.408.008	4.640.965	4.757.252	4.876.036
Raccordements clients	2.682.541	2.665.506	4.144.084	3.921.614	3.229.010	3.702.717	3.767.733	3.833.911	3.901.268
Comptages	1.887.054	1.975.702	2.135.468	2.368.865	2.045.228	3.161.110	4.751.553	5.802.897	5.954.945
contrôle/transmission	303.852	1.445.725	965.910	1.054.404	1.757.153	2.265.722	2.194.587	2.242.589	1.458.714
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	26.164.351	25.916.012	26.841.852	27.761.108	26.789.990	28.049.727	29.596.084	30.601.917	29.863.849

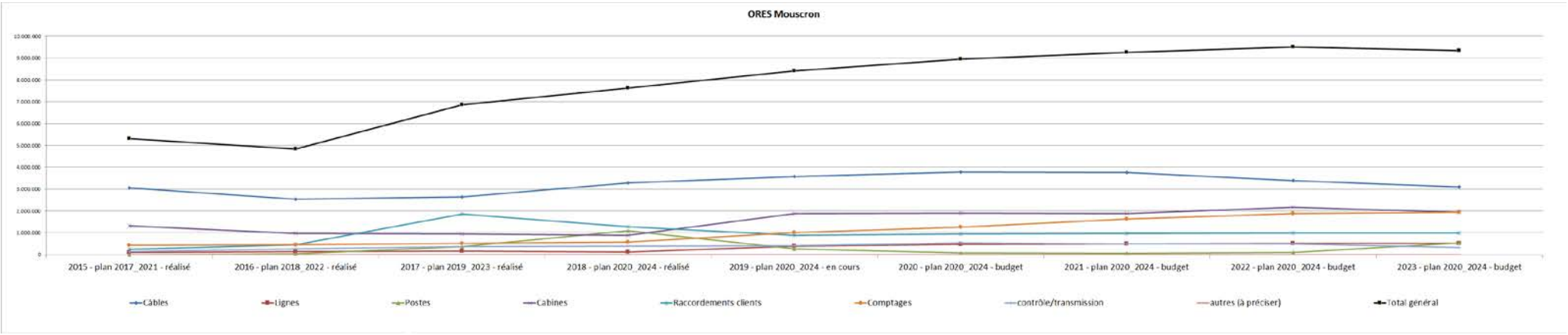


ORES Luxembourg	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	13.423.723	11.810.198	11.192.296	13.206.546	12.118.943	10.780.225	11.278.389	11.580.305	11.349.709
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	9.701.974	8.302.211	7.850.939	9.098.984	9.370.522	8.091.752	8.517.678	8.862.334	8.765.515
Réseau BT	3.721.749	3.507.987	3.341.357	4.107.562	2.748.421	2.688.473	2.760.711	2.717.971	2.584.194
Lignes	3.590.578	3.454.129	3.759.320	3.196.838	2.366.591	2.236.346	2.256.723	2.235.909	2.170.099
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.578.036	1.321.535	1.352.810	1.391.933	665.969	684.026	702.284	721.381	740.671
Réseau BT	2.012.542	2.132.594	2.406.511	1.804.904	1.700.622	1.552.320	1.554.439	1.514.528	1.429.428
Postes	499.889	437.257	144.689	386.494	941.413	1.495.597	706.133	149.054	153.079
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	-60.299	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	115.625	337.328	108.026	50.886	607.916	960.487	524.522	125.626	129.018
Cellules Poste - Télécontrôle	345.024	62.898	18.835	28.525	144.706	293.133	105.576	23.428	24.061
Cellules TCC	99.539	37.030	17.827	307.082	188.791	241.977	76.035	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	3.776.715	4.127.494	4.500.084	3.626.346	4.331.652	4.408.008	4.640.965	4.757.252	4.876.036
Terrains	175.360	134.837	137.208	22.049	0	0	0	0	0
Bâtiments	1.119.483	921.050	1.230.275	951.304	780.982	802.069	823.725	845.965	868.806
Cellules MT	1.687.107	1.972.203	2.224.519	2.009.306	2.349.471	2.495.671	2.688.098	2.762.948	2.839.369
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	794.765	1.099.405	908.083	643.688	1.201.199	1.110.269	1.129.143	1.148.339	1.167.861
Raccordements clients	2.682.541	2.665.506	4.144.084	3.921.614	3.229.010	3.702.717	3.767.733	3.833.911	3.901.268
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	-155.479	2.286	122.046	3.877	0	0	0	0	0
Niveau MT	351.538	289.191	610.857	538.875	840.840	777.176	790.390	803.834	817.509
Niveau Trans BT	152.165	49.443	134.363	69.420	200.883	206.306	211.877	217.598	223.473
Niveau BT	2.334.317	2.324.587	3.276.819	3.309.443	2.187.288	2.719.234	2.765.466	2.812.479	2.860.286
Comptages	1.887.054	1.975.702	2.135.468	2.368.865	2.045.228	3.161.110	4.751.553	5.802.897	5.954.945
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	345.585	270.577	356.872	359.324	280.164	269.313	284.426	299.974	315.970
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	7.026	7.015	7.204	7.398	7.598	7.803
BT / AMR	2.609	2.022	958	2.642	2.952	3.032	3.113	3.198	3.284
BT / YMR	1.165.709	1.377.030	1.331.460	1.607.719	1.439.885	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	97	0	2.881.561	4.456.615	5.492.127	5.627.888
BT / à budget	373.151	326.073	446.179	392.056	315.212	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	303.852	1.445.725	965.910	1.054.404	1.757.153	2.265.722	2.194.587	2.242.589	1.458.714
Câble téléphonique	15.206	27.702	5	11.215	25.146	25.819	26.519	27.232	27.971
Gaine Fibres optiques	154.676	544.441	258.572	509.048	470.171	482.896	495.891	509.157	522.938
Fibre optique	15.344	16.125	8.675	8.729	85.050	87.360	89.670	92.085	94.605
Télécontrôle - cab. Client	0	71.522	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	7.224	0	32.733	71.233	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	111.401	766.627	665.925	454.179	563.821	506.815	399.204	409.982	421.051
Autres équipements "smart"	0	19.307	0	0	612.965	1.162.833	1.183.304	1.204.133	392.149
Total général	26.164.351	25.916.012	26.841.852	27.761.108	26.789.990	28.049.727	29.596.084	30.601.917	29.863.849



ORES Mouscron

ORES Mouscron	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	3.055.839	2.535.813	2.644.361	3.293.495	3.568.108	3.775.399	3.766.436	3.386.836	3.092.015
Lignes	95.017	143.484	163.856	123.133	384.358	480.554	493.490	506.796	520.545
Postes	0	35.353	358.667	1.087.305	272.877	75.000	50.000	90.000	542.961
Cabines	1.313.936	963.141	953.923	887.393	1.878.008	1.895.733	1.884.348	2.169.130	1.942.342
Raccordements clients	250.391	445.410	1.847.181	1.281.365	881.108	945.001	961.529	978.349	995.470
Comptages	438.764	456.584	518.100	575.215	1.016.607	1.254.932	1.620.413	1.884.166	1.941.586
contrôle/transmission	148.423	261.049	368.600	382.561	413.258	525.555	487.203	491.693	317.839
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	5.302.369	4.840.833	6.854.688	7.630.466	8.414.324	8.952.174	9.263.419	9.506.971	9.352.758

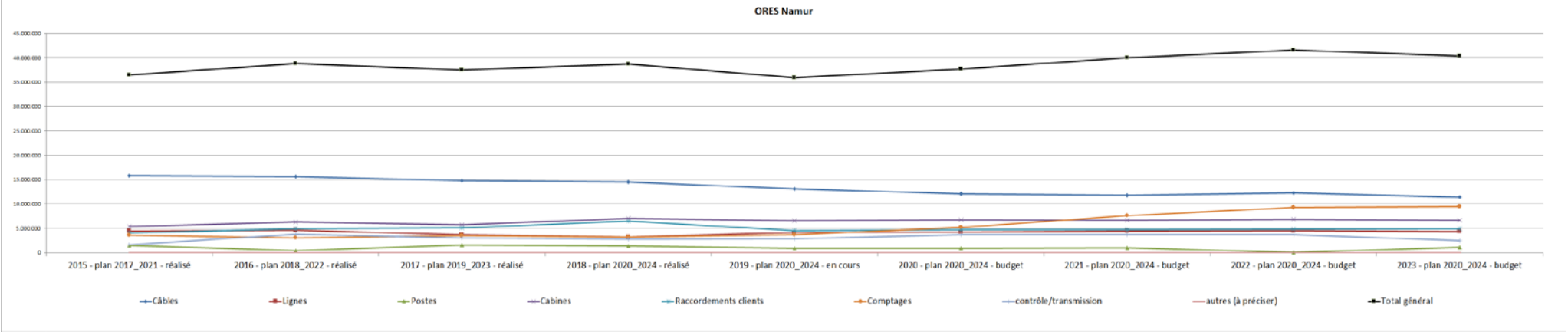


ORES Mouscron	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	3.055.839	2.535.813	2.644.361	3.293.495	3.568.108	3.775.399	3.766.436	3.386.836	3.092.015
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	2.410.393	1.664.423	2.007.177	2.605.317	2.337.868	2.489.158	2.445.446	2.052.108	1.698.742
Réseau BT	645.446	871.390	637.184	688.177	1.230.240	1.286.241	1.320.990	1.334.728	1.393.273
Lignes	95.017	143.484	163.856	123.133	384.358	480.554	493.490	506.796	520.545
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.256	6.211	826	11.947	0	0	0	0	0
Réseau BT	93.761	137.273	163.031	111.186	384.358	480.554	493.490	506.796	520.545
Postes	0	35.353	358.667	1.087.305	272.877	75.000	50.000	90.000	542.961
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	5.650	303	324.993	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	21.996	285.275	447.035	179.634	50.000	25.000	65.000	350.472
Cellules Poste - Télécontrôle	0	7.707	59.671	158.970	93.242	25.000	25.000	25.000	192.489
Cellules TCC	0	0	13.419	156.308	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	1.313.936	963.141	953.923	887.393	1.878.008	1.895.733	1.884.348	2.169.130	1.942.342
Terrains	39.800	47.227	43.298	8.244	0	0	0	0	0
Bâtiments	160.110	206.274	118.244	341.315	447.385	348.528	443.387	367.603	377.528
Cellules MT	878.341	534.759	516.312	399.474	1.125.107	1.264.816	1.185.681	1.520.273	1.289.779
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	235.685	174.881	276.068	138.360	305.517	282.389	255.280	281.254	275.035
Raccordements clients	250.391	445.410	1.847.181	1.281.365	881.108	945.001	961.529	978.349	995.470
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	1.980	80.840	682.209	0	0	0	0	0
Niveau MT	4.284	15.329	1.430.852	43.546	108.108	99.923	101.622	103.350	105.108
Niveau Trans BT	6.968	9.811	23.577	0	44.864	46.076	47.320	48.597	49.909
Niveau BT	239.138	418.291	311.912	555.609	728.136	799.003	812.588	826.402	840.453
Comptages	438.764	456.584	518.100	575.215	1.016.607	1.254.932	1.620.413	1.884.166	1.941.586
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	86.893	209.585	167.144	416.884	209.236	193.831	205.696	220.089
MT / MMR	84.803	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	3.240	7.015	7.204	7.398	7.598	11.705
BT / AMR	7.774	0	0	0	2.952	3.032	3.113	3.198	3.284
BT / YMR	239.025	313.143	209.454	305.506	386.551	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	1.035.461	1.416.070	1.667.674	1.706.508
BT / à budget	107.162	56.547	99.061	99.326	203.206	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	148.423	261.049	368.600	382.561	413.258	525.555	487.203	491.693	317.839
Câble téléphonique	3.246	10.763	1.008	4.803	24.328	12.494	12.830	13.174	13.530
Gaine Fibres optiques	119.570	136.341	211.301	268.991	46.834	48.101	49.394	50.714	52.087
Fibre optique	0	0	1.924	7.431	8.100	8.320	8.540	8.770	9.010
Télécontrôle - cab. Client	0	50.343	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	1.134	0	10.086	19.467	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	24.473	4.550	144.281	81.868	201.465	202.130	156.345	155.531	159.730
Autres équipements "smart"	0	59.051	0	0	132.532	254.510	260.093	263.504	83.481
Total général	5.302.369	4.840.833	6.854.688	7.630.466	8.414.324	8.952.174	9.263.419	9.506.971	9.352.758



