



Date du document : 27/11/2025

AVIS

CD-25k27-CWaPE-0967

PLANS D'ADAPTATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ PORTANT SUR LA PÉRIODE 2026-2030

*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
1.2	<i>Procédure d'établissement des plans d'adaptation</i>	7
1.3	<i>Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE</i>	8
1.4	<i>Recevabilité des dossiers</i>	9
1.5	<i>Rappel des critères d'examen</i>	10
1.6	<i>Changements intervenus dans ce nouvel exercice</i>	11
2	APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWaPE	11
2.1	<i>Les changements de GRD</i>	11
2.1.1	<i>Brunehaut</i>	12
2.1.2	<i>Couvin</i>	12
2.2	<i>Vue générale sur les réalisations de l'année 2024</i>	12
2.3	<i>Composition des réseaux à la fin décembre 2024</i>	16
2.3.1	<i>Situation globale</i>	16
2.3.2	<i>Longueurs réseaux</i>	17
2.3.3	<i>Âge des réseaux moyenne tension</i>	18
2.3.4	<i>Nombre de codes EAN</i>	19
2.3.5	<i>Les énergies prélevées</i>	20
2.3.6	<i>La production décentralisée</i>	21
2.3.7	<i>Les unités de petite puissance</i>	22
2.3.8	<i>Les usages significatifs</i>	23
2.3.9	<i>La transformation MT/BT</i>	24
2.3.10	<i>La flexibilité technique</i>	25
2.3.11	<i>La flexibilité commerciale</i>	26
2.4	<i>Les investissements envisagés pour la période 2026-2030</i>	26
2.4.1	<i>Les outils de gestion dynamique des réseaux</i>	26
2.4.2	<i>Synthèse des projets et postes budgétaires</i>	29
2.4.3	<i>Les projets et leurs motivations</i>	30
2.4.4	<i>Les postes budgétaires</i>	40
2.4.5	<i>Les projets subventionnés dans le cadre du décret « smartisation »</i>	43
2.4.6	<i>Les investissements en développements informatiques</i>	46
2.4.7	<i>Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans</i>	47
2.4.8	<i>Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités</i>	47
2.4.9	<i>L'accès à la puissance</i>	47
3	AVIS DE LA CWaPE	48
4	MISE EN ŒUVRE DE LA « FEUILLE DE ROUTE DE LA CWaPE VERS LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE »	52
5	ANNEXES	53
5.1	<i>ANNEXE I : Note d'examen des plans</i>	53
5.1.1	<i>Examen des projets rentrés</i>	53
5.1.2	<i>Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans</i>	53
5.1.3	<i>Longueur des réseaux et nombre de raccordements par GRD</i>	55
5.1.4	<i>Respect des plans introduits antérieurement</i>	57
5.1.5	<i>Les projets de travaux programmés</i>	58
5.1.6	<i>Les besoins en capacité</i>	61
5.1.7	<i>La fiabilité des réseaux</i>	67
5.1.8	<i>La qualité de l'alimentation</i>	67
5.1.9	<i>Assainissement et sécurité</i>	68
5.1.10	<i>Les lotissements et zones d'activité économique</i>	71
5.1.11	<i>Les compteurs</i>	72
5.1.12	<i>Les services de flexibilité</i>	73
5.1.13	<i>La transformation et autres installations MT</i>	74
5.1.14	<i>Les postes budgétaires</i>	75
5.2	<i>ANNEXE II : Les lignes directrices applicables</i>	83
5.3	<i>ANNEXE III (non publiée) : Version définitive des différents plans d'adaptation des GRD</i>	83

Index graphiques

Graphique 1	Situation à la clôture 2024 en termes de projets	16
Graphique 2	Évolution des longueurs (aérien vs souterrain) des réseaux de distribution d'électricité	17
Graphique 3	Évolution des longueurs (MT vs BT) des réseaux de distribution d'électricité.....	17
Graphique 4	Répartition des éléments constitutifs des réseaux de distribution d'électricité.....	18
Graphique 5	Âge moyen des réseaux haute tension (fin 2024)	18
Graphique 6	Évolution du nombre d'EAN (période 2007 - 2024)	19
Graphique 7	Répartition selon les GRD du nombre de mètres de réseau par URD (données 2024).....	19
Graphique 8	Évolution et répartition des énergies prélevées par les URD résidentiels / professionnels	20
Graphique 9	Evolution de la production décentralisée par niveau de puissance ET Répartition de la puissance totale cumulée des UPD (fin 2024)	21
Graphique 10	Répartition par GRD de la puissance totale cumulée des UPD (fin 2024)	22
Graphique 11	Évolution du nombre de raccordements d'UPD de max 10 kVA et de leur puissance cumulée 22	
Graphique 12	Évolution du la puissance moyenne des UPD de petite puissance	23
Graphique 13	Évolution du nombre et de la puissance (MVA) cumulée des transformateurs MT/BT	24
Graphique 14	Évolution en % du nombre et de la puissance cumulée des transformateurs MT/BT	24
Graphique 15	Évolution des calibres des transformateurs MT/BT	25
Graphique 16	Plan de déploiement des compteurs communicants à l'horizon 2029 (en % de N total compteurs BT).....	27
Graphique 17	Évolution des budgets en termes de contrôle transmission	28
Graphique 18	Évolution montants bruts pour placement fibres optiques et gaines dédiées	29
Graphique 19	Répartition par code de motivation du nombre de projets attendus	31
Graphique 20	Répartition par code de motivation du montant total brut des projets attendus	32
Graphique 21	Évolution des enveloppes annuelles moyennes PB (période 2020-2024 vs 2025 vs 2026-2030)	33
Graphique 22	Répartition du montant total des projets en fonction des motivations agrégées	36
Graphique 23	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement	36
Graphique 24	Évolution par GRD du montant total annuel brut des projets d'investissement	37
Graphique 25	Évolution par GRD du budget total (au dessus, avec compteurs communicants ; en dessous, sans compteurs communicants)	38
Graphique 26	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement en fonction des principaux codes de motivation (période 2025-2030)	39
Graphique 27	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement en fonction des motivations agrégées (période 2025-2030)	39
Graphique 28	Évolution du montant total annuel brut des projets d'investissement en fonction des motivations agrégées (période 2025-2030)	40
Graphique 29	Évolution du montant total annuel brut des postes budgétaires	41
Graphique 30	Évolution par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux annuels bruts.....	41
Graphique 31	Évolution des motivations pour les investissements en cables.....	42
Graphique 32	Répartition par poste budgétaire (items principaux) des montants totaux bruts	42
Graphique 33	Distribution des montants alloués aux projets subsidiés*	45
Graphique 34	part des subventions dans les budgets.....	46
Graphique 35	Évolution et répartition du nombre total de projets nominatifs / non nominatifs (période 2024 - 2030)	53
Graphique 36	Répartition du montant total des projets nominatifs / non nominatifs.....	54
Graphique 37	Évolution des longueurs de réseaux d'ORES et RESA (période 2016 - 2024)	55
Graphique 38	Évolution des longueurs de réseaux de l'AIEG, AIESH et REW (période 2016 - 2024)	55
Graphique 39	Évolution des longueurs de réseaux selon le niveau de tension (période 2015 - 2024)	56
Graphique 40	Répartition des longueurs de réseaux selon le mode de pose et tension (en m – fin 2024)	56
Graphique 41	Répartition des longueurs de réseaux selon le mode de pose et tension (en % - fin 2024)	56

Graphique 42	Répartition des raccordements BT par GRD (situation fin 2024)	57
Graphique 43	Répartition par code de motivation et par GRD du nombre total de projets	58
Graphique 44	Répartition en %, par GRD et par code de motivation des montants totaux bruts	59
Graphique 45	Répartition en %, par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés (items globaux) (période 2026-2030)	60
Graphique 46	Répartition des feeders avec charge estimée à l'horizon 2030 supérieure à 60 %.....	62
Graphique 47	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2026-2030)	65
Graphique 48	Répartition des investissements aux frontières avec Elia (en euros bruts) (période 2026-2030)	66
Graphique 49	Pourcentage de Cuivre nu encore existant dans les réseaux aériens à la fin 2024.....	69
Graphique 50	situation en termes de réalisation des analyses de risques (fin 2024).....	70
Graphique 51	Résultat des analyses de risques (fin 2024).....	70
Graphique 52	Répartition par GRD et par % de charge des montants dedicacés aux nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants (années 2025-2030).....	72
Graphique 53	Plan de déploiement des compteurs communicants à l'horizon 2029 (en % de N total compteurs BT).....	73
Graphique 54	Puissance de transformation moyenne par point de prélèvement BT [kVA] (fin 2024)	74
Graphique 55	Évolution pour ORES et RESA des montants totaux bruts des postes budgétaires (en € sur période de 2020 à 2030).....	75
Graphique 56	Évolution pour l'AIEG, REW et l'AIESH des montants totaux bruts des postes budgétaires (en € sur période 2020 à 2030).....	75
Graphique 57	Répartition GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires par code EAN	76
Graphique 58	Delta investissements des GRD par EAN (période 2026-2030 vs période 2019-2023)	77
Graphique 59	Répartition par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires (période 2026-2030)	77

Index tableaux

Tableau 1	Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE	9
Tableau 2	Réalisations 2024 : quantités et montant total brut	13
Tableau 3	PB 2024: comparaison en cours plan 2025-2029 et clôture plan 2026-2030	14
Tableau 4	évolution des PB - comparaison sur la période 2021 - 2024 (delta entre les réalisations et prévisions).....	14
Tableau 5	Suivi des projets initialement programmés dans le plan précédent	15
Tableau 6	Situation des réseaux de distribution en Wallonie (FIN 2024)	16
Tableau 7	évolution du nombre de véhicules électriques EV et plug-in hybrides en Belgique (Source Febiac).....	20
Tableau 8	unités de production décentralisée raccordement (Situation fin 2024)	21
Tableau 9	Nombres et puissances cummulées des usages significatifs par type et par GRD (Situation fin 2024)	23
Tableau 10	Situation gestion dynamique des réseaux (fin 2024)	28
Tableau 11	Évolution du budget global par GRD (période 2022 - 2030)	30
Tableau 12	Situation nombre de projets programmés (période 2026-2030).....	31
Tableau 13	Répartition par groupe et par code de motivation du montant total brut (nominatif/ non nominatif) (période 2026 - 2030)	33
Tableau 14	Évolution des enveloppes annuelles moyennes PB (période 2020-2024 vs 2026-2030).....	34
Tableau 15	Évolution montants annuels projets par code motivation	35
Tableau 16	Évolution par poste budgétaire (items principaux) du montant annuel brut	40
Tableau 17	Identification des AGW octroyant les subventions aux projets	44
Tableau 18	Identification et statut des projets subventionnés	45
Tableau 19	Évolution des longueurs de réseaux distribution	55

Tableau 20	Situation globale nombre et type de raccordements (fin 2024)	57
Tableau 21	Répartition par GRD et par motivation du nombre de projets pressentis	58
Tableau 22	Répartition par GRD et par motivation des montants totaux bruts.....	59
Tableau 23	Répartition par GRD et par poste budgétaire des montants bruts programmés.....	60
Tableau 24	Charge des feeders principaux : mesures max 2024 et extrapolations 2029.....	62
Tableau 25	Répartition du % de charge max des feeders principaux à l'horizon 2028	62
Tableau 26	Évolution du nombre de projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia.....	63
Tableau 27	Évolution des montants totaux bruts des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia (période 2025-2030)	63
Tableau 28	Liste des projets nominatifs programmés par les GRD en // avec Elia (période 2026-2030)	65
Tableau 29	Évolution par GRD du nombre de projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2025-2030)	67
Tableau 30	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets nominatifs visant la réduction du nombre d'interruptions non programmées (période 2025-2030)	67
Tableau 31	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets visant à solutionner des problèmes de qualité de tension (période 2025-2030).....	67
Tableau 32	Situation par GRD des réseaux aériens en cuivre nu.....	68
Tableau 33	Situation par GRD réalisation des analyses de risques et mise en conformité (AR 2012) des cabines et PTA (fin 2024)	69
Tableau 34	Évolution par GRD des montants annuels bruts pressentis pour l'amélioration de la sécurité y compris des cabines (période 2025-2030).....	71
Tableau 35	Évolution par GRD des montants annuels bruts des projets (nominatifs et non nominatifs) visant le raccordement de zonings industriels ou lotissements résidentiels importants (période 2025-2030)	71
Tableau 36	Les services de flexibilité sur les réseaux de distribution (situation au 31 décembre 2024)	73
Tableau 37	La transformation et autres installations MT (situation au 31 décembre 2024)	74
Tableau 38	Évolution par GRD des montants totaux bruts des postes budgétaires.....	75

1 RAPPEL DU CADRE LÉGISLATIF ET DE LA MÉTHODOLOGIE

1.1 Contexte législatif

Le cadre législatif des plans d'adaptation est essentiellement défini par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après, le « Décret »), dont la [version consolidée](#) est le fruit des dernières modifications apportées par le décret modifiant du 17 avril 2025. Cette dernière modification n'apporte pas de changement aux articles relatifs aux plans d'adaptation et repris ci-après.

L'**article 2, 30°** définit le 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* ».

L'**article 15**, contient les dispositions suivantes :

« § 1er. En concertation avec la CWaPE, et après consultation des utilisateurs du réseau et des autres gestionnaires de réseaux concernés dont les résultats sont publiés sur le site du gestionnaire de réseau, 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.

La CWaPE établit des lignes directrices afin de préciser les modalités de la consultation visée à l'alinéa 1er. Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de flexibilité, de stockage, 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 de cinq ans et, à partir de la quatrième année de la période tarifaire en cours, il permet au minimum de couvrir la période tarifaire suivante. Chaque nouvelle version du plan d'adaptation est publiée sur le site du gestionnaire de réseau de distribution lors de son établissement...

§ 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 mesures d'efficacité énergétique et de flexibilité, 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 les moyens informatiques et équipements de communication et, 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° le plan de déploiement des compteurs communicants comprenant notamment l'identification et la justification des segments ou secteurs prioritaires visés à l'article 35, § 1er, ainsi que l'état d'avancement de placement des compteurs communicants et de l'activation de leur fonction communicante ;
- 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 impose 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 si ceux-ci sont toujours pertinents compte tenu de la version la plus récente des plans d'adaptation. ».

Outre ces articles du décret, les plans d'adaptation répondent à d'autres exigences définies dans le décret ou dans d'autres textes législatifs. La synthèse des exigences est actualisée dans les lignes directrices.

1.2 Procédure d'établissement des plans d'adaptation

L'établissement des plans constitue un exercice annuel auquel les GRD procèdent depuis 2004. L'objectif poursuivi par la CWaPE est notamment de s'assurer, tenant compte des informations disponibles, que les réseaux des GRD seront aptes à satisfaire aux besoins pressentis et détaillés dans les hypothèses d'utilisation des réseaux, 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 lignes Directrices CD-25b14-CWaPE-0060 ont été publiées le 17 février 2025, après concertation avec les GRD.

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

1. Conformément aux lignes directrices établies par la CWaPE en concertation avec les GRD, chaque GRD remet à la CWaPE, pour le 2 mai de chaque année, une version provisoire de son plan d'adaptation dont le contenu est défini dans le décret ;
2. La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et informe le GRD de ses conclusions provisoires au plus tard le 1^{er} juillet. La CWaPE peut convenir dans l'intervalle avec le GRD d'une date pour la présentation du plan. À cette occasion, elle peut également demander au GRD de lui fournir les informations et justifications complémentaires qu'elle estime nécessaires. Dans ses conclusions provisoires, elle peut lui imposer de revoir/compléter son plan si elle estime que celui-ci ne garantit pas que le GRD remplira ses obligations légales ;
3. Le GRD ajuste éventuellement son plan et remet, pour le 15 septembre, la version définitive à la CWaPE ;
4. Après examen de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1^{er} janvier de l'année suivante. Le cas échéant, le GRD se conforme aux injonctions et impositions de la CWaPE conformément aux articles 15, §§3 et 5, du décret.

Les rapports qualité font l'objet d'un rapport d'examen spécifique publié séparément par la CWaPE. Ceux-ci donnent une vision complémentaire que la CWaPE apporte sur le travail des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. L'analyse des renseignements repris au niveau des rapports qualité permet notamment de mieux appréhender :

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

1.3 Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE

Conformément aux dispositions légales, les différents GRD ont introduit auprès de la CWaPE leur projet de plan. Les GRD ont également publié leurs projets de plan sur leur site internet respectif afin de les soumettre à consultation publique. La CWaPE a interrogé les GRD quant aux retours reçus mais l'AIEG, l'AIESH et REW déclarent n'avoir reçu aucun retour de cette consultation. RESA et ORES, ont par contre, fourni un retour concernant leur consultation publique. Celles-ci n'ont cependant pas nécessité d'amender le projet lors de la rédaction de la version définitive des plans.

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

Pour l'ensemble des GRD, des compléments ont été apportés aux dossiers et, au terme de cette procédure, la version amendée des plans, formant la version définitive a été considérée pour l'établissement de la présente décision.

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

GRD	Date de réception du projet (dossier complet)	Date de transmission des remarques sur projet	Date de réunion de présentation	Date de réception de la version finale
AIEG	05/05/2025	17/06/2025	25/06/2025	29/08/2025
AIESH	16/05/2025	17/06/2025	03/07/2025	15/09/2025
ORES	02/05/2025	12/06/2025	26/06/2025	15/09/2025
RESA	02/05/2025	12/06/2025	04/07/2025	12/09/2025
Réseau d'Énergies de Wavre	06/05/2025	20/06/2025	10/07/2025	15/09/2025

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

1.4 Recevabilité des dossiers

Il était demandé aux GRD de traiter les sujets suivants (extrait des lignes directrices) :

2. DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE

2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre

2.2. Pyramide des âges

3. BILAN DES REALISATIONS DE L'ANNEE PRECEDENTE (ANNEE N-1)

4. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (ANNEE N)

5. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROECONOMIQUES

5.1. Hypothèses retenues

5.2. Identification et quantification des (nouveaux) usages

5.3. Mesures de gestion intelligente du réseau

5.4. Impact sur les investissements

6. PLAN D'ADAPTATION (ANNEES N+1 ET SUIVANTES)

6.1. Les besoins en capacité

6.1.1. Évolution prévisible du prélèvement, de la production et des pointes de charge

6.1.2. Les nouveaux producteurs et consommateurs

6.1.3. Les problèmes de congestion (surcharges)

6.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)

6.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées

6.2. Autres aspects à prendre en compte

6.2.1. Remplacements pour cause de vétusté

6.2.2. Interventions pour raison de sécurité

6.2.3. Environnement

6.2.4. Harmonisation des plans de tension

6.2.5. Parallèle avec les investissements Elia

6.2.6. Amélioration de l'efficacité

6.2.7. Remplacement des compteurs

6.2.8. Évolution vers les réseaux « intelligents »

6.2.9. Mesures de flexibilité

6.2.10. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)

6.2.11. Projets subventionnés

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 d'autres réflexions, du moins pour ce qui concerne les investissements techniques.

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

1.5 Rappel des critères d'examen

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

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

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

Concernant le déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a également examiné la cohérence entre les données rentrées par les GRD dans le cadre des plans d'adaptation et la législation en vigueur.

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

1. Le suivi des plans précédents ;
2. La comparaison entre le réalisé de l'année précédente et les prévisions antérieures ;
3. Pour autant que transmises, 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 solde des années suivantes couvrant la période des plans.

À toute fin utile, rappelons que la réalisation et les échéances des travaux programmés à court terme présentent un haut degré de certitude.

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

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

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

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

1.6 Changements intervenus dans ce nouvel exercice

Les lignes directrices établies en début d'exercice ont apporté quelques évolutions. Certaines d'entre elles sont importantes à connaître pour interpréter correctement les données présentées, en particulier lorsqu'elles sont comparées aux rapports précédents.

Les principales évolutions sont :

- Identification des hypothèses macro-économiques :
Un nouveau chapitre est ajouté afin de mieux répondre aux exigences du décret (Art. 15 §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 [...] » ;
- Renforcement de la publicité de la consultation publique (newsletter et modèle de formulaire) ;
- Prise en compte des modifications à l'article 35 du décret définissant la trajectoire de déploiement des compteurs communicants ;
- Clarification du rapportage concernant la sécurité des cabines ;
- Demande d'information, dans le texte d'accompagnement des plans, quant à l'utilisation des transformateurs autorégulants.

2 APERÇU GÉNÉRAL DES PRESTATIONS ET OBSERVATIONS DE LA CWAPE

La CWaPE a analysé les plans d'investissement couvrant la période 2026-2030 en intégrant dans son examen les résultats de l'année 2024 et la mise à jour du plan 2025-2029 pour l'année 2025 en cours. Les pages ci-après retracent les grandes lignes de cette analyse :

- ✓ L'annexe I fournit plus d'éléments détaillés sur les différents plans d'adaptation ;
- ✓ L'annexe II renvoie aux lignes directrices définissant les attentes quant au contenu des plans ;
- ✓ Enfin, on se référera au contenu intégral des plans communiqués après concertation avec la CWaPE pour disposer de tous les détails (annexe III confidentielle).

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

2.1 Les changements de GRD

Sur proposition des communes, le Gouvernement désigne, pour une période déterminée, les GRD en charge sur un territoire. À l'issue de celle-ci, des changements peuvent dès lors intervenir.

À la suite des procédures de désignations de GRD intervenues en 2022, les changements suivants sont à mentionner :

- Commune de Brunehaut ;
- Commune de Couvin.

2.1.1 Brunehaut

La commune de Brunehaut a proposé au Gouvernement, en 2022, de confier la distribution d'électricité sur son territoire à l'AIEG en lieu et place d'ORES. L'AGW du 5 mai 2022, publié au MB le 4 octobre 2022, a officialisé cette situation en désignant l'AIEG comme le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité pour le territoire de la commune de Brunehaut, sous condition suspensive de l'obtention du droit de propriété ou d'un droit de jouissance sur les infrastructures et équipements du réseau et prolongeant la désignation d'ORES Assets sous la condition résolutoire de l'obtention, par l'AIEG, dudit droit. Cette condition n'étant pas levée au moment de la finalisation des plans d'adaptation, ni ORES, ni l'AIEG n'ont mentionné ces changements dans leurs plans respectifs. La CWaPE constate que cette situation est inchangée depuis l'année passée et reste très attentive à toutes évolutions pour qu'en définitive, les changements soient identifiés dans les plans d'adaptation dès que ce changement devient effectif. En particulier et de manière non exhaustive, le portage des projets visant la sécurité, depuis ORES vers l'AIEG, et le transfert des actifs de réseaux, seront analysés avec attention.

D'un point de vue pratique, le changement sera effectif au 1^{er} janvier 2026. Pour les URD, le changement se fera via un changement d'EAN. L'AIEG a communiqué fin 2025 les nouveaux EAN aux URD.

2.1.2 Couvin

La commune de Couvin avait proposé au Gouvernement, en 2022, de confier la distribution d'électricité sur l'entièreté de son territoire à l'AIESH. L'AGW du 8 septembre 2022, publié au MB le 25 octobre 2022, a officialisé cette situation en désignant, en lieu et place d'ORES, l'AIESH pour la ville de Couvin (sections Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny). L'AIESH est officiellement GRD de la commune de Couvin depuis le 01/04/2024. Cependant, ORES n'avait aucun projet en portefeuille concernant cette commune. Il n'y a donc pas eu de transfert de projets ni de modification du plan d'adaptation ORES. Par contre, le transfert des actifs d'ORES vers l'AIESH a bien été effectué lors ce plan d'adaptation 2026-2030. Les variations correspondantes ont bien pu être observées dans les inventaires à fin 2024 des réseaux respectifs.

2.2 Vue générale sur les réalisations de l'année 2024

Le tableau ci-dessous résume les quantités et montants totaux bruts associés aux réalisations effectives de 2024, le tri étant basé sur les principaux postes budgétaires :

Postes budgétaires	Quantités totales (adaptation et extension)	Montant total brut (adaptation et extension – en €)
Câbles		
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	1.149,0 km	€ 181.990.793
Réseau MT	0,0 km	€ 0
Réseau BT	548,0 km	€ 116.210.739
Lignes		
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	601,0 km	€ 65.780.054
Réseau MT	376,0 km	€ 24.291.243
Réseau BT	0,0 km	€ 0
Postes		
Réseau MT	77,0 km	€ 4.780.238
Réseau BT	299,0 km	€ 19.511.005
Terrains	-	€ 11.750.279
	0 pc	€ 0

Postes budgétaires	Quantités totales (adaptation et extension)	Montant total brut (adaptation et extension – en €)
Bâtiments	3 pc	€ 1.308.787
Cellules Poste	121 pc	€ 5.073.941
Cellules Poste - Télécontrôle	384 pc	€ 4.307.789
Cellules TCC	24 pc	€ 1.049.398
Transformateurs HT/MT	0 pc	€ 0
Transformateurs MT/MT	0 pc	€ 10.364
Cabines	-	€ 52.830.699
Terrains	0 pc	€ 48.462
Bâtiments	696 pc	€ 10.080.157
Transformateurs MT/MT	0 pc	€ 0
Cellules MT	2.571 pc	€ 25.409.726
Transformateurs MT/BT	968 pc	€ 17.292.354
Raccordements clients	21.194 pc	€ 53.528.365
Niveau HT (70/36/30 kV)	0 pc	€ 0
Niveau Trans MT	21 pc	€ 6.047.553
Niveau MT	69 pc	€ 10.040.125
Niveau Trans BT	2 pc	€ 74.791
Niveau BT	21.102 pc	€ 37.365.896
Comptages	149.586 pc	€ 54.912.097
HT / AMR	0 pc	€ 0
HT / Frontière autres GRD	0 pc	€ 0
MT / AMR	1.915 pc	€ 2.666.874
MT / MMR	0 pc	€ 0
MT / Frontière autres GRD	0 pc	€ 0
BT / AMR	231 pc	€ 139.119
BT / YMR	8.008 pc	€ 2.984.126
BT / intelligents	139.420 pc	€ 48.906.391
BT / à budget	12 pc	€ 215.587
BT / Frontière autres GRD	0 pc	€ 0
Contrôle/transmission	-	€ 19.911.072
Câble téléphonique	17,0 pc	€ 1.384.115
Gaine Fibres optiques	192,0 pc	€ 10.245.279
Fibre optique	100,0 pc	€ 1.060.609
Télécontrôle - cab. Client	0 pc	€ 0
RTU / PMU et autres équipements télécom	1.809 pc	€ 1.612.997
Télécontrôle - cab. Réseau	432 pc	€ 5.608.072
Autres équipements "smart"	0 pc	€ 0
Autres	-	€ 6.791.017
ORES autre 1 : IT Subsidié (PRW)		€ 2.058.585
ORES autre 2 : IT Subsidié (Repower)		€ 1.708.914
RESA autre 1 : Projets IT Subventionnés		€ 3.023.518
Total général		€ 406.005.565

TABLEAU 2 RÉALISATIONS 2024 : QUANTITÉS ET MONTANT TOTAL BRUT

Dans le tableau ci-avant, la colonne des quantités a été grisée pour les raisons suivantes :

- Certains montants financiers ne sont pas associés à des quantités ;
- Certains items regroupent des équipements de nature très différente (ex. cellules MT cabines = cellules MT, TGBT, autres appareillages, ...).

Partant, il n'est donc pas judicieux d'en effectuer la somme.

La comparaison des postes budgétaires entre la situation « en cours » dressée dans le plan précédent 2024-2029 et la clôture de l'année 2024 décrite dans le plan 2026-2030 se résume comme suit :

GRD	Prévisions plan précédent	Réalisations nouveau plan	Delta en euros	Delta en %
ORES	€ 279.549.738	€ 312.688.159	€ 33.138.421	12%
RESA	€ 73.059.469	€ 77.527.316	€ 4.467.847	6%
AIEG	€ 4.332.468	€ 5.251.887	€ 919.419	21%
AIESH	€ 4.278.939	€ 4.393.386	€ 114.447	3%
REW	€ 3.612.975	€ 6.144.817	€ 2.531.842	70%
Total Wallonie	€ 364.833.589	€ 406.005.565	€ 41.171.976	11%

TABLEAU 3 PB 2024: COMPARAISON EN COURS PLAN 2025-2029 ET CLÔTURE PLAN 2026-2030

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

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

GRD	Prévisions plan précédent	Réalisations nouveau plan	Delta en euros	Delta en %
ORES	€ 704.185.861	€ 791.138.050	€ 86.952.189	12%
RESA	€ 191.731.943	€ 207.818.969	€ 16.087.026	8%
AIEG	€ 13.686.712	€ 13.166.192	-€ 520.519	-4%
AIESH	€ 10.412.071	€ 8.776.057	-€ 1.636.014	-16%
REW	€ 10.527.552	€ 16.325.975	€ 5.798.423	55%
Total Wallonie	€ 930.544.139	€ 1.037.225.243	€ 106.681.104	11%

TABLEAU 4 ÉVOLUTION DES PB - COMPARAISON SUR LA PÉRIODE 2021 - 2024 (DELTA ENTRE LES RÉALISATIONS ET PRÉVISIONS)

Les tableaux 3 et 4 mettent principalement en évidence des montants de dépenses réalisées largement plus importantes que prévue lors de l'année précédente dans le chef de REW. REW explique principalement cela par l'entrée en vigueur de la révision de l'objectif de déploiement des compteurs communicant à 100 % qui a été immédiatement intégré dans les projets de REW, la pose par opportunité de synergie avec Unifiber d'une quantité de fibre optique nettement supérieure à la prévision et des dépenses sur les nouveaux et renouvellements de raccordements supérieurs aux quantité anticipées.

Pour le reste, différents éléments inhérents à la méthodologie rendent les fluctuations difficilement imputables à des raisons précises. Ces raisons peuvent être les suivantes :

- Le fait que les budgets cités correspondent à des montants bruts. Même en cas de dépassement de ces derniers, ils peuvent donc au moins être partiellement couverts par des interventions de tiers qui correspondent aux tarifs non périodiques régulés dont devront s'acquitter les éventuels demandeurs. Ceci est particulièrement applicable pour les travaux identifiés sous les postes budgétaires « raccordement clients » et « câbles » relatifs, par exemple, à des raccordements trans-MT. *A contrario*, des enveloppes relatives à des raccordements de clients industriels ou des parcs éoliens peuvent avoir été prévues mais finalement non utilisées, notamment en raison de certains retards imputables aux promoteurs eux-mêmes ou à des difficultés liées à l'obtention des permis.
- Le bilan dressé ci-avant correspond à la situation comptable. Certains travaux peuvent se chevaucher sur plusieurs exercices. Ils peuvent par conséquent être enregistrés comme « en cours » mais ne seront comptabilisés « en actif » qu'une fois les assets réceptionnés et mis sous tension.
- Les GRD font face à l'imprévisibilité de nombreux facteurs externes : commandes, autorisations, disponibilité sur les marchés, planning des travaux communaux et synergies de chantiers (cf. décret « impétrants »), situations de crises, *etc.* Cette imprévisibilité a également des répercussions au niveau budgétaire, dès lors que certains chantiers programmés ne peuvent être menés en raison de la pénurie de produits sur les marchés (notamment les compteurs par exemple) ou *a contrario*, des chantiers non programmés consomment le budget alloué à d'autres projets qui doivent être parfois reportés.

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

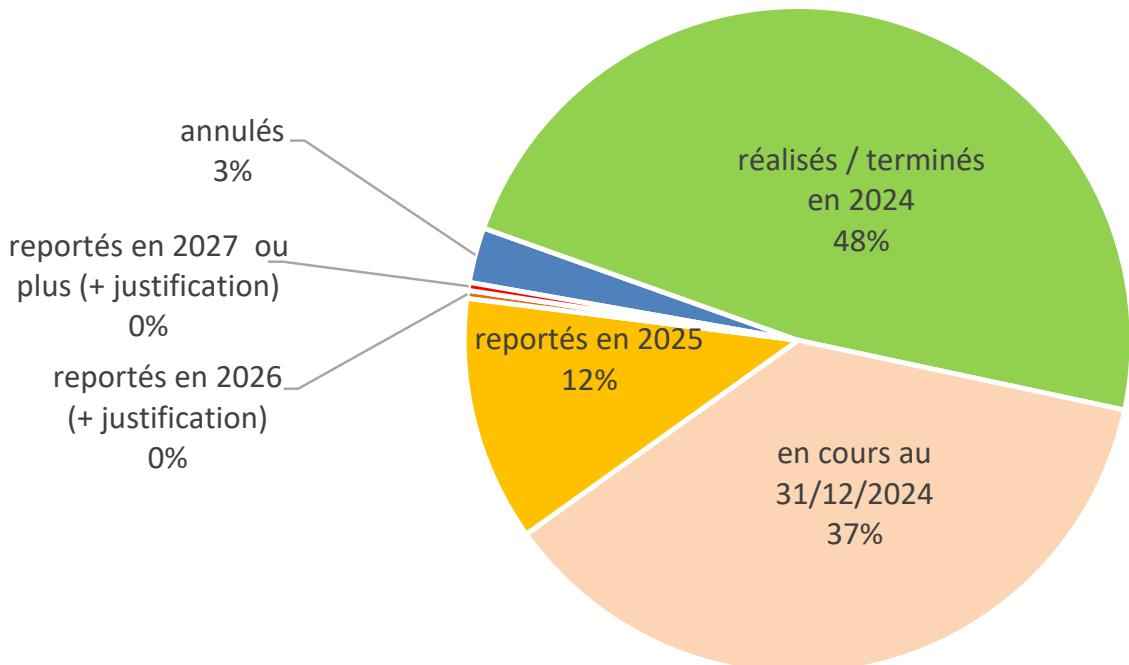
Au cours de son analyse, la CWaPE a également vérifié le suivi effectif des projets inscrits au dernier plan d'adaptation et notamment la situation à la clôture de l'exercice 2024. Elle a également vérifié les raisons des reports éventuels et annulations des investissements initialement pressentis, ainsi que leur reprogrammation effective.

Le tableau et le graphique ci-après dressent ce bilan.

Statuts des projets	Nombre de projets nominatifs	Nombre de projets non nominatifs	Total général
Annulés	4	3	7
Réalisés / terminés en 2024	88	37	125
En cours au 31/12/2024	57	39	96
Reportés en 2025	21	10	31
Reportés en 2026 (+ justification)	1	0	1
Reportés en 2027 ou plus (+ justification)	1	0	1
Total général	172	89	261

TABLEAU 5 SUIVI DES PROJETS INITIALEMENT PROGRAMMÉS DANS LE PLAN PRÉCÉDENT

Situation des projets - clôture 2024 (total : 261 projets)



GRAPHIQUE 1 SITUATION À LA CLÔTURE 2024 EN TERMES DE PROJETS

Au regard des informations fournies :

- ✓ **85 %** des travaux pressentis pour 2024 ont été réalisés effectivement ou sont en cours de réalisation. Ce chiffre est en hausse par rapport l'exercice précédent (82 % en 2023) ;
- ✓ **12 %** des projets ont vu leur réalisation repoussée à l'année suivante (2025) ;
- ✓ Moins de **1 %** des travaux ont été repoussés à un horizon plus lointain (2026 ou plus) ;
- ✓ Environ **3 %** ont été annulés, souvent au profit d'une autre solution technique.

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

2.3 Composition des réseaux à la fin décembre 2024

2.3.1 Situation globale

Le tableau ci-après dresse la situation des réseaux de distribution en Wallonie au 31 décembre 2024 :

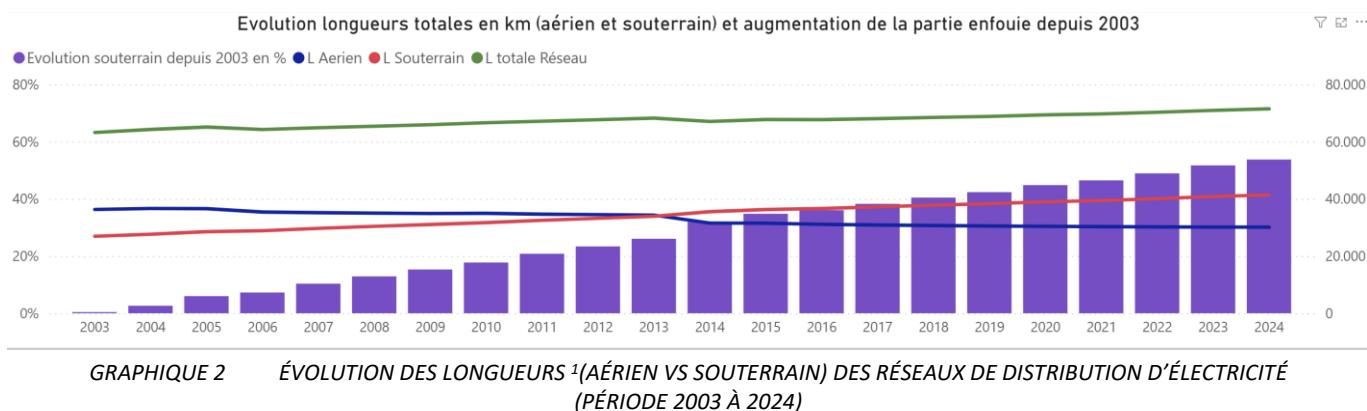
GRD	Nb EAN	Longueur réseau [km]	Longueur par Client [m]	GWh distribué	GWh injectés par les UPDs
AIEG	26.900,00	1.069	38,9	174,99	100,9
AIESH	26.310,00	1.858	70,2	211,95	121,8
ORES	1.412.610,00	53.328	34,3	9.158,54	3.598,9
RESA	462.556,00	14.625	31,6	2.931,04	848,7
REW	20.473,00	584	30,8	129,20	9,8
Total	1.948.849,00	71.463	34,2	12.605,72	4.680,1

chiffres 2024

TABLEAU 6 SITUATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN WALLONIE (FIN 2024)

2.3.2 Longueurs réseaux

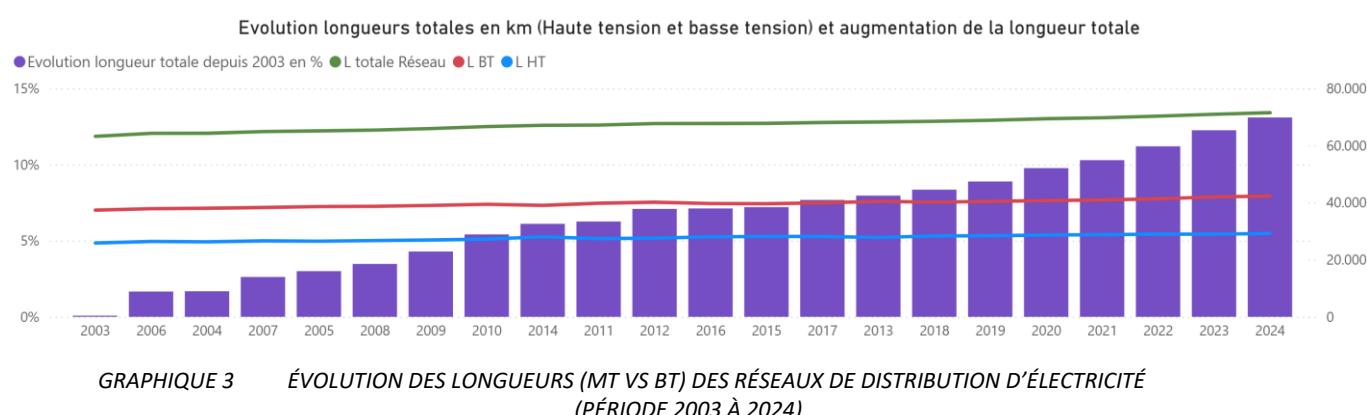
Tenant compte des éléments qui précèdent, le graphique ci-après dresse l'évolution en termes de longueur des réseaux en prenant 2003 comme année de référence :



Il est intéressant de constater que la longueur des réseaux continue de progresser. Cette croissance est portée par la pose de câbles souterrains alors que les conducteurs aériens sont progressivement remplacés par des câbles souterrains en application de l'article 13 du Décret, les GRD donnent la priorité à l'enfouissement des lignes électriques lors du renforcement pour tenir compte de l'électrification des usages, du renouvellement et de l'extension des réseaux.

