



AIEG
Rue des Marais ; 11
5300 Seilles

ANNEE 2025

Plan d'adaptation 2026-2031

Réseau de distribution
d'électricité

1 Introduction

2 Descriptif de l'infrastructure existante

2.1 Données Chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2024

En annexe 1 du présent rapport, figure le tableau référencé « Tab 0_descriptif installations existantes ». Ce document constitue un inventaire détaillé de l'infrastructure technique en place à la date de référence du 31 décembre 2024. Le tableau a été rigoureusement renseigné afin de fournir une description exhaustive des installations existantes, incluant notamment les caractéristiques techniques, les localisations, ainsi que les fonctions associées aux équipements recensés.

Il convient de souligner que seules les liaisons câblées ayant fait l'objet d'une pose effective suivie d'une mise en service opérationnelle ont été intégrées dans ce relevé. Les câbles en attente de raccordement final ou dont la mise en service reste à planifier ne sont pas pris en compte dans cette version du tableau, conformément à la méthodologie de recensement adoptée.

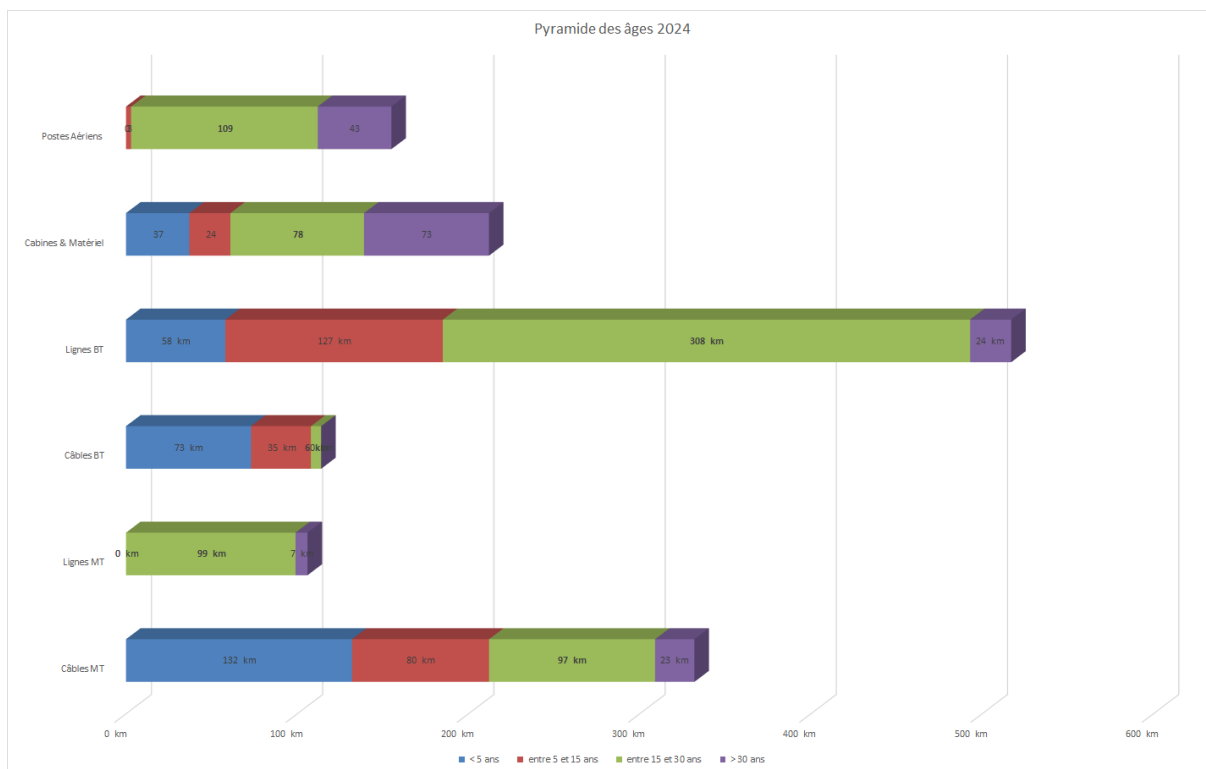
Voir fichier Excel

2.2 - Pyramide des Ages

Le tableau ci-dessous présente la répartition des infrastructures en fonction de leur âge

Pyramide des âges - reseau AIEG au 31 / 12 / 2024					
	< 5 ans	entre 5 et 15 ans	entre 15 et 30 ans	> 30 ans	Total
Câbles MT	132 km	80 km	97 km	23 km	332 km
Lignes MT	0 km	0 km	99 km	7 km	106 km
Câbles BT	73 km	35 km	6 km	0 km	114 km
Lignes BT	58 km	127 km	308 km	24 km	517 km
Cabines & Matériel	37	24	78	73	212
Postes Aériens	0	3	109	43	155