ORES Namur

ORES Namur	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	15.757.868	15.612.591	14.746.612	14.497.568	13.098.252	12.088.555	11.843.197	12.258.127	11.398.298
Lignes	4.443.851	4.623.275	3.740.301	3.216.285	4.185.762	4.298.725	4.414.725	4.534.007	4.339.986
Postes	1.444.899	490.807	1.533.825	1.340.326	901.567	936.318	998.215	50.000	1.082.728
Cabines	5.409.730	6.312.187	5.795.727	7.038.230	6.610.192	6.747.926	6.680.596	6.906.317	6.659.699
Raccordements clients	4.094.168	4.919.497	5.121.899	6.541.277	4.564.662	4.686.592	4.767.465	4.849.732	4.933.446
Comptages	3.587.836	3.058.252	3.558.640	3.243.841	3.685.115	5.201.594	7.635.795	9.243.262	9.480.036
contrôle/transmission	1.681.502	3.795.437	3.025.667	2.801.374	2.848.618	3.739.806	3.703.039	3.715.684	2.503.782
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	36.419.853	38.812.047	37.522.672	38.678.900	35.894.168	37.699.516	40.043.032	41.557.129	40.397.976

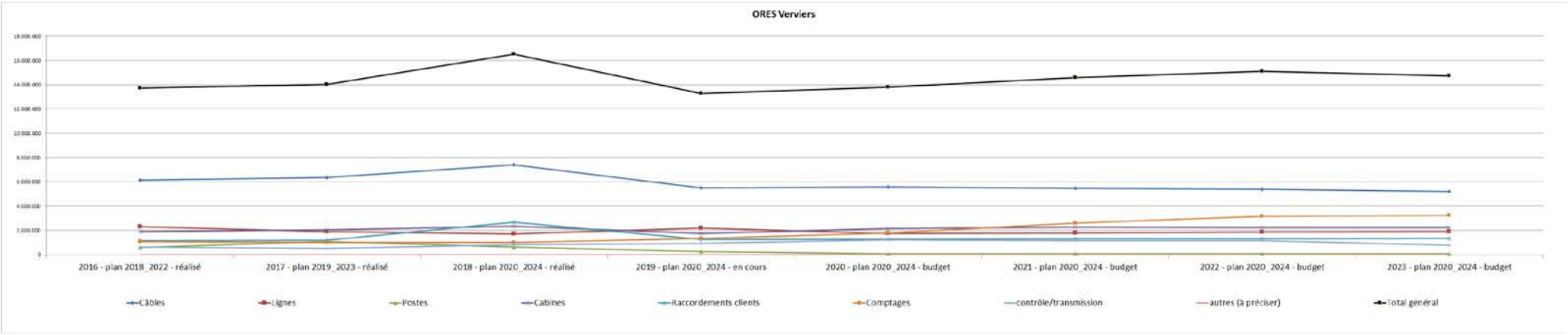


ORES Namur	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
<b>Câbles</b>	<b>15.757.868</b>	<b>15.612.591</b>	<b>14.746.612</b>	<b>14.497.568</b>	<b>13.098.252</b>	<b>12.088.555</b>	<b>11.843.197</b>	<b>12.258.127</b>	<b>11.398.298</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	10.170.116	11.055.639	10.538.486	10.181.240	7.761.378	6.878.753	6.445.107	6.762.888	6.373.701
Réseau BT	5.587.752	4.556.952	4.208.127	4.316.328	5.336.874	5.209.802	5.398.090	5.495.239	5.024.597
<b>Lignes</b>	<b>4.443.851</b>	<b>4.623.275</b>	<b>3.740.301</b>	<b>3.216.285</b>	<b>4.185.762</b>	<b>4.298.725</b>	<b>4.414.725</b>	<b>4.534.007</b>	<b>4.339.986</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.867.044	1.876.102	1.389.036	1.548.133	1.431.334	1.470.130	1.509.405	1.550.428	1.591.915
Réseau BT	2.576.807	2.747.173	2.351.265	1.668.151	2.754.428	2.828.595	2.905.320	2.983.580	2.748.072
<b>Postes</b>	<b>1.444.899</b>	<b>490.807</b>	<b>1.533.825</b>	<b>1.340.326</b>	<b>901.567</b>	<b>936.318</b>	<b>998.215</b>	<b>50.000</b>	<b>1.082.728</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	900.144	270.512	1.186.321	441.927	481.130	458.728	588.837	25.000	734.519
Cellules Poste - Télécontrôle	440.469	179.645	266.598	794.012	150.558	145.588	150.195	25.000	260.706
Cellules TCC	104.286	40.651	80.907	104.387	269.878	332.001	259.183	0	87.503
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cabines</b>	<b>5.409.730</b>	<b>6.312.187</b>	<b>5.795.727</b>	<b>7.038.230</b>	<b>6.610.192</b>	<b>6.747.926</b>	<b>6.680.596</b>	<b>6.906.317</b>	<b>6.659.699</b>
Terrains	114.595	161.380	278.929	42.560	0	0	0	0	0
Bâtiments	1.136.296	1.228.947	1.478.622	1.481.426	1.470.895	1.573.937	1.887.622	1.660.078	1.704.900
Cellules MT	3.109.020	3.477.605	2.979.759	4.426.142	3.708.604	3.670.133	3.251.318	3.690.817	3.372.934
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	1.049.818	1.444.255	1.058.416	1.088.102	1.430.694	1.503.856	1.541.657	1.555.422	1.581.865
<b>Raccordements clients</b>	<b>4.094.168</b>	<b>4.919.497</b>	<b>5.121.899</b>	<b>6.541.277</b>	<b>4.564.662</b>	<b>4.686.592</b>	<b>4.767.465</b>	<b>4.849.732</b>	<b>4.933.446</b>
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	7.448	1.070.249	208.043	1.252.906	0	0	0	0	0
Niveau MT	471.256	413.867	892.064	1.229.268	912.912	843.792	858.137	872.734	887.581
Niveau Trans BT	75.151	247.972	189.762	49.280	116.067	119.201	122.420	125.725	129.119
Niveau BT	3.555.208	3.187.409	3.832.030	4.009.822	3.535.683	3.723.599	3.786.908	3.851.273	3.916.746
<b>Comptages</b>	<b>3.587.836</b>	<b>3.058.252</b>	<b>3.558.640</b>	<b>3.243.841</b>	<b>3.685.115</b>	<b>5.201.594</b>	<b>7.635.795</b>	<b>9.243.262</b>	<b>9.480.036</b>
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	411.909	394.866	663.373	350.181	672.393	631.850	653.127	674.941	697.312
MT / MMR	0	877	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	15.374	0	24.707	7.015	7.204	7.398	7.598	11.705
BT / AMR	3.300	1.707	8.183	1.521	2.952	3.032	3.113	3.198	3.284
BT / YMR	2.396.775	1.993.646	2.282.913	2.270.910	2.298.141	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	345	0	4.559.508	6.972.156	8.557.525	8.767.735
BT / à budget	775.851	651.781	604.171	596.177	704.615	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>contrôle/transmission</b>	<b>1.681.502</b>	<b>3.795.437</b>	<b>3.025.667</b>	<b>2.801.374</b>	<b>2.848.618</b>	<b>3.739.806</b>	<b>3.703.039</b>	<b>3.715.684</b>	<b>2.503.782</b>
Câble téléphonique	-16.169	-12.621	41.537	76.445	26.348	12.883	13.233	13.589	13.959
Gainé Fibres optiques	1.234.283	2.417.984	2.042.690	1.437.305	936.672	962.016	987.888	1.014.288	1.041.744
Fibre optique	74.687	25.868	48.967	19.902	162.000	166.400	170.800	175.400	180.200
Télécontrôle - cab. Client	0	103.141	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	9.576	0	42.998	176.811	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	379.124	40.522	849.475	1.090.912	797.960	809.256	724.041	661.109	678.959
Autres équipements "smart"	0	1.220.543	0	0	925.638	1.789.251	1.807.077	1.851.297	588.920
Total général	36.419.853	38.812.047	37.522.672	38.678.900	35.894.168	37.699.516	40.043.032	41.557.129	40.397.976



ORES Verviers

ORES Verviers	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	6.181.977	6.118.162	6.351.397	7.398.811	5.493.733	5.594.226	5.454.141	5.373.179	5.222.329
Lignes	1.813.186	2.287.960	1.903.370	1.699.992	2.205.150	1.741.209	1.788.287	1.836.443	1.885.987
Postes	776.835	603.767	1.061.914	636.037	269.188	50.000	50.000	50.000	50.000
Cabines	2.142.980	1.881.222	2.027.426	2.320.797	1.756.281	2.162.335	2.252.026	2.218.973	2.229.337
Raccordements clients	1.184.428	1.133.618	1.182.869	2.668.559	1.268.609	1.257.530	1.279.017	1.300.877	1.323.110
Comptages	1.214.765	1.079.515	990.868	1.000.906	1.349.555	1.774.771	2.616.184	3.157.706	3.244.273
contrôle/transmission	286.648	638.008	497.417	799.321	924.704	1.213.245	1.144.072	1.156.225	766.423
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	13.600.818	13.742.250	14.015.259	16.524.423	13.267.219	13.793.317	14.583.726	15.093.402	14.721.459