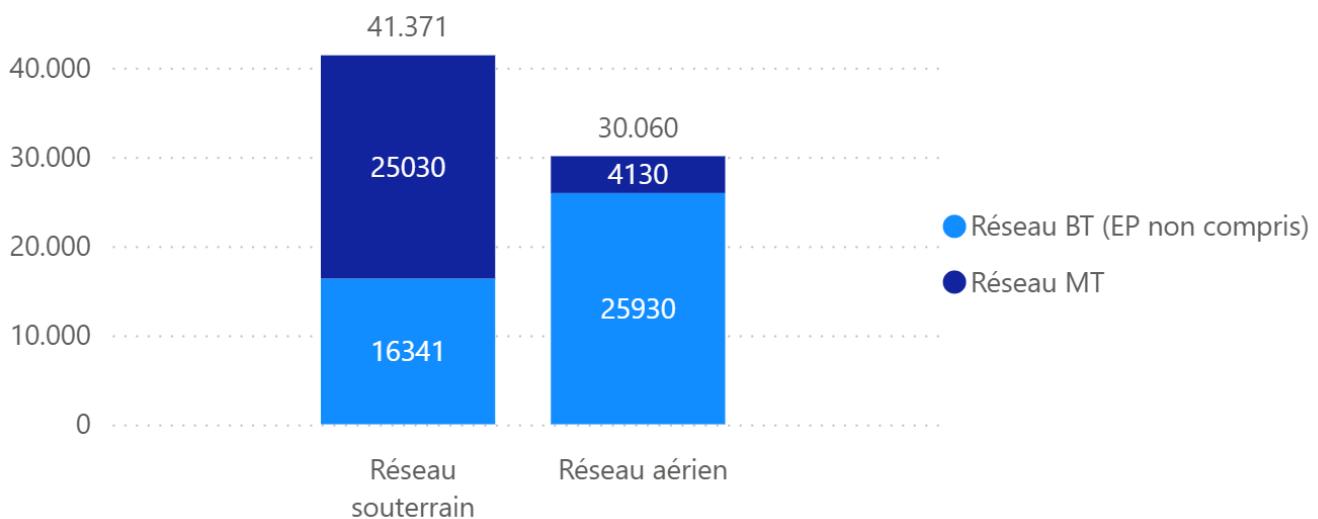
D'autres variations sur les quantités historiques peuvent également être provoquées par des changements méthodologiques dans l'établissement des inventaires, tels que la digitalisation des plans et la généralisation des GIS (geographic information system).

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution annuelle des longueurs de réseaux basse tension (BT) et moyenne tension (MT) ainsi que l'augmentation relative du total en prenant également 2003 comme année de référence.



¹ Précisons 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.

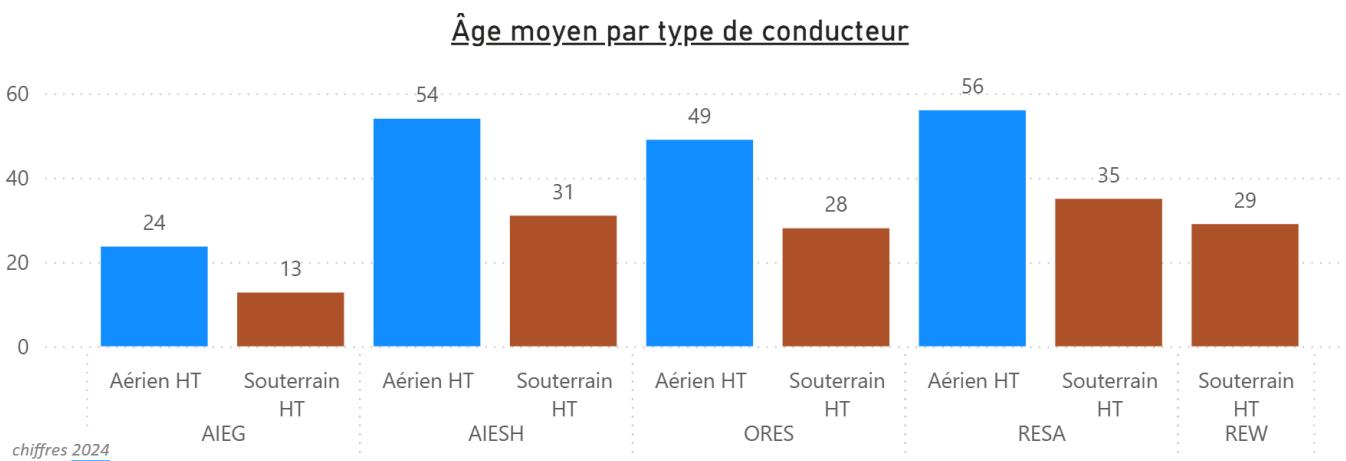
longueurs des lignes/câbles MT/BT (situation à fin 2024), en km



GRAPHIQUE 4 RÉPARTITION DES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (FIN 2024)

2.3.3 Âge des réseaux moyenne tension

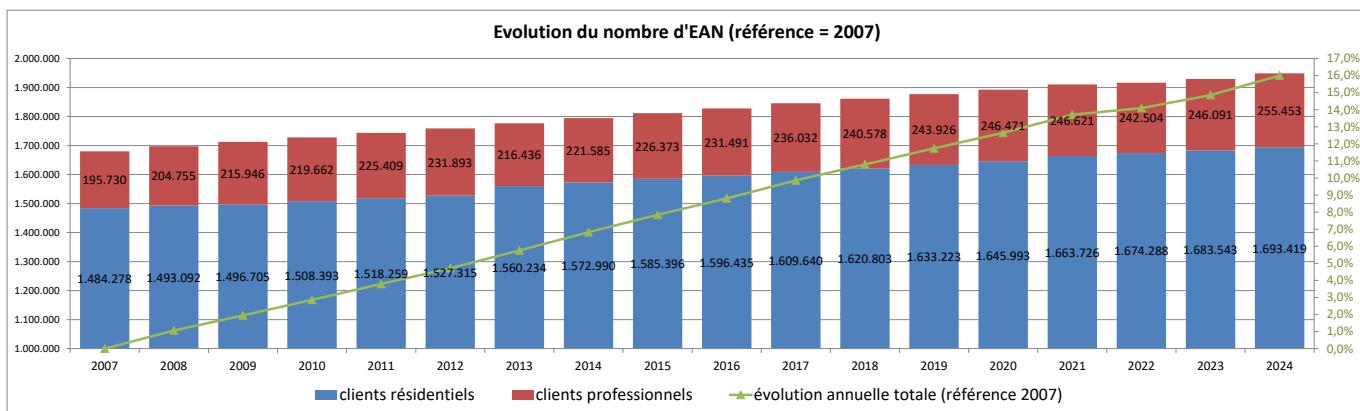
Conformément aux prescriptions de l'article 15 §2 1° du décret, la CWaPE dispose des données pour les réseaux HT. Le graphe suivant illustre la situation telle que rapportée par les GRD. À noter que REW ne dispose plus de réseau aérien en MT.



GRAPHIQUE 5 ÂGE MOYEN DES RÉSEAUX HAUTE TENSION (FIN 2024)

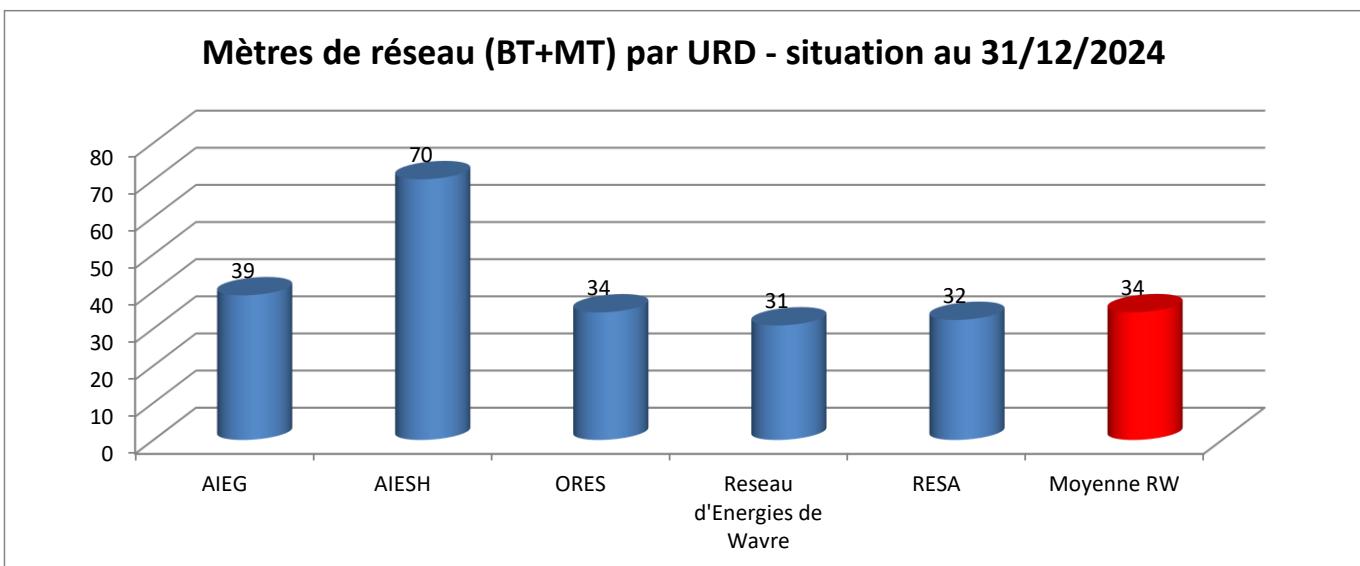
2.3.4 Nombre de codes EAN

Le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution continue de croître ; il est de l'ordre de 1,95 million de codes EAN. Depuis 2007, le taux de croissance annuel moyen reste stable et se chiffre à environ 1,0 %.



GRAPHIQUE 6 ÉVOLUTION DU NOMBRE D'EAN (PÉRIODE 2007 - 2024)

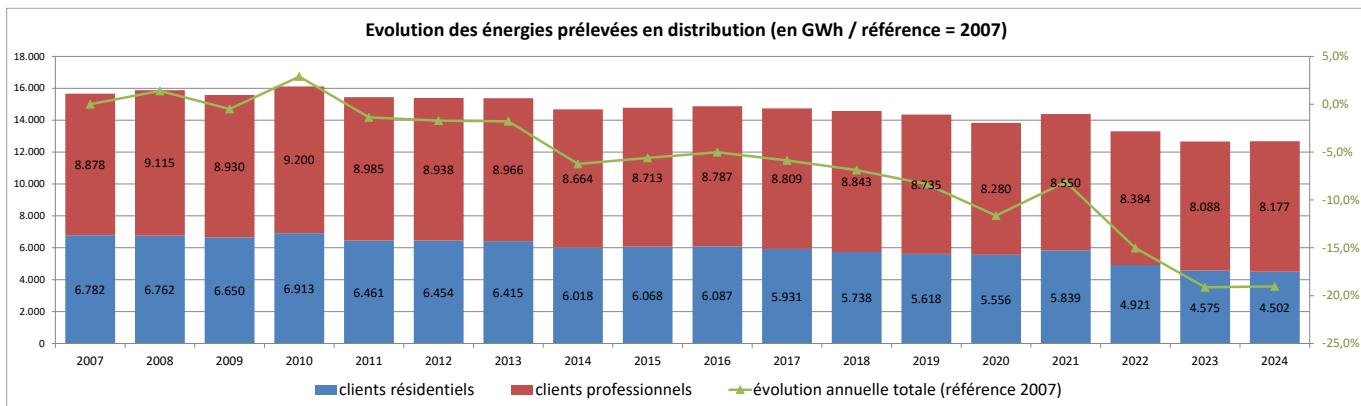
En fonction du caractère rural ou urbain des régions couvertes, l'étendue des réseaux nécessaires au raccordement des utilisateurs varie du simple au double. Comme attendu, cette situation évolue peu d'année en année.



GRAPHIQUE 7 RÉPARTITION SELON LES GRD DU NOMBRE DE MÈTRES DE RÉSEAU PAR URD (DONNÉES 2024)

2.3.5 Les énergies prélevées

Le graphique suivant montre l'évolution des quantités d'énergie électrique comptabilisées comme prélèvement par les particuliers et les professionnels sur les réseaux de distribution wallons ainsi que la variation en % de la quantité totale annuelle par rapport à l'année 2007.



GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DES ÉNERGIES PRÉLEVÉES PAR LES URD RÉSIDENTIELS / PROFESSIONNELS (PÉRIODE 2007 - 2024)

Par rapport à 2007, les énergies totales prélevées en 2024 ont diminué de près de 20 % (12,7 TWh en 2024 vs 15,7 TWh en 2007) alors que le nombre d'utilisateurs a connu une augmentation de 16 % (1,95 million EAN en 2024 vs 1,67 million en 2007).

À noter que les données de ce graphe ne tiennent pas compte des volumes d'énergie compensés.

Bien qu'il soit trop tôt pour en tirer une nouvelle tendance, remarquons que l'énergie prélevée en 2024 (12 678 GWh) est pratiquement égale à celle prélevée en 2023 (12 663 GWh) alors que la tendance des dix dernières années était une diminution progressive du prélèvement.

Les éléments qui ont pu expliquer une précédente diminution sont les suivant :

- Les efforts continus d'utilisation rationnelle de l'énergie et le prix élevé de l'électricité ;
- Une augmentation des unités de production décentralisées de petite taille ($P < 10$ kVA, essentiellement photovoltaïques) ayant un effet sur l'autoconsommation ; 2023 ayant connu à cet égard une augmentation particulièrement forte du nombre de telles unités.

Ces éléments ont été moins présents en 2024 (prix de l'énergie stabilisé ; retour à la normale du nombre d'installations photovoltaïques résidentielles) alors que le nombre de véhicules électriques a sensiblement augmenté entre 2023 et 2024. En Belgique le nombre de véhicule EV et PHEV est passé de 267 348 en 2022 à 636 535 en 2024.

Année	PHEV		EV		Total	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
2022	177.950	3,0	89.398	1,5	267.348	4,5
2023	274.229	4,6	179.800	3,0	454.029	7,6
2024	328.377	5,5	308.158	5,1	636.535	10,6

TABLEAU 7 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EV ET PLUG-IN HYBRIDES EN BELGIQUE (SOURCE FEBIAC)

2.3.6 La production décentralisée

Fin décembre 2024, la situation décrite par les GRD en termes d'unités de production décentralisée (UPD) raccordées à leurs réseaux pouvait se résumer comme suit :

Unités de productions décentralisées raccordées - Situation fin 2024 (en nombre d'unités)

GRD	UPD : 10 kVA < P ≤ 250 kVA	UPD : 25 MVA < P	UPD : 250 kVA < P ≤ 5 MVA	UPD : 5 MVA < P ≤ 25 MVA	UPD : P ≤ 10 kVA	Total
AIEG	62	0	4	2	5983	6051
AIESH	74	0	5	3	5514	5596
ORES	3413	3	346	104	283736	287602
RESA	809	0	84	27	85050	85970
Reseau d'Énergies de Wavre	91	0	3	0	3909	4003
Total	4449	3	442	136	384192	389222

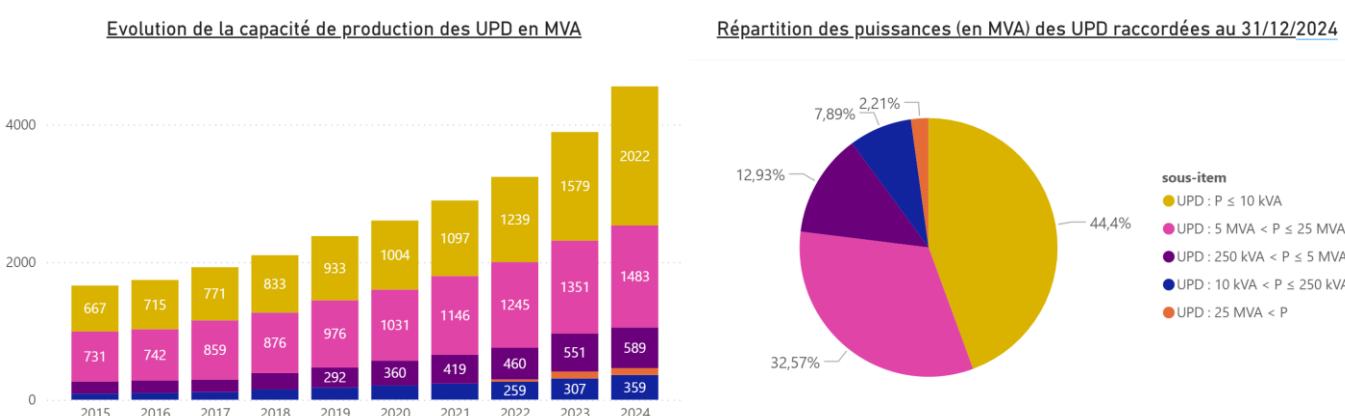
Unités de productions décentralisées raccordées - Situation fin 2024 (en puissance)

GRD	UPD : 10 kVA < P ≤ 250 kVA	UPD : 25 MVA < P	UPD : 250 kVA < P ≤ 5 MVA	UPD : 5 MVA < P ≤ 25 MVA	UPD : P ≤ 10 kVA	Total
AIEG	8		9	19	29	65
AIESH	4		7	47	32	89
ORES	271	100	511	1143	1492	3518
RESA	69	0	60	274	449	852
Reseau d'Énergies de Wavre	7		2		20	29
Total	359	100	589	1483	2022	4554

TABLEAU 8 UNITÉS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE RACCORDEMENT (SITUATION FIN 2024)

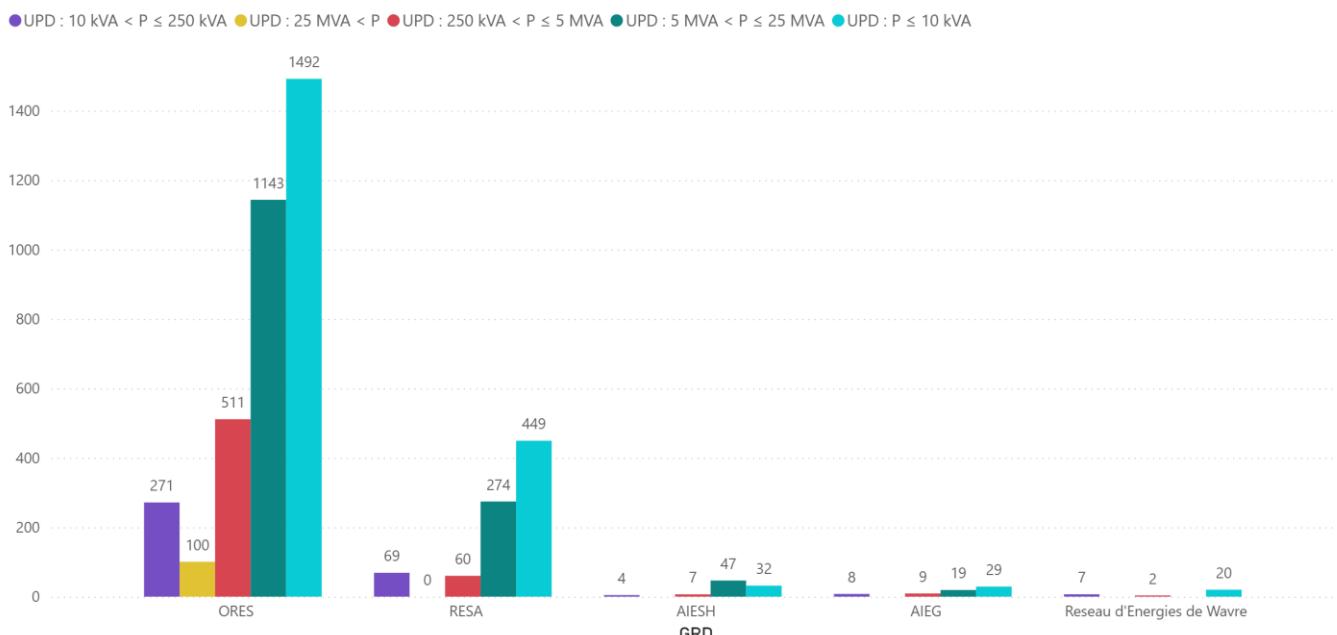
Ces chiffres sont en constante augmentation comme l'indique le graphique suivant. En 2024, la capacité de production installée totale des UPD (les petites unités de moins de 10 kVA incluses) a augmenté de 17% à 4 554 MVA par rapport à 2023 (3 891 MVA).

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



GRAPHIQUE 9 ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE PAR NIVEAU DE PUISSANCE ET RÉPARTITION DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD (FIN 2024)

UPD raccordés sur les réseaux au 31/12/2024 (en MVA)

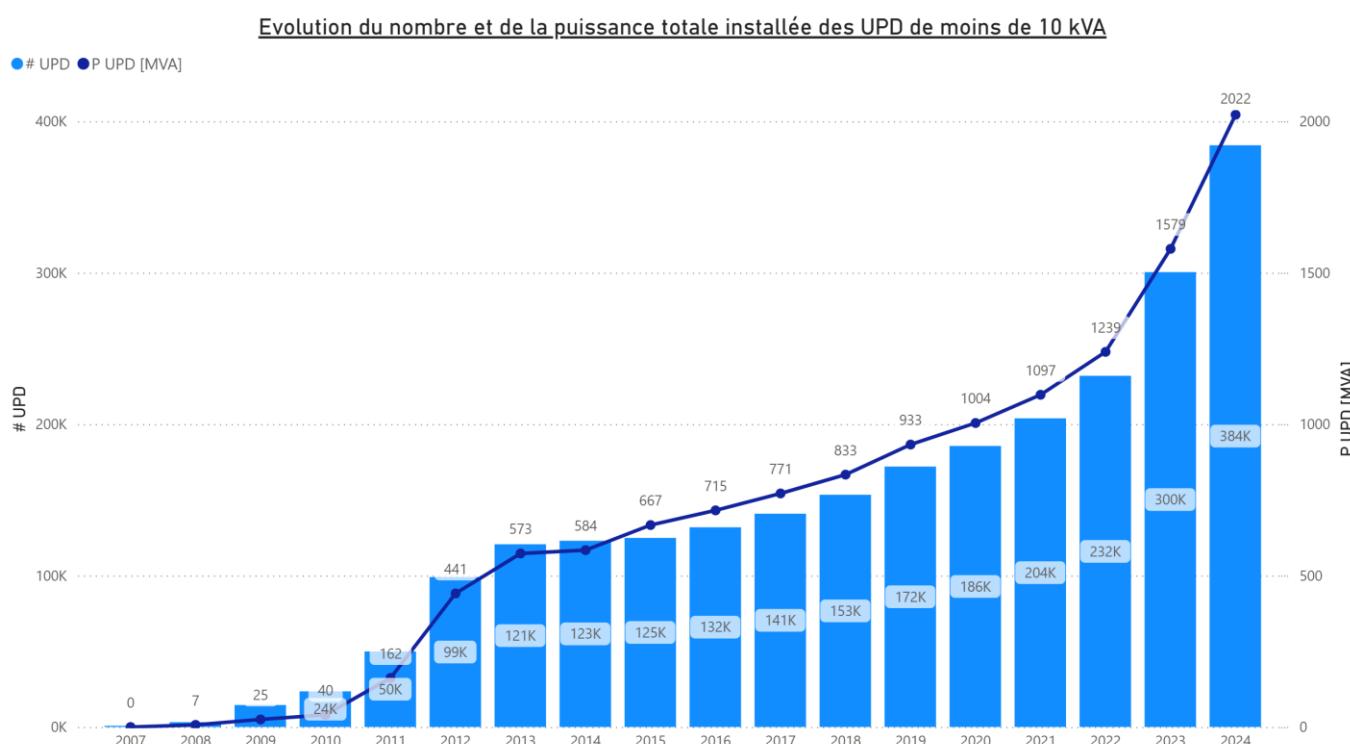


GRAPHIQUE 10 RÉPARTITION PAR GRD DE LA PUISSANCE TOTALE CUMULÉE DES UPD (FIN 2024)

2.3.7 Les unités de petite puissance

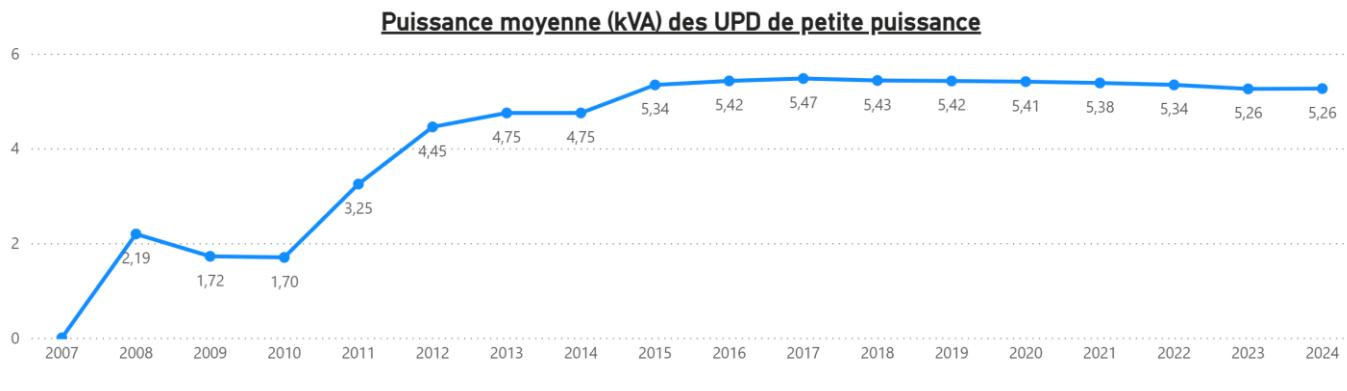
Les petites unités de production, principalement photovoltaïques, méritent une attention particulière tant pour leur progression rapide que pour leur sensibilité médiatique.

Fin 2024, la Région wallonne comptait donc plus de 384 000 (soit 28% de plus que fin 2023) unités de production décentralisée de petite puissance (de maximum 10 kVA), raccordées aux réseaux de distribution cumulant une puissance de 2 022 MVA. Ces évolutions en nombre et puissance sont illustrées dans les graphes suivants :



GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS D'UPD DE MAX 10 KVA ET DE LEUR PUISSANCE CUMULÉE (PÉRIODE 2008 - 2024)

On constate qu'en 2024, un grand nombre d'installations photovoltaïques ont encore été enregistrées. Il s'agit en fait en grande partie d'installations installées en 2023 avant la fin de l'éligibilité au mécanisme de compensation.



GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE MOYENNE DES UPD DE PETITE PUISSANCE (PÉRIODE 2012 - 2024)

La puissance moyenne des UPD de petite puissance (max 10 kVA) est stable et aurait même tendance à diminuer légèrement depuis 2017.

Notons qu'à partir de 2025, les installations de production plug & play apparaissent chez les utilisateurs des réseaux et s'ajouteront aux chiffres ci-dessus.

2.3.8 Les usages significatifs

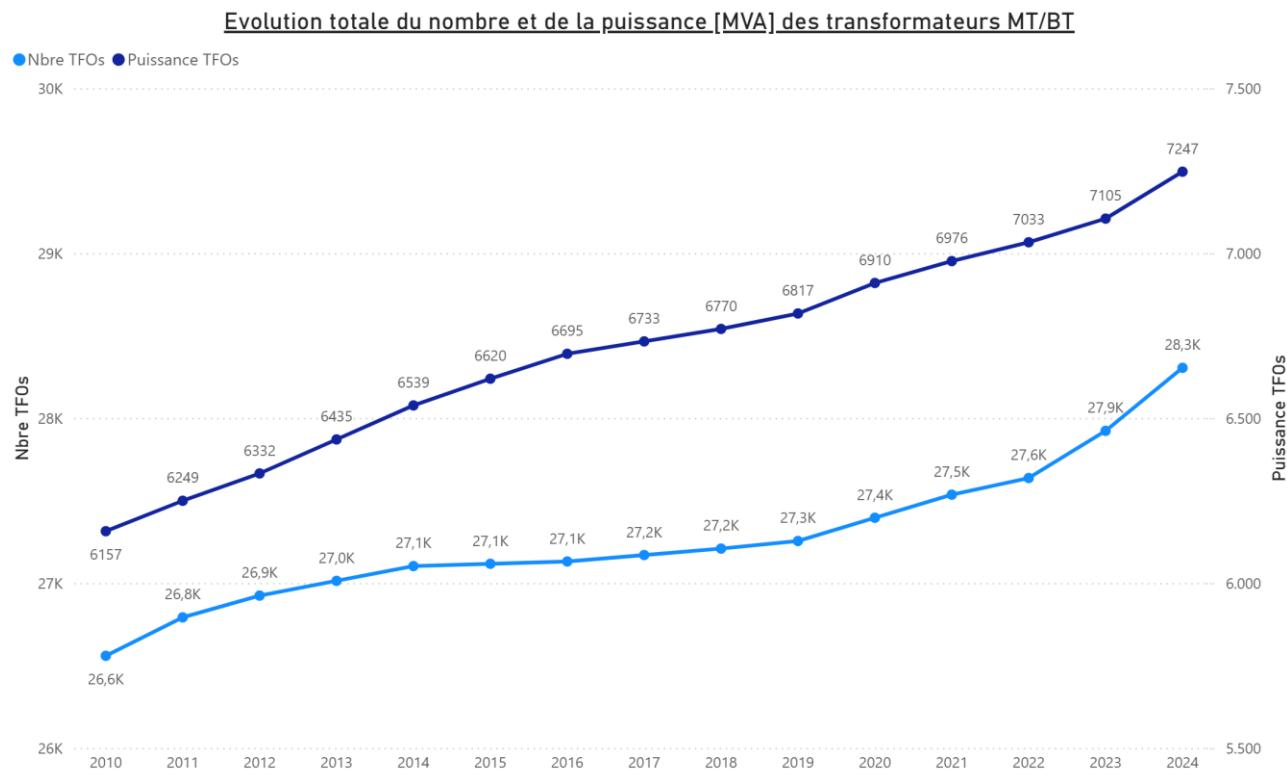
Depuis cet exercice 2025, les informations concernant le stockage ne sont plus reprises parmi les UPD (§2.3.6) mais dans une nouvelle catégorie dénommée « Usages significatifs » reprenant outre le stockage, les pompes à chaleur et les points de recharge. Ces données sont présentées au tableau suivant à titre indicatif. Il y a toutefois lieu de considérer ces données avec une certaine réserve. En effet, malgré l'obligation du RTDE (art. III.22 §1er), les GRD sont confrontés dans bien des cas à l'absence de déclaration de ce type d'usage par les utilisateurs.

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
PAC - (≥ 4 kWe)	pc			0	66.220	0
	MVA				353,0	
Batteries - Batteries sur raccordement BT (T-BT inclus)	pc			0		0
Batteries - Batteries sur raccordement MT (T-MT inclus)	pc			0	0	0
	MVA			0,0		1.800,0
Points de recharges - Points de recharge sur raccordement BT (T-BT inclus)	pc			38	8.780	549
	MVA			0,3	117,5	8,2
Points de recharges - Points de recharge sur raccordement MT (T-MT inclus)	pc			0	657	4
	MVA			0,3	10,6	3,5

TABLEAU 9 NOMBRES ET PUISSANCES CUMMULÉES DES USAGES SIGNIFICATIFS PAR TYPE ET PAR GRD (SITUATION FIN 2024)

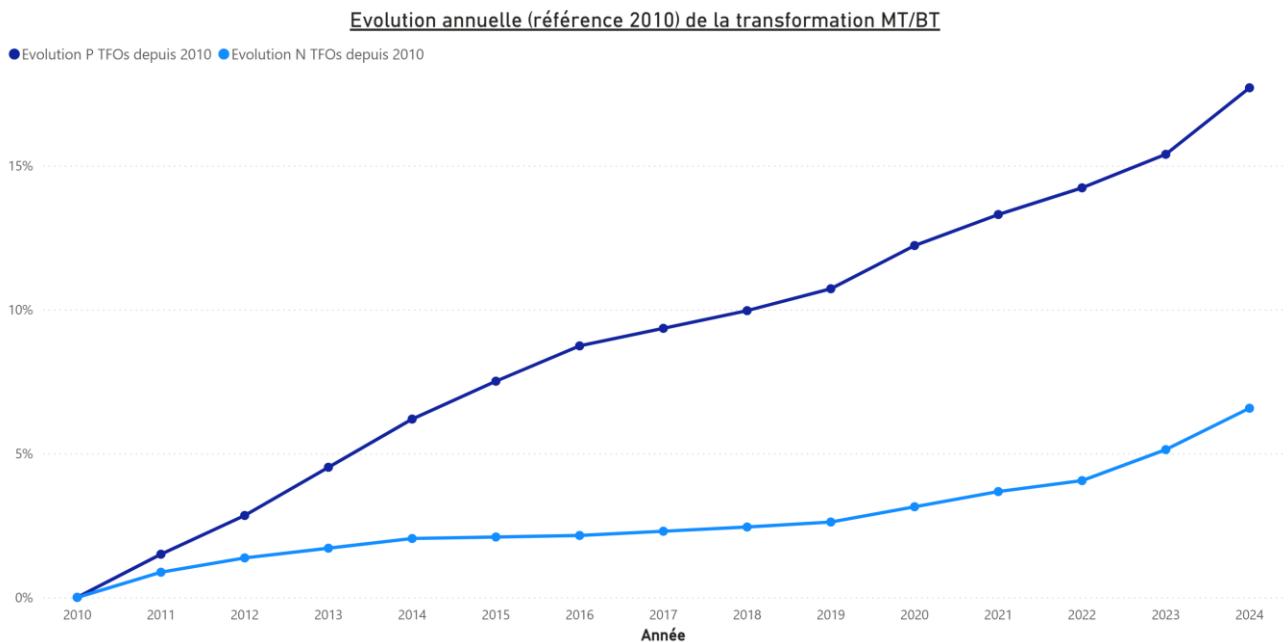
2.3.9 La transformation MT/BT

Fin 2024, 28 305 transformateurs MT/BT étaient en service pour une puissance totale cumulée de 7 247 MVA.



GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE (MVA) CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 - 2024)

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

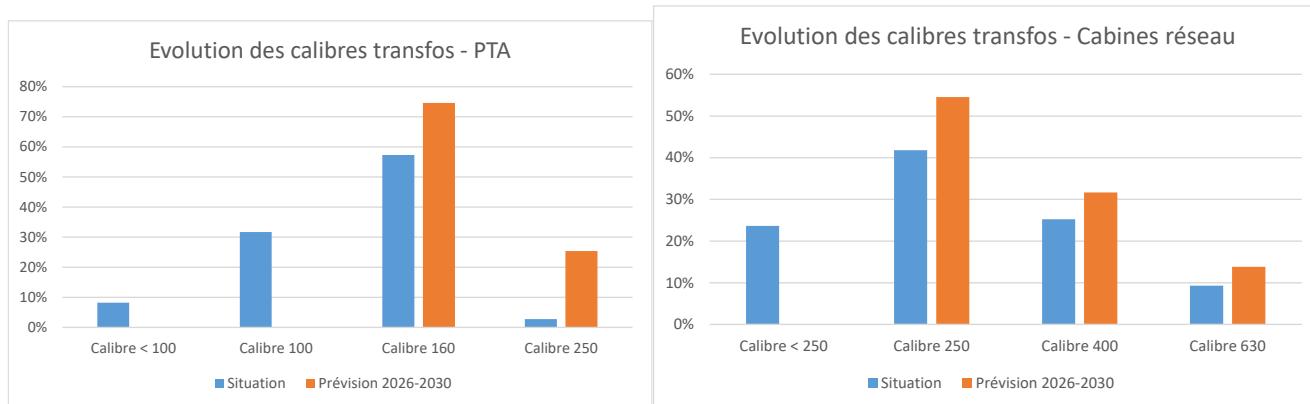


GRAPHIQUE 14 ÉVOLUTION EN % DU NOMBRE ET DE LA PUISSANCE CUMULÉE DES TRANSFORMATEURS MT/BT (PÉRIODE 2010 - 2024)

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

Il convient de rappeler que des investissements réseaux toujours plus importants en termes de transformation MT/BT sont indispensables malgré des volumes nets d'énergie prélevée sur les réseaux globalement stable.