	%vestusté
Câbles MT	7%
Lignes MT	7%
Câbles BT	0%
Lignes BT	5%
Cabines & Matériel	34%
Postes Aériens	28%



Age moyen pondéré

Age Moyen réseau MT	15,39
Age Moyen réseau BT	15,80
Age Moyen réseau St/MT	12,75
Age Moyen réseau AE/MT	23,66
Age Moyen réseau St/BT	5,86
Age Moyen réseau AE/BT	18,00
Age Moyen cabines & PTA	25,10

Conformément aux prescriptions du Décret, le présent paragraphe apporte un éclairage détaillé sur la répartition par âge des principales composantes du réseau Moyenne Tension (MT) de l'AIEG, ainsi qu'une évaluation de leur état de vétusté à la date de référence du 31 décembre 2024. Une analyse complémentaire est également fournie pour les éléments structurants du réseau Basse Tension (BT).

a) Réseau Moyenne Tension – Analyse de la pyramide des âges

La pyramide des âges du réseau MT de l'AIEG fait apparaître les éléments suivants :

- **Câbles MT** : sur un total de 332 km installés, environ 29 % (97 km) sont âgés de 15 à 30 ans, tandis que 24 % (80 km) ont entre 5 et 15 ans. Une part significative (40 %, soit 132 km) correspond à des

câbles récents (< 5 ans), traduisant des efforts récents d'extension ou de renouvellement. Seuls 7 % (23 km) ont plus de 30 ans, témoignant d'un vieillissement relativement contenu de cette composante.

- **Lignes MT** : le réseau aérien MT présente une ancienneté plus marquée : 99 km sur les 106 km totaux ont entre 15 et 30 ans (93 %), tandis que 7 km (7 %) dépassent les 30 ans. Aucun segment de ligne MT n'est âgé de moins de 15 ans.

b) État de vétusté des infrastructures MT

L'analyse des taux de vétusté montre un état globalement satisfaisant pour les infrastructures MT :

- **Câbles MT** : taux de vétusté de 7 %, ce qui reste modéré et maîtrisé.
- **Lignes MT** : également 7 % de vétusté, en cohérence avec leur âge élevé, bien que ces équipements restent fonctionnels.

Il convient de rappeler que l'indicateur de vétusté ne peut être corrélé de manière linéaire avec l'ancienneté. En effet, certains câbles anciens, notamment de type papier-plomb, peuvent encore assurer un service fiable, tandis que des installations plus récentes peuvent présenter des défaillances en fonction de leur environnement ou de leur technologie (e.g. PRC). Une approche fondée exclusivement sur l'âge ne saurait donc refléter fidèlement l'état réel du réseau.

c) Politique de renouvellement et stratégie à long terme

L'AIEG applique une stratégie proactive et pragmatique en matière de renouvellement de son réseau MT. Celle-ci repose sur :

- Une **priorisation basée sur les pannes et incidents constatés**, plutôt que sur l'ancienneté seule.
- Le **remplacement systématique des câbles vulnérables aux agressions environnementales**, tels que les câbles papier-plomb en proximité de voies ferrées, même si ceux-ci n'ont pas encore atteint une ancienneté critique.
- Une **planification pluriannuelle du renouvellement des lignes aériennes MT**, avec un ciblage prioritaire des tronçons les plus anciens (> 30 ans) ou les plus sollicités.

Cette approche permet d'assurer un équilibre optimal entre performance, sécurité et maîtrise des investissements.

d) Éléments BT – Informations complémentaires

L'AIEG fournit également, à titre informatif, les données relatives à son infrastructure BT :

- **Câbles BT** : réseau en excellent état avec un taux de vétusté nul (0 %). La majorité du réseau est récente, 64 % des câbles ayant moins de 5 ans.
- **Lignes BT** : malgré une proportion importante de lignes âgées de 15 à 30 ans (60 %), le taux de vétusté reste bas (5 %), traduisant une maintenance efficace.
- **Cabines et matériel** : ce poste présente un taux de vétusté élevé (34 %), lié à la complexité de certaines opérations de remplacement, souvent conditionnées par la disponibilité de matériel compatible et les contraintes d'exploitation.
- **Postes aériens** : 28 % de vétusté, nécessitant un suivi attentif, notamment pour les équipements de plus de 30 ans.

L'AIEG prévoit de poursuivre le programme de renouvellement ciblé des cabines les plus anciennes et des postes aériens identifiés comme critiques, en cohérence avec les budgets alloués et les orientations stratégiques fixées par la régulation.