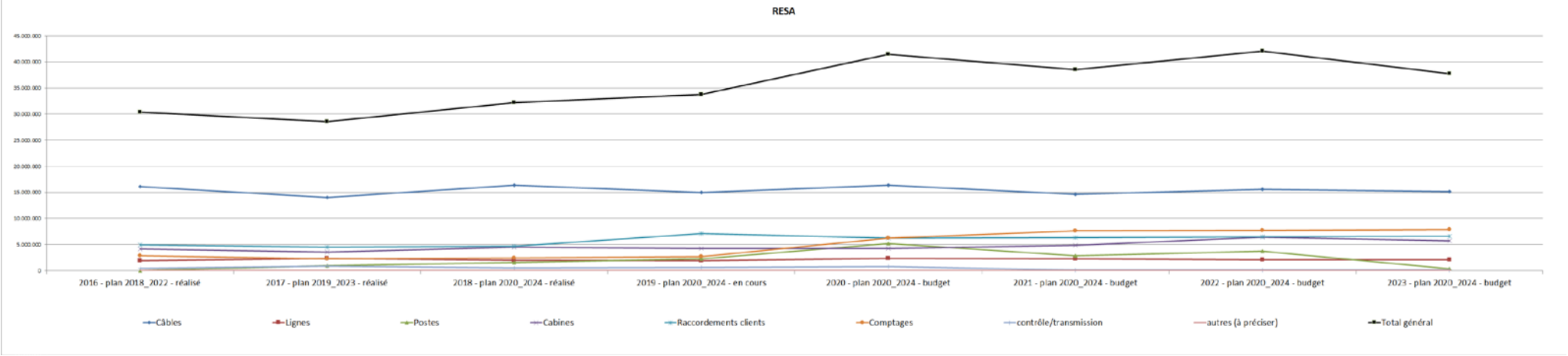


ORES Verviers	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	6.181.977	6.118.162	6.351.397	7.398.811	5.493.733	5.594.226	5.454.141	5.373.179	5.222.329
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	3.665.128	3.572.204	3.652.445	3.922.646	2.819.157	2.978.415	2.767.528	2.614.159	2.590.645
Réseau BT	2.516.849	2.545.957	2.698.951	3.476.165	2.674.576	2.615.811	2.686.613	2.759.019	2.631.684
Lignes	1.813.186	2.287.960	1.903.370	1.699.992	2.205.150	1.741.209	1.788.287	1.836.443	1.885.987
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	513.487	624.206	361.062	296.511	294.054	301.987	310.151	318.523	327.120
Réseau BT	1.299.699	1.663.754	1.542.307	1.403.481	1.911.096	1.439.222	1.478.136	1.517.921	1.558.867
Postes	776.835	603.767	1.061.914	636.037	269.188	50.000	50.000	50.000	50.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	17.342	381.923	10.578	562	0	0	0	0	0
Cellules Poste	383.694	49.825	753.733	409.342	167.058	25.000	25.000	25.000	25.000
Cellules Poste - Télécontrôle	184.158	106.242	217.438	170.764	79.351	25.000	25.000	25.000	25.000
Cellules TCC	191.641	65.777	80.164	55.369	22.780	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	2.142.980	1.881.222	2.027.426	2.320.797	1.756.281	2.162.335	2.252.026	2.218.973	2.229.337
Terrains	32.182	102.330	68.556	14.083	0	0	0	0	0
Bâtiments	620.660	595.071	590.602	875.142	501.395	514.932	528.836	543.114	557.778
Cellules MT	1.247.164	866.855	1.026.988	885.182	863.191	1.245.131	1.314.081	1.259.793	1.248.420
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	242.974	316.965	341.280	546.390	391.695	402.271	409.110	416.065	423.138
Raccordements clients	1.184.428	1.133.618	1.182.869	2.668.559	1.268.609	1.257.530	1.279.017	1.300.877	1.323.110
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	112.878	1.242.238	0	0	0	0	0
Niveau MT	45.287	302.417	231.948	495.563	360.360	333.076	338.738	344.500	350.361
Niveau Trans BT	1.022	0	0	0	10.479	10.762	11.053	11.351	11.657
Niveau BT	1.138.120	831.201	838.042	930.758	897.770	913.693	929.226	945.025	961.092
Comptages	1.214.765	1.079.515	990.868	1.000.906	1.349.555	1.774.771	2.616.184	3.157.706	3.244.273
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	124.457	90.192	111.349	121.476	190.511	176.089	200.152	203.554	217.910
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	13.284	7.015	7.204	7.398	7.598	7.803
BT / AMR	84	355	21.336	2.098	2.952	3.032	3.113	3.198	3.284
BT / YMR	664.947	632.877	533.117	570.449	751.967	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	0	0	1.588.446	2.405.520	2.943.357	3.015.275
BT / à budget	425.277	356.090	325.065	293.599	397.110	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	286.648	638.008	497.417	799.321	924.704	1.213.245	1.144.072	1.156.225	766.423
Câble téléphonique	61.897	26.182	15.124	20.042	43.971	45.172	46.386	47.632	48.930
Gaine Fibres optiques	100.376	221.456	165.191	312.267	234.168	240.504	246.972	253.572	260.436
Fibre optique	0	7.970	16.539	-2.483	56.700	58.240	59.780	61.390	63.070
Télécontrôle - cab. Client	0	12.863	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	3.654	0	12.489	35.784	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	120.721	4.570	288.074	433.711	292.462	295.585	206.014	200.767	206.187
Autres équipements "smart"	0	364.967	0	0	297.403	573.744	584.920	592.864	187.800
Total général	13.600.818	13.742.250	14.015.259	16.524.423	13.267.219	13.793.317	14.583.726	15.093.402	14.721.459



RESA

RESA	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	0	16.083.332	13.993.091	16.397.384	14.964.456	16.344.586	14.591.649	15.613.054	15.149.507
Lignes	0	1.915.588	2.327.216	2.031.065	1.922.883	2.371.673	2.261.480	2.086.901	2.067.266
Postes	0	32.499	987.704	1.540.160	2.275.382	5.189.597	2.816.458	3.691.782	319.788
Cabines	0	4.129.380	3.547.249	4.534.422	4.279.801	4.244.237	4.836.745	6.433.941	5.747.242
Raccordements clients	0	4.934.610	4.491.808	4.656.437	7.065.736	6.271.153	6.362.242	6.455.212	6.549.442
Comptages	0	2.881.144	2.280.784	2.438.898	2.693.840	6.269.502	7.593.718	7.728.065	7.864.578
contrôle/transmission	0	422.138	891.491	552.319	585.657	766.111	51.017	57.418	46.375
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	0	30.398.690	28.519.343	32.150.684	33.787.755	41.456.858	38.513.309	42.066.372	37.744.198



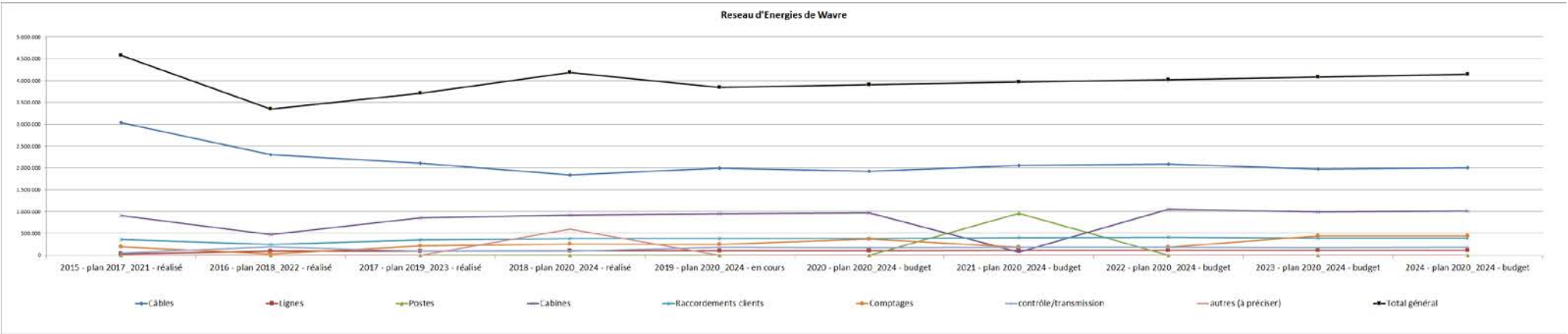
RESA	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	0	16.083.332	13.993.091	16.397.384	14.964.456	16.344.586	14.591.649	15.613.054	15.149.507
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	11.279.275	9.167.232	11.064.392	9.965.240	11.454.183	9.676.837	10.467.742	10.341.880
Réseau BT	0	4.804.057	4.825.859	5.332.993	4.999.216	4.890.403	4.914.812	5.145.312	4.807.627
Lignes	0	1.915.588	2.327.216	2.031.065	1.922.883	2.371.673	2.261.480	2.086.901	2.067.266
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	835.444	823.563	721.918	395.779	640.068	550.608	461.405	424.279
Réseau BT	0	1.080.144	1.503.653	1.309.146	1.527.104	1.731.605	1.710.872	1.625.496	1.642.986
Postes	0	32.499	987.704	1.540.160	2.275.382	5.189.597	2.816.458	3.691.782	319.788
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	408.894	1.067.849	1.223.174	2.021.729	494.116	60.000
Cellules Poste	0	30.443	987.704	862.643	681.274	3.132.723	608.498	2.608.183	203.538
Cellules Poste - Télécontrôle	0	2.056	0	268.623	289.977	498.392	111.645	515.555	37.768
Cellules TCC	0	0	0	0	236.282	335.308	74.586	73.928	18.482
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	0	4.129.380	3.547.249	4.534.422	4.279.801	4.244.237	4.836.745	6.433.941	5.747.242
Terrains	0	28.522	52.212	277.188	41.567	42.232	42.908	43.594	44.292
Bâtiments	0	679.631	676.797	558.983	1.258.512	1.395.328	2.367.374	3.549.488	3.579.695
Cellules MT	0	2.779.070	1.869.292	2.212.014	1.613.388	1.328.448	1.313.032	1.359.105	1.128.234
Transformateurs MT/MT	0	0	43.673	0	0	166.350	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	642.157	905.275	1.486.237	1.366.335	1.311.878	1.113.432	1.481.753	995.022
Raccordements clients	0	4.934.610	4.491.808	4.656.437	7.065.736	6.271.153	6.362.242	6.455.212	6.549.442
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	1.276	7.577	1.206	1.819.437	1.400.000	1.422.400	1.445.158	1.468.281
Niveau MT	0	1.083.950	223.441	200.447	1.275.663	1.296.074	1.316.811	1.337.880	1.359.286
Niveau Trans BT	0	76.726	39.912	13.267	184.204	187.152	190.146	193.188	196.279
Niveau BT	0	3.772.658	4.220.878	4.441.518	3.786.432	3.387.928	3.432.885	3.478.985	3.525.596
Comptages	0	2.881.144	2.280.784	2.438.898	2.693.840	6.269.502	7.593.718	7.728.065	7.864.578
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	13.324	148	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	0	1.754	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	0	1.038.577	996.319	897.234	1.124.427	0	0	0	0
BT / intelligents	0	49.563	17.155	353.202	0	6.269.502	7.593.718	7.728.065	7.864.578
BT / à budget	0	1.777.927	1.267.162	1.188.462	1.569.413	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	422.138	891.491	552.319	585.657	766.111	51.017	57.418	46.375
Câble téléphonique	0	20.836	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	6.026	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	1.979	0	37.280	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	379.324	700.966	372.209	585.657	766.111	51.017	57.418	46.375
Autres équipements "smart"	0	13.972	190.524	142.831	0	0	0	0	0
Total général	0	30.398.690	28.519.343	32.150.684	33.787.755	41.456.858	38.513.309	42.066.372	37.744.198

NB : 2015 : aucune donnée financière en cette matière n'avait été rentrée par RESA dans le cadre de la version finale du plan d'adaptation 2017-2021.



Réseau d'Energies de Wavre

Reseau d'Energies de Wavre	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget	2024 - plan 2020_2024 - budget
Câbles	3.042.827	2.306.387	2.112.215	1.834.636	1.990.330	1.917.604	2.051.383	2.082.154	1.976.254	2.007.806
Lignes	29.048	94.193	92.242	104.673	106.243	104.133	111.397	113.068	107.318	109.031
Postes	0	0	0	0	0	0	961.162	0	0	0
Cabines	906.044	476.047	854.861	920.463	946.117	965.057	71.221	1.047.869	994.574	1.010.453
Raccordements clients	357.072	249.293	351.550	377.644	383.309	375.697	401.907	407.935	387.187	393.369
Comptages	197.938	26.125	211.916	259.695	244.080	373.421	185.503	188.285	443.813	446.955
contrôle/transmission	48.659	193.360	89.071	89.071	179.332	171.240	183.187	185.934	176.478	179.295
autres (à préciser)	0	0	0	596.682	0	0	0	0	0	0
Total général	4.581.588	3.345.405	3.711.855	4.182.864	3.849.411	3.907.152	3.965.759	4.025.246	4.085.624	4.146.909