En vue des nouveaux usages, on constate également (comme le montre le graphe ci-dessous) une tendance au renforcement de la puissance standard des transformateurs lors de l'implantation voire la rénovation de cabines réseaux. Les énergies mesurées sur base annuelle ne doivent pas cacher la réalité pour les réseaux de devoir supporter les pointes de consommation, en ce compris en cas de baisse ou d'absence de production décentralisée (en soirée, ...). Ce constat est également valable en considérant les pointes liées à l'injection.



GRAPHIQUE 15 ÉVOLUTION DES CALIBRES DES TRANSFORMATEURS MT/BT
(SITUATION EXISTANTE VS PRÉVISIONS 2026-2030)

Comme le montre le graphe ci-dessus, d'une façon générale, les GRD tendent à sélectionner des calibres standards supérieurs, même si les politiques d'investissement sont différentes en fonction des GRD. Ainsi, certains GRD comme RESA, AIEG ou REW ont tendance à travailler avec des transformateurs de plus gros calibres dans les cabines (630 kVA voire 800 kVA) alors que la politique technique, chez ORES, est de sélectionner des calibres de maximum 400 kVA. Malgré cela, la tendance est tout de même à l'augmentation chez ORES aussi. D'une façon générale, les transformateurs de petits calibres (< 250 kVA en cabine et < 160 kVA en poste aérien) ne seront en principe plus installés. ORES a étudié la possibilité de placer des transformateurs de calibre 250 kVA dans les postes de transformation aériens (PTA) et cette technologie est maintenant prête à être utilisée dans son réseau, là où la limite technique (essentiellement les contraintes liées au supplément de poids sur le support) est actuellement de 160 kVA chez les autres GRD. RESA étudie actuellement cette possibilité également.

2.3.10 La flexibilité technique

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

Les gestionnaires de réseau établissent un rapportage annuel en matière de flexibilité technique. Il va de pair avec une mise à jour des « cahiers verts » dressant le bilan des capacités d'accueil des UPD dans les postes existants et leur saturation éventuelle.

2.3.11 La flexibilité commerciale

À côté de cette flexibilité technique liée essentiellement à la gestion des congestions des réseaux, soulignons la possibilité offerte maintenant à des utilisateurs finals raccordés en distribution de conclure des contrats liés à la fourniture de services de réglage de la fréquence (flexibilité commerciale). Fin 2024, les GRD renseignaient 43 clients raccordés à leurs réseaux et ayant contracté dans le cadre de ces services. La puissance totale modulable dans ce cadre se chiffre à 92,6 MVA. 69 demandes d'activation ont été opérées au cours de l'année 2024 alors qu'elles étaient de 135 l'année précédente.

Toutefois, le produit de flexibilité aFRR n'est pas conforme avec la réglementation wallonne étant donné qu'il ne respecte pas, tel qu'il est conçu, l'article 35 *sexies*, § 1^{er}, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Les gestionnaires de réseau sont tenus de mettre en conformité avec le décret Electricité sauf modification de ce dernier.

Cela sera de nature à avoir un impact sur les utilisateurs qui ont déjà souscrit à ce produit de flexibilité et sur ceux qui souhaitaient y souscrire à brève échéance.

2.4 Les investissements envisagés pour la période 2026-2030

Dans cette section, nous analysons en premier et de manière spécifique, les éléments de gestion dynamique des réseaux (§2.4.1) avant d'analyser, par projet (§2.4.2, § 2.4.3) et par poste budgétaire (§2.4.4), tous les éléments constitutifs des réseaux.

Ensuite, nous analysons les projets prévus dans le cadre du programme de subvention aux réseaux en vue de favoriser la transition énergétique (§ 2.4.5).

La synthèse des investissements en moyens informatiques est réalisée au § 2.4.6.

Nous rappelons les contraintes et difficultés que rencontrent les GRD aux § 2.4.7 et § 2.4.8.

Enfin, nous faisons un point sur la situation de l'accès à la puissance dont les réseaux de distribution ont besoin depuis le réseau de transport pour desservir leurs utilisateurs (§2.4.9).

2.4.1 Les outils de gestion dynamique des réseaux

Les compteurs communicants :

Les objectifs de déploiement des compteurs communicants sur les réseaux de distribution sont fixés par le décret.

Il est utile d'en retracer un historique succinct.

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

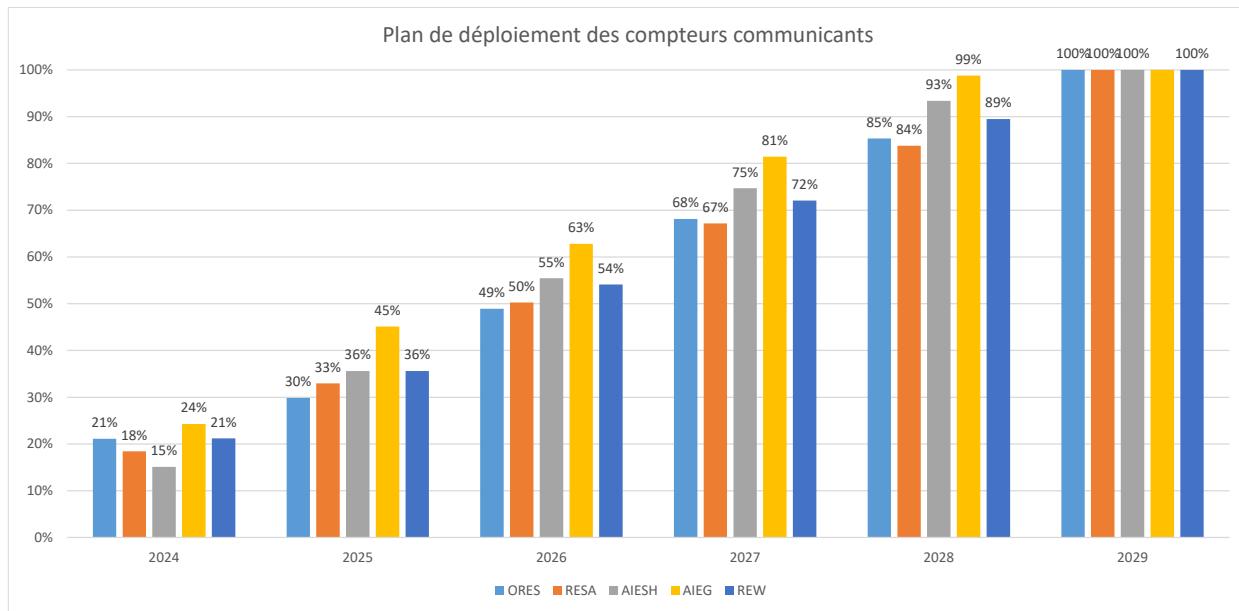
- Lorsque l'utilisateur du réseau est un client résidentiel déclaré en défaut de paiement ;
- Lorsqu'un compteur est remplacé ;
- Lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement ;
- Lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande.

Le décret du 25 avril 2024 modifie comme suit l'objectif fixé en son article 35, § 1^{er} :

« *Au plus tard au 31 décembre 2029, le gestionnaire de réseau de distribution atteint l'objectif de cent pour cent de compteurs communicants installés sur son réseau.* »

Les projets de plans d'adaptation reçus des GRD à l'échéance du 15 septembre, pour cet exercice, en tiennent bien compte et atteignent cet objectif.

Analyse des données du plan de déploiement des compteurs communicants du plan d'adaptation



GRAPHIQUE 16 PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS À L'HORIZON 2029 (EN % DE N TOTAL COMPTEURS BT)

La CWaPE constate une trajectoire relativement similaire chez les différents GRD et menant à une atteinte de l'objectif du décret prévoyant le remplacement de l'entièreté des compteurs pour les raccordements d'une puissance inférieure ou égale à 56 kVA pour 2029.

Cependant, des ajustements devront probablement être opérés pour atteindre 100 % au 31 décembre 2029, en tenant compte du réalisé et des changements démographiques ; un suivi sera réalisé annuellement. Le décret ne prévoyant pas d'exception, la CWaPE insiste pour que toutes les dispositions soient prises pour anticiper les difficultés qui seront rencontrées pour le placement des derniers compteurs que ces difficultés soient d'ordre technique ou administratif.

Étant donné le caractère stratégique important des compteurs communicants pour soutenir les nouveaux usages des réseaux et leur maintenabilité, la CWaPE continuera à suivre avec la plus grande attention tant le taux de conversion des compteurs que la planification du solde à déployer.

Le smart grid :

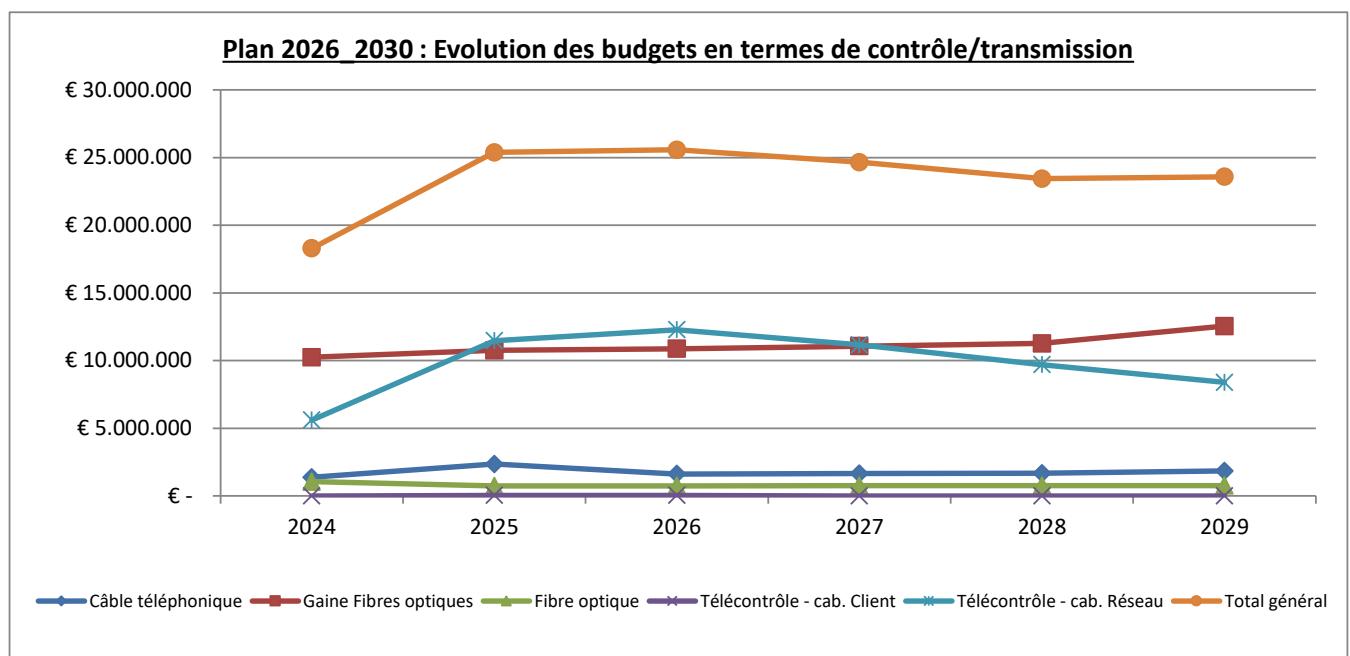
Un autre défi majeur que les gestionnaires des réseaux de distribution continuent de relever ces dernières années, consiste en une gestion encore plus dynamique de leur réseau.

À cet égard, des équipements toujours plus nombreux équipent les réseaux, tant en termes de contrôle/commande, qu'en termes de mesures. Fin 2024, la situation en la matière pouvait se résumer comme suit :

GRD	<u>Éléments actifs pour la gestion des réseaux au 31/12/2024</u>							
	Câble téléphonique	Disjoncteurs télécommandés	Fibres optiques	Gaine Fibres optiques	Points de mesure qualité réseaux (EN 50160)	Postes/cabines GRD télécontrôlé(e)s	RTU en fonction - Clients	RTU en fonction - GRD
AIEG	0	84	24	25	2	63	2	58
AIESH	0	252	0	0	4	54	14	54
ORES	1878	4396	1744		132	3202	631	3480
RESA	0	3346	0	0	43	396	94	429
Reseau d'Energies de Wavre	114	47	53	86	2	87	15	87
Total	1993	8125	1821	111	183	3802	756	4108

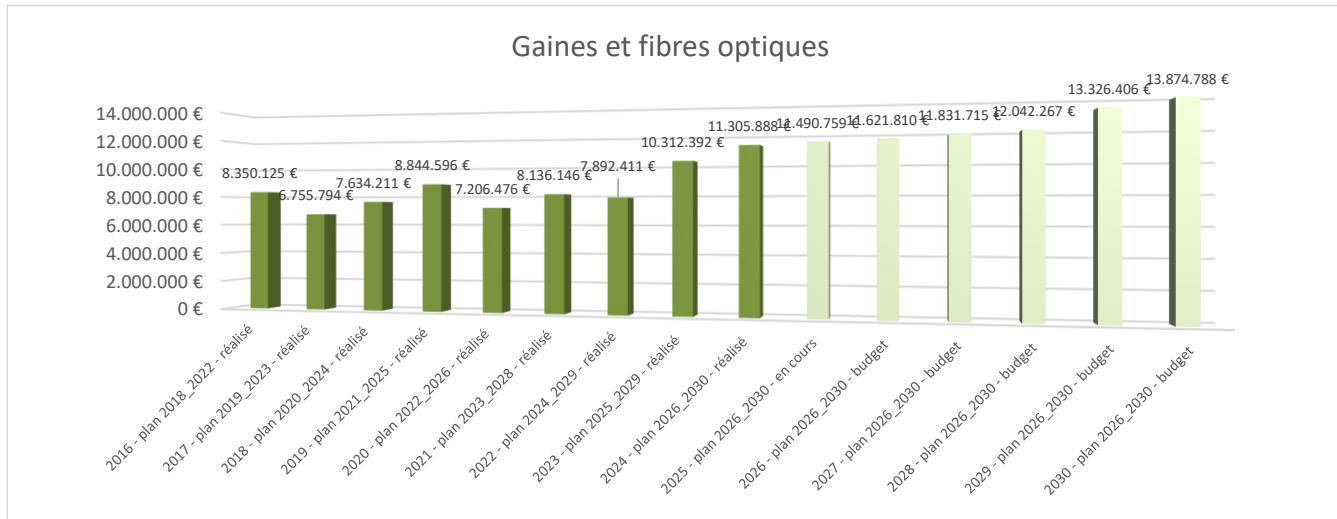
TABLEAU 10 SITUATION GESTION DYNAMIQUE DES RÉSEAUX (FIN 2024)

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



GRAPHIQUE 17 ÉVOLUTION DES BUDGETS EN TERMES DE CONTRÔLE TRANSMISSION (PÉRIODE 2024 - 2029)

Fibres optiques et gaines dédiées : à l'instar des années précédentes, l'année 2024 voit la poursuite d'investissements conséquents consacrés au placement de fibres optiques ainsi que des gaines destinées à les recevoir. Les prévisions pour les années à venir restent en croissance.



GRAPHIQUE 18 ÉVOLUTION MONTANTS BRUTS POUR PLACEMENT FIBRES OPTIQUES ET GAINES DÉDIÉES

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

2.4.2 Synthèse des projets et postes budgétaires

Au cours de la période couverte, les travaux envisagés par les GRD sur les réseaux et ses éléments constitutifs sont détaillés dans les plans selon deux axes d'approche, les projets et les postes budgétaires :

- 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 (voir § 2.4.3) ;
 - La nature et le descriptif des travaux voire certains commentaires complémentaires ;
 - La localisation géographique ;
 - Les quantités et montants bruts associés.
- L'approche « postes budgétaires » : par année, les quantités et budgets sont détaillés selon des postes (et sous-postes) définis et identiques à ceux introduits dans le cadre des propositions tarifaires, à savoir :
 - Câbles ;
 - Lignes ;
 - Postes ;
 - Cabines ;
 - Raccordements clients ;

- Comptages ;
- Contrôle/transmission.

La CWaPE a vérifié que le total par année des montants enregistrés selon ces deux approches sont bien égaux.

Le tableau suivant donne, pour chaque GRD et par année :

- Pour les années 2022 à 2024, le montant total des investissements effectivement réalisés ;
- Pour l'année 2025 (prévision), le montant total des investissements en cours ;
- Pour les années 2026 et 2030 (période sur laquelle portent les plans d'adaptation objets de cette décision), le montant total des investissements pressentis.

La suite du document prend en compte les projets subventionnés dans les postes budgétaires en supposant que la subvention dans le cadre de l'AGW « smartisation / transition énergétique » du 14 décembre 2023 est accordée. Cette hypothèse n'est cependant pas encore pleinement rencontrée pour tous les projets au moment de finaliser cette décision.

	2022 - plan 2024_2029 - clôturé	2023 - plan 2025_2029 - clôturé	2024 - plan 2026_2030 - clôturé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budgété	2027 - plan 2026_2030 - budgété	2028 - plan 2026_2030 - budgété	2029 - plan 2026_2030 - budgété	2030 - plan 2026_2030 - budgété
AIEG	€ 4.399.649	€ 3.514.655	€ 5.251.888	€ 6.255.404	€ 6.443.457	€ 6.561.404	€ 6.748.076	€ 5.978.609	€ 5.144.047
AIESH	€ 2.658.731	€ 1.723.940	€ 4.393.386	€ 6.129.915	€ 5.287.939	€ 5.609.069	€ 5.151.693	€ 4.602.273	€ 4.118.903
ORES	€ 213.243.535	€ 265.206.357	€ 312.688.160	€ 381.141.873	€ 469.724.402	€ 514.075.390	€ 555.277.156	€ 610.415.799	€ 519.444.579
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 3.097.960	€ 7.083.199	€ 6.144.817	€ 4.693.498	€ 4.750.471	€ 4.736.370	€ 4.180.149	€ 3.648.369	€ 3.456.826
RESA	€ 57.571.614	€ 72.720.040	€ 77.527.316	€ 114.946.613	€ 122.273.797	€ 118.038.014	€ 117.634.504	€ 125.269.903	€ 80.445.804
Total général	€ 280.971.489	€ 350.248.190	€ 406.005.567	€ 513.167.304	€ 608.480.064	€ 649.020.247	€ 688.991.578	€ 749.914.953	€ 612.610.160

TABLEAU 11 ÉVOLUTION DU BUDGET GLOBAL PAR GRD (PÉRIODE 2022 - 2030)

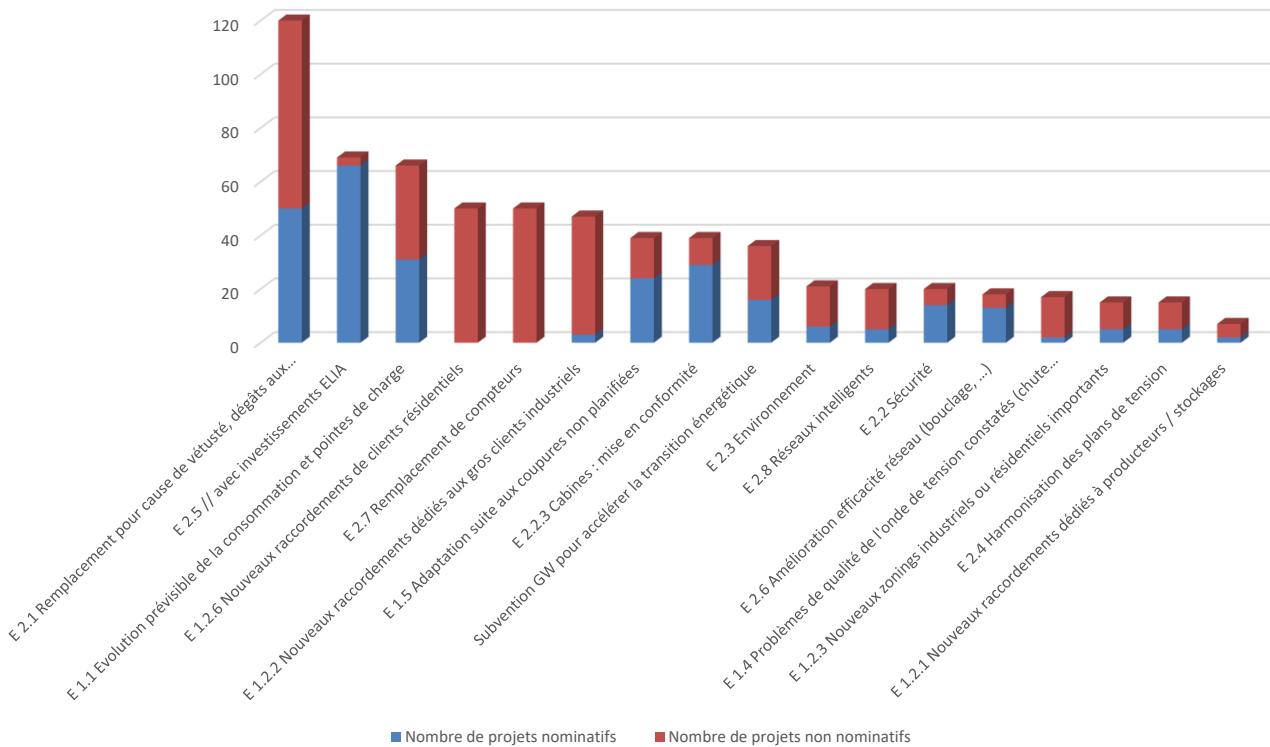
2.4.3 Les projets et leurs motivations

Le tableau ci-après reprend, sur la période 2026-2030, un aperçu de la répartition du nombre de projets rentrés par élément de motivation. Il convient d'emblée de préciser que les décisions d'investissement sont en général dictées simultanément par plusieurs triggers. Le classement ci-dessous est opéré tenant compte, pour les données disponibles, du moteur jugé comme « principal » de l'investissement par le GRD concerné.

Le découpage opéré peut varier selon le GRD.

Comme le montre le graphique et le tableau suivants, le remplacement pour cause de vétusté demeure largement la principale motivation des projets d'investissement envisagés. Ensuite vient l'évolution prévisible de la consommation et des pointes de charge qui prend une part de plus en plus importante, suite à la transition énergétique en cours.

Répartition par motivation du nombre de projets sur la période 2026-2030

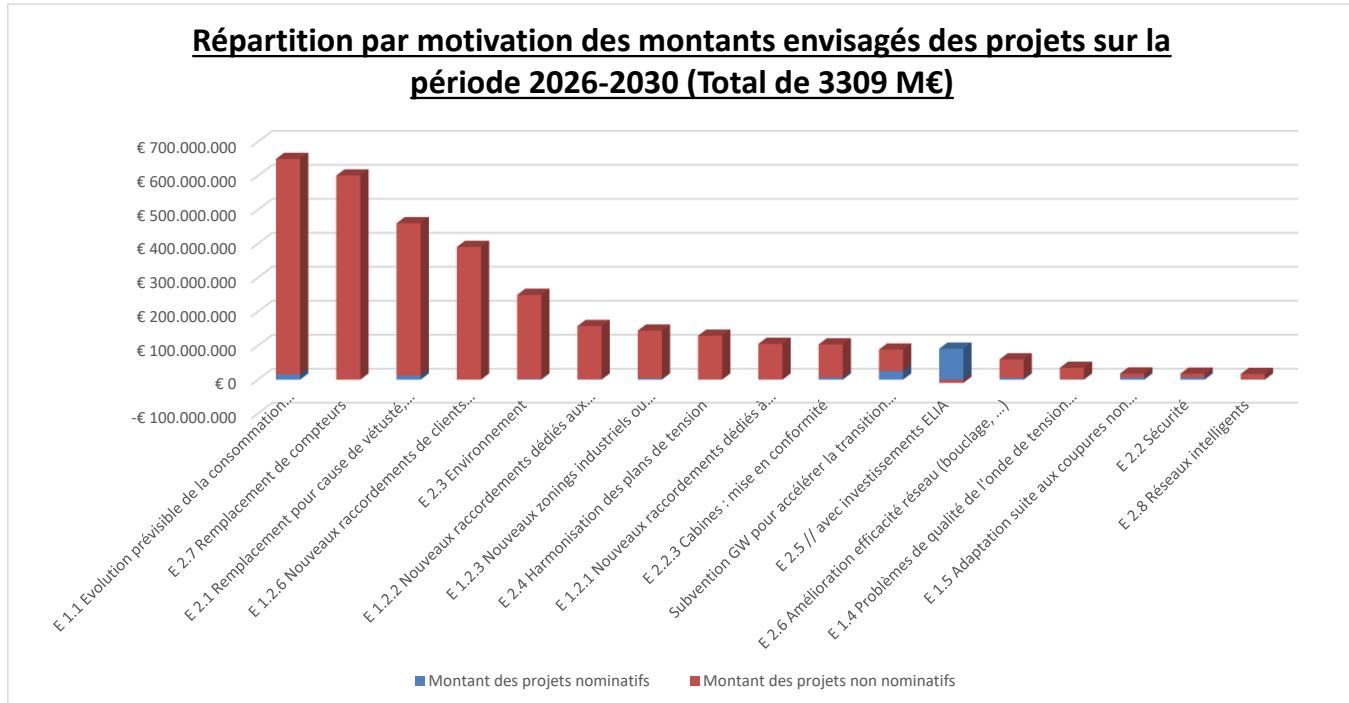


GRAPHIQUE 19 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS ATTENDUS (CUMUL PÉRIODE 2026-2030)

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	50	70	120
E 2.5 // avec investissements ELIA	66	3	69
E 1.1 Evolution prévisible de la consommation et pointes de charge	31	35	66
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels	0	50	50
E 2.7 Remplacement de compteurs	0	50	50
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	3	44	47
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	24	15	39
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	29	10	39
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	16	20	36
E 2.3 Environnement	6	15	21
E 2.8 Réseaux intelligents	5	15	20
E 2.2 Sécurité	14	6	20
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	13	5	18
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc.)	2	15	17
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	5	10	15
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	5	10	15
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	2	5	7
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	7	0	7
Total général	278	378	656

TABLEAU 12 SITUATION NOMBRE DE PROJETS PROGRAMMÉS (PÉRIODE 2026-2030)

Par contre, en termes de montant d'investissements bruts envisagés, la répartition par motivation sur la période 2026-2030 se présente comme suit :



GRAPHIQUE 20 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT DES PROJETS ATTENDUS (CUMUL PÉRIODE 2026-2030)

Le tableau ci-après donne, par motivation, le détail des investissements envisagés par les GRD dans les réseaux de distribution en Région wallonne.

Afin de clarifier l'interprétation des motivations, nous introduisons à partir de l'exercice 2024 la notion de groupes de motivation pour faire ressortir les grandes finalités des investissements des gestionnaires de réseaux :

- Le groupe « Assainissement » rassemble tous les projets visant à maintenir les réseaux dans un état correspondant aux standards actuels ;
- Le groupe « Nouveaux URD » rassemble les projets nécessaires pour l'accueil de nouveaux utilisateurs ;
- Le groupe « Curatif » rassemble les projets nécessaires pour résoudre des problèmes avérés.

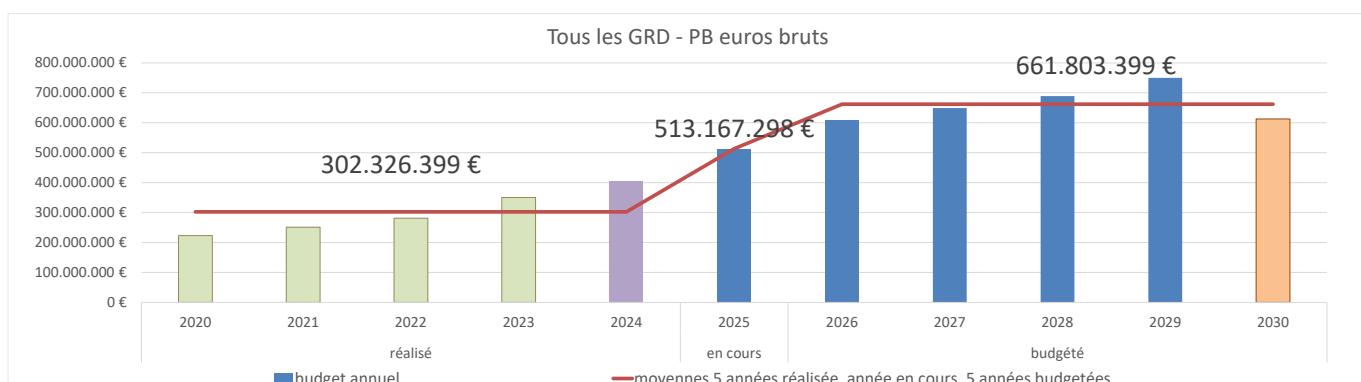
Les autres groupes sont mono motivation. Leur finalité est égale à la motivation qu'ils incluent respectivement.

Groupe / Motivation	nominatif	non nominatif	Total
Assainissement	27.878.175 €	932.280.178 €	960.158.353 €
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	11.851.020 €	448.359.113 €	460.210.133 €
E 2.3 Environnement	1.988.097 €	247.555.522 €	249.543.619 €
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	991.414 €	128.243.654 €	129.235.068 €
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	6.476.017 €	97.263.391 €	103.739.408 €
E 2.2 Sécurité	6.571.627 €	10.858.497 €	17.430.125 €
Nouveaux URD	5.513.058 €	792.338.119 €	797.851.177 €
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels		390.587.477 €	390.587.477 €
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	1.263.110 €	156.459.612 €	157.722.722 €
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	3.440.035 €	140.791.060 €	144.231.096 €
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	809.913 €	104.499.969 €	105.309.882 €
Besoins en capacité	15.770.269 €	633.679.983 €	649.450.251 €
E 1.1 Evolution prévisible de la consommation et pointes de charge	15.770.269 €	633.679.983 €	649.450.251 €
Remplacement de compteurs		600.753.723 €	600.753.723 €
E 2.7 Remplacement de compteurs		600.753.723 €	600.753.723 €
Subvention GW	24.963.982 €	63.490.728 €	88.454.710 €
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	24.963.982 €	63.490.728 €	88.454.710 €
Synergie Elia	91.046.041 €	-9.217.326 €	81.828.715 €
E 2.5 // avec investissements ELIA	91.046.041 €	-9.217.326 €	81.828.715 €
Efficacité	5.395.347 €	54.139.072 €	59.534.419 €
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	5.395.347 €	54.139.072 €	59.534.419 €
Curatif	9.211.388 €	44.953.828 €	54.165.216 €
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc)	1.294.546 €	33.498.247 €	34.792.793 €
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	6.559.161 €	11.455.582 €	18.014.742 €
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	1.357.681 €		1.357.681 €
Réseaux intelligents	1.130.357 €	15.690.080 €	16.820.437 €
E 2.8 Réseaux intelligents	1.130.357 €	15.690.080 €	16.820.437 €
Total	180.908.618 €	3.128.108.384 €	3.309.017.001 €

TABLEAU 13 RÉPARTITION PAR GROUPE ET PAR CODE DE MOTIVATION DU MONTANT TOTAL BRUT (NOMINATIF/ NON NOMINATIF) (PÉRIODE 2026 - 2030)

Remarque : Les projets repris sous la motivation « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » font l'objet d'explications spécifiques ci-après (§2.4.5).

Au regard des cinq années passées (2020-2024), la moyenne des 5 années budgétées représente une hausse de **119 %**, soit plus d'un doublement des budgets d'investissements. Il est à noté que l'année 2030 présente une prévision en retrait, ceci s'explique en partie par la fin du déploiement des compteurs communicants. Une autre explication est que l'année 2030 fait partie de la période tarifaire suivante pour laquelle les GRD n'ont peut-être pas encore affiné leurs prévisions.



Les couleurs des barres verticales représentent les périodes tarifaires. Respectivement 2019-2023, 2024, 2025-2029 et 2030-2034

GRAPHIQUE 21 ÉVOLUTION DES ENVELOPPES ANNUELLES MOYENNES PB (PÉRIODE 2020-2024 VS 2025 VS 2026-2030)

Comme le montre le tableau ci-après, par sa taille et l'augmentation de ses investissements (+ 133%), c'est essentiellement ORES qui tire cette augmentation. L'augmentation chez RESA est également remarquablement élevée (+ 86%). Sa participation à l'augmentation globale est ainsi de 15%. L'augmentation chez ces deux GRD tranche avec celle de l'AIEG et de l'AIESH pour qui l'augmentation est nettement moins marquée mais néanmoins significative. REW présente une perspective d'investissement dont l'augmentation nettement négative s'expliquant par des investissements très importants en 2023 et 2024. La forte progression d'ORES masque donc des prévisions en réalité très contrastées comme le montre les graphiques 24 et 25 ci-après.

	Moyenne (2020-2024)	Moyenne (2026-2030)	Delta en €	Delta en % absolu	Delta en % relatif
AIEG	4.429.794 €	6.175.119 €	1.745.324 €	39%	0,5%
AIESH	3.327.480 €	4.953.975 €	1.626.495 €	49%	0,5%
ORES	229.287.824 €	533.787.464 €	304.499.641 €	133%	85%
RESA	60.593.214 €	112.732.404 €	52.139.189 €	86%	15%
REW	4.688.087 €	4.154.438 €	-533.649 €	-11%	-0,1%
Total général	302.326.399 €	661.803.399 €	359.477.000 €	119%	100%

TABLEAU 14 ÉVOLUTION DES ENVELOPPES ANNUELLES MOYENNES PB (PÉRIODE 2020-2024 VS 2026-2030)

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

- D'assainir les réseaux : résoudre des problèmes de vétusté, de mise en conformité, de sécurité, d'impact visuel du réseau sur l'environnement, de conformité de leurs installations (cabines) ... ;
- De répondre aux demandes des URD : nouveaux raccordements (domestiques, industriels, zonings, ...), modification ou déplacement d'installations, ... ;
- De remplacer des compteurs par des compteurs communicants.

Si ces investissements, par leur nature, font déjà partie intégrante des missions des GRD, ORES et RESA mettent également en avant la nécessité de montants très importants à prévoir pour assurer la transition énergétique et ayant pour objet l'« évolution prévisible de la consommation et pointes de charges ». Cette dernière motivation reprend le renforcement de la capacité d'accueil des réseaux en vue des nouveaux usages, notamment les productions décentralisées, les véhicules électriques et les pompes à chaleur. Cette motivation devient relativement prépondérante chez ORES et RESA.

À cet égard et étant donné l'importance des montants mobilisés et des objectifs alloués aux réseaux de distribution pour atteindre les enjeux climatiques, la CWaPE a questionné en profondeur la manière par laquelle les GRD transposent ces objectifs en projets d'investissements planifiés (voir à cet égard les commentaires au § 2.4.7).