Concernant la commune de Brunehaut, un accord de principe a été conclu avec ORES en vue du transfert de gestion du réseau de distribution à l'AIEG à compter du 1er janvier 2026. Cet accord devra toutefois être paraphé et officialisé par les Conseils d'administration respectifs ainsi que par les Assemblées générales des deux gestionnaires avant d'entrer pleinement en vigueur. Dès la finalisation de cette étape institutionnelle, l'AIEG procédera à une analyse approfondie et méthodique du réseau de Brunehaut. Cette étude permettra d'identifier les points sensibles, de hiérarchiser les priorités d'intervention et de définir les investissements optimaux à programmer. L'ensemble des mesures retenues sera ensuite intégré au plan d'adaptation du réseau, garantissant ainsi une transition fluide de la gestion et un développement cohérent et sécurisé des infrastructures électriques sur le territoire communal.

Sur le plan technique, la reprise de la commune de Brunehaut représente un enjeu stratégique majeur pour l'AIEG. En effet, l'intégration de ce nouveau périmètre nécessitera une évaluation détaillée de l'état des infrastructures existantes, incluant la vétusté des câbles, la conformité des cabines et la robustesse des lignes moyenne et basse tension. Une attention particulière sera accordée à l'intégration des énergies renouvelables déjà

présentes ou en développement sur le territoire communal (photovoltaïque, éolien, etc.), afin d'assurer leur injection en toute sécurité et de manière optimale dans le réseau. L'AIEG analysera également les besoins futurs liés à la mobilité électrique, aux pompes à chaleur et à l'électrification progressive des usages industriels et résidentiels, ce qui pourrait nécessiter des renforcements ponctuels et une meilleure interconnexion avec les autres communes déjà gérées. Enfin, la transition offrira l'opportunité d'appliquer directement les standards techniques de l'AIEG, notamment l'automatisation des cabines, le télécontrôle et, à terme, l'installation de transformateurs autoregulants, afin d'améliorer la qualité de service et de fiabiliser durablement l'alimentation électrique des habitants de Brunehaut.

3 Bilan des réalisations de l'année précédente (Année 2024)

Conformément aux exigences de la CWaPE, l'onglet "**New Tab 2_bilan N-1**" du présent rapport reprend de manière exhaustive l'ensemble des projets d'investissement clôturés ou entamés au cours de l'exercice 2024. Cette synthèse inclut à la fois les projets planifiés dans le cadre du **plan d'adaptation 2025-2029** et les interventions exceptionnelles, motivées par des contraintes opérationnelles telles que des incidents imprévus, des pannes répétitives ou des synergies imposées par d'autres opérateurs, notamment dans le cadre des travaux coordonnés avec **POWALCo**.

Parmi les actions menées en 2024, plusieurs projets ont été réalisés en urgence ou anticipés, et regroupés sous les libellés génériques "**AIEG_MT**" et "**AIEG_BT**", permettant ainsi une gestion réactive et ciblée des priorités réseau. En parallèle, **sept projets initialement prévus** ont été reportés à 2025 ou ultérieurement. Ces reports ne compromettent en rien la **sécurité**, la **fiabilité** ni l'**efficacité** du réseau électrique, tant en moyenne qu'en basse tension. Ils s'expliquent principalement par des facteurs externes tels que des retards dans les projets des tiers investisseurs ou la nécessité de réaligement avec les calendriers de travaux mutualisés dans le cadre de **POWALCo**, sur lesquels le GRD n'a pas toujours de maîtrise directe.

Sur le plan financier, le montant total des investissements réalisés en 2024 s'élève à **5.251.888 €**, contre un budget initial de **4.332.000 €**, soit une exécution supérieure d'environ **900.000 €**. Cette variation s'explique notamment par l'**augmentation importante des coûts liés aux pertes**, qui a conduit le GRD à adapter sa stratégie d'investissement. Les ressources ont été redirigées vers les opérations jugées les plus critiques, notamment le **renouvellement d'équipements MT dans les cabines**, pour lesquels des stocks étaient déjà constitués depuis 2022, au détriment des projets d'enfouissement ou de développement de nouvelles lignes, plus coûteux et moins urgents.

L'ensemble des données budgétaires et quantitatives (en € et unités placées) a été renseigné dans les tableaux 1.a et 2 conformément aux consignes, en veillant à ce que les montants relatifs aux projets reportés soient ramenés à zéro à l'exception des frais engagés (études, acquisitions, etc.). Le GRD reste attentif à l'exactitude des données encodées, et les indicateurs de cohérence de l'onglet « Introduction » ont été validés (verts) avant la transmission à la CWaPE.