Reseau d'Energies de Wavre	2015 - plan 2017_2021 - réalisé	2016 - plan 2018_2022 - réalisé	2017 - plan 2019_2023 - réalisé	2018 - plan 2020_2024 - réalisé	2019 - plan 2020_2024 - en cours	2020 - plan 2020_2024 - budget	2021 - plan 2020_2024 - budget	2022 - plan 2020_2024 - budget	2023 - plan 2020_2024 - budget	2024 - plan 2020_2024 - budget
<b>Câbles</b>	<b>3.042.827</b>	<b>2.306.387</b>	<b>2.112.215</b>	<b>1.834.636</b>	<b>1.990.330</b>	<b>1.917.604</b>	<b>2.051.383</b>	<b>2.082.154</b>	<b>1.976.254</b>	<b>2.007.806</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	966.802	1.250.429	1.234.889	978.130	1.033.701	1.015.437	1.086.278	1.102.572	1.046.495	1.063.202
Réseau BT	2.076.026	1.055.958	877.326	856.507	956.629	902.167	965.105	979.582	929.760	944.604
<b>Lignes</b>	<b>29.048</b>	<b>94.193</b>	<b>92.242</b>	<b>104.673</b>	<b>106.243</b>	<b>104.133</b>	<b>111.397</b>	<b>113.068</b>	<b>107.318</b>	<b>109.031</b>
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	29.048	94.193	92.242	104.673	106.243	104.133	111.397	113.068	107.318	109.031
<b>Postes</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>961.162</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	70.309	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	0	720.853	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	0	80.000	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	90.000	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cabines</b>	<b>906.044</b>	<b>476.047</b>	<b>854.861</b>	<b>920.463</b>	<b>946.117</b>	<b>965.057</b>	<b>71.221</b>	<b>1.047.869</b>	<b>994.574</b>	<b>1.010.453</b>
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	150.870	139.356	173.751	223.800	268.560	268.560	0	268.560	268.560	268.560
Cellules MT	651.398	289.589	602.167	633.457	609.783	629.921	0	707.020	657.401	672.184
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	103.776	47.102	78.943	63.205	67.774	66.577	71.221	72.289	68.613	69.708
<b>Raccordements clients</b>	<b>357.072</b>	<b>249.293</b>	<b>351.550</b>	<b>377.644</b>	<b>383.309</b>	<b>375.697</b>	<b>401.907</b>	<b>407.935</b>	<b>387.187</b>	<b>393.369</b>
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	11.976	9.427	27.162	11.997	12.887	12.631	13.512	13.715	13.017	13.225
Niveau Trans BT	16.091	0	7.820	5.719	5.805	5.690	6.086	6.178	5.864	5.957
Niveau BT	329.006	239.865	316.569	359.929	364.617	357.376	382.308	388.042	368.306	374.187
<b>Comptages</b>	<b>197.938</b>	<b>26.125</b>	<b>211.916</b>	<b>259.695</b>	<b>244.080</b>	<b>373.421</b>	<b>185.503</b>	<b>188.285</b>	<b>443.813</b>	<b>446.955</b>
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	4.997	500	11.262	13.601	12.971	12.714	13.601	13.805	13.102	13.312
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	3.902	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	58.156	9.375	138.289	183.730	166.859	0	0	0	0	0
BT / intelligents	69.399	12.500	0	0	0	169.362	171.902	174.481	430.711	433.643
BT / à budget	61.484	3.750	62.365	62.365	64.250	191.346	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>contrôle/transmission</b>	<b>48.659</b>	<b>193.360</b>	<b>89.071</b>	<b>89.071</b>	<b>179.332</b>	<b>171.240</b>	<b>183.187</b>	<b>185.934</b>	<b>176.478</b>	<b>179.295</b>
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	34.535	34.535	27.166	23.120	29.093	30.467	25.739	27.148
Fibre optique	14.269	0	34.535	34.535	27.166	23.120	29.093	30.467	25.739	27.148
Télécontrôle - cab. Client	0	0	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
RTU et autres équipements télécom	32.970	0	10.000	10.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Télécontrôle - cab. Réseau	1.420	193.360	5.000	5.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>autres (à préciser)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>596.682</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
TCC BT	0	0	0	176.682	0	0	0	0	0	0
cogen	0	0	0	420.000	0	0	0	0	0	0
Total général	4.581.588	3.345.405	3.711.855	4.182.864	3.849.411	3.907.152	3.965.759	4.025.246	4.085.624	4.146.909

## 4.2. ANNEXE II : Les indices qualité

La CWaPE a analysé les rapports qualité rentrés par les GRD pour l'exercice 2018. 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 monitorer, 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 de manière à pouvoir en contrôler la bonne adéquation. La CWaPE constate également qu'à l'heure actuelle, quelques indices ne sont pas monitorés. Leur surveillance nécessiterait, essentiellement chez certains petits GRD, une modification de l'organisation interne ainsi que des développements informatiques parfois conséquents. L'audit des rapports qualité devrait notamment permettre d'identifier les difficultés rencontrées par ces GRD pour monitorer certains indicateurs.

Sur base des interruptions non programmées, l'évolution des principaux indices qualité peut se résumer comme suit :

### 4.2.1. Données générales

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

Précisons à ce sujet que les données de RESA et de RESA « Ville de Liège » sont désormais regroupées en RESA.

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 2018, la CWaPE constate que les valeurs divergentes décelées dans les projets ont toutes été rectifiées dans les versions définitives.

	Indices qualité pour l'exercice 2018					
	Indisponibilité totale		Fréquence		Durée de rétablissement	
	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs	Citée dans les rapports	Obtenue par calculs
<b>AIEG</b>	01:34:08	01:36:02	1,12	1,12	01:25:00	01:26:04
<b>AIESH</b>	00:56:10	00:56:10	1,59	1,59	00:35:00	00:35:15
<b>RESA (Ville de Liège compris)</b>	00:50:16	00:50:16	1,32	1,32	00:38:07	00:38:07
<b>GASELWEST</b>	00:08:26	00:08:25	0,16	0,16	00:53:02	00:52:54
<b>ORES Namur</b>	00:53:00	00:53:12	1,04	1,04	00:50:58	00:51:02
<b>ORES Hainaut</b>	01:02:00	01:03:31	1,40	1,35	00:45:43	00:47:05
<b>ORES Est</b>	00:45:00	00:45:06	1,06	1,06	00:42:27	00:42:24
<b>ORES Luxembourg</b>	01:11:00	01:11:02	1,95	1,95	00:36:28	00:36:28
<b>ORES Verviers</b>	00:33:00	00:33:00	0,93	0,93	00:35:29	00:35:33
<b>ORES Brabant Wallon</b>	00:35:00	00:35:11	0,74	0,71	00:47:18	00:49:37
<b>ORES Mouscron</b>	00:36:00	00:35:49	1,02	0,99	00:35:18	00:36:19
<b>Réseau d'Energies de Wavre</b>	00:08:53	00:08:55	0,25	0,25	00:36:10	00:36:10
<b>Région Wallonne</b>	-	<b>00:53:50</b>	-	<b>1,23</b>	-	<b>00:43:40</b>

TABLEAU 37 PRINCIPAUX INDICES QUALITÉ : COMPARAISON DES VALEURS CITÉES DANS LES RAPPORTS DES GRD ET CELLES RECALCULÉES PAR LA CWAPE (FIN 2018)

#### 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.

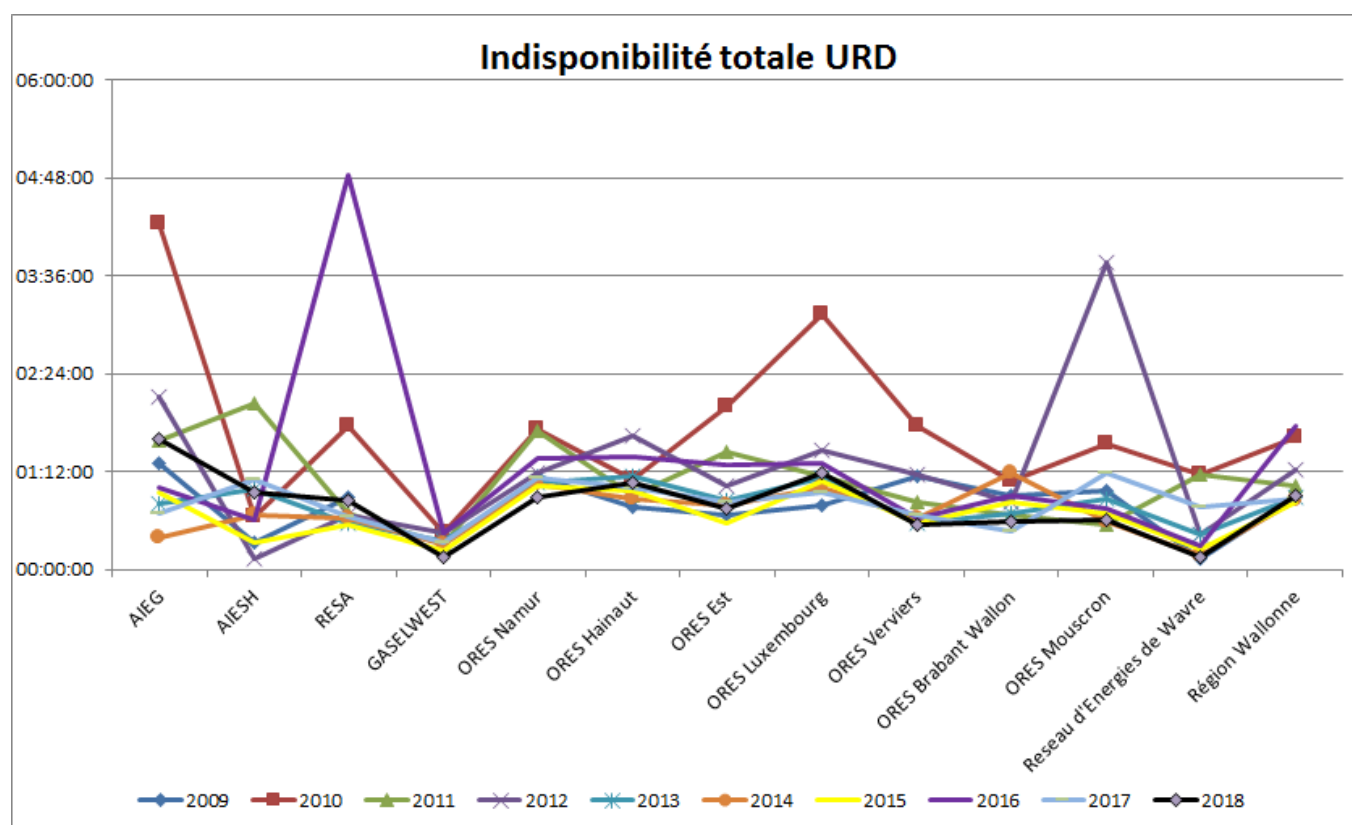
Les interruptions sont ainsi répertoriées en 8 catégories :

	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)		
<b>TOTAL général</b>		

TABLEAU 38 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 47 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPONIBILITÉ TOTALE DES DIFFÉRENTS GRD  
(PÉRIODE 2009 À 2018)

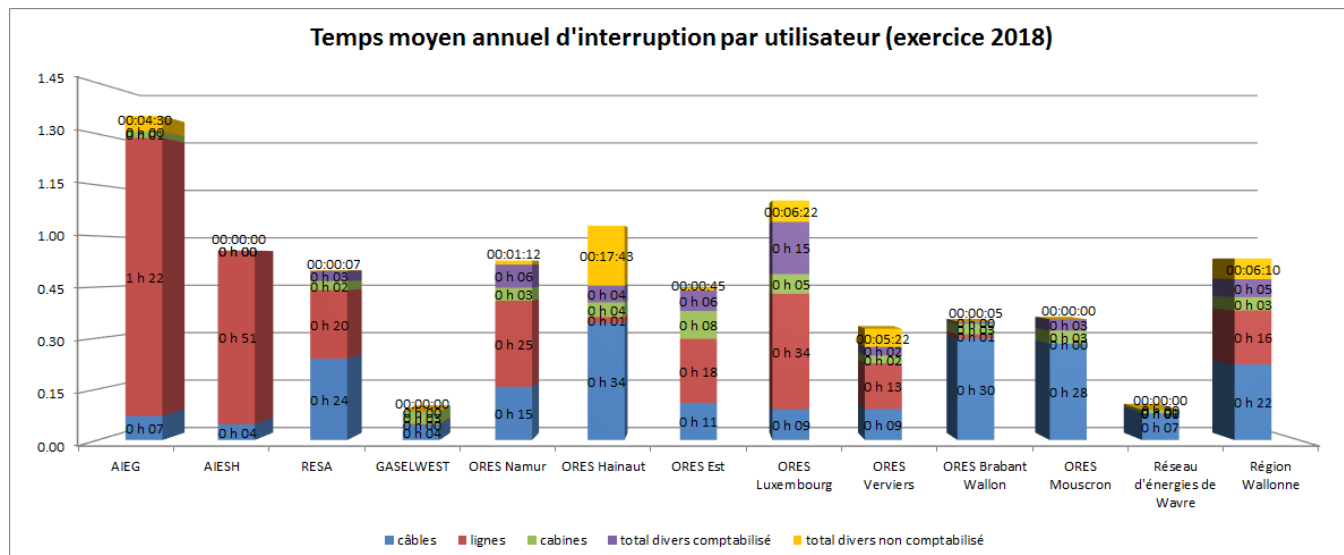
NB :

- 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 également 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.