Au nombre des autres mesures envisagées également, citons notamment :

- Les investissements parallèles avec les investissements Elia ;
- Le renforcement des réseaux BT dont la conversion des réseaux 3x230 V en 3N400 basée exclusivement sur l'âge des réseaux (seuils de 25 et 50 ans) ;
- Le remplacement des câbles HT de faible section (de moins de 35 mm² cuivre et 50 mm² aluminium) ;
- Une harmonisation de tension pour les installations HT < à 10 kV ;
- Le remplacement des câbles BT datant d'avant 1980 ;
- Le remplacement de lignes BT aériennes installées avant 1960 ;
- L'accroissement de la résilience des réseaux via notamment la réduction de la fréquence des interruptions/des pannes, la réduction des délais de rétablissement de l'alimentation, ... ;

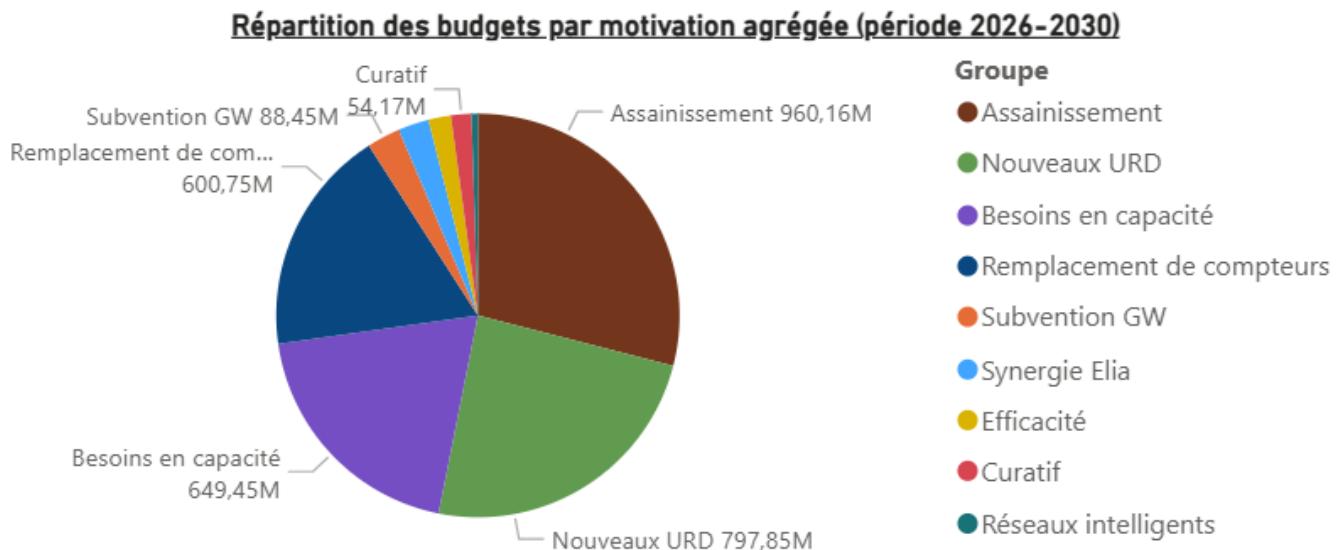
- Les investissements pour favoriser l'accueil des productions décentralisées (problèmes de congestions et problèmes de qualité de l'onde de tension et nouveaux producteurs prioritaires) ;
- *Etc.*

Codes de motivations	2026	2027	2028	2029	2030
E 1.1 Évolution prévisible de la consommation et pointes de charge	€ 73.508.844	€ 102.284.569	€ 138.049.140	€ 164.579.163	€ 171.028.535
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	€ 20.370.760	€ 19.915.460	€ 20.274.581	€ 22.002.390	€ 22.746.690
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	€ 28.589.044	€ 29.923.982	€ 30.976.448	€ 33.879.105	€ 34.354.142
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 27.065.835	€ 27.595.866	€ 28.098.132	€ 30.184.697	€ 31.286.567
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels	€ 74.225.279	€ 76.278.552	€ 77.820.231	€ 80.356.983	€ 81.906.431
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	€ 405.500	€ 245.681	€ 165.000		€ 541.500
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc.)	€ 8.375.012	€ 6.802.730	€ 6.294.128	€ 6.585.770	€ 6.735.153
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 4.093.636	€ 3.469.911	€ 4.419.403	€ 3.187.656	€ 2.844.137
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	€ 78.951.766	€ 84.634.630	€ 90.736.223	€ 102.139.146	€ 103.748.368
E 2.2 Sécurité	€ 3.187.190	€ 2.915.039	€ 2.302.655	€ 4.325.080	€ 4.700.160
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 19.585.778	€ 20.912.352	€ 20.759.277	€ 21.380.810	€ 21.101.193
E 2.3 Environnement	€ 43.385.486	€ 45.874.808	€ 50.296.842	€ 54.128.987	€ 55.857.497
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 14.837.081	€ 18.622.836	€ 24.649.044	€ 35.063.770	€ 36.062.337
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 10.925.050	€ 10.460.473	€ 15.479.669	€ 27.479.868	€ 17.483.655
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 10.783.613	€ 11.955.083	€ 11.736.159	€ 11.584.218	€ 13.475.346
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 121.347.387	€ 161.716.789	€ 163.045.688	€ 149.446.842	€ 5.197.017
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 3.249.749	€ 3.318.661	€ 3.282.515	€ 3.428.080	€ 3.541.432
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	€ 65.593.054	€ 22.092.827	€ 606.442	€ 162.387	
Total général	€ 608.480.064	€ 649.020.247	€ 688.991.578	€ 749.914.953	€ 612.610.160

TABLEAU 15 ÉVOLUTION MONTANTS ANNUELS PROJETS PAR CODE MOTIVATION
(PÉRIODE 2026-2030)

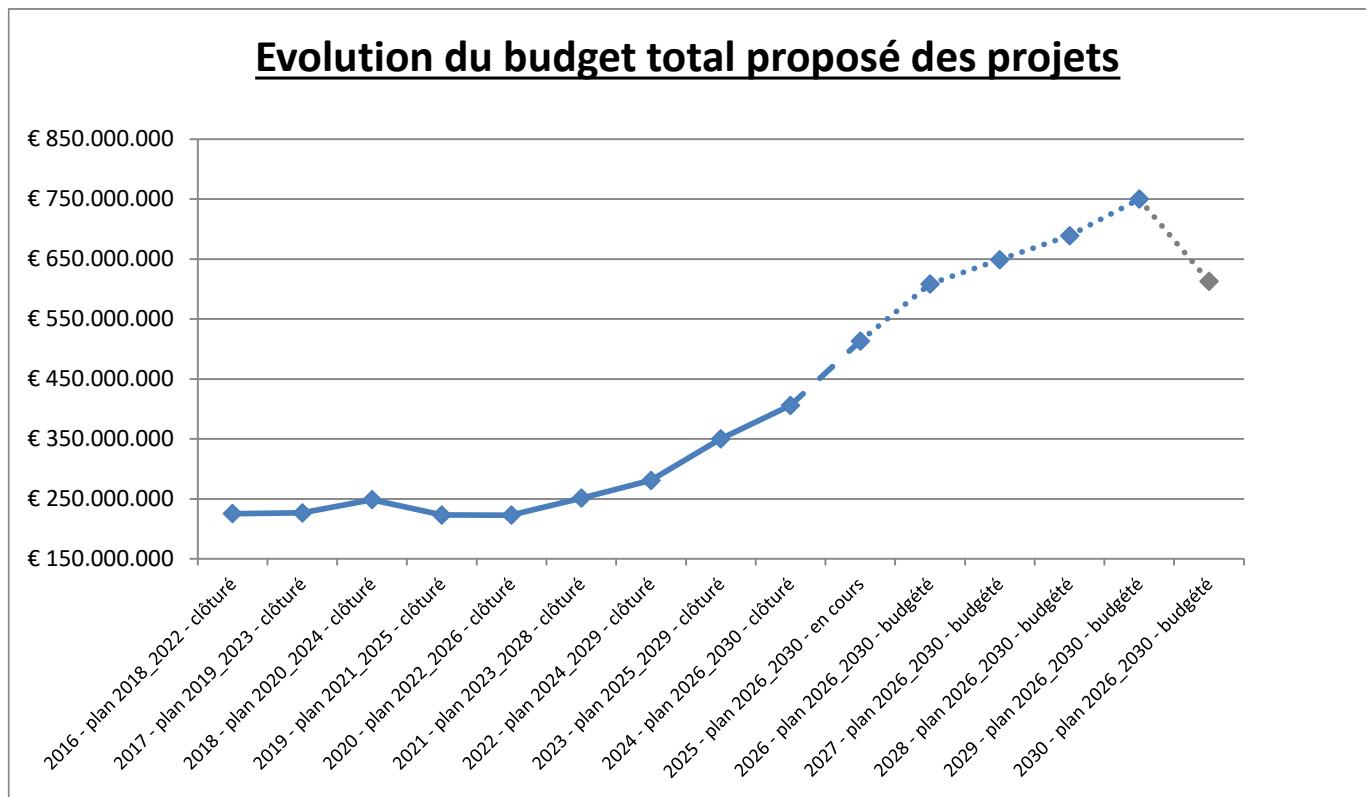
Pour les années à venir les investissements visant à prendre en compte l'augmentation de la consommation, pointes de charge, les raccordements de clients résidentiels et les remplacements de compteurs prennent beaucoup d'ampleur. Les remplacements pour cause de vétusté conservent encore eux aussi une place importante.

Si l'on rassemble les motivations par groupes tels que présentés au Tableau 13, la répartition du budget est la suivante :



GRAPHIQUE 22 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS EN FONCTION DES MOTIVATIONS AGRÉGÉES (PÉRIODE 2026-2030)

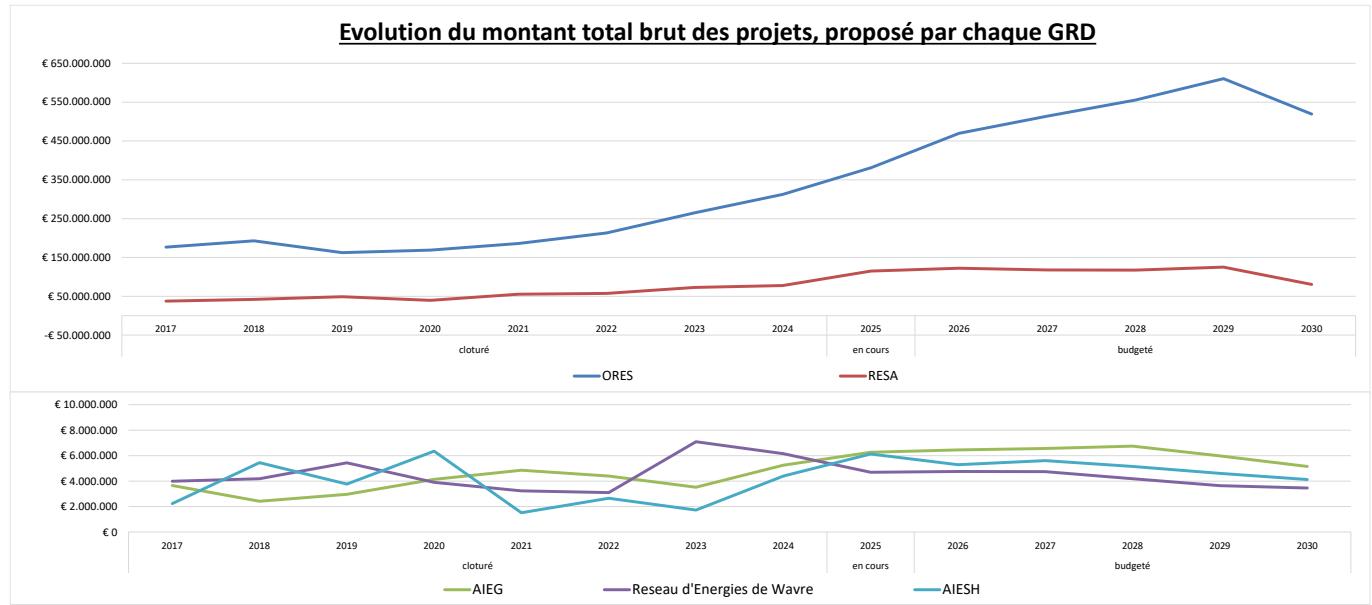
Sur base des données du bilan dressé ci-avant, l'évolution des montants totaux envisagés par les GRD est donc la suivante (pour la région wallonne et par GRD ensuite) :



GRAPHIQUE 23 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PÉRIODE 2016 - 2024 + 2025 - 2030)

Notons d'emblée que la chute qui apparaît pour 2030 s'explique par deux raisons principales. D'une part, le déploiement des compteurs communicants sera terminé et, d'autre part, les prévisions à cette échéance manquent encore de précision.

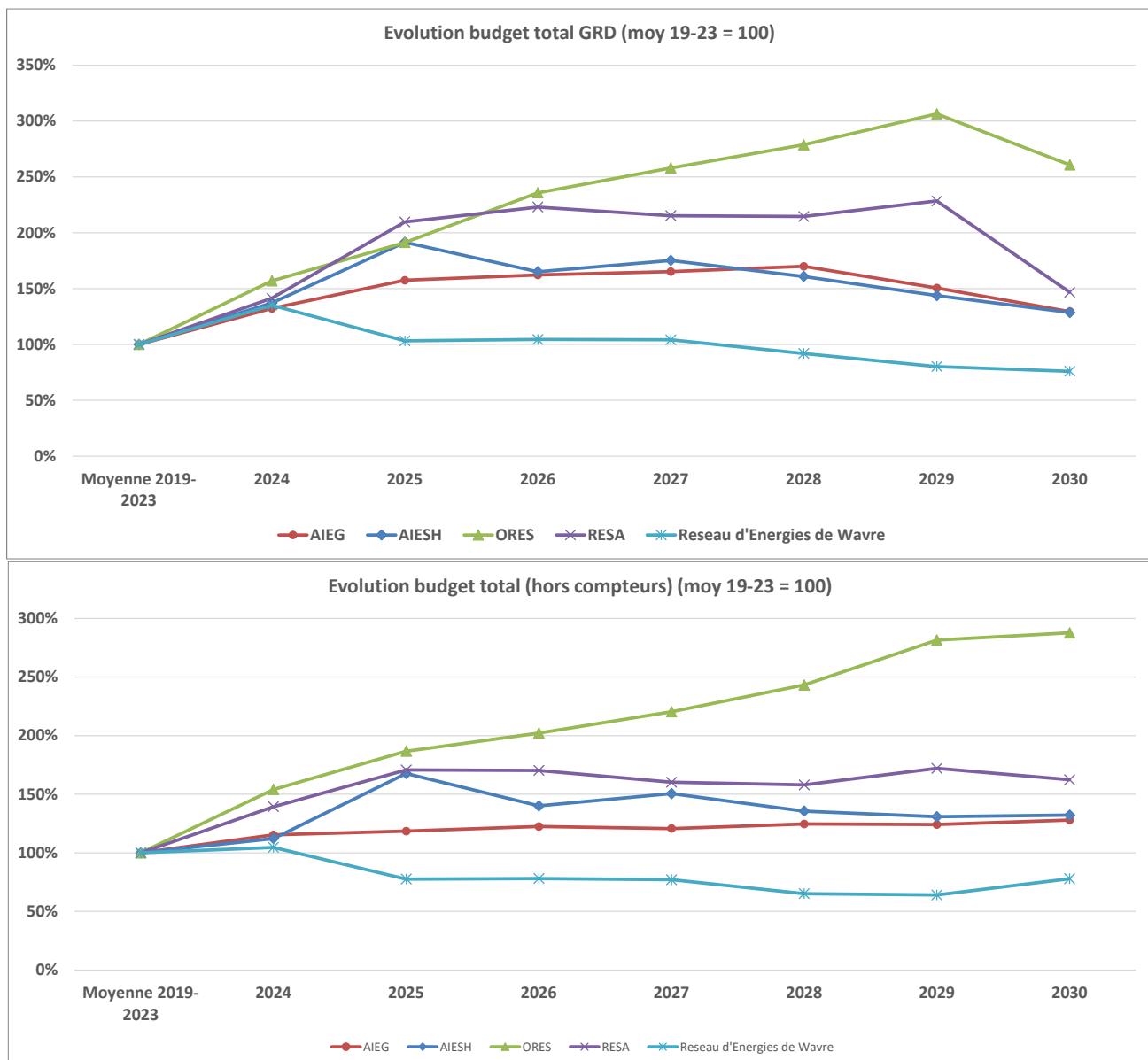
Les autres variations rencontrées s'expliquent en détaillant cette évolution par GRD. Le graphique ci-dessous (réparti sur deux échelles différentes pour permettre de visualiser des réalités qui se trouvent dans des ordres de grandeur différents) donne ce détail.



GRAPHIQUE 24 ÉVOLUTION PAR GRD DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT (PÉRIODE 2017 - 2024 + 2025 - 2030)

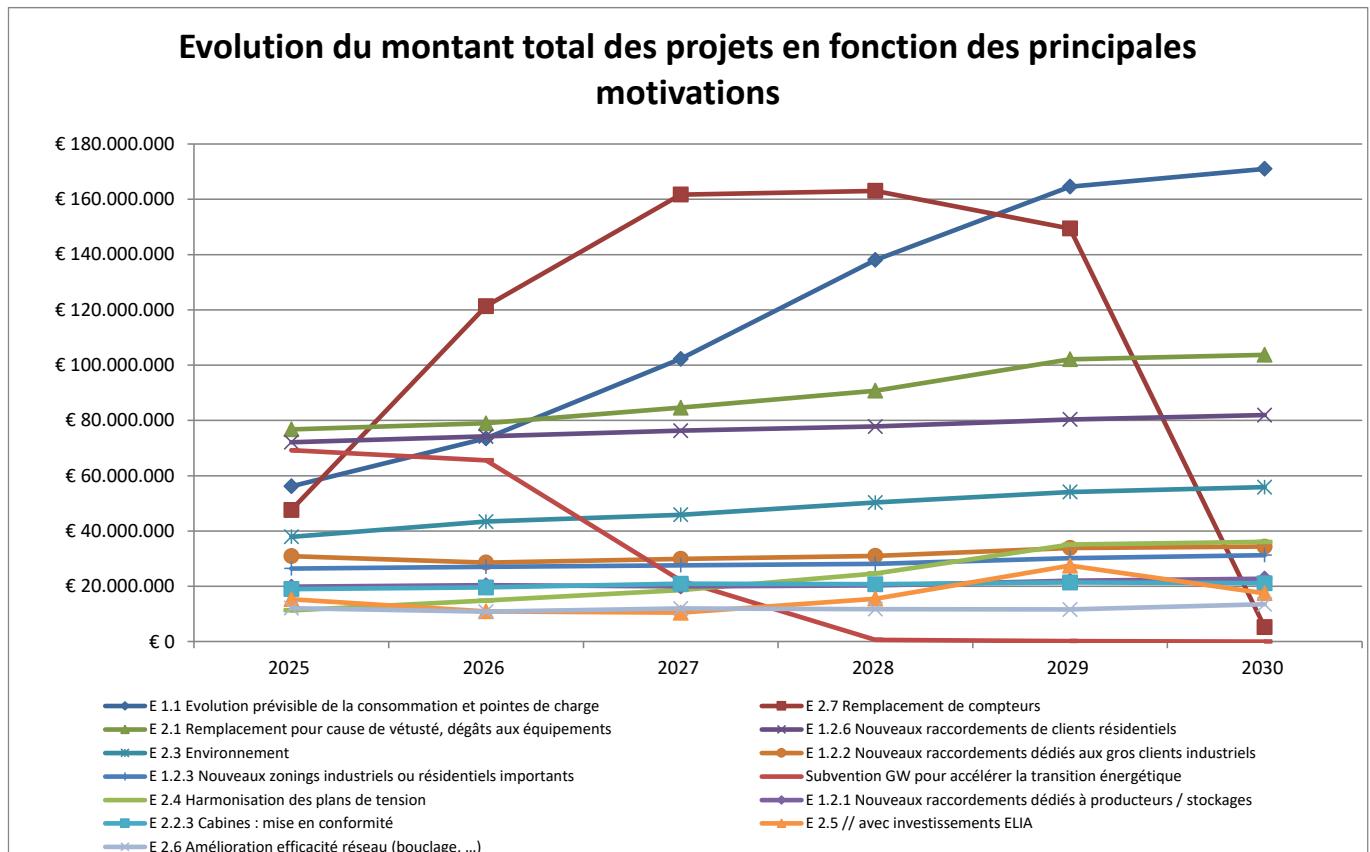
Il est à constater que, par rapport à l'exercice précédent (2024), les derniers plans remis (2025) ont été revus à la hausse pour les années 2025-2029, principalement ORES et RESA.

Le déploiement des compteurs communicants (CC) étant un évènement ponctuel important qui impacte la période à venir, les graphiques suivants montrent, avec et sans le déploiement des CC, l'évolution des budgets pressentis pour les investissements réseaux en prenant la moyenne des investissements réalisés entre 2019 et 2023 comme référence (base 100).



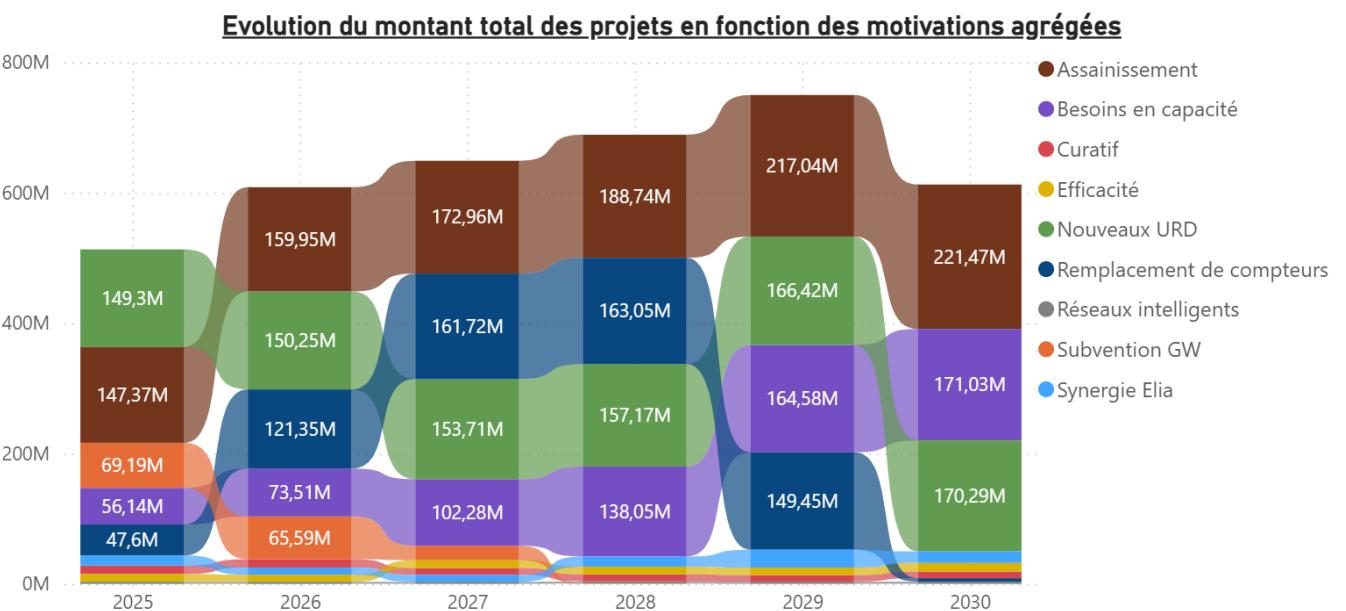
**GRAPHIQUE 25 ÉVOLUTION PAR GRD DU BUDGET TOTAL
(AU DESSUS, AVEC COMPTEURS COMMUNICANTS ; EN DESSOUS, SANS COMPTEURS COMMUNICANTS)**
(Référence = moyenne 2019-2023)

L'analyse des motivations principales d'investissement (représentant au minimum 10 M€ d'investissement sur base annuelle), met en lumière le poids prépondérant du déploiement des compteurs communicants :



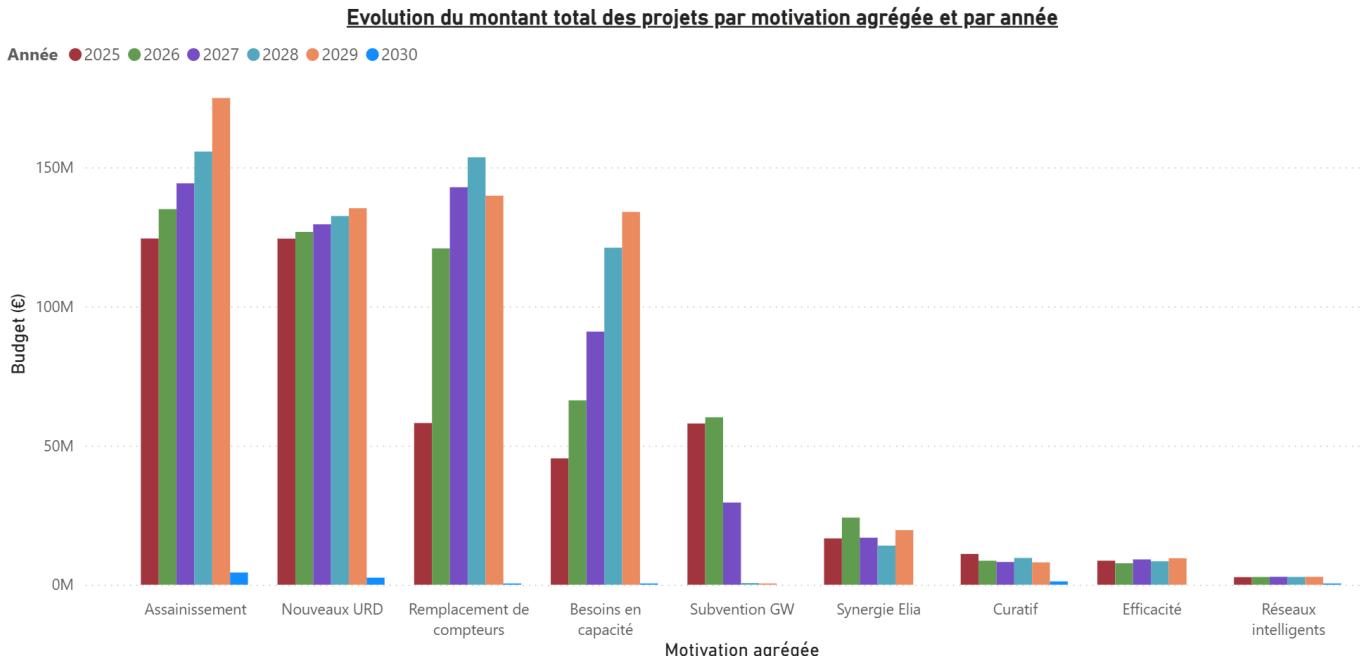
GRAPHIQUE 26 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT EN FONCTION DES PRINCIPAUX CODES DE MOTIVATION (PÉRIODE 2025-2030)

Sur base des motivations agrégées, ce graphe devient :



GRAPHIQUE 27 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT EN FONCTION DES MOTIVATIONS AGRÉGÉES (PÉRIODE 2025-2030)

Le graphe suivant présente les mêmes données sous l'angle des motivations en abscisse. On y constate que les investissements pour les nouveaux URD sont relativement constants, une prise en compte importante des besoins croissants en assainissement et en capacité ainsi que l'effet ponctuel du déploiement des compteurs communicants.



GRAPHIQUE 28 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT EN FONCTION DES MOTIVATIONS AGRÉGÉES (PÉRIODE 2025-2030)

2.4.4 Les postes budgétaires

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

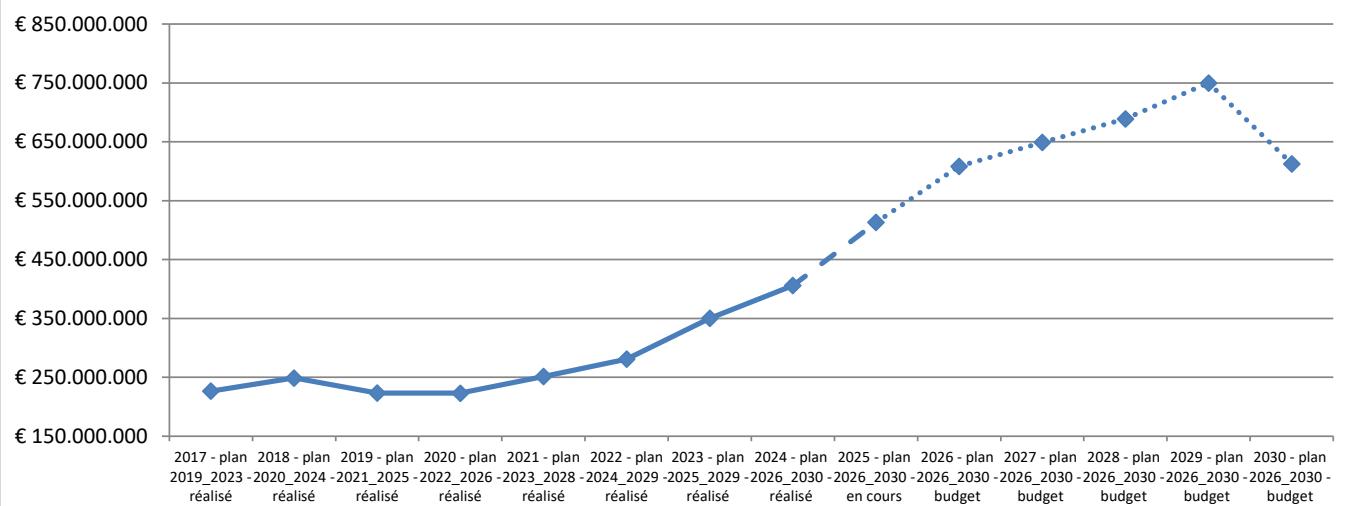
	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	€ 84.664.508	€ 102.533.503	€ 119.994.904	€ 146.619.911	€ 181.990.793	€ 203.676.912	€ 217.357.802	€ 233.442.665	€ 259.322.710	€ 306.599.075	€ 311.412.333
Lignes	€ 16.017.193	€ 17.586.975	€ 21.616.668	€ 22.146.962	€ 24.291.243	€ 29.209.877	€ 34.521.440	€ 42.655.148	€ 51.169.680	€ 63.564.319	€ 64.467.090
Postes	€ 10.554.021	€ 8.569.139	€ 5.320.219	€ 9.548.369	€ 11.750.279	€ 16.692.892	€ 15.282.063	€ 18.816.696	€ 23.050.619	€ 27.268.043	€ 25.820.835
Cabines	€ 33.389.838	€ 35.315.942	€ 35.978.114	€ 43.239.600	€ 52.830.699	€ 65.939.080	€ 74.462.220	€ 78.780.868	€ 83.615.946	€ 89.814.955	€ 89.655.710
Raccordements clients	€ 43.547.440	€ 39.680.551	€ 47.400.236	€ 62.361.011	€ 53.528.365	€ 67.261.633	€ 70.002.348	€ 71.628.357	€ 73.406.297	€ 77.238.314	€ 79.127.602
Comptages	€ 19.471.829	€ 30.135.672	€ 35.372.974	€ 46.767.480	€ 54.912.097	€ 88.678.950	€ 157.710.458	€ 170.860.328	€ 172.599.127	€ 159.421.424	€ 15.288.032
contrôle/transmission	€ 15.502.475	€ 17.437.665	€ 15.288.375	€ 19.429.174	€ 19.911.072	€ 29.829.718	€ 29.238.425	€ 28.181.430	€ 25.827.200	€ 26.008.823	€ 26.838.555
autres (à préciser)	€ 0	€ 0	€ 0	€ 135.682	€ 6.791.017	€ 11.878.236	€ 9.905.306	€ 4.654.754	€ 0	€ 0	€ 0
Total général	€ 223.147.306	€ 251.259.446	€ 280.971.489	€ 350.248.189	€ 406.005.565	€ 513.167.298	€ 608.480.062	€ 649.020.246	€ 688.991.579	€ 749.914.953	€ 612.610.157

TABLEAU 16 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DU MONTANT ANNUEL BRUT (PÉRIODE 2020 - 2030)

À noter que le poste « Autres » représente les montants alloués dans le cadre des projets subventionnés.

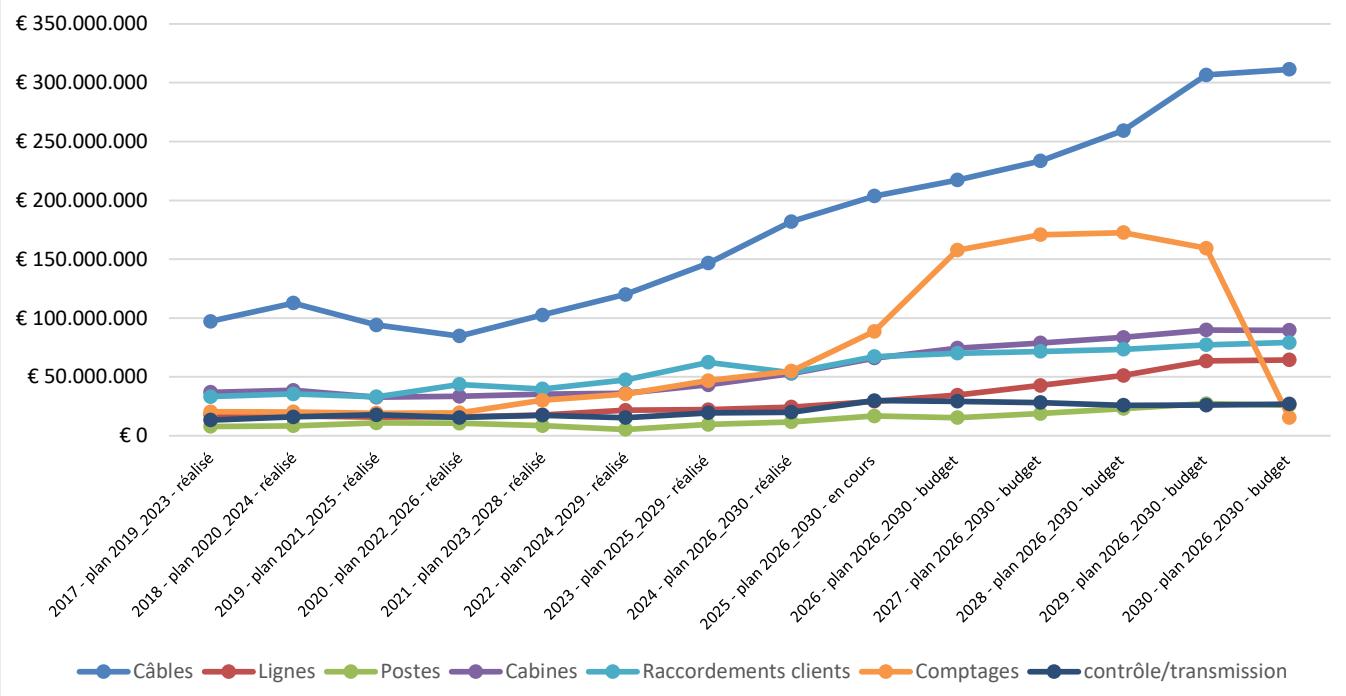
En termes de postes budgétaires et au global, on retrouve donc logiquement exactement la même tendance à la hausse du montant total des investissements bruts proposés que celle constatée au niveau de la découpe par items.

Evolution du budget total brut des postes budgétaires



GRAPHIQUE 29 ÉVOLUTION DU MONTANT TOTAL ANNUEL BRUT DES POSTES BUDGÉTAIRES (PERIODE 2017 - 2030)

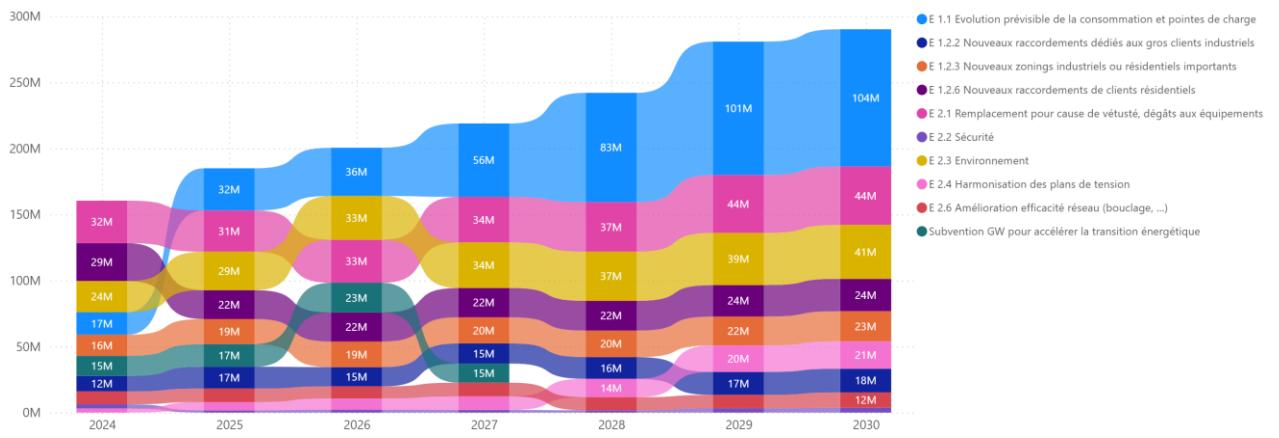
Evolution des budgets bruts par postes budgétaires



GRAPHIQUE 30 ÉVOLUTION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX ANNUELS BRUTS (PÉRIODE 2017 - 2030)

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

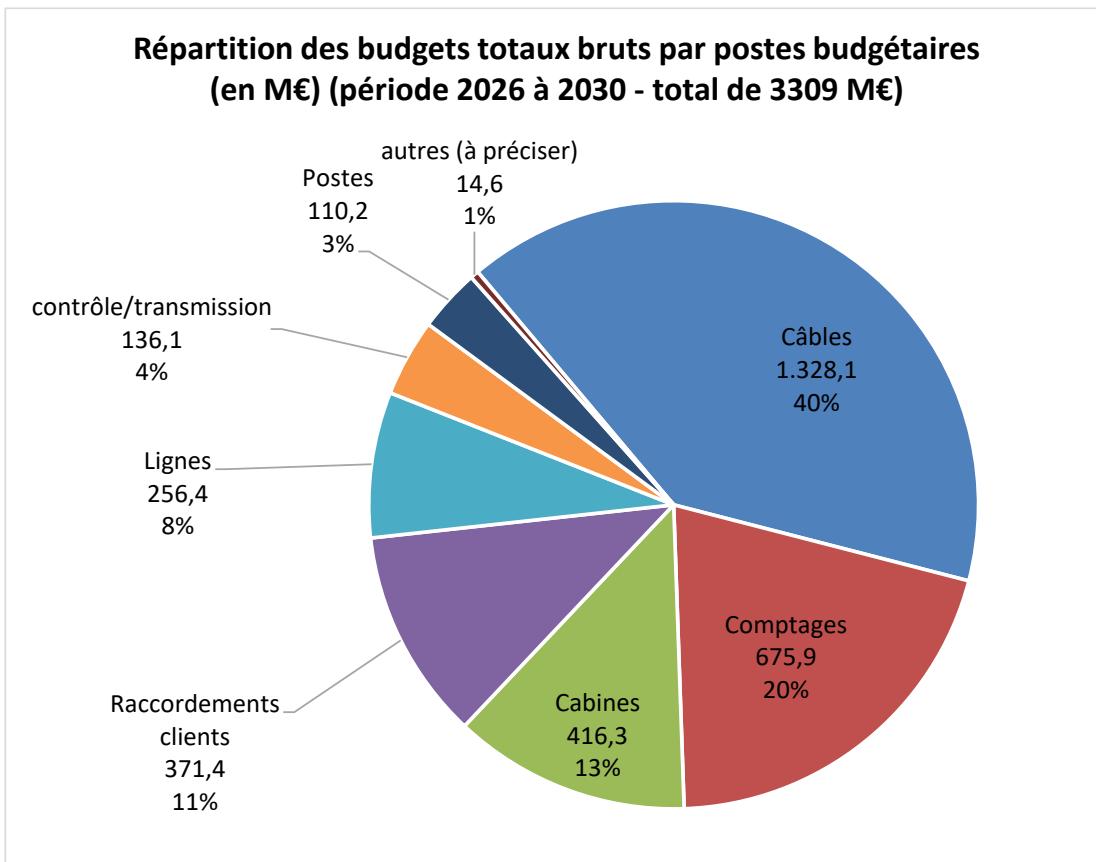
- ✓ Le budget « câbles » demeure le poste le plus important. Les câbles sont en effet un poste important dans de nombreux projets. Les quatre motivations principales de ces projets sont : l'évolution prévisible de la consommation et des pointes de charges, les remplacements pour cause de vétusté, l'environnement (l'obligation pesant sur les GRD d'accorder la priorité à l'enfouissement lors des extensions et du renouvellement des réseaux) et les raccordements de nouveaux clients. Le graphe ci-après montre les motivations qui impactent le plus les poses de câbles.