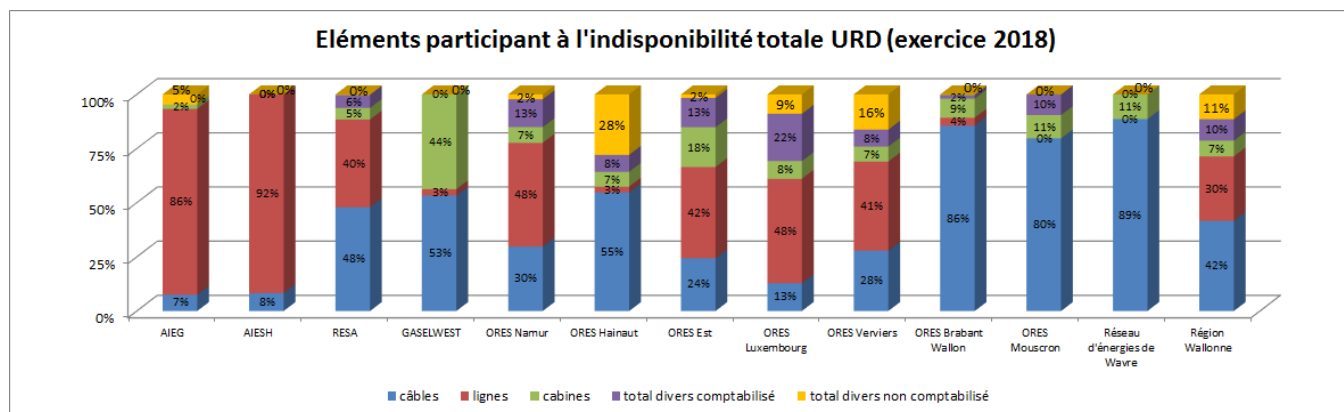
L'analyse de ces différents détails permet en partie de distinguer le matériel à l'origine des défauts :

En valeurs absolues :



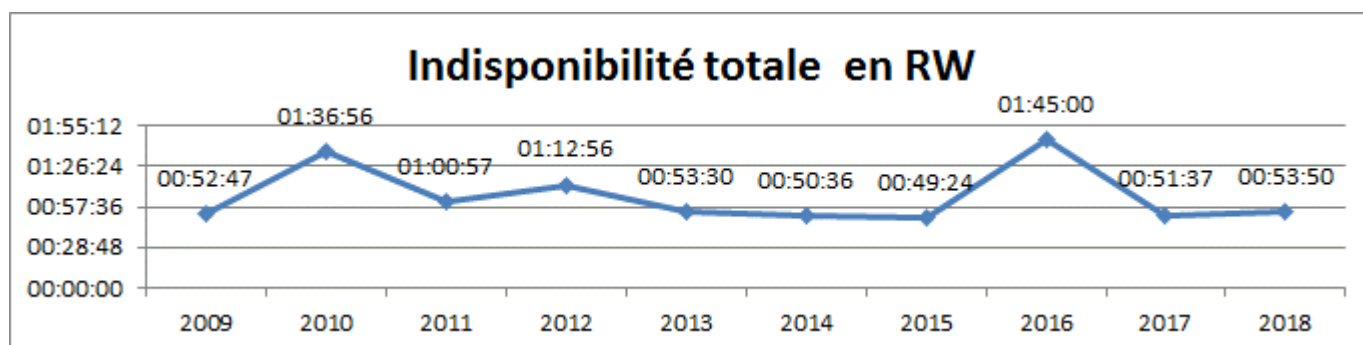
**GRAPHIQUE 48 RÉPARTITION EN VALEURS ABSOLUES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2018)**

En valeurs relatives :



**GRAPHIQUE 49 RÉPARTITION EN VALEURS RELATIVES DU TEMPS MOYEN ANNUEL D'INTERRUPTION (PÉRIODE 2018)**

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



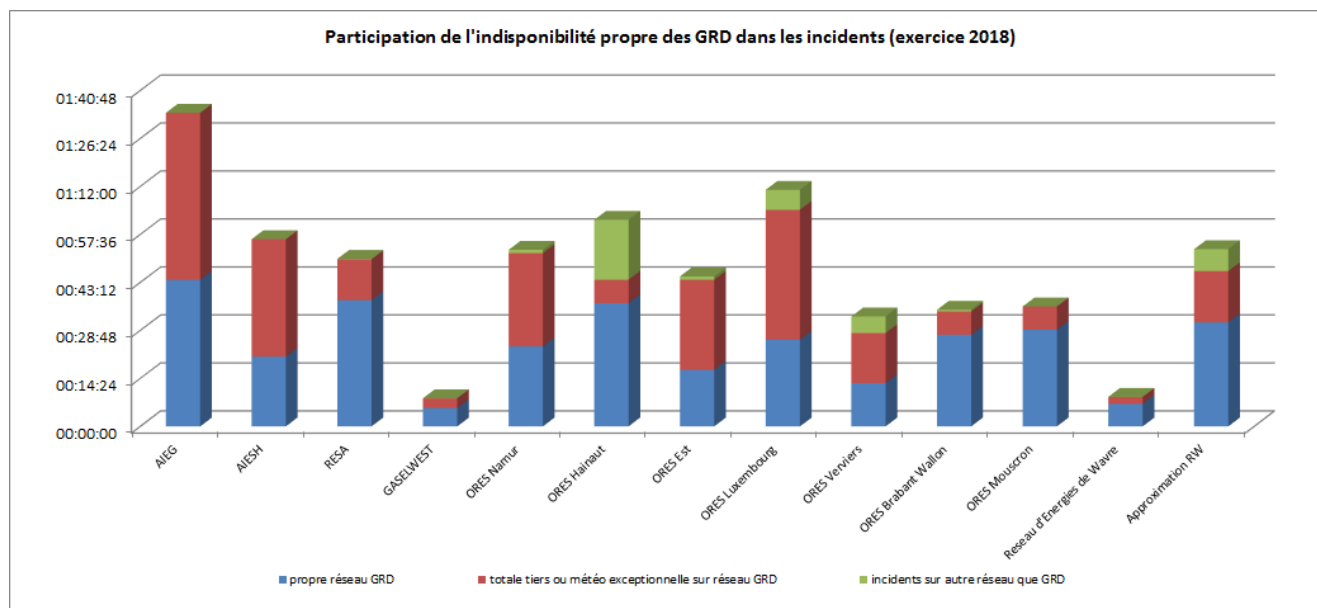
GRAPHIQUE 50 ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INDISPONIBILITÉ TOTALE CALCULÉ AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2018)

En Région wallonne et pour l'année 2018, le temps moyen annuel total d'interruption par utilisateur était d'environ 54 minutes. En 2018, un utilisateur de réseau raccordé en basse tension a donc été en moyenne privé d'alimentation électrique pendant 54 minutes. Cette valeur a légèrement augmenté par rapport à celle de 2017, notamment du fait des tempêtes évoquées ci-dessus, mais reste en revanche en phase avec l'évolution observée les années qui ont précédé 2016.

Il est par contre moins aisé 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 aisé mathématiquement d'agréger au niveau de la Région au départ des données brutes. Elle ne peut être calculée à partir des données tirées de la C10/14. Il est cependant possible d'opérer une approximation en pondérant le poids de chaque GRD en fonction du nombre d'utilisateurs.

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

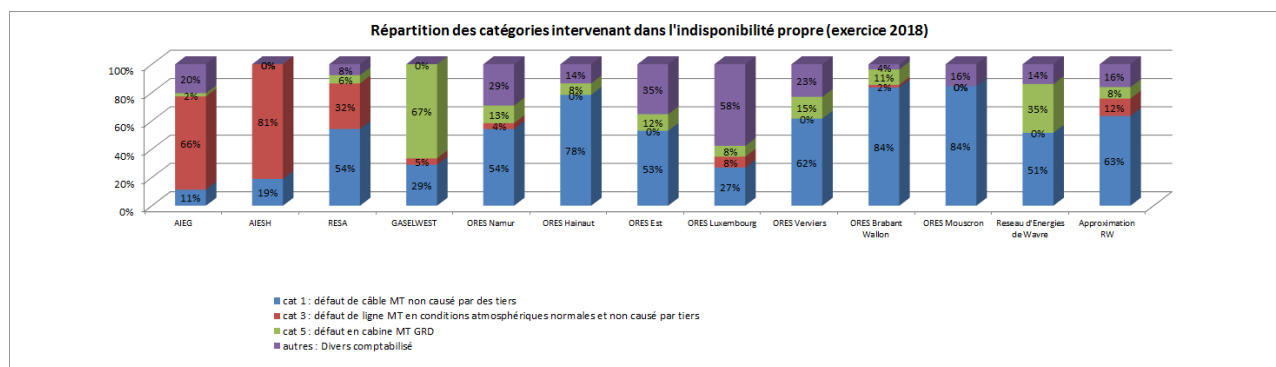


**GRAPHIQUE 51 PARTICIPATION DE L'INDISPONIBILITÉ PROPRE DES GRD DANS LES INCIDENTS (EXERCICE 2018)**

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 (+-00h53) est légèrement inférieur à l'indisponibilité réelle totale (+-00h54).

Sur cette base et pour 2018, 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 59 % 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 (12 %) desquels les GRD tirent leur alimentation (Elia ou autres GRD).

Si l'on se focalise sur ces 59 % que constitue l'indisponibilité propre des GRD, la répartition des catégories y afférant se résume comme suit :



**GRAPHIQUE 52 PARTICIPATION DES CATÉGORIES INTERVENANT DANS L'INDISPONIBILITÉ PROPRE (EXERCICE 2018)**

Comme l'année passée, deux catégories se retrouvent de manière prépondérante :

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

- . à l'AIEG : 22 interruptions pour une durée totale de 29 minutes ;
- . chez RESA : 67 interruptions pour une durée totale de 12 minutes.

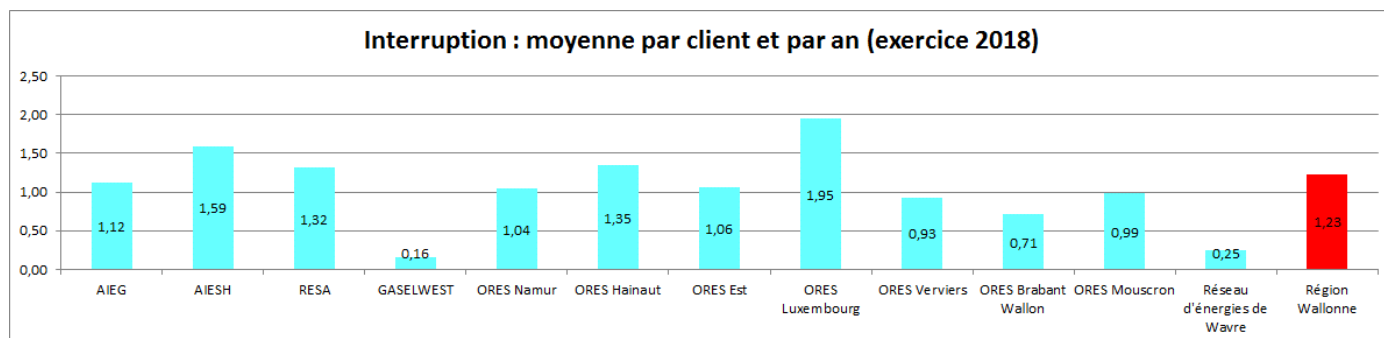
Enfin, on constate que les défauts en cabine MT GRD représentent une part importante dans l'indisponibilité propre du REW et de Gaselwest. Dans les faits et sur base des données fournies, cela représente :

- . chez Gaselwest : 6 interruptions pour une durée totale de 3 minutes ;
- . chez REW : 1 interruption pour une durée totale de 2 minutes.

### 4.2.3. La fréquence des interruptions

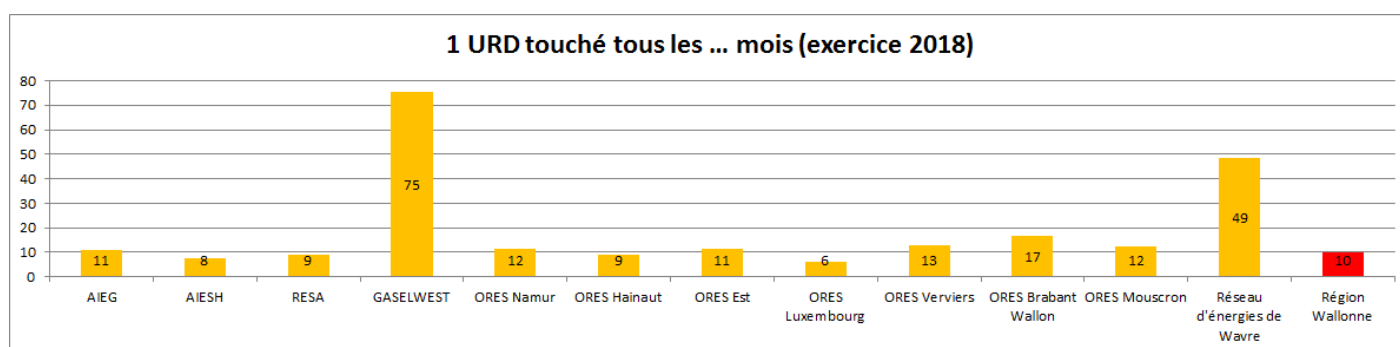
Définition : la fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

En termes de fréquence et plus particulièrement pour l'année 2018, les différences enregistrées par GRD peuvent se résumer comme suit :



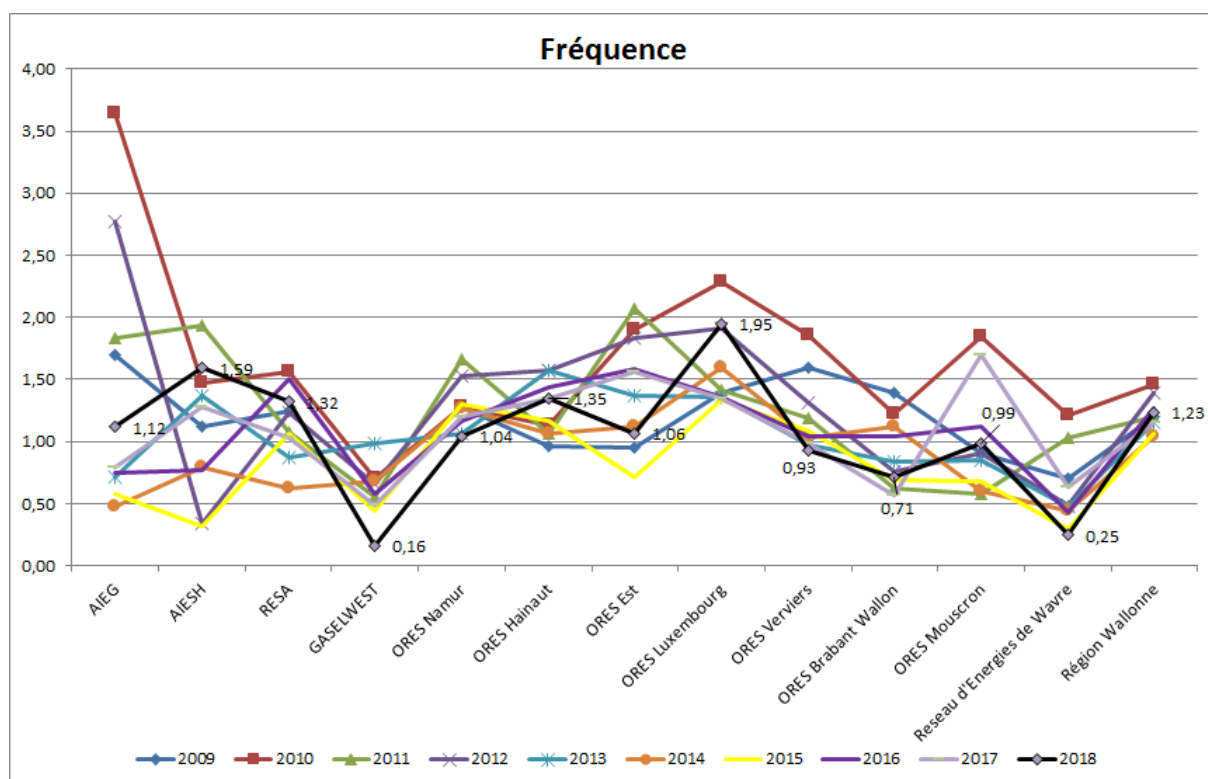
GRAPHIQUE 53 FRÉQUENCE PAR GRD  
(ANNÉE 2018)

En 2018, la fréquence d'interruption était de 1,23. C'est-à-dire que sur base de cette moyenne, un utilisateur de réseau connaît une coupure de son alimentation électrique tous les 10 mois.

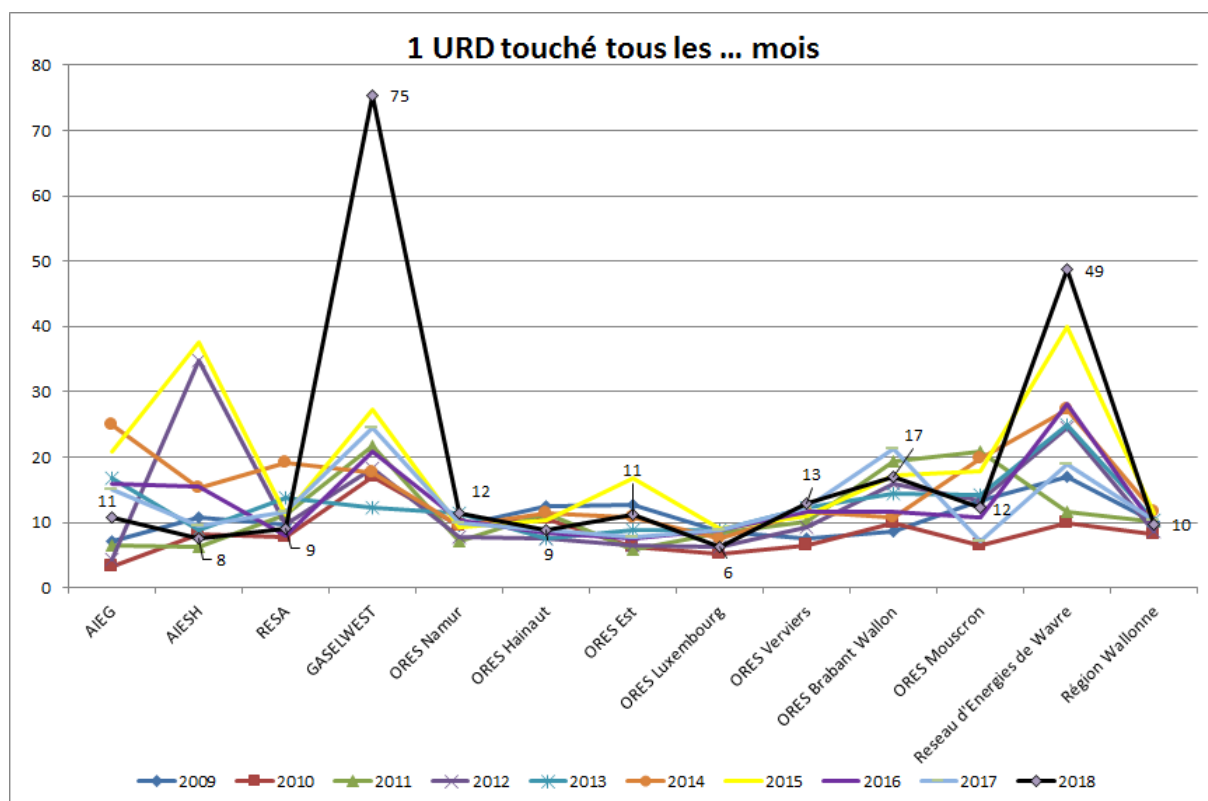


GRAPHIQUE 54 FRÉQUENCE PAR GRD TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE  
(ANNÉE 2018)

Les graphiques ci-après en retracent l'historique :

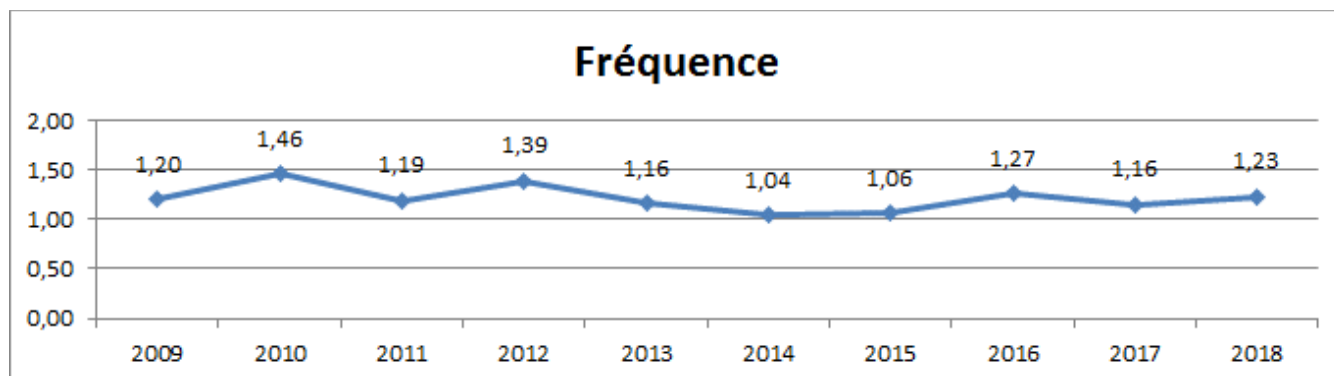


GRAPHIQUE 55 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE  
(PÉRIODE 2009 À 2018)



GRAPHIQUE 56 ÉVOLUTION PAR GRD DE LA FRÉQUENCE TRADUITE EN PROBABILITÉ D'OCCURRENCE  
(PÉRIODE 2009 À 2018)

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

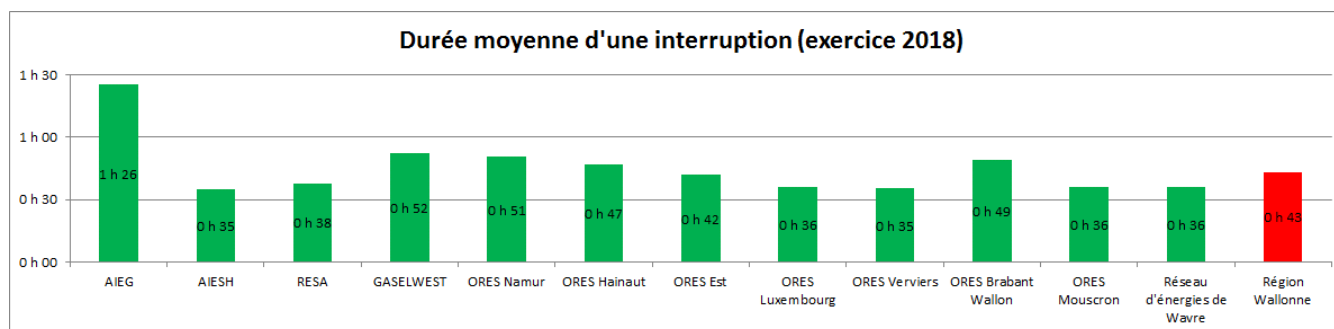


GRAPHIQUE 57 ÉVOLUTION DE LA FRÉQUENCE CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2018)