GRAPHIQUE 31 ÉVOLUTION DES MOTIVATIONS POUR LES INVESTISSEMENTS EN CÂBLES

- ✓ L'augmentation au niveau des « comptages » s'explique par la mise en œuvre massive du déploiement des compteurs communicants pour atteindre l'objectif de 100 % de déploiement à fin 2029. Chez ORES et RESA, ce plan déploiement est partiellement sous-traité via un marché conjoint qui a démarré en 2025.
- ✓ Les « cabines » continueront de nécessiter également des investissements conséquents et en augmentation constante, notamment en raison de la nécessité, conformément aux analyses de risques menées, de la mise en conformité imposée dans le cadre du Code du Bien Être. Au regard de l'augmentation de la consommation mais également de la pointe de charge induite par les futurs nouveaux usages, pour l'alimentation d'un nombre identique d'utilisateurs de réseaux, les GRD envisagent le placement d'un nombre accru de cabines induisant l'extension et le renforcement des réseaux.

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



GRAPHIQUE 32 RÉPARTITION PAR POSTE BUDGÉTAIRE (ITEMS PRINCIPAUX) DES MONTANTS TOTAUX BRUTS (CUMUL PÉRIODE 2026-2030)

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

2.4.5 Les projets subventionnés dans le cadre du décret « smartisation »

Le parlement wallon a adopté le décret du 29 juin 2023 relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique. Il vise des projets ayant pour objectif :

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

Ce décret prévoit d'ailleurs que « *le gestionnaire de réseau de distribution concerné met à jour son plan d'adaptation afin d'y faire apparaître, de manière distincte, le projet financé par la subvention.* »

En pratique, ces projets sont identifiés dans les plans d'adaptation par la motivation « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique ».

Les cinq GRD ont soumis des projets au gouvernement dans le courant de l'été 2023 et ensuite jusqu'en mai 2024. Sans se prononcer sur l'opportunité d'octroyer de tels subsides, la CWaPE a remis son analyse quant à la conformité de chacun de ces projets aux conditions d'octroi éventuel définies dans le décret.

Dans un souci de cohérence dans le suivi de la politique d'investissement des GRD et afin de pouvoir contrôler le respect des missions dévolues aux GRD, la CWaPE a en effet tenu au travers des lignes directrices à ce que ces investissements soient repris explicitement dans les plans d'adaptation mais également qu'ils puissent être individuellement identifiables.

Le gouvernement wallon a arrêté ses décisions d'octroi via plusieurs AGW listés ci-après. Au moment de rédiger ce rapport, le gouvernement n'a pas encore arrêté sa décision pour les derniers projets soumis. Si finalement un de ces projets devait ne pas être subventionné, le GRD concerné devra modifier son plan d'adaptation en conséquence soit en retirant le projet, soit en le reprenant d'initiative avec une autre motivation adéquate.

AGW	Date signature	Titre
AGW_01	14-12-23	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la ORES Assets en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique
AGW_02	14-12-23	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la S.A. RESA Intercommunale en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique
AGW_03	15-02-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la S.C. AIEG en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique
AGW_04	15-02-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la S.C. AIESH en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique

AGW_05	15-02-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la S.A. RESA Intercommunale en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique
AGW_06	15-02-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à la S.C. REW en vue d'améliorer l'efficience énergétique du réseau de distribution, d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et de maîtriser les coûts liés à la transition énergétique
AGW_07	28-03-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à ORES SC en vue de la mise en œuvre de l'opération « Optimisation de la distribution d'énergie » dans le cadre du projet 322 – Améliorer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité – Mesure I-7.17 « RepowerEU » – Plan national pour la reprise et la résilience
AGW_08	28-03-24	Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à RESA en vue de la mise en œuvre de l'opération « Optimisation de la distribution d'énergie » dans le cadre du projet 322 – Améliorer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité – Mesure I-7.17 « RepowerEU » – Plan national pour la reprise et la résilience

TABLEAU 17 IDENTIFICATION DES AGW OCTROYANT LES SUBVENTIONS AUX PROJETS

Il est à noter qu'en 2025 un projet visant à réorienter les subventions du plan « RePowerEU » vers les compteurs communicants, est en discussion. S'il devait devenir effectif, ce projet viserait les subventions accordées à ORES et RESA. Ce projet n'étant pas encore confirmé, les GRD concernés n'ont pas modifié leur plan en conséquence. Enfin, conformément aux dispositions prévues par le décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables, la CWaPE a remis son avis sur les premiers rapports d'avancement des projets remis par les GRD.

L'analyse qui suit est établie en tenant compte de tous les projets soumis et présents dans les plans d'adaptation.

Le tableau suivant dresse la liste de tous les projets subventionnés ayant été accordés ou en attente d'accord.

GRD	Titre	Statut d'octroi	AGW d'octroi
AIEG	I - TÉLÉGESTION ET SURVEILLANCE DES CABINES SECONDAIRES	Accordé	AGW_03
AIEG	II - LES TRANSFORMATEURS AUTOREGULANTS	Accordé	AGW_03
AIEG	Transformateur autorégulant CR Chauffour	Pas encore accordé	
AIESH	Remplacement du réseau de communication smartgrid	Accordé	AGW_04
AIESH	Remplacement des RTUs existants	Accordé	AGW_04
AIESH	Extension des points de télégestion	Accordé	AGW_04
AIESH	Modification des régulateurs de tension HT/MT	Accordé	AGW_04
AIESH	Ajout du module de flexibilité au SCADA	Accordé	AGW_04
AIESH	Financement complémentaire	Pas encore accordé	
ORES	Déploiement accéléré de compteurs communicants sur les circuits les plus exposés aux surtensions	Accordé	AGW_07
ORES	Renforcement des réseaux basse tension (BT) congestionnés par les injections d'électricité issue des panneaux photovoltaïques (PV)	Accordé	AGW_07
ORES	Trajet outils informatiques basse tension (BT)	Accordé	AGW_07
ORES	Smart Grid	Accordé	AGW_01
ORES	Renforcement des réseaux haute tension souterrains (HTS) congestionnés	Accordé	AGW_07
ORES	Compteurs communicants - 2027	Pas encore accordé	
RESA	SCADA-PCE	Accordé	AGW_02

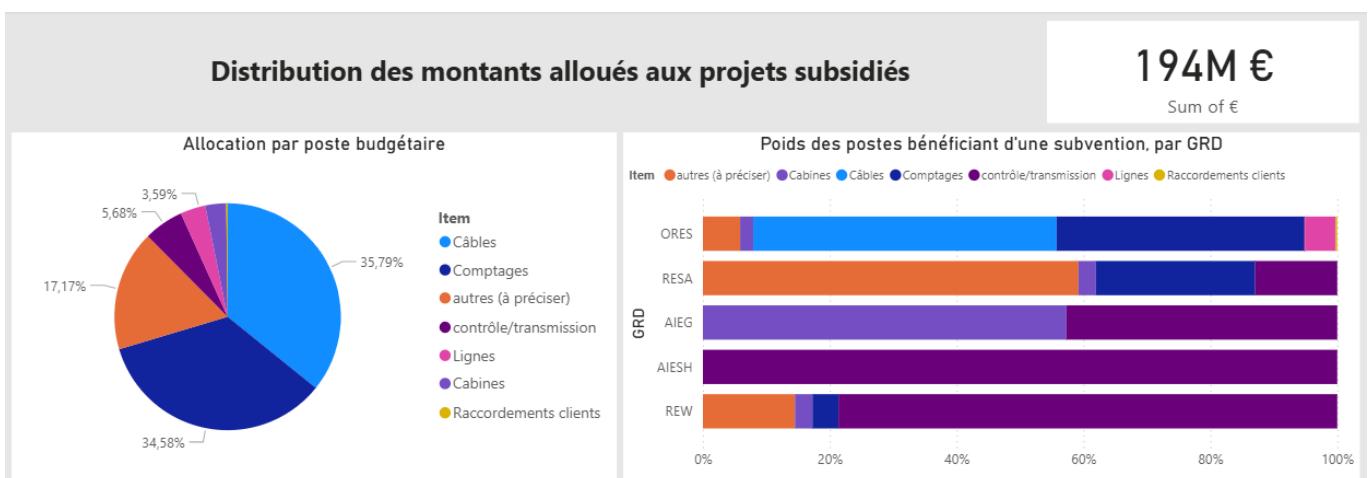
GRD	Titre	Statut d'octroi	AGW d'octroi
RESA	Logiciels d'observabilité du réseau - Outils informatiques smartgrid	Accordé	AGW_04
RESA	Compteurs communicants pour les prosumers	Accordé	AGW_04
RESA	Capteurs d'observabilité du réseau	Accordé	AGW_04
RESA	Logiciels d'observabilité du réseau - Outils informatiques smartgrid	Accordé	AGW_08
RESA	Compteurs communicants pour les prosumers	Accordé	AGW_08
RESA	Compteurs communicants	Pas encore accordé	
REW	1. Télégestion et surveillance des cabines de dispersion	Accordé	AGW_06
REW	2. Télégestion et surveillance des cabines de distribution		
REW	2.1 Installation d'armoire RTU	Accordé	AGW_06
REW	2.2 Télégestion et surveillance des TGBT (tableau général basse tension)	Accordé	AGW_06
REW	2.3 Installation de compteurs communicants en cabine de distribution	Accordé	AGW_06
REW	3. Déploiement réseau fibre optique	Accordé	AGW_06
REW	4. Intégration des alarmes compteurs communicants sur le support SIG	Accordé	AGW_06
REW	Transformateur autorégulant 630 kVA	Pas encore accordé	

TABLEAU 18 IDENTIFICATION ET STATUT DES PROJETS SUBVENTIONNÉS

Il est intéressant de constater que les principaux postes budgétaires impliqués dans les projets de smartisation sont les câbles, le comptage et les logiciels d'observabilité du réseau.

Sous le poste « comptages », c'est le compteur communicant qui est indiscutablement choisi comme élément structurant de la smartisation des réseaux pour ses capacités à communiquer et à mesurer la valeur de la tension. Le déploiement d'un nombre élevé, et géographiquement bien répartis, de compteurs permettrait donc aux GRD d'établir une cartographie précise des problèmes éventuels de tension au sein de leur réseau.

Le contrôle/transmission complète logiquement cette approche par le monitoring et le contrôle en temps réel de points stratégiques (nœuds) des réseaux.



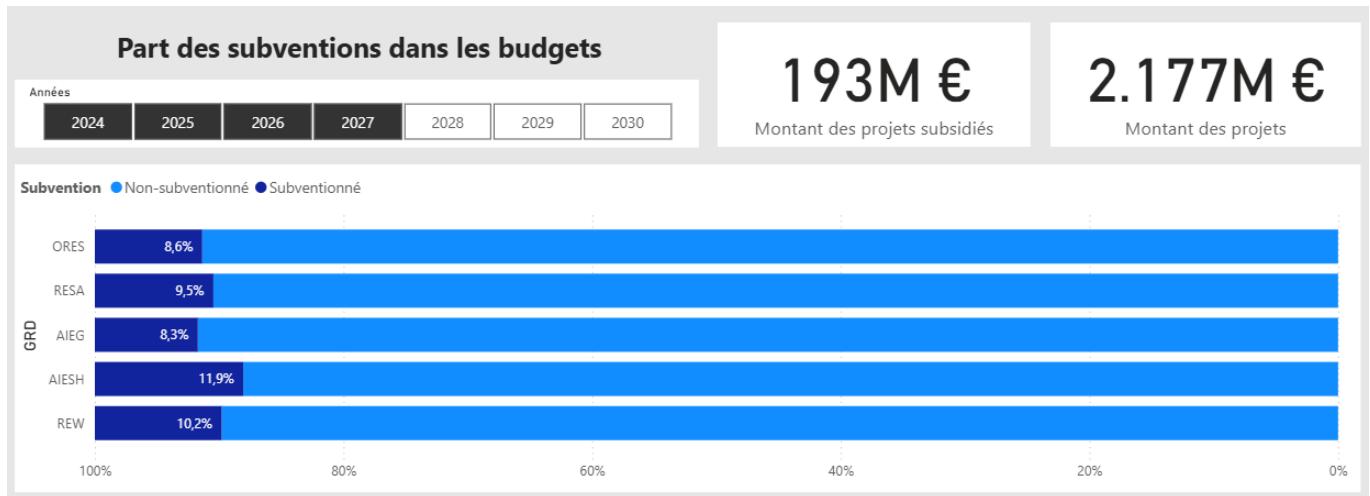
GRAPHIQUE 33 DISTRIBUTION DES MONTANTS ALLOUÉS AUX PROJETS SUBSIDIÉS*

* Autres (à préciser) reprend les postes budgétaires suivants :

- Chez RESA : Logiciels d'observabilité du réseau et SCADA ;
- Chez REW : Moyens Informatiques et équipements de communication ;
- Chez ORES : Projets IT.

Il faut souligner que pour chaque GRD, les projets subventionnés représentent une partie significative de leur budget d'investissement dans les réseaux. Cette proportion peut atteindre près de 12 % des montants qui sont investis sur les années 2024 à 2027 (années sur lesquelles se concentrent les plannings des projets subventionnés).

Tous GRD confondus, les subventions représentent environ 9 % des investissements de cette même période.



GRAPHIQUE 34 PART DES SUBVENTIONS DANS LES BUDGETS

Comme déjà précisé précédemment, la CWaPE a rendu, au gouvernement ainsi qu'aux GRD, son analyse projet par projet, sur base de fiches « projets » produites par les GRD au cours de l'été 2023, au printemps 2024. Ces analyses portaient principalement sur la conformité de ces projets au décret électricité. L'analyse complémentaire de ces projets au travers des plans d'adaptation leur apporte un nouvel éclairage et permet en particulier d'apprécier l'importance des subventions par rapport à l'investissement BAU². Comme indiqué ci-dessus, il s'agit de 9 % supplémentaires.

2.4.6 Les investissements en développements informatiques

Le décret du 5 mai 2022 a introduit explicitement dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité, à l'article 15 §2 3°, la nécessité de décrire « les moyens informatiques et équipements de communication » dans les plans d'adaptation. La CWaPE a limité cette exigence à une description qualitative de ces moyens.

Les développements informatiques représentant une part de plus en plus importante des budgets des GRD, la CWaPE a mandaté un audit chez ORES et RESA concernant ce type de dépenses. Celles faisant partie des investissements couverts par les plans d'adaptation sont visées également.

D'une part, cet audit indique que les principes de gouvernance informatique mis en place chez ORES et RESA apparaissent globalement alignés avec les bonnes pratiques internationales, notamment COBIT et ITIL.

Toutefois, il y a lieu de constater des écarts notables entre les principes formellement établis et leur mise en œuvre effective, en particulier concernant la justification économique des projets et la recherche d'efficience.

D'autre part, les dépenses IT d'ORES et de RESA pour la période 2019-2023, rapportées au chiffre d'affaires, dépassent significativement la borne haute des références du secteur. Par ailleurs, les deux GRD n'ont pas démontré d'efforts significatifs pour identifier les gains de productivité ou les économies d'investissements réseau que l'IT aurait pu générer sur cette période.

Plusieurs axes d'amélioration ont dès lors été identifiés et communiqués aux GRD concernés.

² Business As Usual

La CWaPE considère que cet audit offre un excellent outil de gestion aux deux GRD, leur permettant *in fine* d'améliorer leur gouvernance, surtout dans son application pratique, ainsi que les services et projets IT rendus à ses départements internes et au consommateur final d'électricité et de gaz.

Les GRD sont amenés à poursuivre l'exécution de leur roadmap IT afin d'accompagner la transition énergétique dans les réseaux de distribution.

La CWaPE continuera à suivre avec attention, dans le cadre de ses missions de régulation et de contrôle, la roadmap IT et la poursuite de sa mise en œuvre dans les mois et années à venir, indispensable pour une transition énergétique réussie et au meilleur coût pour la Wallonie.

Lorsque les investissements en développements informatiques sont financés par les subventions du gouvernement wallon, les GRD doivent détailler les montants de ces investissements. Ces cas de figure sont décrits au § 2.4.5.

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

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

2.4.8 Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités

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

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

2.4.9 L'accès à la puissance

Selon les plans d'adaptation basés sur les cahiers noirs d'octobre 2024 (qui sont la base de travail des GR fixée par la CWaPE en début d'exercice), les postes qui approchent de la saturation en prélevement, sont bien suivis par les GRD, et les projets nécessaires sont bien planifiés en concertation avec Elia.

Cependant, en parallèle de l'exercice d'analyse des plans d'adaptation, la CWaPE fait plusieurs constats :

- Premièrement, un certain nombre d'URD se sont vu refuser leur accès au réseau en 2025. La CWaPE rappelle qu'en cas de refus, le gestionnaire de réseau a le devoir de transmettre à la CWaPE dans les trente jours les informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour adapter le réseau, comme l'exige l'article 26, § 2, du décret électricité. Il est indispensable pour la CWaPE d'être informée par les gestionnaires de réseau des refus d'accès afin d'avoir une vue exhaustive des éventuels problèmes relatifs à l'accès à la puissance.
- Deuxièmement, la CWaPE constate qu'une partie des problèmes d'accès à la puissance se situe en amont des réseaux des GRD, sur le réseau de transport (fédéral ou local) et ne font pas directement l'objet d'une analyse dans le cadre des plans d'adaptation des GRD, malgré qu'elles soient d'une importance cruciale pour ceux-ci et limite dans certains cas la capacité des postes à une valeur inférieure à leur Sn-1, limitant d'autant la capacité disponible au niveau du poste (cas des postes de Basse-Wavre et de Bierges chez REW).
- Troisièmement, la CWaPE a été informée, lors d'un « GT puissance » mis en place par le cabinet, d'une dégradation importante de la situation au niveau de la saturation des postes. Il est également important de noter qu'une version mise à jour des cahiers noirs³ a été rendue disponible et dresse la situation en date du 1^{er} octobre 2025, cette mise à jour du document confirme la dégradation de la situation. À noter que ce point sera examiné dans le cadre du projet de plan d'adaptation 2026-2036 du gestionnaire du transport local, Elia.

Face à ces constats, la CWaPE envisagera plusieurs axes d'amélioration.

- D'une part, la CWaPE demande de pouvoir disposer de prévisions de consommation (cahiers noirs) mis à jour aussi souvent que nécessaire et que les données qui les constituent aient fait l'objet d'une double validation afin de vérifier que les données consignées par Elia correspondent bien aux demandes introduites par le GRD, tant au niveau des puissances que de la chronologie des évolutions attendues.
- D'autre part, la CWaPE est favorable à l'établissement d'une méthodologie conjointe aux gestionnaires de réseaux permettant d'affiner les prévisions des flux en ce compris l'évolution des réseaux basse tension. La CWaPE note que certains gestionnaires ont pris cette initiative et elle prône son extension à l'ensemble gestionnaires de réseaux étant donné l'impact potentiellement important attendu au niveau des postes sources. La CWaPE souhaite être tenue informée par les GRD de cette méthodologie. Cette méthodologie devrait notamment tenir compte de coefficients de foisonnement raisonnables, ainsi que des mesures de flexibilité.

3 AVIS DE LA CWAPE

La CWaPE acte l'issue de la procédure d'établissement du plan d'investissement 2026-2030 des différents GRD en application des dispositions décrétale en vigueur au moment du délai légal fixé pour l'introduction de leur projet auprès de la CWaPE (2 mai 2025) et suivant le schéma établi dans les lignes directrices publiées sur son site Internet.

³ Les « Cahiers Noirs » également appelé « Forecast » constituent un plan de prévision des consommations électriques à 7 ans au niveau des postes sources. Consolidé par Elia et résultat d'une concertation avec les gestionnaires des réseaux de distribution, ce document est élaboré à partir des données mesurées au cours de l'hiver précédent l'exercice et tente, sur la base des dernières informations connues, de modéliser les prévisions de charge à un horizon de 7 ans. Ils donnent pour chaque poste la capacité disponible en situation dégradée. Cette prédiction constitue un élément essentiel pour le dimensionnement des infrastructures.

En application de l'article 15⁴ du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la CWaPE a examiné les différents plans d'adaptation (en ce compris leurs annexes) rentrés par les GRD en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement des réseaux dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

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

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

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

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

Concernant les réalisations en 2024

La CWaPE prend bonne note de la situation des réseaux aux 31 décembre 2024. La CWaPE note toutefois que les réalisations ont été, pour certains GRD (notamment ORES et RESA), légèrement supérieures aux prévisions. Ces GRD parviennent ainsi, pour l'instant, à tenir leurs engagements face aux augmentations des investissements tels que prévus, et même à faire plus.

Chez REW également, les quantités réalisées ont été plus élevées que prévues sous l'effet d'opportunités de partages de tranchées avec d'autres opérateurs.

Pour l'AIEG et l'AIESH, la situation est plus contrastée avec des quantités réalisées inférieures aux prévisions. De manière globale, les coûts de réalisation sont significativement plus élevés que prévus.

Concernant les réalisations en cours en 2025

Les données pour l'année en cours 2025 ont été analysées et n'ont pas fait l'objet de remarque importante.

Concernant le plan pour la période 2026-2030

La CWaPE constate tout d'abord que, concernant les compteurs communicants, les GRD ont tous intégré une trajectoire de déploiement visant à équiper 100 % des raccordements des URD BT <= 56 kVA au 31 décembre 2029 tel que l'impose le décret.

Concernant les autres investissements, lors de l'exercice précédent pour lequel les GRD avaient rentré des plans d'adaptation dont les grands axes étaient les mêmes que cette année, la CWaPE avait demandé de « détailler davantage l'anticipation de l'évolution des flux sur leurs réseaux respectifs et de les mettre en lien avec les réseaux comparables ». Cette demande a été rencontrée chez tous les GRD. À cet égard, la CWaPE a eu des discussions bilatérales avec les GRD en vue de mieux appréhender les hypothèses de travail qui sous-tendent leurs plans. Celles-ci ont globalement répondu aux attentes de la CWaPE.

Concernant l'accès à la puissance, la CWaPE rappelle à toutes fins utiles que seules les congestions rencontrées sur les réseaux de distribution ont été traitées dans le cadre de l'analyse des plans d'adaptation des GRD sur la base d'une photo réalisée en début d'exercice. La CWaPE sera attentive aux évolutions rapides susceptibles d'impacter les réseaux. Les congestions rencontrées sur les réseaux amont d'Elia seront abordées dans le cadre de l'examen en cours du projet de plan d'adaptation d'Elia 2026-2036.

⁴ Tel qu'en vigueur au moment de la remise des plans 2026-2030.

Au niveau des postes source, l'analyse des capacités disponibles a été menée sur base des dernières informations disponibles au moment de l'analyse ; c'est-à-dire les informations contenues dans la version datée du 8 octobre 2024 des cahiers noirs. Les éventuels dépassements ont fait l'objet de discussions avec les GRD concernés, au regard des investissements pressentis pour y faire face en termes d'accord sur les solutions techniques et des délais envisagés.

La CWaPE ne peut toutefois exclure la possibilité que les investissements prévus aux postes source, en parallèle avec Elia, soient insuffisants pour permettre aux GRD concernés de faire face à leurs obligations.

Les incidences liées à cette nouvelle situation feront l'objet d'un suivi assidu de la CWaPE au plus tard lors de la révision des plans d'adaptation. Une révision anticipée de ces derniers pourrait être envisagée si nécessaire.

Au niveau des feeders MT, les feeders les plus chargés sont situés chez RESA. Certains feeders, pour lesquels RESA anticipe une saturation (charge > à 100%) à l'horizon 2030, seront prochainement sous une surveillance accrue et RESA signale à la CWaPE qu'il prendra les dispositions nécessaires en cas de situation critique. La CWaPE demande toutefois à RESA d'étudier et d'insérer dans le prochain exercice de plan d'adaptation, les projets nécessaires pour désengorger les feeders qui sont ou seront à terme en situation critique.

Dans l'état actuel des choses, deux tendances distinctes peuvent être constatées dans les politiques respectives d'investissements des GRD (voir §2.4.3, Tableau 14). L'une consiste en une augmentation très importante des investissements, l'autre en une certaine stabilité des investissements voire même à une légère diminution en fin de période.

Une partie de cette différence peut s'expliquer par des situations actuelles différentes notamment en termes d'état de vétusté des réseaux, lequel peut engendrer une nécessité d'assainissement accrue.

Au-delà de cette différence, c'est l'évaluation de l'impact de l'électrification des usages en réponse aux défis de la transition énergétique qui s'apprécie différemment selon les GRD. En effet, ORES par exemple considère qu'une forte augmentation des flux d'énergie doit être anticipée alors que REW table sur une lente diminution du prélèvement (0 à -1 % par an) accompagnée d'une légère augmentation du besoin en capacité aux postes (4 % sur 6 ans). Cette différence d'interprétation des données macro-économiques qui s'applique pourtant de manière globale à la Wallonie interpelle. Pourtant, malgré la demande de vérification des hypothèses de chacun, de la part de la CWaPE, tous les GRD ont confirmé que leur approche était bien adaptée à leurs réseaux respectifs, compte tenu de leurs spécificités propres et historiques.

Comme expliqué ci-dessus au § 2.4.9, la CWaPE est favorable à l'établissement d'une méthodologie conjointe aux gestionnaires de réseaux de distribution et de transport permettant de prévoir les évolutions des flux et d'en avoir une vision commune. Les réalisations du groupe de travail « GT Puissance » devraient être intégrée dans cette méthodologie.

Au terme de son examen et des divers échanges avec les GRD, la CWaPE n'a pas décelé d'insuffisance dans la planification présentée, ni d'incohérence dans les choix techniques proposés, de nature à entraver la bonne exécution des missions imparties aux GRD, notamment en termes de sécurité, de fiabilité et de l'efficacité des réseaux.

De manière individuelle, la CWaPE relève de manière non exhaustive les principaux points d'attention suivants, dont les détails ont été transmis par courriers aux différents GRD.

Pour AIEG :

La CWaPE estime que la planification des différents investissements doit continuer de faire l'objet d'une attention particulière pour anticiper les besoins futurs mais également réduire l'écart entre prévisions et réalisations.

La CWaPE ne perçoit pas de risque à court terme lié aux difficultés à réaliser les quantités prévues initialement lors des deux dernières années. Bien que cet écart entre prévision et réalisation n'ait pas provoqué d'actualisation des prévisions pour les années à venir, la CWaPE ne s'oppose pas à la mise en œuvre du plan d'adaptation de l'AIEG. Néanmoins, étant donné le contexte actuel, mêlant l'électrification des usages et la volatilité des coûts aux contraintes administratives et techniques, la CWaPE insiste sur la nécessité pour les GRD d'anticiper davantage les évolutions à venir et à s'assurer que son réseau soit en mesure d'accueillir et d'alimenter les nouveaux usages en temps et en heure.

Concernant le changement de désignation de GRD pour la commune de Brunehaut à la faveur de l'AIEG, s'agissant d'un changement important du périmètre du GRD, la CWaPE attend sa prise en compte dans le plan d'adaptation dès l'an prochain.

Pour AIESH :

La CWaPE estime que la planification des différents investissements doit continuer de faire l'objet d'une attention particulière pour anticiper les besoins futurs mais également réduire l'écart entre prévisions et réalisations.

La CWaPE ne perçoit pas de risque à court terme lié aux difficultés à réaliser les quantités prévues initialement lors des deux dernières années. Elle ne s'oppose dès lors pas à la mise en œuvre du plan d'adaptation de l'AIESH. Néanmoins, étant donné le contexte actuel, mêlant l'électrification des usages et la volatilité des coûts aux contraintes administratives et techniques, la CWaPE insiste sur la nécessité pour les GRD d'anticiper davantage les évolutions à venir et à s'assurer que son réseau soit en mesure d'accueillir et d'alimenter les nouveaux usages en temps et en heure.

Pour ORES :

Au regard des années précédentes, la CWaPE constate qu'ORES a maintenu des ambitions très significativement revues à la hausse par rapport à la période tarifaire précédente 2019-2023.

La CWaPE soutient ORES dans ses démarches et hypothèses visant à prendre en compte la spécificité de la période de transition énergétique dans laquelle nous nous trouvons actuellement et à anticiper ses besoins.

La CWaPE ne peut cependant exclure la possibilité que les investissements prévus aux postes source, en parallèle avec Elia, soient insuffisants pour permettre à ORES de faire face à ses obligations et demande à ORES d'y remédier le cas échéant.

La CWaPE a bien pris note (cf. réponse ORES aux notes de réunion, page 86) qu'une nouvelle version du plan d'adaptation, tenant compte de ces travaux complémentaires aux postes concernés, serait fournie par ORES lorsque les solutions seront définies et dans la mesure où les hypothèses sous-jacentes se concrétiseraient. La CWaPE est disponible pour examiner une révision du plan d'adaptation d'ORES.

Pour RESA :

La CWaPE constate que RESA a également maintenu des ambitions très significativement revues à la hausse par rapport à la période tarifaire précédente 2019-2023.

La CWaPE invite RESA à poursuivre le développement de sa méthodologie d'extrapolation des charges des feeders MT et à étudier et insérer au plan d'adaptation, le plus rapidement possible, les projets nécessaires pour désengorger les feeders qui sont ou seront à terme en situation critique.

La CWaPE s'inquiète de voir le budget « évolution de la consommation et des pointes de charges » revu significativement à la baisse depuis le plan 2024-2029, dans un contexte où l'accès à la puissance devient de plus en plus critique et demande donc à RESA de bien vérifier ses besoins en la matière, de manière à anticiper le plus correctement possible la transition énergétique en cours.

Pour le Réseau d'Énergies de Wavre :

La CWaPE ne perçoit pas de risque à court terme relatif aux investissements sur le réseau du REW. Elle ne s'oppose dès lors pas à la mise en œuvre du plan d'adaptation de REW. Néanmoins, étant donné le contexte actuel, mêlant l'électrification des usages et la volatilité des coûts aux contraintes administratives et techniques, la CWaPE insiste sur la nécessité pour les GRD d'anticiper davantage les évolutions à venir et à s'assurer que son réseau soit en mesure d'accueillir et d'alimenter les nouveaux usages en temps et en heure.

La CWaPE prend acte des doutes évoqués par REW concernant la puissance disponible en amont des postes sources de Basse-Wavre et de Bierges. Elle ne manquera pas d'interpeller le GRT dans le cadre de l'analyse de son plan d'investissement 2026-2036.

D'une manière générale, la CWaPE rappelle et insiste pour que tous les efforts de respect des consignes décrites dans les lignes directrices soient maintenus.

Enfin, la CWaPE rappelle qu'elle ne se prononce pas ici sur les investissements concernant l'IT, pour lesquels un audit chez certains GRD a été mené et suite auquel un plan d'action pouvant impacter l'exercice lié aux plans d'adaptation est en cours d'élaboration.

4 MISE EN ŒUVRE DE LA « FEUILLE DE ROUTE DE LA CWAPE VERS LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE »

Conformément à ses engagements en matière de développement durable, la CWaPE mentionne dans ses avis les ODD impactés.

Référence des Objectifs

Descriptif des Objectifs de développement durables tels que définis par les Nations Unies

(cfr <https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/objectifs-de-developpement-durable/>)

7 ÉNERGIE PROPRE
ET D'UN COÛT
ABORDABLE



Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable

9 INDUSTRIE,
INNOVATION ET
INFRASTRUCTURE



Bâtir une infrastructure résiliente, promouvoir une industrialisation durable qui profite à tous et encourager l'innovation

* *
*

5 ANNEXES

5.1 ANNEXE I : Note d'examen des plans

5.1.1 Examen des projets rentrés

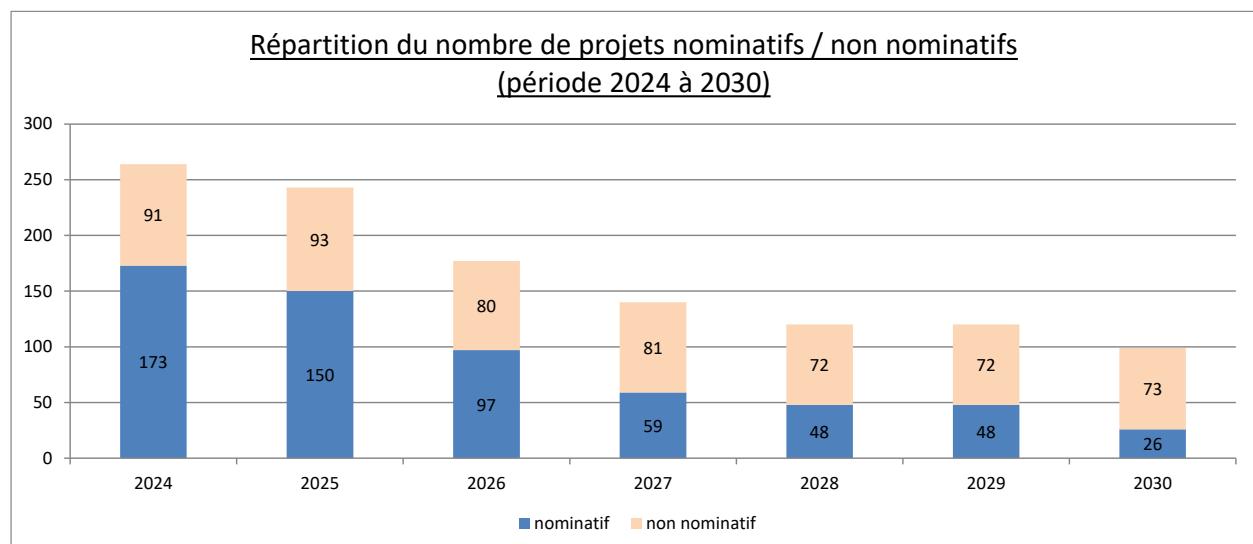
L'examen s'est déroulé suivant les conditions et la procédure décrites au chapitre 1.3. La CWaPE a analysé les projets rentrés par les différents GRD et des remarques individuelles ont été transmises aux dates mentionnées dans le tableau 1.

Pour les graphiques et autres tableaux repris dans la suite de ce chapitre, il convient de garder en mémoire les réserves formulées ci-avant, notamment celles portant sur la période 2026-2030.

5.1.2 Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans

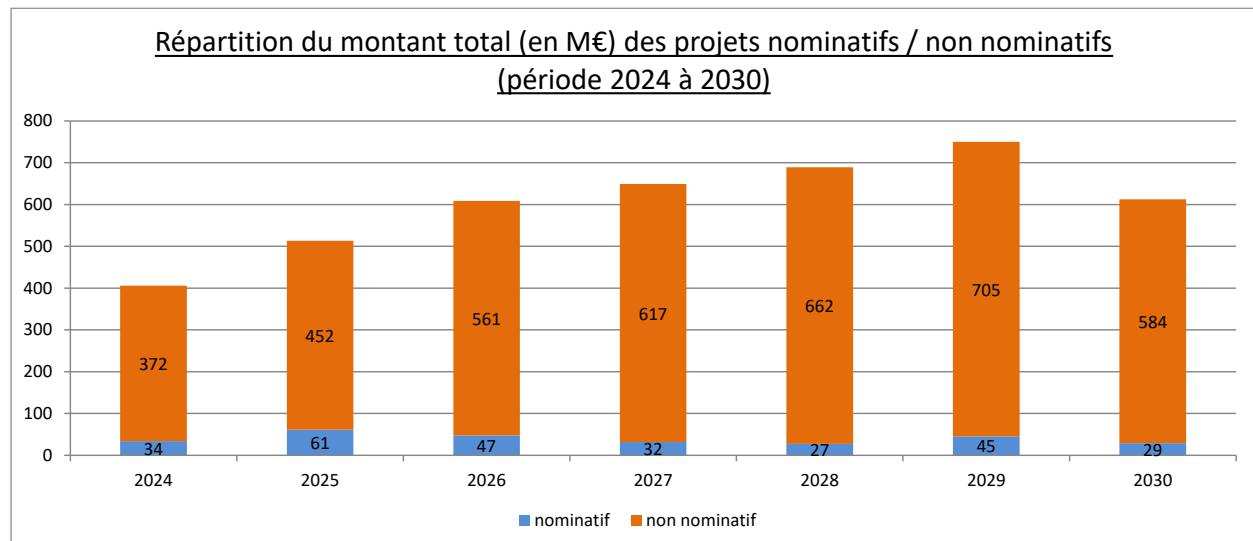
Même si les plans introduits ont généralement une portée qui peut aller jusqu'à cinq ans, en matière de réalisation de chantiers et exceptions faites pour les investissements aux frontières avec Elia qui nécessitent des planifications plus anticipées, des prévisions à plus de six mois demeurent souvent 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 (disponibilité du matériel sur les marchés, délais d'attente pour leur acquisition, 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 35 ÉVOLUTION ET RÉPARTITION DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS (PÉRIODE 2024 - 2030)

Le graphique ci-après donne une idée de l'évolution des montants financiers (réalisés ou proposés par les GRD selon les années concernées) et relatifs à la répartition entre projets nominatifs et non nominatifs :



*GRAPHIQUE 36 RÉPARTITION DU MONTANT TOTAL DES PROJETS NOMINATIFS / NON NOMINATIFS
(PÉRIODE 2024 À 2030)*

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

5.1.3 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.