#### 4.2.4. La durée de rétablissement

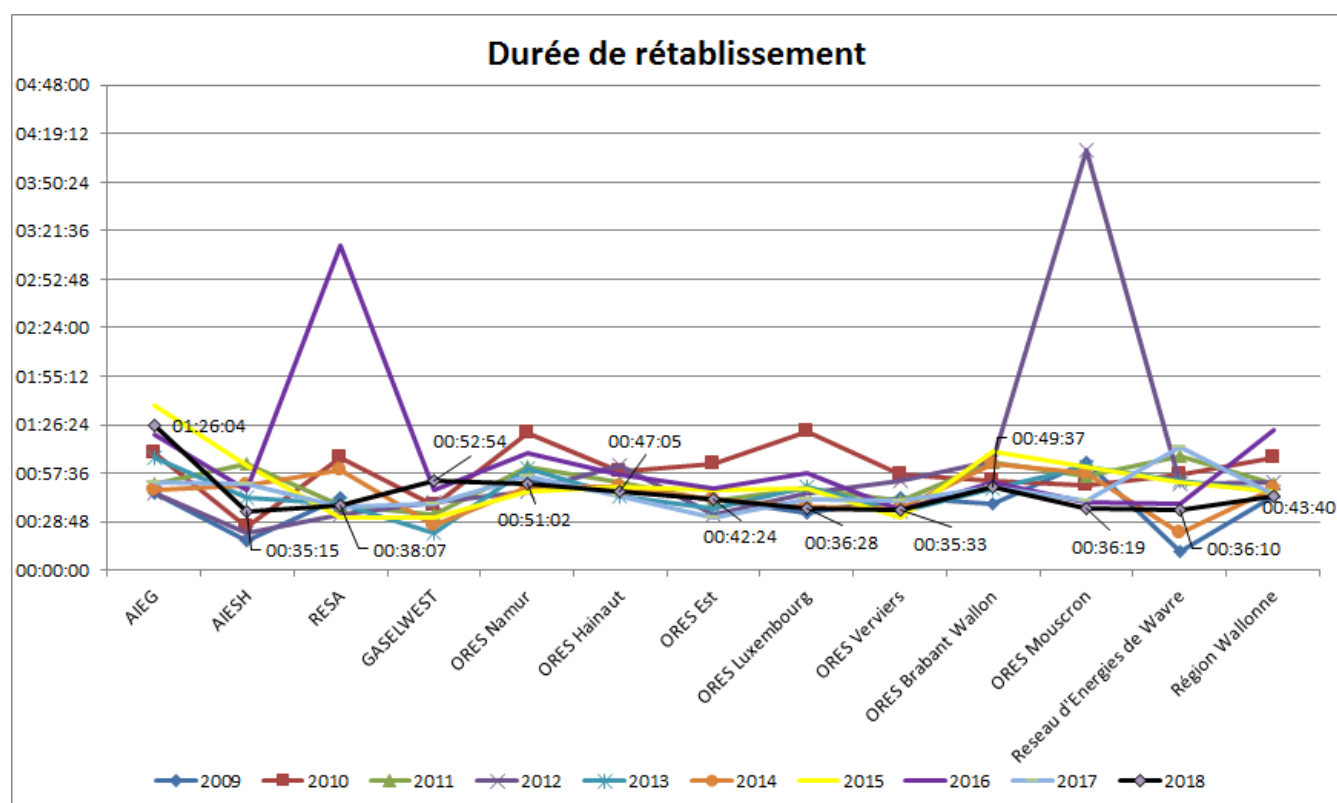
Définition : la durée de rétablissement est le temps moyen de durée des interruptions; celui-ci est calculé en divisant la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution par le nombre d'interruptions.

Pour l'exercice 2018, la situation enregistrée en termes de durée de rétablissement par GRD est la suivante :



GRAPHIQUE 58 DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR GRD (ANNÉE 2018)

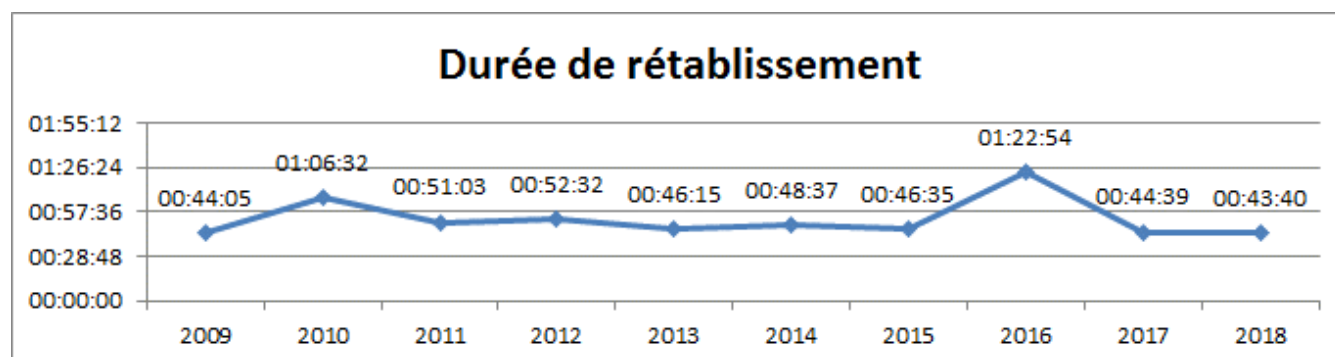
L'historique en la matière peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 59 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT PAR LES DIFFÉRENTS GRD (PÉRIODE 2009 À 2018)

Lorsqu'un URD a connu une interruption d'alimentation en 2018, la durée moyenne de cette interruption a été de 43 minutes et 40 secondes. Cette valeur a légèrement diminué par rapport à 2017.

La durée de rétablissement en 2018 est par ailleurs la plus faible enregistrée depuis 2009. 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 60 ÉVOLUTION DE LA DURÉE DE RÉTABLISSEMENT CALCULÉE AU NIVEAU DE LA RÉGION WALLONNE (PÉRIODE 2009 À 2018)

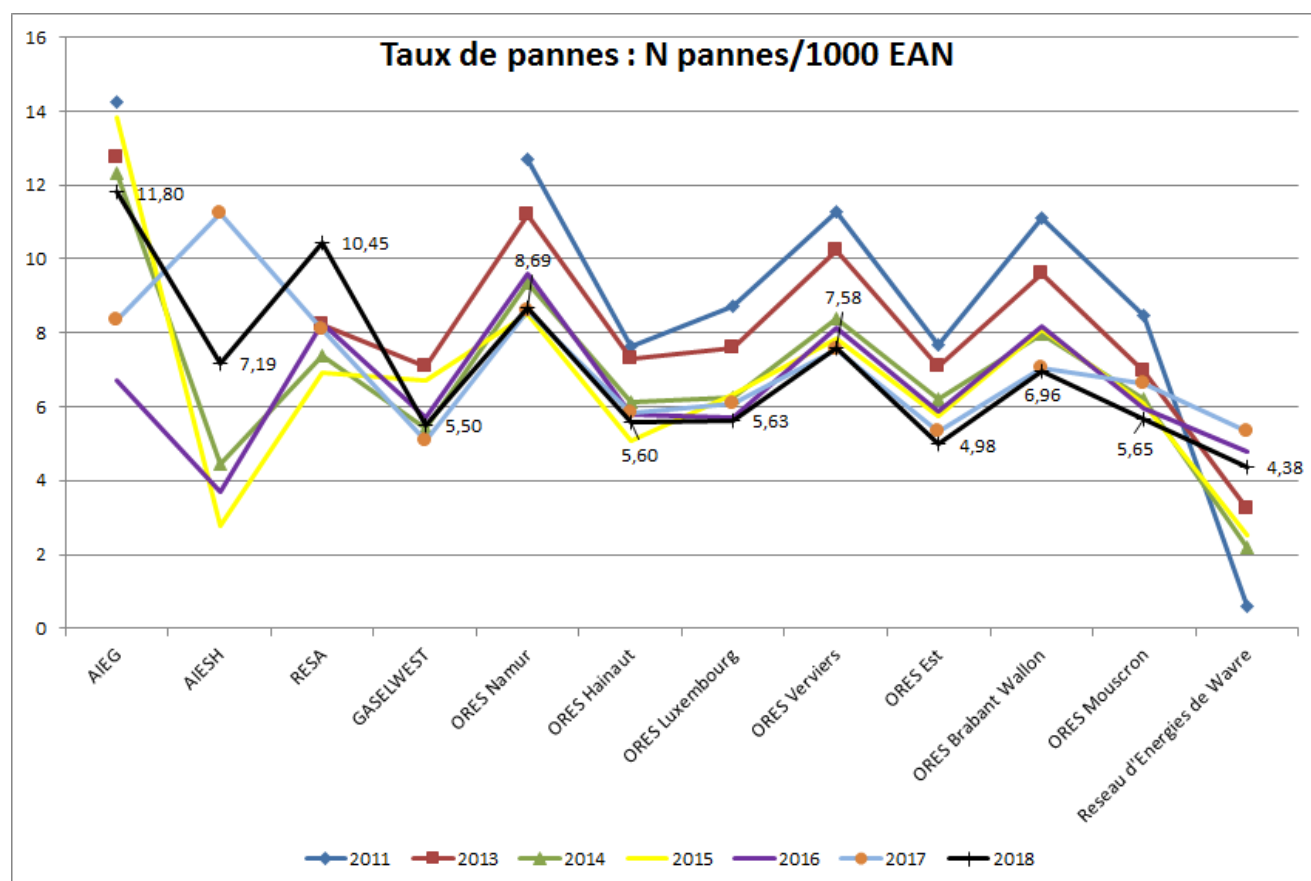


## 4.2.5. Les indices de pannes

### 4.2.5.1. Le taux de pannes par 1 000 EAN

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

Le graphique ci-dessous montre bien, à de rares exceptions près, l'amélioration continue enregistrée suite aux efforts des GRD pour fiabiliser leurs réseaux.