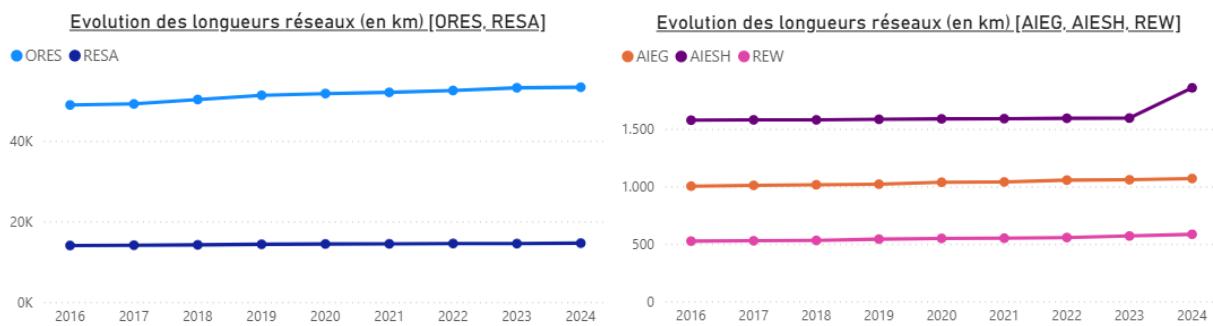
5.1.3.1 Évolution des réseaux depuis 2016

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

Evolution des longueurs réseaux (en Kms)

annéeRapport	AIEG	AIESH	GASELWEST	INFRAZ PBE	ORES	RESA	REW	Total
2016	1.003	1.576	857	763	48.919	14.048	524	67.689
2017	1.010	1.579	859	766	49.189	14.113	527	68.042
2018	1.015	1.579	869		50.279	14.196	530	68.469
2019	1.020	1.584			51.326	14.336	542	68.807
2020	1.037	1.588			51.764	14.425	548	69.362
2021	1.039	1.590			52.057	14.457	550	69.693
2022	1.055	1.593			52.522	14.540	556	70.266
2023	1.058	1.595			53.198	14.513	569	70.933
2024	1.069	1.858			53.328	14.625	584	71.463

TABLEAU 19 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DISTRIBUTION
(PÉRIODE 2016 - 2024)

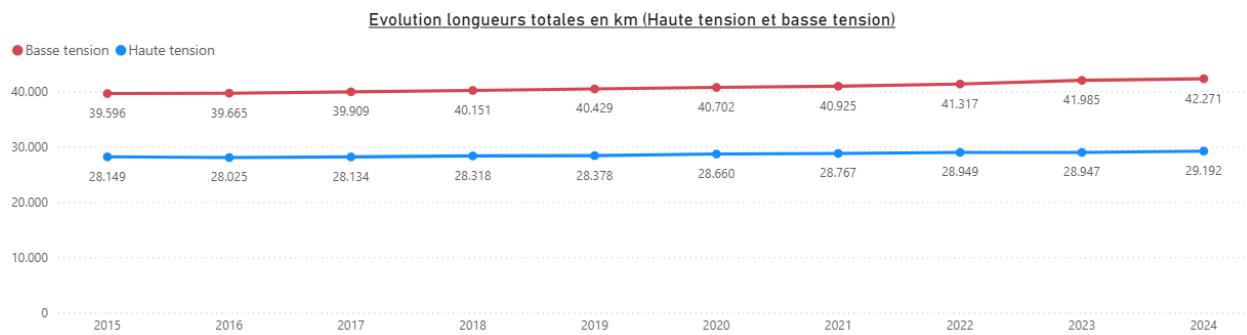


GRAPHIQUE 37 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX D'ORES ET RESA (PÉRIODE 2016 - 2024)

GRAPHIQUE 38 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX DE L'AIEG, AIESH ET REW (PÉRIODE 2016 - 2024)

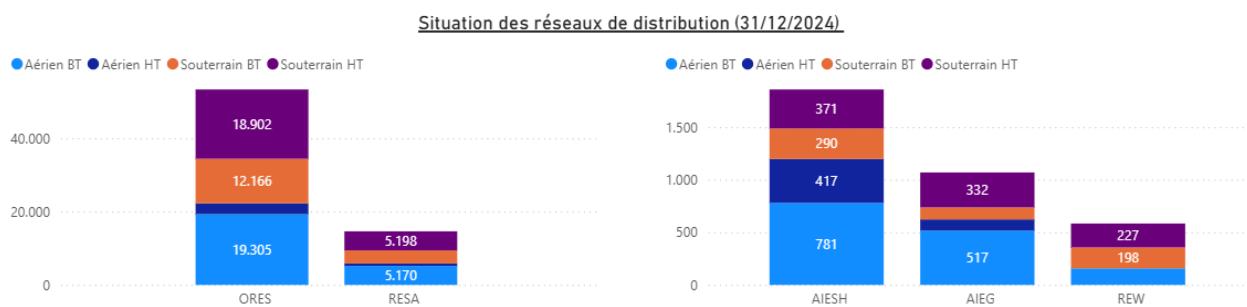
Pour mémoire, les principales variations enregistrées correspondent :

- 2018 : reprise des réseaux de INFRAZ PBE par ORES Brabant Wallon ;
- 2019 : reprise des réseaux de Gaselwest par ORES Mouscron.
- 2024 : transfert des actifs de la commune de Couvin de ORES à l'AIESH. La variation importante de la longueur du réseau de l'AIESH ainsi que l'accroissement plus modéré que les années précédentes du réseau d'ORES s'explique de ce fait.



GRAPHIQUE 39 ÉVOLUTION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE NIVEAU DE TENSION (PÉRIODE 2015 - 2024)

Selon le mode de pose, la situation figée au 31 décembre 2024 peut se résumer comme suit :



GRAPHIQUE 40 RÉPARTITION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE MODE DE POSE ET DE TENSION (EN M – FIN 2024)

Situation des réseaux de distribution (31/12/2024)

● Aérien BT ● Aérien HT ● Souterrain BT ● Souterrain HT



GRAPHIQUE 41 RÉPARTITION DES LONGUEURS DE RÉSEAUX SELON LE MODE DE POSE ET DE TENSION (EN % - FIN 2024)

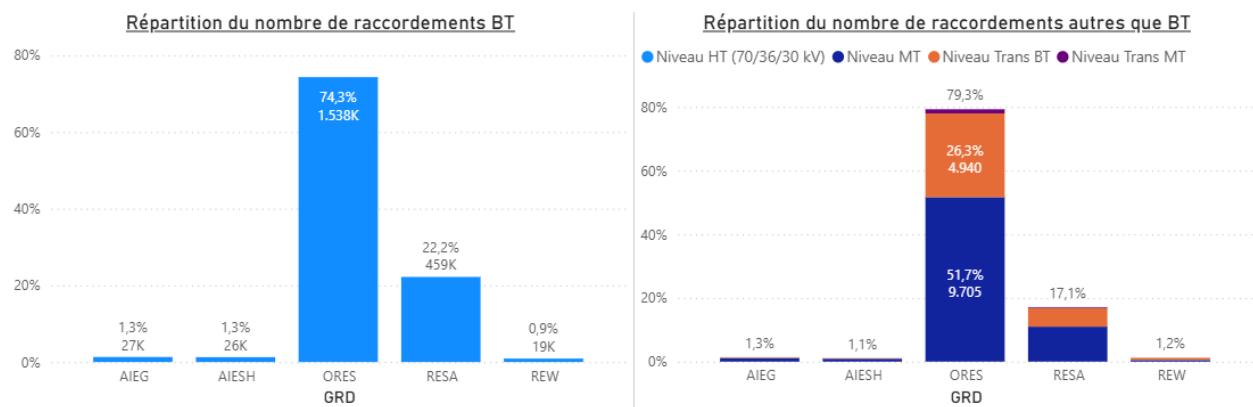
5.1.3.2 Les raccordements

Le tableau ci-dessous reprend le nombre et type de raccordements en date du 31 décembre 2024 :

Nombre de raccordements par type et par GRD au 31/12/2024

sous-item	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW	Total
Niveau BT	27.196	26.261	1.537.758	459.357	18.696	2.069.268
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	1	0	0	0	1
Niveau MT	211	171	9.705	2.064	99	12.250
Niveau Trans BT	39	30	4.940	1.097	130	6.236
Niveau Trans MT	1	3	245	50	0	299
Total	27.447	26.466	1.552.648	462.568	18.925	2.088.054

TABLEAU 20 SITUATION GLOBALE NOMBRE ET TYPE DE RACCORDEMENTS (FIN 2024)



GRAPHIQUE 42 RÉPARTITION DES RACCORDEMENTS BT PAR GRD (SITUATION FIN 2024)

5.1.4 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 et du matériel, ...) 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.

5.1.5 Les projets de travaux programmés

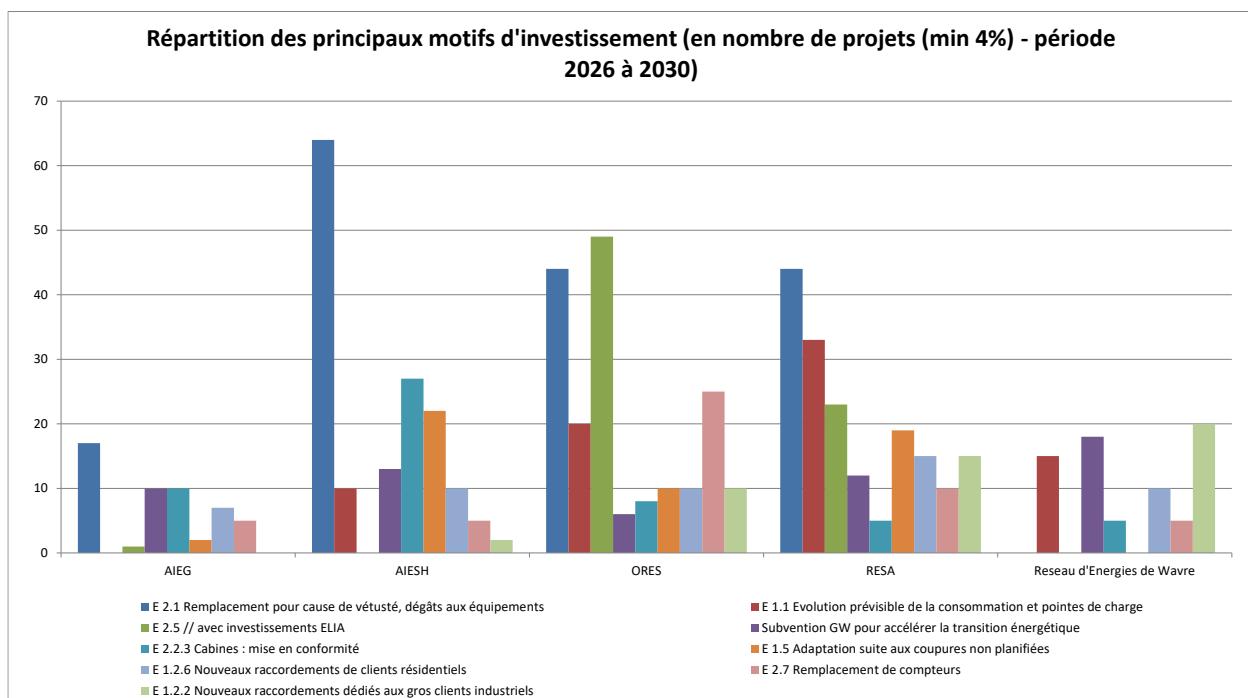
5.1.5.1 Les principaux moteurs d'investissements

En termes de nombre total de projets rentrés (nominatifs et non nominatifs) pour la période 2026-2030, la situation proposée est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Réseau d'Énergies de Wavre	Total général	en %
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	17	64	44	44	0	169	21%
E 1.1 Evolution prévisible de la consommation et pointes de charge	0	10	20	33	15	78	10%
E 2.5 // avec investissements ELIA	1	0	49	23	0	73	9%
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	10	13	6	12	18	59	7%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	10	27	8	5	5	55	7%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	2	22	10	19	0	53	7%
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels	7	10	10	15	10	52	6%
E 2.7 Remplacement de compteurs	5	5	25	10	5	50	6%
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	0	2	10	15	20	47	6%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	3	8	9	6	0	26	3%
E 2.2 Sécurité	0	0	5	20	0	25	3%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	16	6	0	22	3%
E 2.3 Environnement	0	4	12	5	0	21	3%
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc)	0	5	9	5	0	19	2%
E 2.8 Réseaux intelligents	0	5	5	0	9	19	2%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	5	5	5	15	2%
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	2	0	5	2	0	9	1%
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	0	5	0	2	0	7	1%
Autre motivation	0	0	0	0	1	1	0%
Total Général	63	180	248	227	88	806	100%

TABLEAU 21 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DU NOMBRE DE PROJETS PRESSENTIS (PÉRIODE 2026-2030)

Si nous nous focalisons sur les motivations totalisant minimum 4 % du nombre total de projets sur la période 2026-2030, la répartition est la suivante :



GRAPHIQUE 43 RÉPARTITION PAR CODE DE MOTIVATION ET PAR GRD DU NOMBRE TOTAL DE PROJETS NOMINATIFS/NON NOMINATIFS (MIN 4% - PÉRIODE 2026-2030)

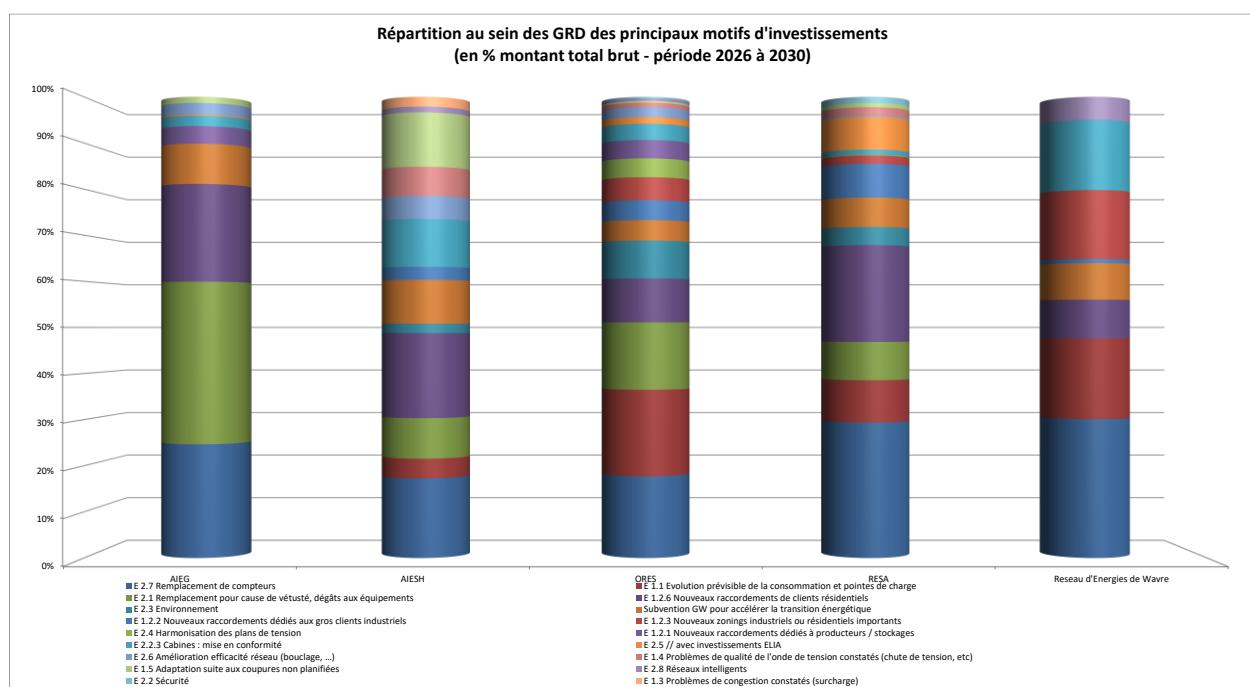
Tenant compte de la difficulté de parfois faire valoir le trigger principal d'investissement au regard des autres avantages techniques apportés par les différents travaux, on observe cependant une certaine disparité dans les motivations mises en avant. Hormis les remplacements de compteurs, le premier moteur d'investissement est maintenant l'évolution prévisible de la consommation et des pointes de charge. Les remplacements pour cause de vétusté constituent souvent le deuxième moteur d'investissement sauf pour les GRD possédant, par exemple, moins de réseaux aériens vétustes et/ou de faible section. Contrairement aux autres GRD, ils sont en effet moins confrontés à la nécessité d'enfouissement des anciennes lignes aériennes en cuivre nu.

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

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Enrgies de Wave	Total général	en %
E 2.7 Remplacement de compteurs	7.884.948	4.620.281	429.454.622	164.784.499	8.379.017	615.123.367	22%
E 1.1 Evolution prévisible de la consommation et pointes de charge	0	1.315.000	362.539.260	89.563.234	4.191.447	457.608.941	16%
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté, dégâts aux équipements	12.364.000	2.161.200	315.240.532	41.301.750	0	371.067.482	13%
E 1.2.6 Nouveaux raccordements de clients résidentiels	6.659.436	3.800.000	196.242.818	118.426.445	1.890.252	327.018.950	12%
E 2.3 Environnement	0	695.000	162.831.551	18.142.632	0	181.669.183	6%
Subvention GW pour accélérer la transition énergétique	2.799.114	1.771.756	102.421.434	40.259.096	1.132.868	148.384.267	5%
E 1.2.2 Nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels	0	1.250.000	87.106.406	36.691.914	147.661	125.195.981	4%
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	0	93.499.136	10.057.663	3.526.304	107.083.103	4%
E 2.5 // avec investissements ELIA	85.000	0	26.129.624	65.102.909	0	91.317.533	3%
E 1.2.1 Nouveaux raccordements dédiés à producteurs / stockages	1.207.040	0	87.886.014	0	0	89.093.054	3%
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	86.267.337	747.174	0	87.014.512	3%
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	723.000	870.000	71.267.871	5.855.281	3.543.418	82.259.571	3%
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	64.412	1.341.500	39.258.987	2.713.409	0	43.378.307	2%
E 1.4 Problèmes de qualité de l'onde de tension constatés (chute de tension, etc)	0	1.230.000	20.608.818	5.937.155	0	27.775.973	1%
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	200.000	3.238.500	7.826.232	5.131.802	0	16.396.534	1%
E 2.8 Réseaux intelligents	0	318.750	12.991.831	0	660.478	13.971.059	0%
E 2.2 Sécurité	0	0	5.985.209	6.129.735	0	12.114.944	0%
E 1.3 Problèmes de congestion constatés (surcharge)	0	1.112.000	0	229.435	0	1.341.435	0%
Total Général	31.986.950	23.723.987	2.107.557.681	611.074.133	23.471.444	2.797.814.194	100%

TABLEAU 22 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS
(SUR BASE DES PROJETS PRESSENTIS - PÉRIODE 2026-2030)

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



GRAPHIQUE 44 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR CODE DE MOTIVATION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS
(SUR BASE DES PROJETS PRESSENTIS - PÉRIODE 2026-2030)

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 ».

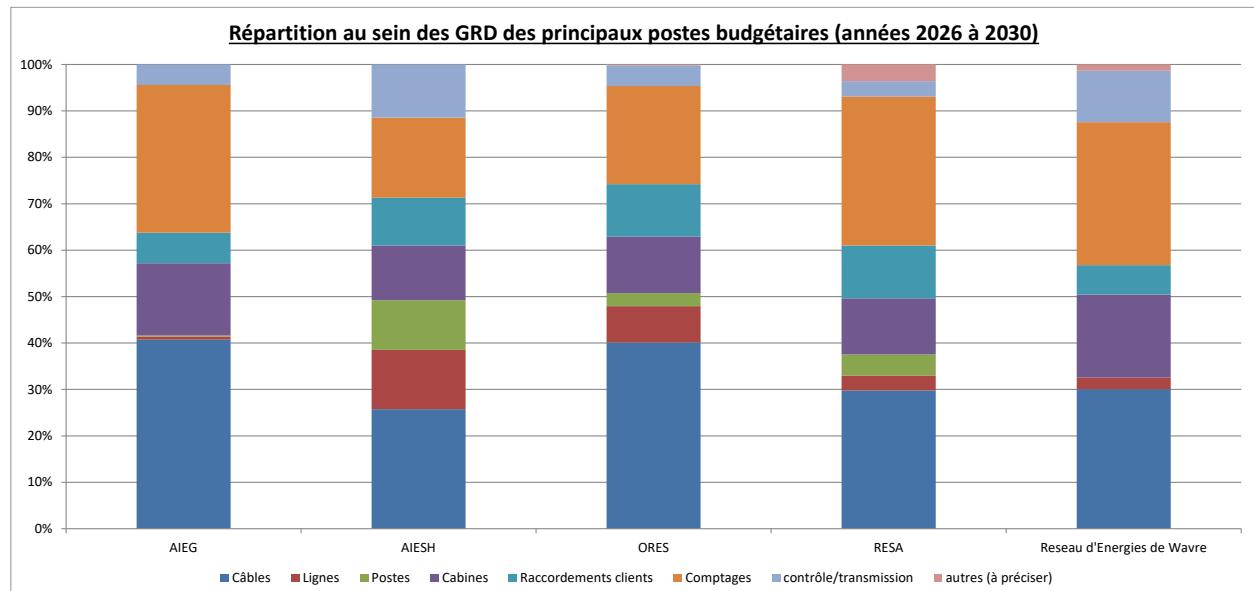
5.1.5.2 Les postes budgétaires

Sur la même période 2026-2030, la répartition des budgets proposés par GRD est la suivante :

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général
Câbles	14.154.000	7.052.127	1.119.307.793	180.698.974	6.921.691	1.328.134.585
Lignes	100.000	3.471.597	233.318.992	18.926.871	560.217	256.377.677
Postes	85.000	3.383.188	80.608.929	26.161.139	0	110.238.256
Cabines	4.366.822	2.849.094	328.631.039	76.418.765	4.063.979	416.329.699
Raccordements clients	2.345.804	2.703.784	295.607.199	69.286.903	1.459.228	371.402.918
Comptages	8.737.267	3.695.161	496.241.996	161.674.802	5.530.143	675.879.369
contrôle/transmission	1.086.700	1.614.925	114.281.467	17.174.411	1.936.930	136.094.433
autres (à préciser)	0	0	939.907	13.320.153	300.000	14.560.060
Total général	30.875.593	24.769.876	2.667.997.415	550.341.865	20.472.188	3.309.016.997

TABLEAU 23 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2026-2030)

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 45 RÉPARTITION EN %, PAR GRD ET PAR POSTE BUDGÉTAIRE DES MONTANTS BRUTS PROGRAMMÉS (ITEMS GLOBAUX) (PÉRIODE 2026-2030)

5.1.6 Les besoins en capacité

5.1.6.1 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 long terme (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 2023 et les prévisions pour l'hiver 2024-2025, 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 transmise par la CWaPE à tous les GRD par un courriel daté du 27 mars 2025. Il s'agit de la dernière édition disponible et ayant été utilisée pour l'analyse du dernier plan d'adaptation 2025-2035 d'Elia. Cette manière de procéder garantit la meilleure cohérence des scénarios retenus par le gestionnaire des réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution. Elle évite également tout décalage temporel dans les hypothèses retenues par les différentes parties. À noter cependant que cette version est actuellement obsolète et que la version rentrée par Elia dans son projet de PA 2026-2036 est datée du 1^{er} octobre 2025.
- Concernant les scénarios de développement des nouveaux usages (essentiellement véhicules électriques et pompes à chaleur) et l'ampleur des renforcements qu'ils induiraient sur les réseaux, le lecteur est renvoyé aux réserves formulées ci-avant.

5.1.6.2 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 2024 sur les principaux feeders a été extrapolée par les GRD sur base d'un taux d'accroissement attendu (certains GRD anticipent un accroissement annuel variant de 0 à 8 % par an selon l'estimation du GRD, d'autre, tel que RESA, réalise un exercice d'analyse feeder par feeder). 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 « postes déportés » (PODE) ou de « postes 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 2024 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 2030. Les résultats sont repris dans les tableaux et graphiques ci-après.

	N feeders monitorés	mesures 2024							extrapolation 2030						
		= 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	29			1			2	26				1	2		24
AIESH	31							31				1	1	1	28
ORES	2.012					4	17	1.991				1	6	26	1.979
Reseau d'Energies de Wavre	21							21							21
RESA	471	15	4	3	8	9	23	409	41	7	7	16	18	30	352

Note : Conséquence de la méthodologie de prédiction de RESA, certains feeders n'ont pas de chiffres de prévision. Ils sont repris, par défaut dans la catégorie « = ou + de 100 % »

TABLEAU 24 CHARGE DES FEEDERS PRINCIPAUX : MESURES MAX 2024 ET EXTRAPOLATIONS 2029

In fine, près de 94 % des feeders devraient, à l'horizon 2030, connaître une pointe de charge de moins de 60 % de leur capacité maximale :

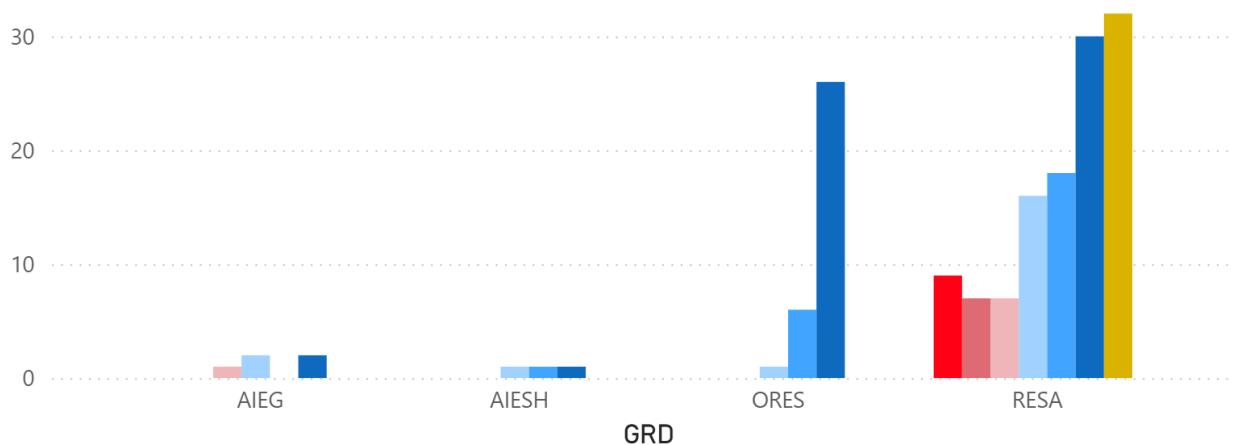
	= ou + de 100 %	entre 95 % (=) et 100 %	entre 90 % (=) et 95 %	entre 80 % (=) et 90 %	entre 70 % (=) et 80 %	entre 60 % (=) et 70 %	moins de 60 %
Nombre de feeders concernés	41	7	8	20	25	59	2.404
en %	1,6%	0,3%	0,3%	0,8%	1,0%	2,3%	93,8%

TABLEAU 25 RÉPARTITION DU % DE CHARGE MAX DES FEEDERS PRINCIPAUX À L'HORIZON 2028

La répartition des 160 feeders dont la charge estimée à l'horizon 2030 devrait dépasser 60% de sa capacité maximale est la suivante :

Nombre de feeders par niveau de charge extrapolée en 2030

● A:[100..*] ● B:[95..100[● C:[90..95[● D:[80..90[● E:[70..80[● F:[60..70[● H: Non extrapolé



GRAPHIQUE 46 RÉPARTITION DES FEEDERS AVEC CHARGE ESTIMÉE À L'HORIZON 2030 SUPÉRIEURE À 60 %

Il est à noter que REW ne prévoit pas de feeder chargé à plus de 60% et n'est donc pas présente sur cette figure.

Le nombre de feeders approchant ou dépassant 100% de charge à l'issue de la période du plan a très légèrement augmenté depuis les derniers plans d'adaptation. Ces situations sont concentrées exclusivement chez RESA, qui, cette année, a revu en profondeur sa méthodologie de prévision (celle-ci n'est d'ailleurs pas encore tout-à-fait finalisée).

Il y a de ce fait chez RESA :

- 32 feeders pour lesquels la prédition n'a pas encore pu être établie et 9 feeders sont réellement anticipés en dépassement de capacité (contre 13 l'année dernière selon l'ancienne méthodologie)
- 14 feeders attendus avec une charge entre 90 et 100% (contre 7 l'année dernière selon leur ancienne méthodologie).

À notre connaissance, RESA n'a pas encore réalisé de projets pour décharger ces feeders fortement chargés ou anticipés comme tels car RESA est encore occupé à affiner sa méthodologie de calcul.

5.1.6.3 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 2025-2035.

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 2023) ont été actualisées et revues en concertation avec les GRD lors de nouvelles réunions de concertation. Ce point sera réactualisé fin 2024, lors de l'examen du prochain plan d'Elia touchant le réseau de transport local (RTL).

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

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

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
AIEG		1					1
ORES	10	10	8	10	11	9	58
RESA	8	2	2	4	7	5	28
Total général	18	13	10	14	18	14	87

TABLEAU 26 ÉVOLUTION DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC Elia (PÉRIODE 2025-2030)

En montant (euros) d'investissements :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
AIEG		85.000 €					85.000 €
ORES	9.001.802 €	5.303.886 €	4.299.503 €	5.631.305 €	12.825.115 €	8.325.081 €	45.386.692 €
RESA	6.314.976 €	5.536.164 €	6.160.971 €	9.848.364 €	14.654.753 €	9.158.574 €	51.673.802 €
Total général	15.316.778 €	10.925.050 €	10.460.473 €	15.479.669 €	27.479.868 €	17.483.655 €	97.145.494 €

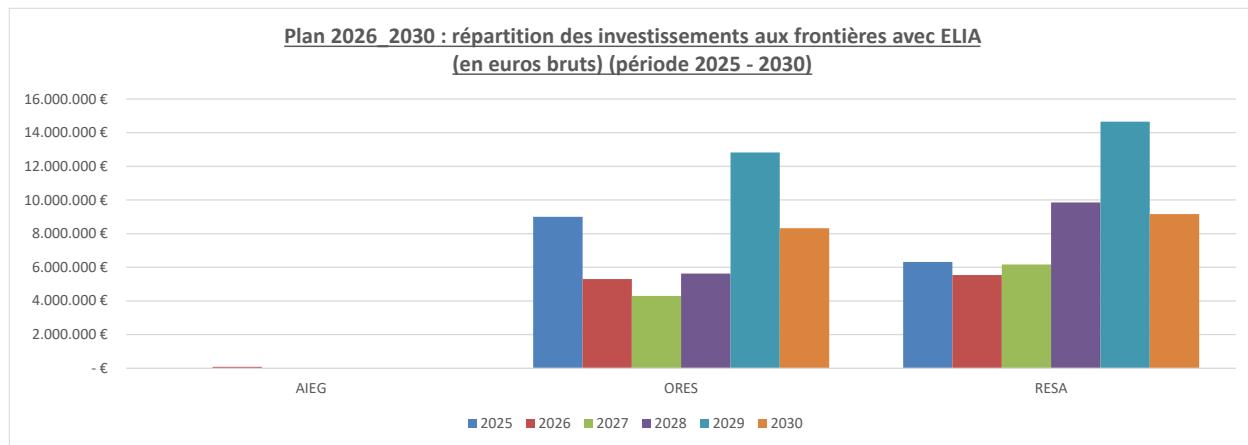
TABLEAU 27 ÉVOLUTION DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC Elia (PÉRIODE 2025-2030)

Travaux concernés :

GRD	description_travaux	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
AIEG			85.000 €					85.000 €
	Total AIEG		85.000 €					85.000 €
ORES	Poste de Tertre 8009			33.407 €	868.059 €	5.632.679 €		6.534.145 €
	Poste de MONCEAU 9921	1.523.554 €	868.449 €					2.392.003 €
	PO EUPEN - renforcement du poste						2.278.117 €	2.278.117 €
	Poste de Lobbes 9920			33.407 €	1.429.264 €	811.688 €		2.274.359 €
	PO de BRAINE LE COMTE 60112				34.009 €	1.207.033 €	944.355 €	2.185.396 €
	Poste de Villers-sur-Semois			33.407 €	1.453.317 €	671.783 €		2.158.507 €
	Poste de WAYS 7925		32.817 €	1.120.152 €	804.274 €			1.957.243 €
	Poste de Ciney	1.930.172 €						1.930.172 €
	Poste d'Elouges	1.576.162 €	302.767 €					1.878.928 €
	Poste Marche-en-Famenne 46991		32.817 €	1.253.872 €	581.432 €			1.868.121 €
	PO de Farciennes - Rénovation complète du poste	1.797.544 €						1.797.544 €
	Poste de Jemappes 8004					34.621 €	1.703.878 €	1.738.499 €
	PO JUMET - renforcement 2ième cabine				358.924 €	1.308.896 €		1.667.821 €
	Poste de Harmignies 8023				34.009 €	1.022.262 €	592.019 €	1.648.289 €
RESA	Poste de BRAINE L'ALLEUD 60110	700.471 €	934.118 €					1.634.588 €
	Poste de MONS 8006	32.236 €	1.049.793 €	526.881 €				1.608.911 €
	PO de ABEE-SCRY - 757				34.009 €	1.026.047 €	477.412 €	1.537.467 €
	PO de FOSSE LA VILLE 218990				34.009 €	921.371 €	386.179 €	1.341.559 €
	Poste de Quevaucamps 60451					34.621 €	1.219.655 €	1.254.276 €
	Poste de Amel 500107	32.236 €	1.212.677 €					1.244.913 €
	Poste de Mouscron 2	1.140.881 €						1.140.881 €
	PO de HERBAIMONT 69053	32.236 €	750.061 €	336.246 €				1.118.544 €
	Poste de Pépinster 9008		32.817 €	962.130 €				994.946 €
	Poste des Pleneses					154.114 €	688.223 €	842.337 €
	Pode de Binche	236.309 €						236.309 €
	Déplacement poste de Lixhe		87.571 €					87.571 €
	PO de GERPINNES 233990						35.244 €	35.244 €
RESA	Total ORES	9.001.802 €	5.303.886 €	4.299.503 €	5.631.305 €	12.825.115 €	8.325.081 €	45.386.692 €
	NSD Bressoux	4.083.837 €	4.490.141 €	2.547.134 €				11.121.112 €
	ROMSEE WERISTER (Magotteaux)					7.911.775 €		7.911.775 €

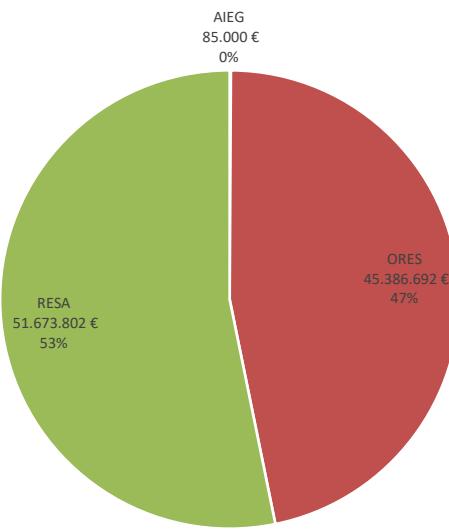
PEPINSTER	- €				3.706.885 €	3.706.885 €	7.413.771 €
NSD Flémalle			3.613.837 €	3.629.825 €			7.243.661 €
NCD HOLLOGNE						7.033.707 €	7.033.707 €
PROFONDVAL					3.173.562 €	3.159.353 €	6.332.914 €
NSD ALLEUR						2.898.976 €	2.898.976 €
NSD CROIX-CHABOT	- €			2.094.748 €	2.085.369 €		4.180.116 €
NSD Lixhe	1.038.821 €	1.046.023 €					2.084.844 €
Enveloppe non-nominative projets SD 2028				950.231 €			950.231 €
NSD Hannut	477.644 €						477.644 €
NCR Angleur 15kV	366.375 €						366.375 €
ABBE SCRY					295.963 €		295.963 €
FOOZ						282.994 €	282.994 €
ANTHISNES	277.842 €						277.842 €
Nouvelle S/St Angleur 6kV	70.457 €						70.457 €
Enveloppe non-nominative projets SD 2030						4.763.989 €	- 4.763.989 €
Enveloppe non-nominative projets SD 2029					5.403.568 €	-	- 5.403.568 €
Total RESA	6.314.976 €	5.536.164 €	6.160.971 €	9.848.364 €	14.654.753 €	9.158.574 €	51.673.802 €
Total général	15.316.778 €	10.925.050 €	10.460.473 €	15.479.669 €	27.479.868 €	17.483.655 €	97.145.494 €

TABLEAU 28 LISTE DES PROJETS NOMINATIFS PROGRAMMÉS PAR LES GRD EN // AVEC Elia (PÉRIODE 2026-2030)



GRAPHIQUE 47 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC Elia (EN EUROS BRUTS)
(PÉRIODE 2026-2030)

Plan 2026_2030 : répartition des investissements aux frontières avec ELIA
(en euros bruts) (période 2025 - 2030)



GRAPHIQUE 48 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS AUX FRONTIÈRES AVEC Elia (EN EUROS BRUTS)
(PÉRIODE 2026-2030)

5.1.6.4 L'évolution de la production

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

Les renseignements y font l'objet d'un rapportage spécifique décrit dans les articles 28 et 29 de l'AGW précité qui prévoient respectivement :

Article 28 :

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

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

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

Article 29 :

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

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

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

5.1.7 La fiabilité des réseaux

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

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

En nombre de travaux :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
RESA	6	2	2	8	1	0	19
AIESH	2	1	4	0	5	0	12
AIEG	1	1	0	0	0	0	2
Total général	9	4	6	8	6	0	33

TABLEAU 29 ÉVOLUTION PAR GRD DU NOMBRE DE PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2025-2030)

En montant brut (€) d'investissement :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
RESA	1.023.897 €	1.682.130 €	688.407 €	2.269.457 €	130.667 €	- €	5.794.558 €
AIESH	300.000 €	184.500 €	667.500 €	- €	736.500 €	- €	1.888.500 €
AIEG	229.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	429.000 €
Total général	1.552.897 €	2.066.630 €	1.355.907 €	2.269.457 €	867.167 €	- €	8.112.058 €

TABLEAU 30 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS NOMINATIFS VISANT LA RÉDUCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS NON PROGRAMMÉES (PÉRIODE 2025-2030)

À ceux-ci s'ajoutent également d'autres projets non nominatifs prévus par ORES et AIESH, d'un montant total de 14,1 M€ bruts.

5.1.8 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 notamment par des chutes de tension ou des surtensions.

La CWaPE constate peu de projets nominatifs en vue de résoudre des problèmes ponctuels décelés.

Au global, ORES, RESA et AIEG prévoient des enveloppes non nominatives pour pallier des problèmes de cette nature ; au global, le montant brut (€) d'investissement se profile comme suit :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
nominatif	1.221.816 €	1.294.546 €	- €	- €	- €	- €	2.516.362 €
ORES	1.221.816 €	1.294.546 €	- €	- €	- €	- €	2.516.362 €
non nominatif	7.513.894 €	7.080.466 €	6.802.730 €	6.294.128 €	6.585.770 €	6.735.153 €	41.012.141 €
ORES	4.147.236 €	4.233.942 €	4.401.579 €	4.504.147 €	4.791.473 €	4.930.803 €	27.009.180 €
RESA	3.301.658 €	2.744.724 €	1.986.621 €	1.241.392 €	1.235.834 €	1.235.834 €	11.746.064 €
AIESH	65.000 €	101.800 €	414.530 €	548.588 €	558.463 €	568.515 €	2.256.897 €
Total général	8.735.710 €	8.375.012 €	6.802.730 €	6.294.128 €	6.585.770 €	6.735.153 €	43.528.503 €

TABLEAU 31 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS VISANT À SOLUTIONNER DES PROBLÈMES DE QUALITÉ DE TENSION (PÉRIODE 2025-2030)

Les problèmes de qualité de l'alimentation sont particulièrement présents dans le contexte de changement des usages qui ont principalement pris la forme, en 2023, d'une forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques, lesquelles ont eu un impact direct (surtensions et « décrochages » d'onduleurs). Cette dégradation s'est marquée par un nombre croissant de plaintes chez tous les GRD.

La CWaPE suit cette évolution et les réponses qui y sont apportées par chacun des GRD au travers du processus d'examen des rapports qualités dont les conclusions doivent mener à des actions concrètes. D'autre part, il est demandé au GRD, d'anticiper davantage les futures évolutions qui, sinon, conduiront inévitablement à de nouveaux problèmes de qualité de l'alimentation. Contrairement à la problématique du photovoltaïque générant des pointes d'injection pouvant conduire à des surtensions, les nouveaux usages attendus (pompes à chaleur et mobilité électrique notamment) devraient résulter en une augmentation du prélèvement pouvant conduire à des sous-tensions.

5.1.9 Assainissement et sécurité

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

5.1.9.1 Le remplacement des vieilles lignes aériennes en cuivre nu

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

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

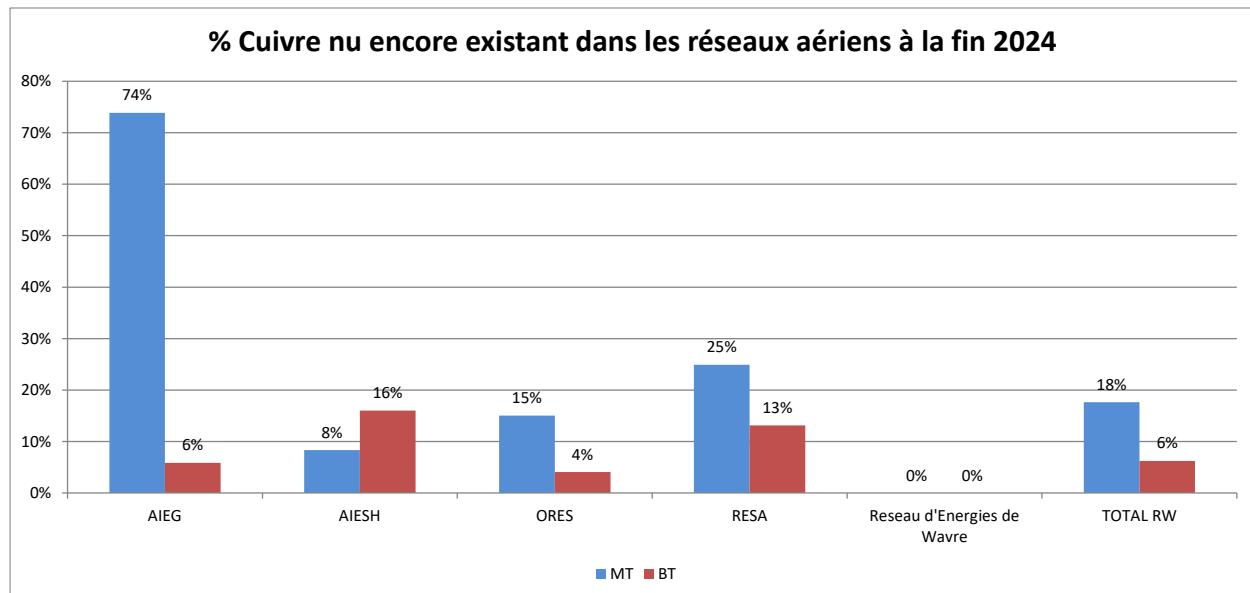
Fin 2024, l'inventaire de ces lignes cuivre nu pouvait se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	TOTAL RW
MT	Longueur totale aérien (Kms)	111	385	2.955	684	0	4.135
	Longueur cuivre nu (Kms)	82	32	445	171	0	730
	long cuivre nu vétuste	20	0	430	73	0	523
	% cuivre nu	74%	8%	15%	25%	-	18%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	0	44		0	
	Assainissement	41 ans	-	10 ans	-	-	
BT	Longueur totale aérien (Kms)	513	781	19.347	5.170	160	25.971
	Longueur cuivre nu (Kms)	30	125	788	680	0	1.623
	long cuivre nu vétuste	9	27	712	300	0	1.048
	% cuivre nu	6%	16%	4%	13%	0%	6%
	Taux remplacement (Kms/an)	2	10	13	12	0	
	Assainissement	15 ans	13 ans	61 ans	57 ans	-	

TABLEAU 32 SITUATION PAR GRD DES RÉSEAUX AÉRIENS EN CUIVRE NU
(FIN 2024)

Par rapport à 2022, on peut apprécier une diminution significative des longueurs de lignes en cuivre nu sur le réseau BT, passant de 2400 à 1623 km. Le taux de remplacement chez ORES est toutefois passé de 50 km/an en BT dans le PA 2035-2029 à 13 km/an dans le PA actuel, ce qui va ralentir le rythme de rénovation BT à l'avenir.

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



GRAPHIQUE 49 POURCENTAGE DE CUIVRE NU ENCORE EXISTANT DANS LES RÉSEAUX AÉRIENS À LA FIN 2024

5.1.9.2 Sécurité et mise en conformité aux prescriptions du Code du Bien-Etre

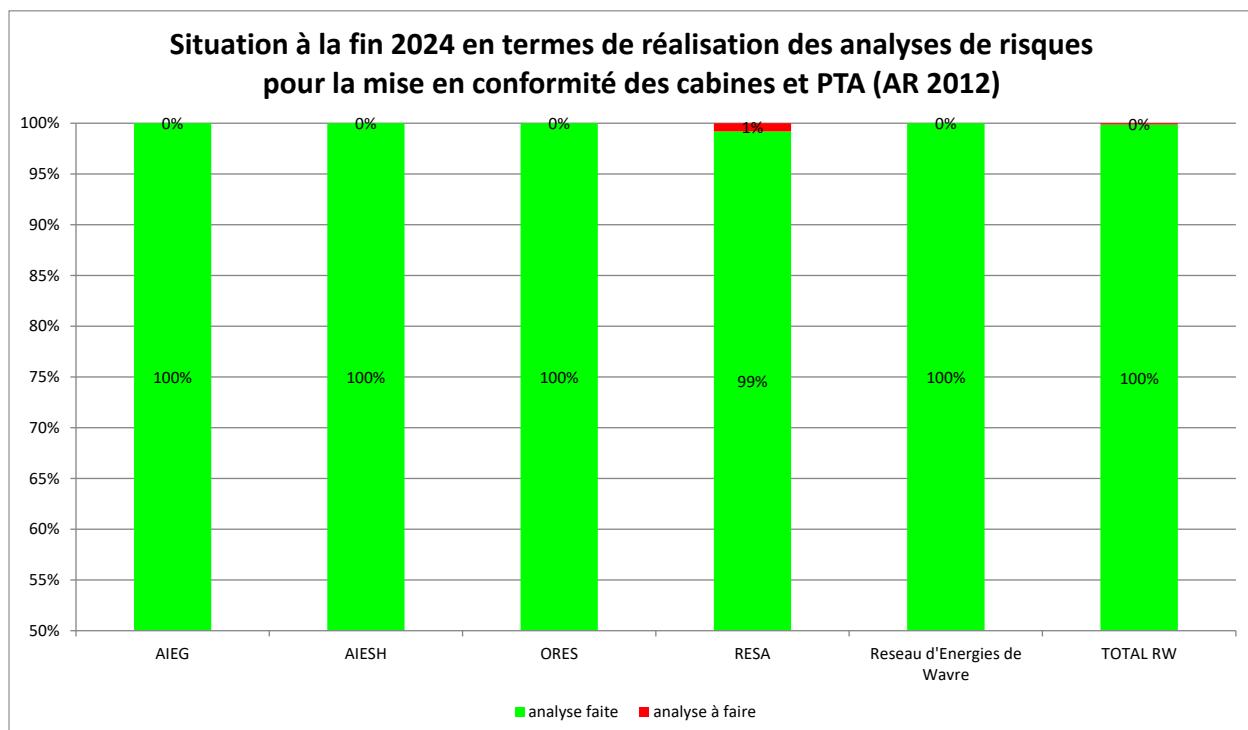
Un autre chantier très conséquent entamé ces dernières années vise la mise en conformité des installations électriques (dont les cabines (MT en postes, PODE et distribution) et PTA) aux prescriptions minimales de sécurité définies par le Code du Bien-Etre.

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

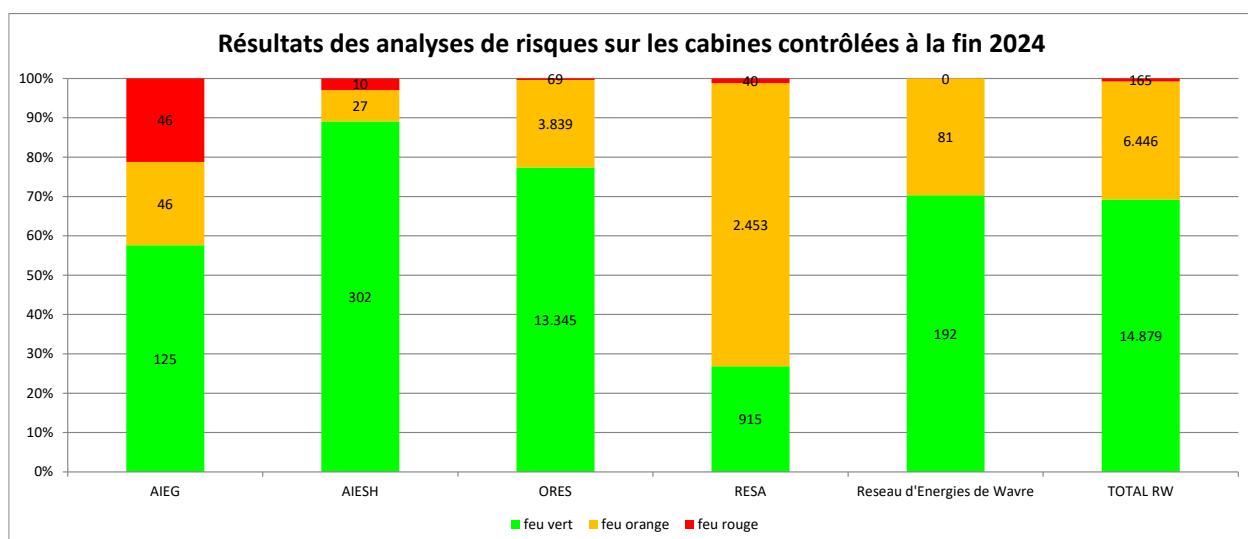
		AIEG	AIESH	ORES	RESA	Réseau d'Énergies de Wavre	TOTAL RW
cabines	feu vert	125	302	13.345	915	192	14.879
	feu orange	46	27	3.839	2.453	81	6.446
	feu rouge	46	10	69	40	0	165
	total visitées	217	339	17.253	3.408	273	21.490
	solde à visiter	0	0	0	38	0	38
PTA	feu vert	76	343	3.370	390	0	4.179
	feu orange	71	0	2.495	843	0	3.409
	feu rouge	6	0	10	7	0	23
	total visités	153	343	5.875	1.240	0	7.611
	solde à visiter	0	0	0	0	0	0
Total à visiter		370	682	23.128	4.686	273	29.139
Total visité		370	682	23.128	4.648	273	29.101
solde à visiter		0	0	0	38	0	38
en %		0%	0%	0%	1%	0%	0%

TABLEAU 33 SITUATION PAR GRD RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES ET MISE EN CONFORMITÉ (AR 2012) DES CABINES ET PTA (FIN 2024)

La CWaPE constate que, dans cette matière de compétence fédérale, RESA enregistre un léger retard par rapport aux autres GRD.



GRAPHIQUE 50 SITUATION EN TERMES DE RÉALISATION DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2024)



GRAPHIQUE 51 RÉSULTAT DES ANALYSES DE RISQUES (FIN 2024)

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

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

Si nous regroupons les deux motivations principales (à savoir les raisons de sécurité et la mise en conformité des cabines), ce sont près de 135 M€ d'investissements qui sont proposés pour couvrir 2024 et les cinq années à venir :

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ORES	€ 18.136.508	€ 18.450.471	€ 19.007.302	€ 19.470.715	€ 21.055.016	€ 20.675.278	€ 116.795.290
RESA	€ 2.067.240	€ 2.973.492	€ 2.692.282	€ 2.079.817	€ 3.985.664	€ 4.303.480	€ 18.101.974
Réseau d'Énergies de Wavre	€ 665.836	€ 663.005	€ 679.807	€ 676.399	€ 665.210	€ 822.596	€ 4.172.853
AIESH	€ 460.000	€ 440.000	€ 1.045.000	€ 835.000	€ 0	€ 0	€ 2.780.000
AIEG	€ 74.000	€ 246.000	€ 403.000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 723.000
Total	€ 21.403.584	€ 22.772.968	€ 23.827.390	€ 23.061.931	€ 25.705.890	€ 25.801.353	€ 142.573.118

TABLEAU 34 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS PRESSENTIS POUR L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ Y COMPRIS DES CABINES (PÉRIODE 2025-2030)

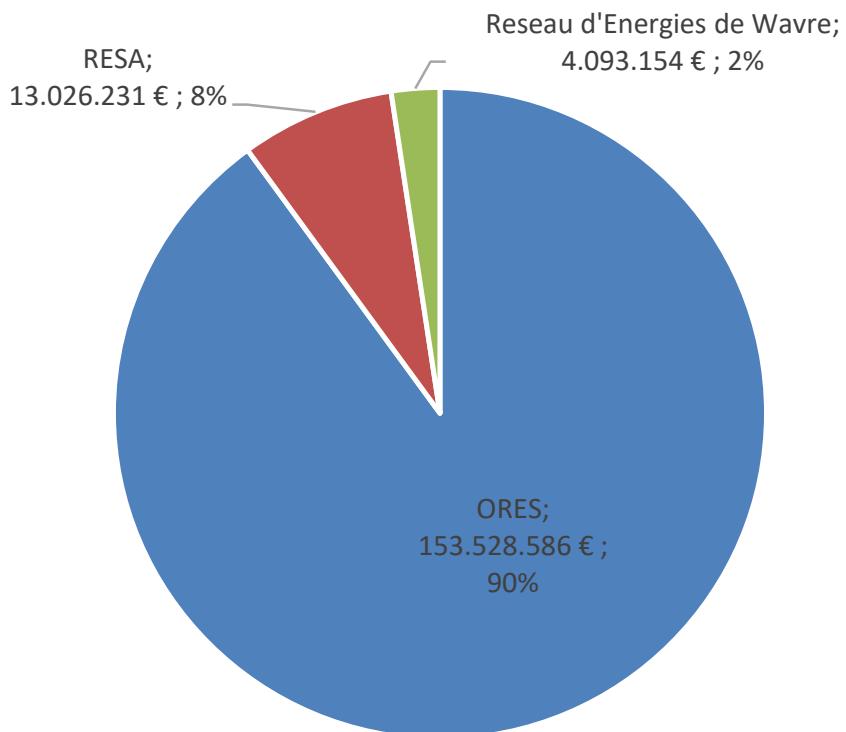
5.1.10 Les lotissements et zones d'activité économique

Un certain nombre de zonings industriels et lotissements résidentiels sont retenus dans les plans des différents GRD. Il s'agit, la plupart du temps, de projets portés par des promoteurs qui se sont fait connaître, notamment par le biais d'une demande d'étude. La réalisation de travaux nécessaires à l'alimentation de ces nouveaux centres est subordonnée à la commande ferme du demandeur, laquelle n'est que très rarement 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 2025-2030, le solde est pour majeure partie constitué d'enveloppes non nominatives.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total général
ORES	23.698.104 €	24.298.079 €	24.779.332 €	25.236.564 €	27.304.557 €	28.211.951 €	153.528.586 €
RESA	2.065.653 €	2.117.413 €	2.149.711 €	2.198.087 €	2.227.634 €	2.267.732 €	13.026.231 €
REW	653.119 €	650.342 €	666.823 €	663.480 €	652.505 €	806.884 €	4.093.154 €
Total général	26.416.876 €	27.065.835 €	27.595.866 €	28.098.132 €	30.184.697 €	31.286.567 €	170.647.971 €

TABLEAU 35 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS ANNUELS BRUTS DES PROJETS (NOMINATIFS ET NON NOMINATIFS) VISANT LE RACCORDEMENT DE ZONINGS INDUSTRIELS OU LOTISSEMENTS RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (PÉRIODE 2025-2030)

Montant total brut pressenti pour nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants (années 2025 - 2030)



GRAPHIQUE 52 RÉPARTITION PAR GRD ET PAR % DE CHARGE DES MONTANTS DEDICACÉS AUX NOUVEAUX ZONINGS INDUSTRIELS OU RÉSIDENTIELS IMPORTANTS (ANNÉES 2025-2030)

5.1.11 Les compteurs

Les types de compteurs :

Le tableau suivant reprend le nombre de compteurs par catégorie pour les années 2023 et 2024.

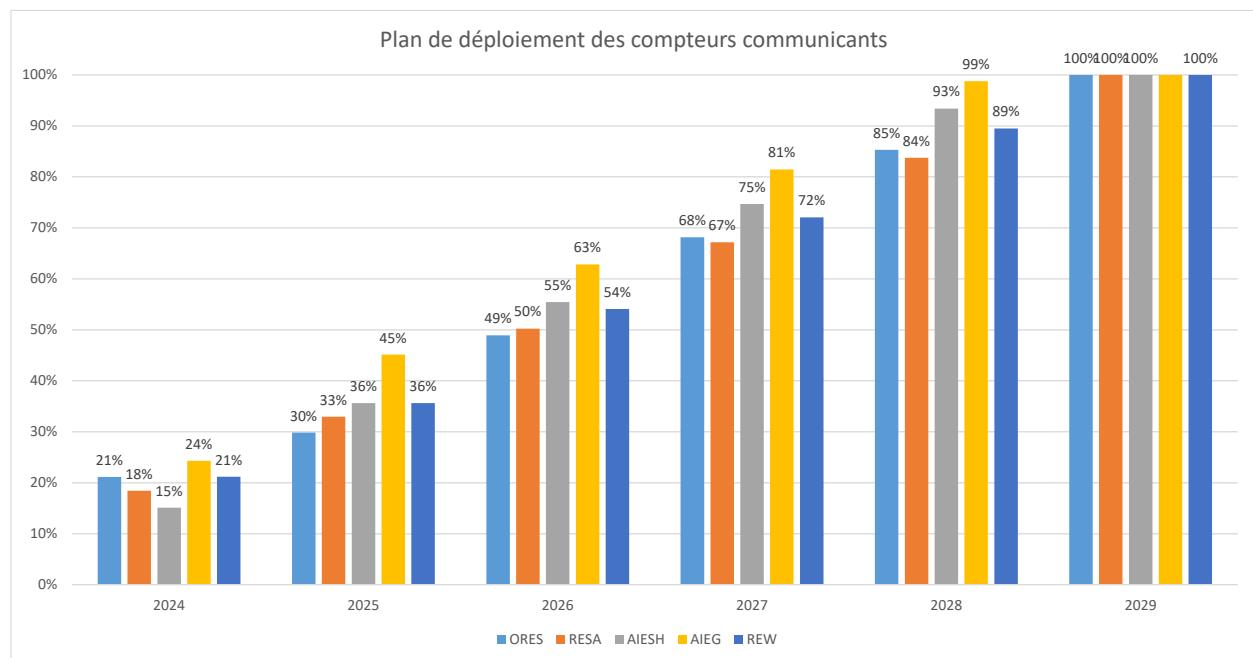
Type de compteur	2023	2024
BT - AMR / MMR	9.668	12.564
BT - CAB avec fonction prépaiement activée et avec limitation puissance activée	206	35
BT - CAB avec fonction prépaiement activée mais sans limitation puissance activée	16.710	7.299
BT - CAB en fonctionnement mais sans fonction prépaiement activée (fonction idem compteurs classiques)	108.819	108.980
BT - communicants	286.383	415.232
BT - Frontière autres GRD	109	114
BT - YMR_actifs	1.573.210	1.458.086
BT - YMR_inactifs / plombés fermés	55.311	57.126
HT - AMR	2	2
HT - Frontière autres GRD	4	4
MT - AMR	8.213	10.090
MT - Frontière autres GRD	209	213
MT - MMR	2.591	725
Total	2.061.435	2.070.470

Les observations suivantes peuvent être faites :

- Les GRD préparent de manière effective la fin de service des fonctionnalités propres au compteur à budget (limitation de puissance, prépaiement). Fin 2024 le nombre résiduel de ces compteurs avec fonction active est de 7334 unités. Ils sont remplacés par des compteurs communicants ;
- La diminution du nombre de compteur YMR est logiquement compensée par la croissance du nombre de compteurs communicants.

Les compteurs communicants :

Tenant compte des réserves déjà formulées à ce sujet (voir point 2.4.1), on constate à présent des ambitions assez similaires au regard du chemin envisagé pour atteindre l'objectif « 100% de compteurs communicants » chez les utilisateurs BT concernés à l'horizon 2029 :



GRAPHIQUE 53 PLAN DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS À L'HORIZON 2029 (EN % DE N TOTAL COMPTEURS BT)

Nous renvoyons au développement sur cette thématique au point 2.4.1.

5.1.12 Les services de flexibilité

Fin 2024, le nombre d'URD raccordés à un réseau de distribution et étant associés à un service de flexibilité commerciale dans le cadre des services auxiliaires pouvait se résumer comme suit :

	Nbre d'URD actifs (R1/R3DP/SDR)	P max flex activable (MVA)	N activations au cours de l'année 2023
AIEG	1	2,0	0
AIESH	0	0,0	0
ORES	60	94,9	97
RESA	15	48,2	36
REW	0	0,0	0
Total	16	50,2	36

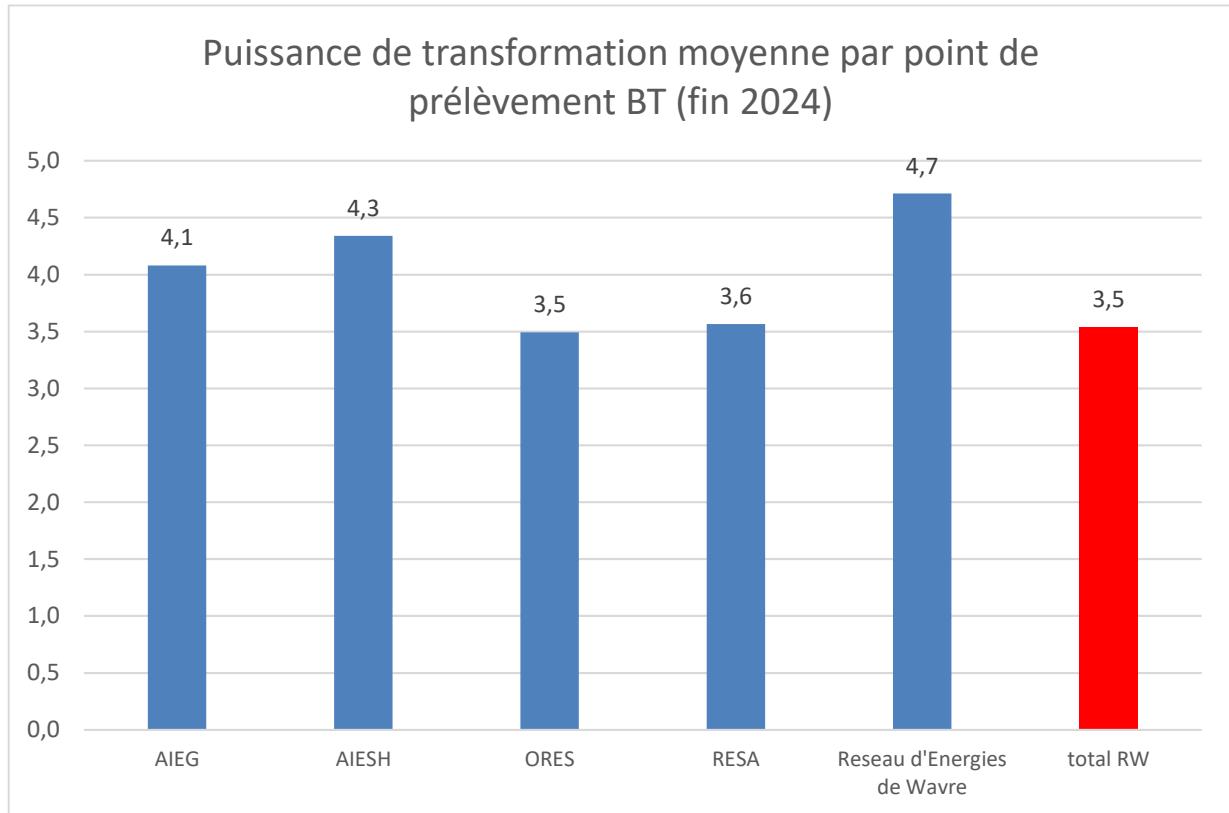
TABLEAU 36 LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2024)

5.1.13 La transformation et autres installations MT

Fin 2024, l'inventaire des infrastructures tel que déclaré par les GRD pouvait se résumer comme suit :

	Cabines GRD : transformation au sol	Cabines GRD : transformation PTA	Nombre points de prélèvements BT	Nombre de transformateurs MT/BT	Puissance totale (en MVA) transformateurs MT/BT
AIEG	217	153	27.196	552	111,0
AIESH	283	343	26.261	682	114,0
ORES	15.532	5.891	1.537.758	22.248	5.372,2
RESA	3.165	1.240	459.357	4.550	1.637,4
REW	273		18.696	273	88,1
Total RW	19.470	7.627	2.069.268	28.305	7.322,7

TABLEAU 37 LA TRANSFORMATION ET AUTRES INSTALLATIONS MT (SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2024)



GRAPHIQUE 54 PUISSANCE DE TRANSFORMATION MOYENNE PAR POINT DE PRÉLÈVEMENT BT [KVA] (FIN 2024)

5.1.14 Les postes budgétaires

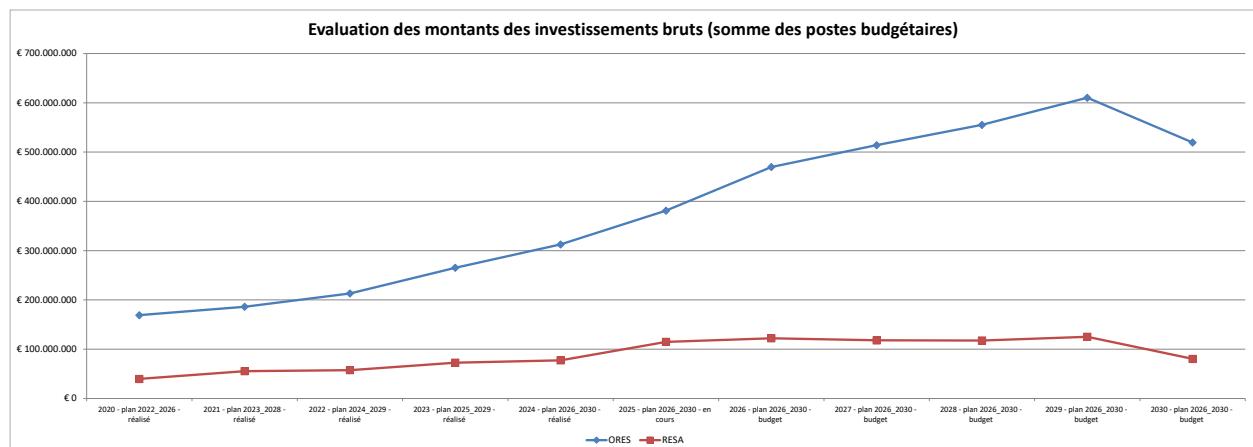
5.1.14.1 Le budget global

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

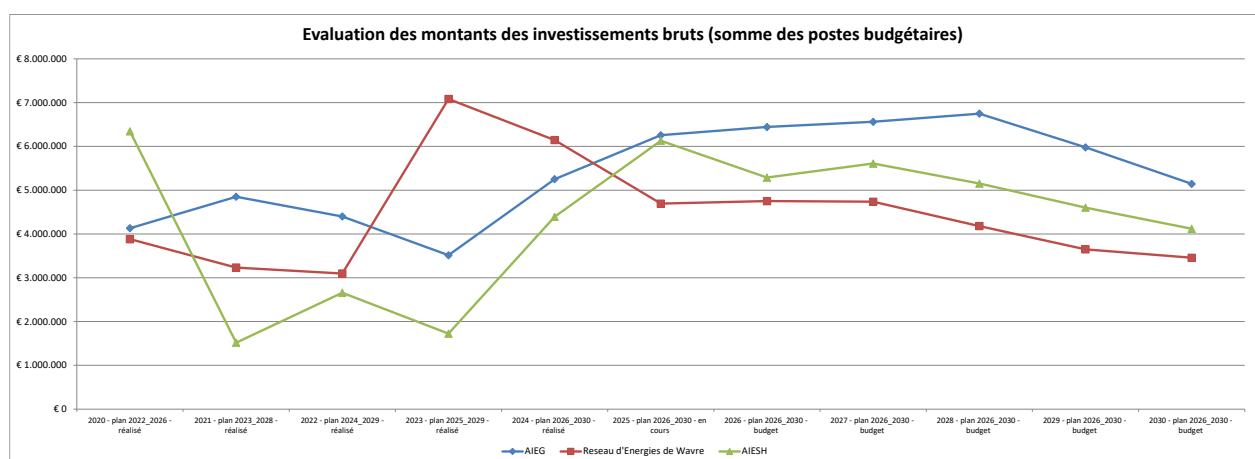
- Sur les investissements réalisés pour les exercices 2020 à 2024 ;
- Sur les investissements budgétés en cours de l'année 2025 (éventuellement corrigés) ;
- Sur les estimations des postes budgétaires proposées dans les plans d'adaptation pour la période 2026 à 2030.

	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
ORES	€ 169.116.541	€ 186.184.527	€ 213.243.535	€ 265.206.356	€ 312.688.159	€ 381.141.872	€ 469.724.401	€ 514.075.389	€ 555.277.155	€ 610.415.800	€ 519.444.577
RESA	€ 39.673.803	€ 55.473.299	€ 57.571.614	€ 72.720.039	€ 77.527.316	€ 114.946.612	€ 122.273.795	€ 118.038.013	€ 117.634.505	€ 125.269.902	€ 80.445.803
AIEG	€ 4.131.802	€ 4.850.977	€ 4.399.649	€ 3.514.656	€ 5.251.887	€ 6.255.404	€ 6.443.457	€ 6.561.404	€ 6.748.076	€ 5.978.609	€ 5.144.047
REW	€ 3.881.405	€ 3.233.054	€ 3.097.960	€ 7.083.198	€ 6.144.817	€ 4.693.495	€ 4.750.470	€ 4.736.372	€ 4.180.150	€ 3.648.369	€ 3.456.827
AIESH	€ 6.343.754	€ 1.517.589	€ 2.658.731	€ 1.723.940	€ 4.393.386	€ 6.129.915	€ 5.287.939	€ 5.609.068	€ 5.151.693	€ 4.602.273	€ 4.118.903
0	€ 223.147.306	€ 251.259.446	€ 280.971.489	€ 350.248.189	€ 406.005.565	€ 513.167.298	€ 608.480.062	€ 649.020.246	€ 688.991.579	€ 749.914.953	€ 612.610.157

TABLEAU 38 ÉVOLUTION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES
(EN € - PÉRIODE 2020 - 2030)

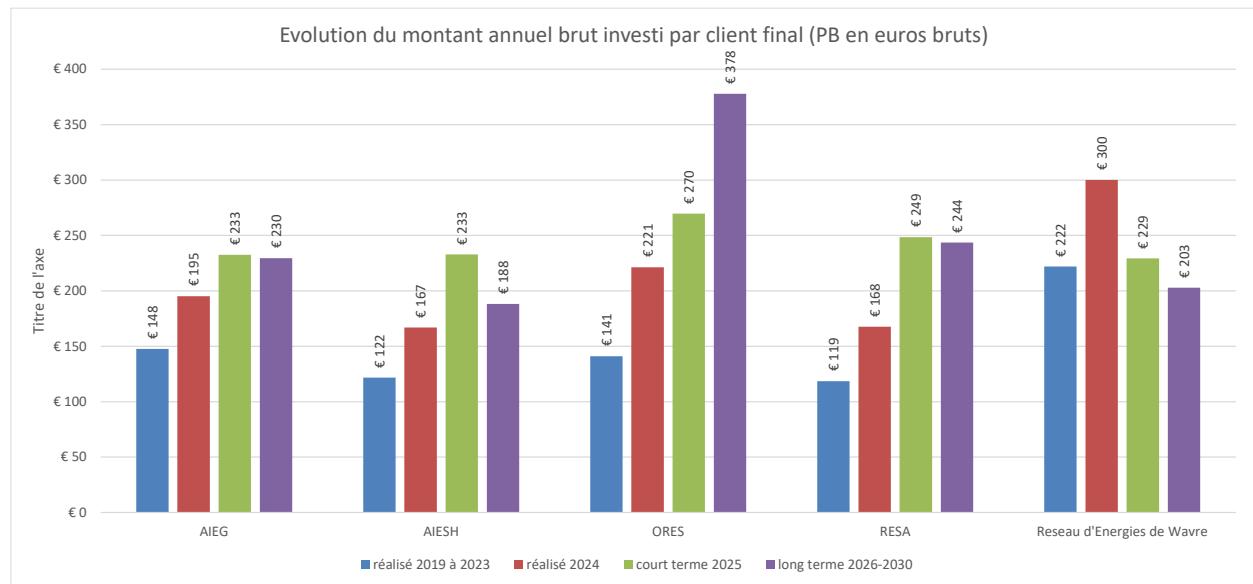


GRAPHIQUE 55 ÉVOLUTION POUR ORES ET RESA DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (EN € SUR PÉRIODE DE 2020 - 2030)



GRAPHIQUE 56 ÉVOLUTION POUR L'AIEG, REW ET L'AIESH DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (EN € SUR PÉRIODE DE 2020 - 2030)

Le montant total annuel moyen d'investissements (en euros bruts, c'est-à-dire avant déduction de l'éventuelle intervention des clients, au cours de différents exercices sur la période 2019-2030) calculés sur les postes budgétaires ramenés par code EAN est illustré par le graphique ci-dessous :



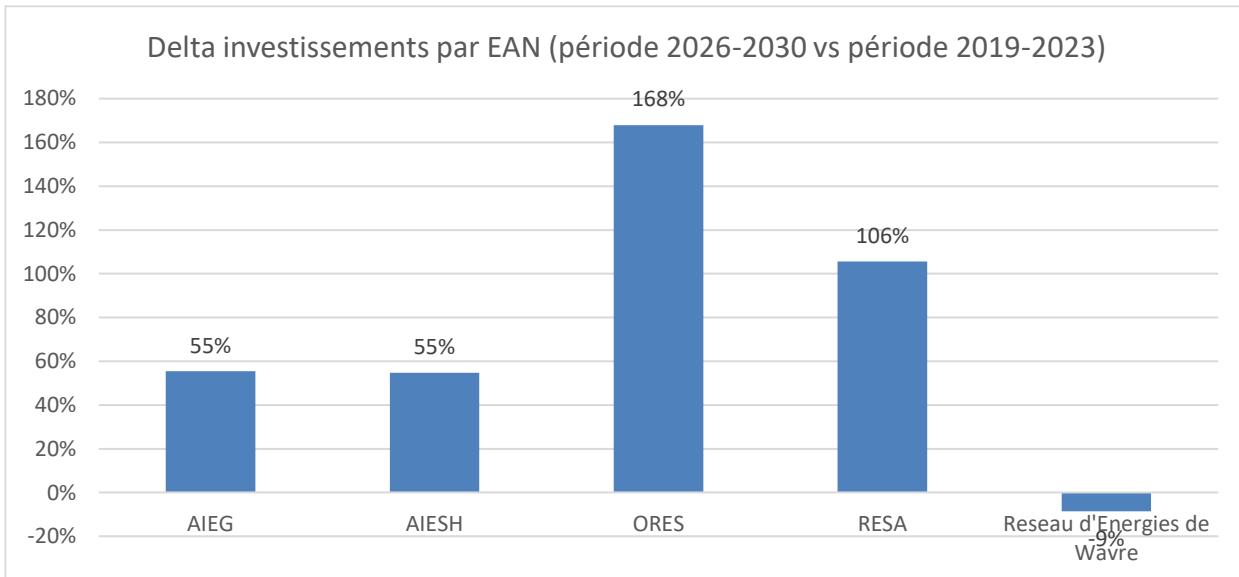
GRAPHIQUE 57 RÉPARTITION GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES PAR CODE EAN (EN €/EAN (BT+MT) - PÉRIODE 2019 - 2030)

Notons avant tout que dans ce graphe, les barres extérieures cumulent des données sur une période de 5 ans tandis que les barres intérieures reprennent des données annuelles (réalisé 2024 et en cours 2025). Certaines variations annuelles significatives peuvent donc avoir un effet important sur ce visuel. En raison de leur taille, l'AIEG, l'AIESH et REW sont particulièrement sujets à cet effet. Notons également que le nombre d'URD par GRD est considéré identique pour toutes les périodes et égal au nombre d'URD repris dans les statistiques de marché consolidées à fin 2024.

L'évolution du montant des investissements est particulièrement contrastée d'un GRD à l'autre. La comparaison entre la période passée 2019-2023 et la période avenir 2026-2030 illustrée par le graphique suivant l'illustre parfaitement, les investissements par URD allant pratiquement du simple au double. Rappelons que les périodes tarifaires ayant un effet contraignant sur les prévisions des GRD sont 2019-2023, 2024, 2025-2029, 2030...