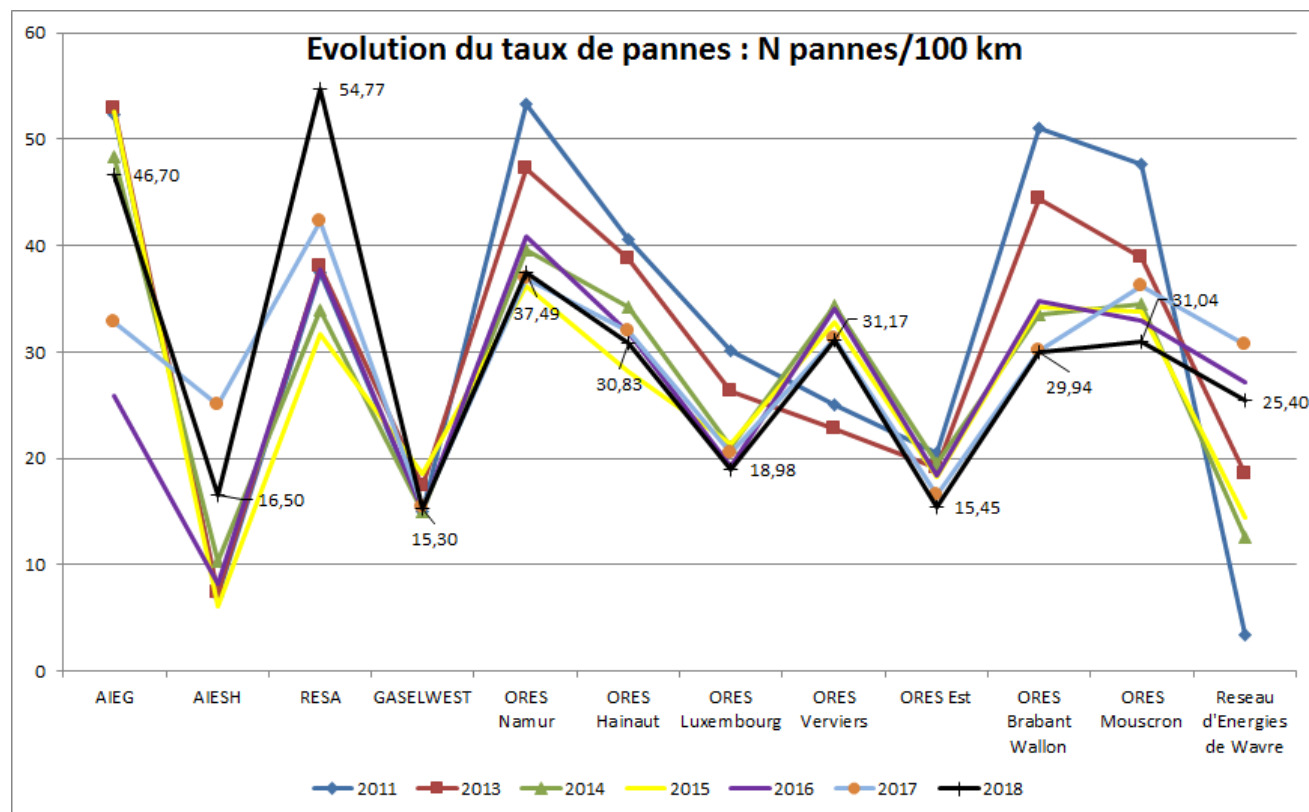
GRAPHIQUE 61 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 1 000 EAN  
(PÉRIODE 2011 À 2018)

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 significative du taux de pannes sur RESA est principalement liée aux conditions climatiques exceptionnelles de janvier 2018 (voir plus haut) mais aussi à des défaillances d'éléments du réseau BT (disjoncteur, ancrage, récepteur TCC, ...).

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

La CWaPE monitorise également, depuis la même époque, le taux de pannes enregistrées par 100 km de réseau. L'évolution également de cet indice reflète les efforts consentis par les GRD :



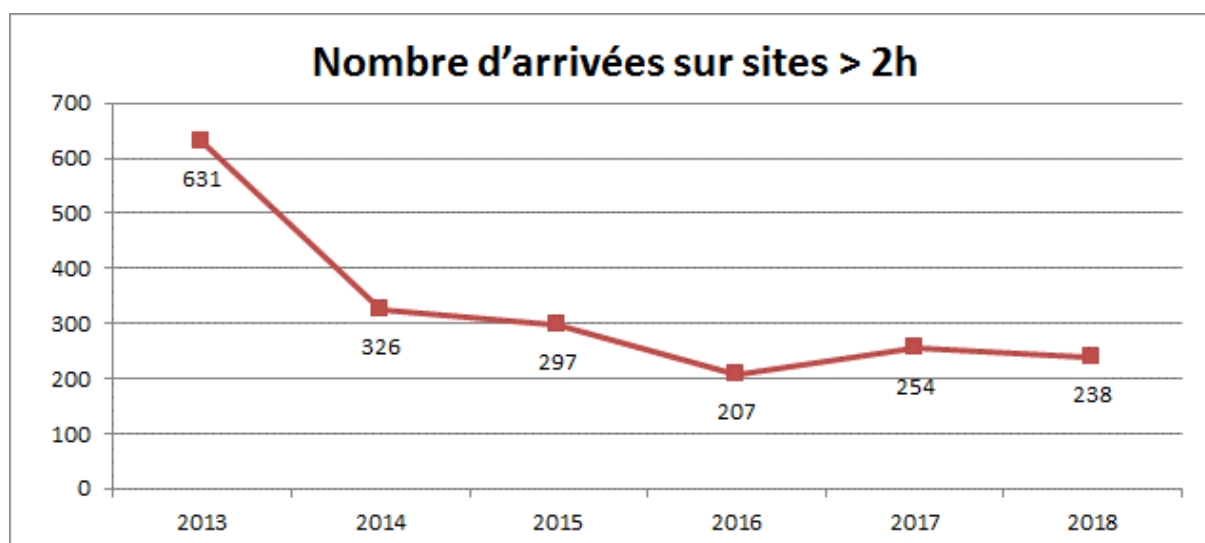
GRAPHIQUE 62 ÉVOLUTION DU TAUX DE PANNES PAR 100 KM DE RÉSEAU  
(PÉRIODE 2011 À 2018)

L'augmentation significative du taux de pannes sur RESA est également liée aux conditions climatiques exceptionnelles de janvier 2018 (voir plus haut) mais aussi à des défaillances d'éléments du réseau BT (disjoncteur, ancrage, récepteur TCC, ...).

#### 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 2017, le nombre d'arrivées sur site de plus de deux heures a légèrement diminué. Il convient cependant de préciser que, dans le rapport qualité 2017, l'AIESH a renseigné pour la première fois une valeur (57 cas). Il s'agissait d'une estimation déterminée notamment sur base du nombre des défauts rencontrés lors de la tempête EGON. En 2018 par contre, l'AIESH n'a pas monitoré cet indicateur.



GRAPHIQUE 63 ÉVOLUTION DU NOMBRES D'ARRIVÉES SUR SITE DE PLUS DE 2 HEURES  
(PÉRIODE 2013 À 2018)

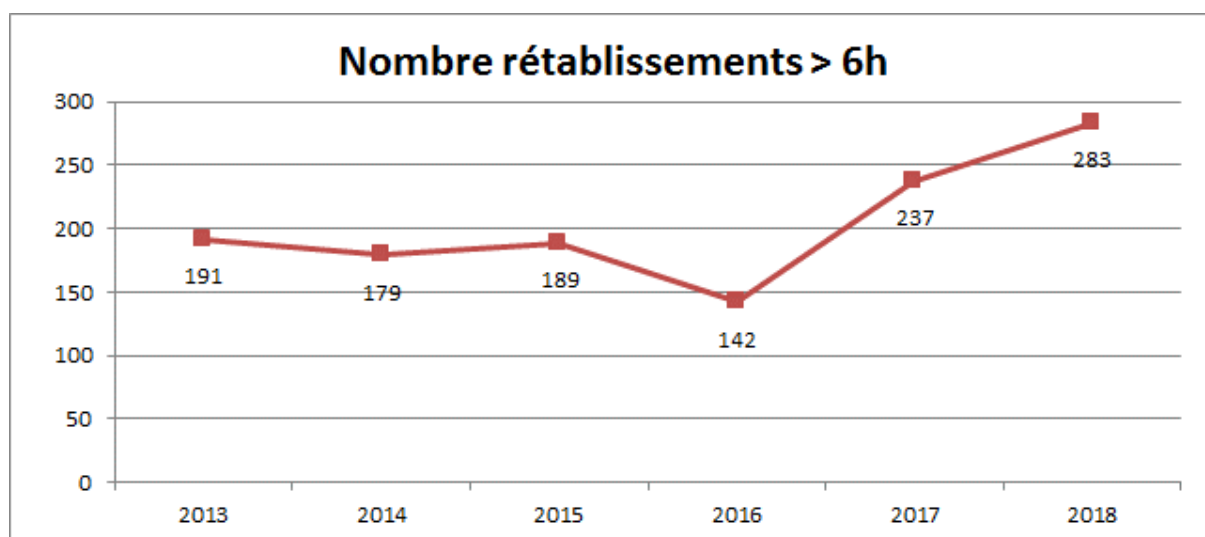
Pour rappel, ces chiffres n'incluent pas les données de l'AIESH (excepté en 2017), l'AIEG et RESA qui ne monitorent actuellement pas cet indice.

#### 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 2017, le nombre de rétablissements > 6h a augmenté, et ce, principalement sur RESA. Cette augmentation est notamment due :

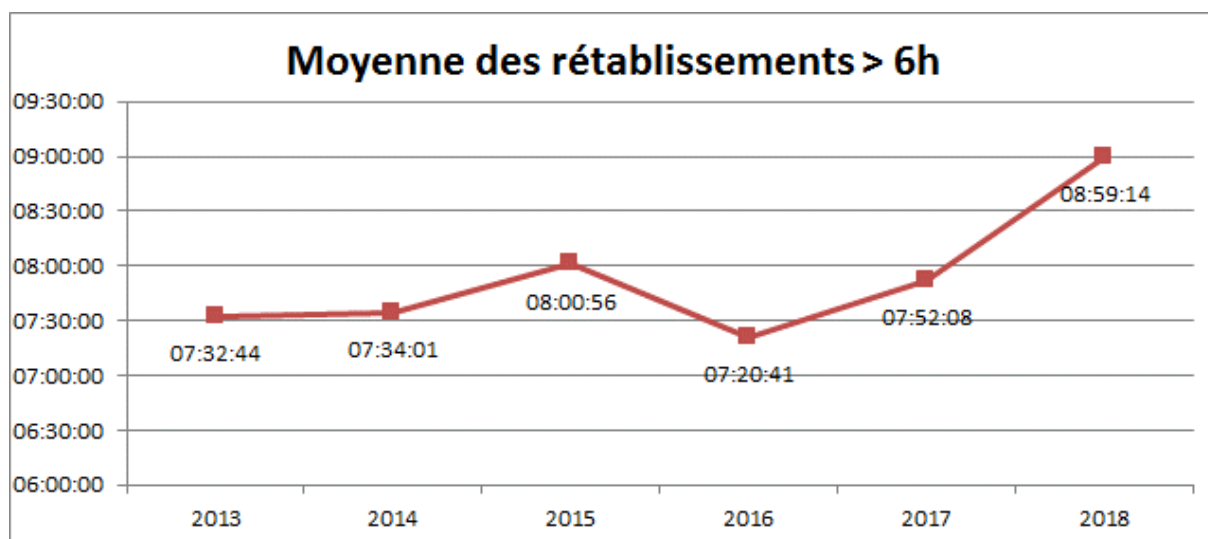
- à l'ampleur de plusieurs pannes et/ou la difficulté de les résoudre (nécessité de camions élévateurs, d'entrepreneurs, d'équipes en renfort...) ;
- à la charge importante de travail des équipes à un instant donné. Ce fut notamment le cas lors des tempêtes de janvier 2018 où les équipes ne pouvaient intervenir sur toutes les pannes simultanément.



GRAPHIQUE 64 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RÉTABLISSMENTS DE L'ALIMENTATION EN PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2017)

Précisons que :

- ces chiffres n'incluent pas les données de l'AIESH (excepté en 2017) et de l'AIEG qui ne monitorent 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 2017, notamment sur ORES Luxembourg où elle passe de 06h56 en 2017 à 10h54 en 2018, sur ORES Namur où elle passe de 07h11 en 2017 à 12 h40 en 2018 et sur le REW où elle passe de 00h00 en 2017 à 08h06 en 2018. Notons néanmoins qu'il s'agit dans les faits :
  - . sur ORES Luxembourg, de 3 pannes BT et 2 pannes MT ;
  - . sur ORES Namur, de 12 pannes BT et 7 pannes MT ;
  - . sur le REW, d'une seule panne BT.



GRAPHIQUE 65 ÉVOLUTION DE LA DURÉE MOYENNE DES RÉTABLISSEMENTS DE L'ALIMENTATION DE PLUS DE 6 HEURES (PÉRIODE 2013 À 2018)

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

Se référer au site de la CWaPE <http://www.cwape.be/docs/?doc=132>

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

Documents confidentiels uniquement disponibles sous forme électronique.