De ces chiffres (exprimés en €/EAN/an) pris isolément, nous pouvons tirer les constats suivants :

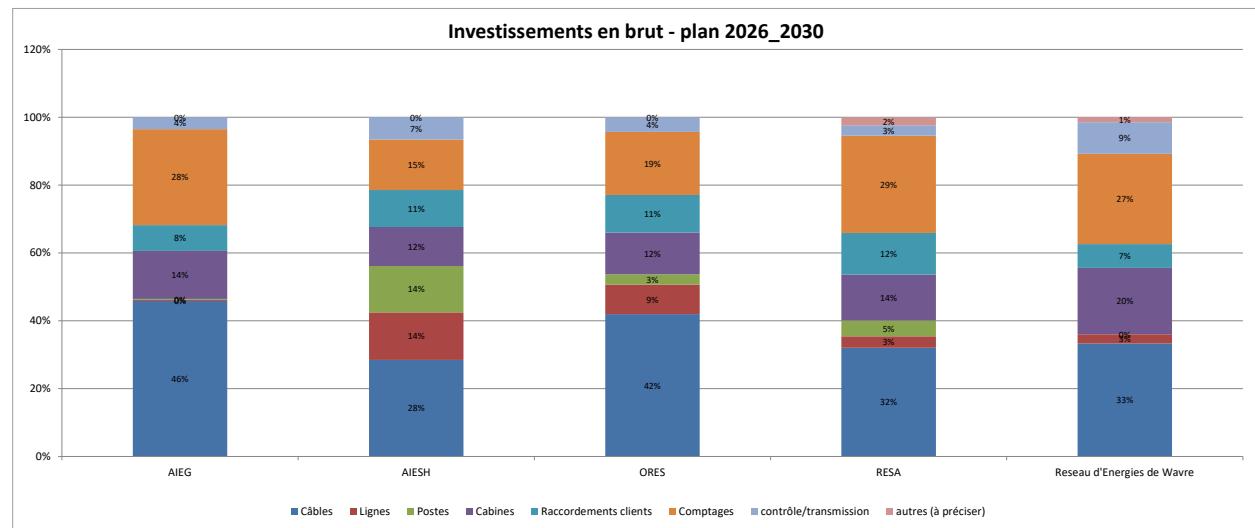
- ORES prévoit pour la période 2026-2030 une augmentation des investissements annuels par EAN très conséquente de 168 % par rapport à la période 2019-2023 passant de 141 à 378 €/EAN/an. De manière plus étonnante, la progression entre l'exercice 2025 (en cours) et la moyenne de la période 2026-2030 est encore de 40 % (de 270 à 378 €/EAN/an). Ceci s'explique par le fait qu'ORES a rédigé son plan sur base des quantités mais prévoit une très forte augmentation des prix.
- AIEG, AIESH et RESA prévoient pour la période 2026-2030 dans la continuité de 2025. Ceci peut se comprendre dans la mesure où l'exercice 2025 et une grande partie de la période 2026-2030 font partie de la même période tarifaire 2025-2029.
- REW après avoir présenté des investissements par URD plus élevés que la moyenne des autres URD présente une prévision d'investissement pour la période 2026-2030 inférieure aux périodes passées.



GRAPHIQUE 58 DELTA INVESTISSEMENTS DES GRD PAR EAN (PÉRIODE 2026-2030 VS PÉRIODE 2019-2023)

5.1.14.2 Les budgets individuels (en total brut)

Le graphique ci-après reprend, par poste budgétaire et par GRD, les proportions de montants bruts alloués à leurs budgets respectifs pour la période 2026-2030 :



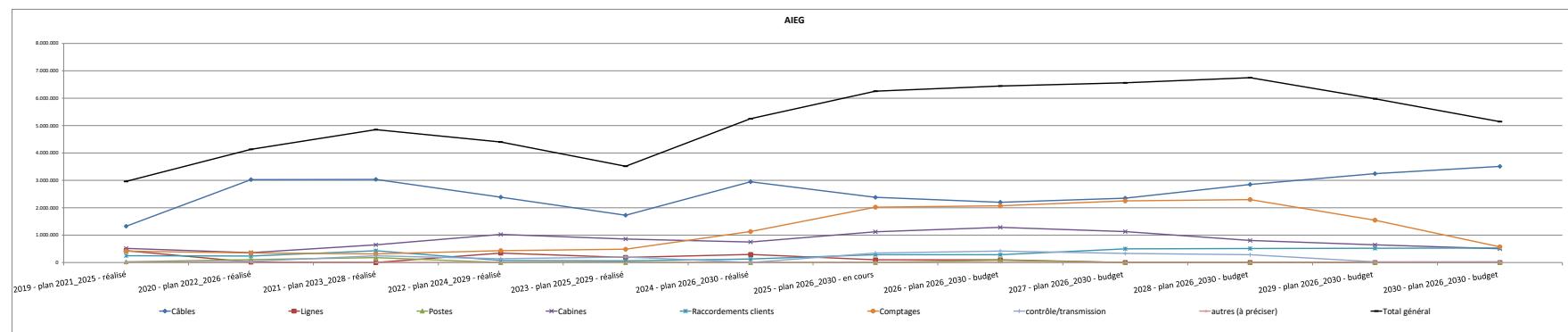
GRAPHIQUE 59 RÉPARTITION PAR GRD DES MONTANTS TOTAUX BRUTS DES POSTES BUDGÉTAIRES (PÉRIODE 2026-2030)

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

- Les valeurs détaillées des postes budgétaires tels que définis précédemment ;
- Ces mêmes valeurs reprises sous forme d'évolution graphique ;
- Le détail des catégories en « sous-postes budgétaires ». Dans les tableaux y relatifs, les cellules surlignées en orange sont celles dont les montants d'investissement s'écartent de manière significative de la moyenne calculée sur la période 2019 à 2030.

AIEG

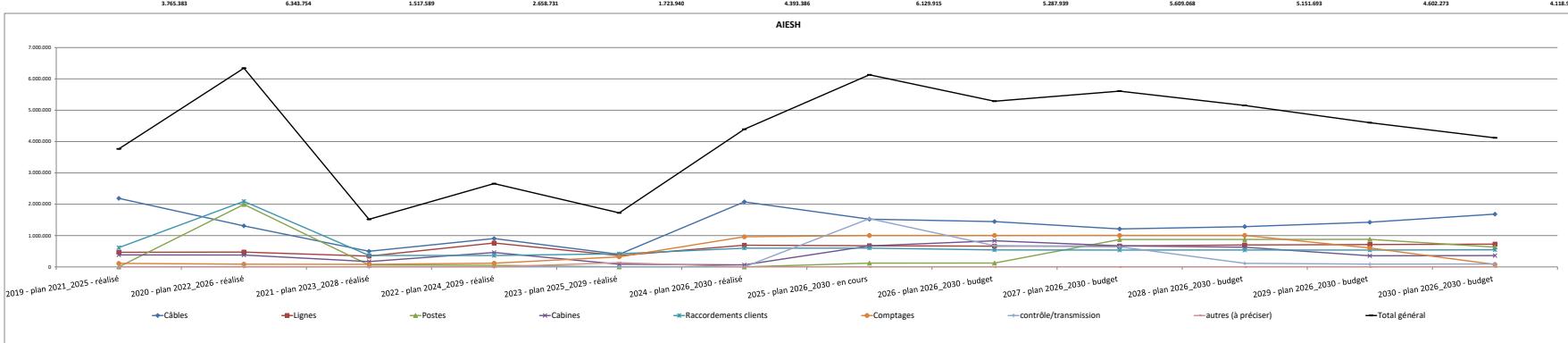
AIEG	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	1.323.609	3.026.928	3.034.477	2.386.056	1.726.588	2.948.019	2.380.000	2.200.000	2.350.000	2.850.000	3.244.000	3.510.000
Lignes	431.975	13.099	0	343.108	185.071	294.483	100.000	100.000	0	0	0	0
Postes	25.798	105.000	180.000	0	0	0	0	85.000	0	0	0	0
Cabines	516.260	359.000	645.500	1.025.640	857.500	749.364	1.121.204	1.283.845	1.129.148	805.442	645.387	503.000
Raccordements clients	248.657	236.130	431.000	73.165	58.771	128.211	285.000	285.000	500.000	510.000	520.200	530.604
Comptages	415.692	349.645	315.000	433.680	485.626	1.131.810	2.021.400	2.070.912	2.250.256	2.297.634	1.545.022	573.443
contrôle/transmission	0	42.000	245.000	138.000	201.100	0	347.800	418.700	332.000	285.000	24.000	27.000
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	2.961.991	4.131.802	4.850.977	4.399.649	3.514.656	5.251.887	6.255.404	6.443.457	6.561.404	6.748.076	5.978.609	5.144.047
	2.361.991	4.131.802	4.850.977	4.399.649	3.514.656	5.251.887	6.255.404	6.443.457	6.561.404	6.748.076	5.978.609	5.144.047



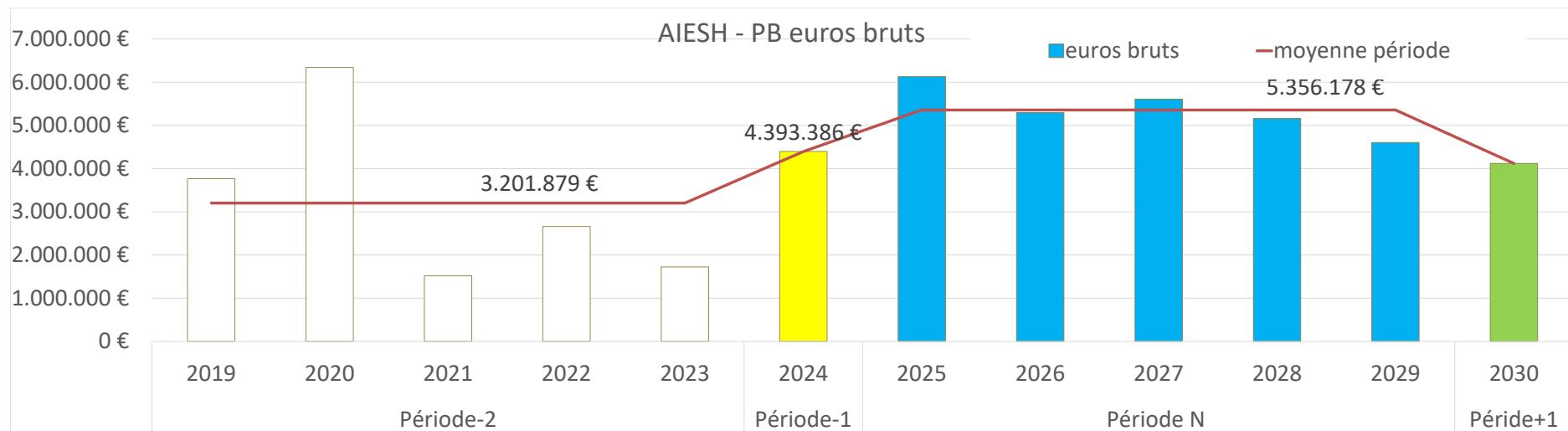
AIEG	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	1.323.609	3.026.928	3.034.477	2.386.056	1.726.588	2.948.019	2.380.000	2.200.000	2.350.000	2.850.000	3.244.000	3.510.000
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.129.584	2.391.928	2.443.477	1.577.054	994.992	2.258.300	2.130.000	1.800.000	1.900.000	2.310.000	2.684.000	2.900.000
Réseau BT	194.025	635.000	591.000	809.003	731.596	689.719	250.000	400.000	450.000	540.000	560.000	610.000
Lignes	431.975	13.099	0	343.108	185.071	294.483	100.000	100.000	0	0	0	0
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	415.628	0	0	332.050	130.303	261.594	28.000	28.000	0	0	0	0
Postes	25.798	105.000	180.000	0	0	0	0	85.000	0	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0
Bâtiments	25.798	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	96.000	180.000	0	0	0	0	85.000	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	9.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	516.260	359.000	645.500	1.025.640	857.500	749.364	1.121.204	1.283.845	1.129.148	805.442	645.387	503.000
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	213.000	40.000	176.000	301.000	207.500	166.022	60.000	60.000	20.000	0	0	0
Cellules MT	189.000	219.000	287.500	516.640	436.000	374.621	588.412	656.000	593.000	325.000	345.000	365.000
Transformateurs MT/MT	114.260	100.000	182.000	208.000	214.000	208.721	147.000	127.000	179.000	138.000	138.000	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	325.792	435.845	337.148	342.442	162.387	0
Raccordements clients	248.657	236.130	431.000	73.165	58.771	128.211	285.000	285.000	500.000	510.000	520.200	530.604
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	2.500	0	180.000	180.000	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	248.657	236.130	431.000	73.165	56.271	128.211	105.000	105.000	500.000	510.000	520.200	530.604
Comptages	415.692	349.645	315.000	433.680	485.626	1.131.810	2.021.400	2.070.912	2.250.256	2.297.634	1.545.022	573.443
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	15.213	0	0	1.500	0	13.520	13.520	0	0	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	338.590	290.648	0	274.074	23.795	10.883	0	0	0	0	0	0
BT / Intelligent	13.229	0	315.000	132.881	460.331	1.120.927	2.007.880	2.057.392	2.250.256	2.297.634	1.545.022	573.443
BT / à budget	63.873	43.783	0	26.725	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	42.000	245.000	138.000	201.100	0	347.800					

AIESH

AIESH	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé					
Câbles	2.187.840	1.308.903	498.688	904.283	402.144	2.075.738	1.446.200	1.211.029	1.284.991	1.426.087	1.683.820
Lignes	466.553	473.292	343.529	761.949	361.454	691.285	662.410	666.397	701.559	714.188	727.043
Postes	0	1.993.904	59.626	50.032	0	0	122.160	874.359	876.597	878.876	631.196
Cabines	383.340	378.662	170.913	461.094	84.798	65.634	833.580	672.180	628.298	354.438	360.598
Raccordements clients	615.713	2.092.106	365.500	363.068	418.529	598.254	542.500	538.162	539.489	536.984	546.649
Comptages	111.937	86.912	79.333	118.305	321.333	962.475	1.003.620	1.004.903	1.006.004	603.235	77.399
contrôle/transmission	0	9.955	0	0	0	0	677.469	642.038	114.755	88.465	92.198
autres (à préciser)	0	0	0	0	135.682	0	0	0	0	0	0
Total général	3.765.383	6.343.754	1.517.589	2.658.731	1.723.940	4.393.386	5.287.939	5.609.068	5.151.693	4.602.273	4.118.903

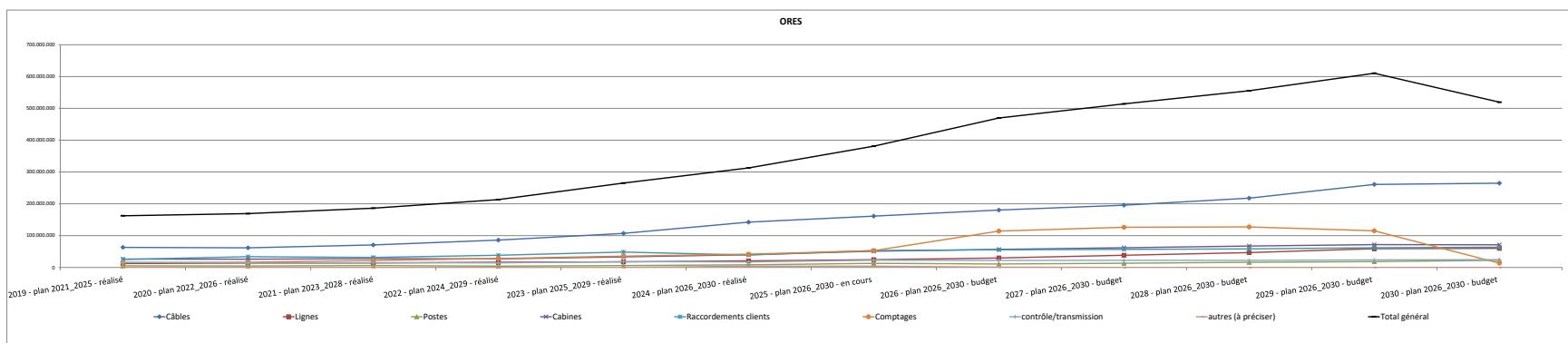


AIESH	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
	2.187.840	1.308.903	498.688	904.283	402.144	2.075.738	1.522.132	1.446.200	1.211.029	1.284.991	1.426.087	1.683.820
Câbles												
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.103.303	735.449	159.352	19.152	188.578	521.621	947.132	999.800	762.632	860.498	1.103.897	1.301.830
Réseau BT	1.084.537	573.454	339.336	885.130	213.566	1.554.117	575.000	446.400	448.397	424.493	322.190	381.990
Lignes	466.553	473.292	343.529	761.949	361.454	691.285	675.600	662.410	666.397	701.559	714.188	727.043
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	141.726	0	0	25.000	25.450	25.908	26.374	26.849	27.332
Réseau MT	47.089	109.161	40.793	187.321	203.895	0	120.000	122.160	124.359	126.597	128.876	131.196
Réseau BT	419.464	364.132	302.735	432.902	157.559	691.285	530.600	514.800	516.130	548.588	558.463	568.515
Postes	0	1.993.904	59.626	50.032	0	0	120.000	122.160	874.359	876.597	878.876	631.196
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	50.000	0	0
Bâtiments	0	499.644	0	0	0	0	0	0	300.000	300.000	0	0
Cellules Poste	0	0	42.368	0	0	0	120.000	122.160	524.359	526.597	778.876	631.196
Cellules Poste - Télécontrôle	0	1.353.191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	141.069	17.258	50.032	0	0	0	0	0	0	100.000	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	383.340	378.682	170.913	461.094	84.798	65.634	670.000	833.580	672.180	628.298	354.438	360.598
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	69.273	14.701	167.423	0	0	150.000	197.500	155.000	150.000	70.000	75.000
Cellules MT	284.925	272.933	113.636	249.637	16.614	24.774	410.000	430.540	371.090	336.649	202.219	202.799
Transformateurs MT/ST	98.415	36.476	42.575	44.035	68.184	40.860	110.000	105.540	146.090	141.649	82.219	82.799
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Raccordements clients	615.713	2.092.106	365.500	363.068	418.529	598.254	600.000	542.500	538.162	539.489	536.984	546.649
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	1.638.859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	37.443	65.161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	578.270	388.086	365.500	363.068	418.529	598.254	600.000	542.500	538.162	539.489	536.984	546.649
Comptages	111.937	86.912	79.333	118.305	321.333	962.475	1.002.519	1.003.620	1.004.903	1.006.004	603.235	77.399
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	0	1.325	685	0	0	136.875	0	0	0	0	0	0
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	2.650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / YMR	49.109	37.593	42.928	43.072	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	0	0	0	31.369	317.166	825.600	1.002.519	1.003.620	1.004.903	1.006.004	603.235	77.399
BT / à budget	62.828	45.344	35.720	43.864	4.167	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	0	9.955	0	0	0	0	1.539.664	677.469	642.038	114.755	88.465	92.198
Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU / PMU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	0	1.455.914	580.071	560.972	10.000	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	0	0	0	83.750	97.398	81.066	104.755	88.465	92.198
Autres équipements "smart"	0	9.955	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
autres (à préciser)	0	0	0	0	135.682	0	0	0	0	0	0	0
Total général	3.765.383	6.343.754	1.517.589	2.658.731	1.723.940	4.393.386	6.129.915	5.287.939	5.609.068	5.151.693	4.602.273	4.118.903



ORES

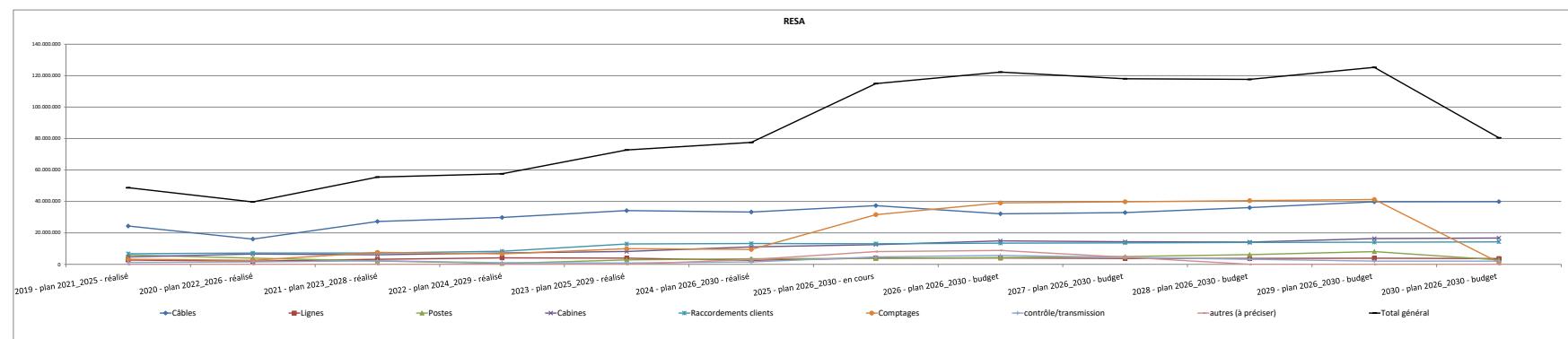
ORES	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	62.937.188	61.610.278	70.541.447	85.827.207	106.969.292	142.259.480	161.144.968	180.268.121	195.649.550	217.788.849	260.869.661	264.731.612
Lignes	12.155.101	13.476.792	14.038.206	16.254.802	17.448.416	20.595.279	24.360.855	29.674.815	38.175.065	46.613.078	58.882.177	59.973.857
Postes	4.900.228	4.526.706	5.783.896	4.155.518	5.770.576	8.230.383	12.806.983	10.814.125	13.055.906	16.014.090	18.329.487	22.395.321
Cabines	26.260.210	25.809.053	27.762.767	26.845.778	33.080.587	40.036.631	50.804.555	56.665.787	61.854.744	67.279.221	71.704.765	71.126.522
Raccordements clients	25.115.798	33.636.408	31.350.840	38.159.582	48.365.798	38.932.948	53.030.109	55.445.092	56.684.269	58.180.191	61.855.352	63.442.295
Comptages	15.171.204	16.301.993	21.793.106	27.915.049	35.425.176	41.619.869	52.664.311	114.105.071	126.341.016	127.373.115	115.104.151	13.318.643
contrôle/transmission	15.840.252	13.755.310	14.914.265	14.085.600	18.146.511	17.246.070	22.537.895	21.811.483	22.314.839	22.028.611	23.670.207	24.456.327
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	3.767.499	3.792.196	939.907	0	0	0	0
Total général	162.379.980	169.116.541	186.184.527	213.243.535	265.206.356	312.688.159	381.141.872	469.724.401	514.075.389	555.277.155	610.415.800	519.444.577



ORES	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	62.937.188	61.610.278	70.541.447	85.827.207	106.969.292	142.259.480		180.268.121	195.649.550	217.788.849	260.869.661	264.731.612
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Réseau MT	42.144.613	40.063.359	49.175.663	56.856.948	70.665.624	92.345.774		125.269.557	136.138.051	154.272.017	187.163.278	188.107.503
Réseau BT	20.792.575	21.546.919	21.365.784	28.970.259	36.303.668	49.913.706		54.998.564	59.511.499	63.516.832	73.706.383	76.624.109
Lignes	12.155.101	13.476.792	14.038.206	16.254.802	17.448.416	20.595.279		29.674.815	38.175.065	46.613.078	58.180.191	59.973.857
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Réseau MT	3.164.886	3.377.753	3.470.358	4.299.199	3.395.290	4.495.753		6.939.158	8.835.470	11.488.542	13.671.146	13.917.226
Réseau BT	8.990.215	10.099.039	10.567.848	11.955.603	14.053.126	16.099.526		22.735.657	29.339.595	35.124.536	45.211.031	46.056.631
Postes	4.900.228	4.526.706	5.783.896	4.155.518	5.770.576	8.230.383		10.814.125	13.055.906	16.014.090	18.329.487	22.395.321
Terrains	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Bâtiments	9.616	6.999	126.927	47.956	83.513	51.818		0	0	0	0	0
Cellules Poste	2.162.023	2.025.615	2.441.190	1.354.645	2.266.231	3.200.544		8.643.904	11.210.817	14.056.938	15.803.686	19.576.204
Cellules Poste - Télécontrôle	1.786.028	1.541.021	2.306.966	2.383.079	3.292.286	4.104.599		1.717.157	1.499.175	1.452.279	1.668.758	2.275.927
Cellules TCC	942.561	953.072	908.813	369.837	128.546	873.422		453.064	345.914	503.923	857.043	543.190
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Raccordements clients	25.115.798	33.636.408	31.350.840	38.159.582	48.365.798	38.932.948		56.665.787	61.854.744	67.279.221	71.704.765	71.126.522
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	3.346.345	9.005.399	6.599.361	9.996.552	19.466.856	4.476.693		12.514.660	13.063.150	13.777.480	14.348.481	14.067.344
Niveau MT	4.849.203	3.777.774	4.596.148	5.740.147	6.448.682	9.604.129		29.101.884	31.784.302	34.350.464	36.849.356	36.511.123
Niveau Trans BT	194.625	244.695	240.148	57.049	80.619	13.984		15.049.243	17.007.292	19.151.277	20.506.928	20.548.055
Niveau BT	16.725.625	20.608.541	19.915.184	22.365.833	22.369.641	24.838.142		55.445.092	56.684.269	58.180.191	61.855.352	63.442.295
Comptages	15.171.204	16.301.993	21.793.106	27.915.049	35.425.176	41.619.869		114.105.071	126.341.016	127.373.115	115.104.151	13.318.643
HT / AMR	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
MT / AMR	1.949.282	1.483.632	1.948.443	1.614.798	1.664.723	2.493.029		2.172.736	1.723.958	1.601.527	1.630.355	1.659.701
MT / MMR	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
BT / AMR	5.139	2.196	9.317	10.213	5.482	4.056		0	0	0	0	0
BT / YMR	8.518.742	8.828.817	9.067.829	3.085.258	3.151.430	2.973.243		0	0	0	0	0
BT / intelligents	56.803	2.937.7										

RESA

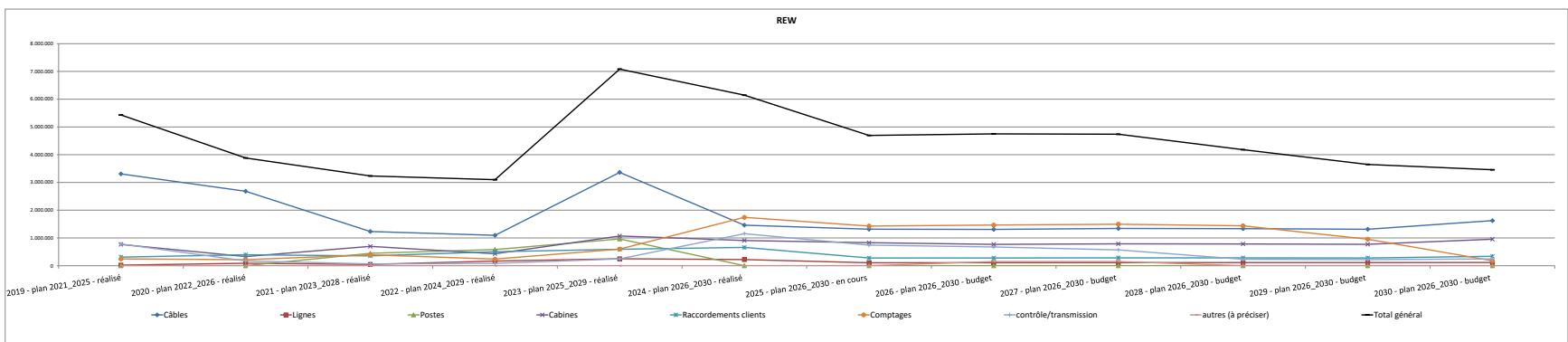
RESA	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	24.334.016	16.035.835	27.226.918	29.784.038	34.160.612	33.247.254	37.315.672	32.134.928	32.890.372	36.063.882	39.746.422	39.863.370
Lignes	2.691.618	1.965.800	3.158.954	4.089.669	3.901.878	2.489.449	3.967.460	3.976.133	3.703.659	3.743.035	3.853.930	3.650.114
Postes	5.921.420	3.928.411	2.098.497	531.965	2.812.809	3.519.896	3.765.909	4.260.778	4.886.431	6.159.932	8.059.680	2.794.318
Cabines	4.688.207	6.514.268	6.040.671	7.215.923	8.145.538	11.070.646	12.514.743	14.910.708	14.337.027	14.119.165	16.339.510	16.712.355
Raccordements clients	6.716.713	7.188.225	7.178.635	8.300.239	12.926.299	13.208.954	13.069.548	13.453.506	13.622.814	13.894.479	14.047.626	14.268.478
Comptages	3.225.010	2.517.857	7.555.984	6.668.325	9.936.937	9.456.052	31.562.860	39.065.135	40.485.174	41.213.907	1.140.260	
contrôle/transmission	1.145.648	1.523.407	2.213.640	981.454	834.966	1.511.547	4.664.380	5.656.208	4.323.630	3.168.838	2.008.827	2.016.908
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	3.023.518	8.086.040	8.815.399	4.504.754	0	0	0
Total général	48.722.633	39.673.803	55.473.299	57.571.614	72.720.039	77.527.316	114.946.612	122.273.795	118.038.013	117.634.505	125.269.902	80.445.803



RESA	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	24.334.016	16.035.835	27.226.918	29.784.038	34.160.612	33.247.254	37.315.672	32.134.928	32.890.372	36.063.882	39.746.422	39.863.370
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	15.638.013	8.897.121	18.905.889	17.685.757	20.851.459	20.435.505	23.628.377	18.848.877	19.526.549	22.661.255	26.039.385	25.984.724
Réseau BT	8.696.003	7.138.714	8.321.029	12.098.281	13.309.153	12.811.749	13.687.395	13.286.051	13.363.823	13.402.627	13.707.037	13.878.646
Lignes	2.691.618	1.965.800	3.158.954	4.089.669	3.901.878	2.489.449	3.967.460	3.976.133	3.703.659	3.743.035	3.853.930	3.650.114
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	844.730	359.538	605.296	655.077	1.123.685	251.596	1.102.546	1.165.412	868.868	865.046	818.962	617.250
Réseau BT	1.846.887	1.606.262	2.553.658	3.434.591	2.778.193	2.237.853	2.864.914	2.810.721	2.834.791	2.877.989	3.034.968	3.032.864
Postes	5.921.420	3.928.411	2.098.497	531.965	2.812.809	3.519.896	3.765.909	4.260.778	4.886.431	6.159.932	8.059.680	2.794.318
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	295.955	1.948.467	1.236.730	200.954	70.632	1.256.969	2.307.189	105.077	853.267	2.281.550	2.882.298	1.043.893
Cellules Poste	5.412.468	1.847.350	464.394	302.626	2.297.280	1.873.397	720.518	2.834.333	1.007.654	2.731.434	3.787.398	1.190.574
Cellules Poste - Télécontrôle	264.495	0	0	0	0	0	203.190	3/1827	798.878	352.241	743.811	845.330
Cellules TCC	17.110	131.590	145.861	40.542	440.438	175.976	366.375	0	126.135	403.137	544.654	196.696
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	68.608	1.004	251.513	-12.156	4.259	10.364	0	522.490	2.547.134	0	0	0
Cabines	4.688.207	6.514.268	6.040.671	7.215.923	8.146.538	11.070.646	12.514.743	14.910.708	14.337.027	14.119.165	16.339.510	16.712.355
Terrains	732.832	1.088.593	28.994	40.557	19.447	48.462	35.680	36.574	37.132	37.968	38.478	39.171
Bâtiments	385.970	1.248.361	1.003.816	560.092	1.430.813	1.231.103	3.695.491	4.863.884	4.430.624	4.155.957	5.348.639	5.438.454
Cellules MT	2.207.389	2.653.997	3.204.771	4.710.047	4.237.733	6.210.252	5.487.355	6.192.311	5.856.775	6.141.318	6.478.216	6.727.682
Transformateurs MT/HT	1.362.016	1.523.317	1.803.090	1.905.227	2.458.545	3.580.829	3.296.217	3.817.939	4.012.496	3.783.922	4.474.177	4.507.048
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Raccordements clients	6.716.713	7.188.225	7.178.635	8.300.239	12.926.299	13.208.954	13.069.548	13.453.506	13.622.814	13.894.479	14.047.626	14.268.478
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	20.928	0	0	0	14.590	1.570.860	24.745	25.560	25.949	26.532	26.888	27.372
Niveau MT	37.653	72.145	60.166	36.397	65.919	359.847	64.323	66.141	67.149	68.659	69.581	70.833
Niveau Trans BT	36.748	15.244	72.307	43.265	105.107	60.807	47.223	48.256	49.486	49.085	49.271	49.702
Niveau BT	6.621.385	7.100.835	7.046.161	8.220.578	12.740.683	11.217.440	12.933.257	13.313.549	13.481.230	13.750.203	13.901.886	14.120.571
Comptages	3.225.010	2.517.857	7.555.984	6.668.325	9.936.937	9.45						

Réseau d'Énergies de Wavre

REW	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - en cours	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	3.307.317	2.682.564	1.231.974	1.093.320	3.361.275	1.460.302	1.314.140	1.308.553	1.341.714	1.334.988	1.312.905	1.623.531
Lignes	20.258	88.210	46.286	167.140	250.143	220.747	105.962	108.082	110.027	112.008	114.024	116.076
Postes	0	0	447.119	582.704	964.984	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	766.259	328.835	696.091	429.679	1.070.177	908.424	828.578	768.300	787.769	783.820	770.855	953.235
Raccordements clients	309.705	394.570	354.577	504.183	591.614	659.998	276.976	276.250	283.112	282.138	278.152	339.576
Comptages	244.689	215.423	392.248	237.614	598.408	1.741.891	1.427.860	1.464.720	1.494.827	1.437.200	955.109	178.287
contrôle/transmission	783.100	171.804	64.760	83.321	246.597	1.125.165	512.981	447.567	450.643	220.435	207.763	236.561
autres (à préciser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total général	5.431.328	3.881.405	3.233.054	3.097.960	7.083.198	6.116.527	4.466.497	4.523.472	4.618.092	4.170.589	3.638.808	3.447.266



REW	2019 - plan 2021_2025 - réalisé	2020 - plan 2022_2026 - réalisé	2021 - plan 2023_2028 - réalisé	2022 - plan 2024_2029 - réalisé	2023 - plan 2025_2029 - réalisé	2024 - plan 2026_2030 - réalisé	2025 - plan 2026_2030 - en cours	2026 - plan 2026_2030 - budget	2027 - plan 2026_2030 - budget	2028 - plan 2026_2030 - budget	2029 - plan 2026_2030 - budget	2030 - plan 2026_2030 - budget
Câbles	3.307.317	2.682.564	1.231.974	1.093.320	3.361.275	1.460.302	1.314.140	1.308.553	1.341.714	1.334.988	1.312.905	1.623.531
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.358.436	760.969	229.411	537.754	2.038.452	649.539	661.021	658.211	674.891	671.508	660.400	816.647
Réseau BT	1.948.881	1.921.595	1.002.563	555.567	1.322.323	810.763	653.119	650.342	666.823	663.480	652.505	806.884
Lignes	20.258	88.210	46.286	167.140	250.143	220.747	105.962	108.082	110.027	112.008	114.024	116.076
Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	20.258	88.210	46.286	167.140	250.143	220.747	105.962	108.082	110.027	112.008	114.024	116.076
Postes	0	0	447.119	582.704	964.984	0	0	0	0	0	0	0
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	397.119	582.704	625.876	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	20.000	0	339.108	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabines	766.259	328.835	696.091	429.679	1.070.177	908.424	828.578	768.300	787.769	783.820	770.855	953.235
Terrains	0	0	0	0	0	59.417	45.885	51.985	37.876	49.793	66.417	
Bâtiments	125.000	43.833	138.492	0	123.836	92.877	252.625	257.084	261.542	266.000	236.651	274.916
Cellule MT	585.419	285.002	417.851	246.569	697.434	747.789	353.793	360.037	366.280	372.523	378.767	481.263
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Raccordements clients	309.705	394.570	354.577	504.183	591.614	659.998	276.976	276.250	283.112	282.138	278.152	339.576
Niveau HT (70/36/30 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	92.361	56.730	10.867	85.653	50.451	76.149	12.853	13.110	13.346	13.586	13.831	14.080
Niveau Trans BT	0	0	0	2.159	0	0	5.790	5.905	6.012	6.120	6.230	6.342
Niveau BT	217.344	337.840	343.710	416.371	541.163	583.849	258.333	257.235	263.754	262.432	258.091	319.154
Comptages	244.689	215.423	392.248	237.614	598.408	1.741.891	1.427.860	1.464.720	1.494.827	1.437.200	955.109	178.287
HT / AMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / AMR	38.801	4.073	85.766	1.204	6.636	36.970	27.737	35.396	35.633	33.675	33.921	44.172
MT / MMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT / AMR	0	0	0	0	0	135.063	5.964	6.069	6.174	6.280	6.385	6.490
BT / YMR	89.000	95.891	0	132.728	26.323	0	0	0	0	0	0	0
BT / intelligents	91.639	99.506	289.443	103.682	473.307	1.569.858	1.394.159	1.423.255	1.453.020	1.417.245	934.803	157.625
BT / à budget	25.249	15.954	17.038	0	92.142	0	0	0	0	0	0	0
BT / Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrôle/transmission	783.100	171.804	64.760	83.321	246.597	1.125.165	512.981	447.567	450.643	220.435	207.	

5.2 ANNEXE II : Les lignes directrices applicables

Se référer au site de la CWaPE :

Publication : <https://www.cwape.be/publications/document/6338>

5.3 ANNEXE III (non publiée) : Version définitive des différents plans d'adaptation des GRD

Documents confidentiels uniquement disponibles sous forme électronique.