Les **reports ou annulations de chantiers survenus en 2024** ne remettent pas en cause la **sécurité ni la fiabilité du réseau**, aussi bien

en moyenne qu'en basse tension. Ces reports sont le plus souvent la conséquence de retards de tiers investisseurs ou de reprogrammations imposées par des travaux mutualisés, sur lesquels le GRD dispose d'une marge de manœuvre limitée.

Au-delà de la simple maintenance, le GRD a renforcé en 2024 ses **investissements structurants dans la transition énergétique**. Des efforts significatifs ont été engagés pour **améliorer la capacité d'accueil du réseau pour la production décentralisée**, notamment via l'installation de postes plus puissants et de conducteurs de plus grande section, ainsi que par des optimisations de topologie permettant une meilleure répartition des flux. De même, des **renforcements ponctuels ciblés** ont été programmés dans les zones à forte densité photovoltaïque afin de **limiter les décrochages d'onduleurs**, phénomène de plus en plus fréquent et problématique pour la stabilité locale du réseau BT.

Par ailleurs, le GRD a répondu favorablement à plusieurs **demandes de raccordement d'unités industrielles**, en adaptant localement le réseau MT pour garantir la puissance et la qualité de service nécessaires à ces consommateurs stratégiques. Ces projets s'inscrivent dans une dynamique régionale de développement économique, tout en imposant au réseau une résilience et une souplesse accrues.

4 Actualisation des Plans en cours (Année 2025)

L'onglet "**new Tab 3_Actualisation N**" du présent rapport fournit une vue détaillée et actualisée de l'ensemble des chantiers programmés ou amorcés en **2025**, dans la continuité du **plan d'adaptation 2025-2029**. Si la majorité de ces travaux étaient déjà prévus dans les documents de planification initiale, certaines opérations ont été ajoutées ou avancées en réponse à des contraintes terrain, notamment les **pannes récurrentes**, les **incidents d'exploitation**, ou dans le cadre de **synergies POWALCo**, en coordination avec d'autres gestionnaires d'infrastructures. Cette capacité d'adaptation garantit une meilleure efficacité opérationnelle et une rationalisation des interventions sur le réseau.

En complément, des actions spécifiques sont également menées en matière de **télésurveillance**, de **pilotage des charges**, et d'**automatisation des postes**, contribuant à une gestion de plus en plus fine et proactive du réseau. Le GRD poursuit également son programme de **modernisation des cabines de transformation**, en remplaçant les équipements vieillissants par des dispositifs plus performants, compatibles avec les exigences futures du réseau intelligent.

Ainsi, les projets planifiés pour 2025 témoignent de la volonté d'assurer la **continuité d'alimentation**, tout en **préparant le réseau aux enjeux futurs**, à savoir : flexibilité, décarbonation, et digitalisation.

5 IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES

5.1 Hypothèses retenues

Dans l'élaboration de son plan d'adaptation, l'AIEG s'appuie sur un ensemble d'**hypothèses techniques, réglementaires et territoriales**, qui orientent ses investissements et ses priorités opérationnelles. Ces hypothèses sont issues à la fois de **référentiels externes** (textes législatifs, études territoriales, directives européennes) et d'**analyses internes** basées sur l'état réel du réseau, les tendances de consommation, les comportements utilisateurs et l'évolution de la production décentralisée.

Parmi les **hypothèses principales retenues**, on peut citer :

- Le **renforcement et le remplacement systématique des tronçons vétustes** du réseau MT et BT, identifiés sur base des historiques de pannes, de l'état matériel (câbles papier-plomb, conducteurs cuivre nu, postes aériens en bois) et des visites d'organismes agréés. Le maintien d'un niveau de vétusté maîtrisé est une hypothèse de base essentielle pour garantir la fiabilité du réseau sans surinvestissement structurel.
- La **généralisation de l'automatisation des cabines MT/BT**, avec l'intégration de RTU (Remote Terminal Units), la télémesure, la télécommande des disjoncteurs et des cellules MT, ainsi que la surveillance des conditions ambiantes (température, humidité, pression). Cette modernisation vise à améliorer la résilience, réduire les temps d'intervention et préparer le réseau à un pilotage intelligent.
- La **standardisation vers le haut des puissances nominales des transformateurs** lors des remplacements. Plutôt que de remplacer à l'identique, l'AIEG adopte une approche anticipative, installant des transformateurs de capacité supérieure (ex. passage de 250 à 400 kVA), afin d'absorber les pointes de charge liées à l'électrification des usages (pompes à chaleur, bornes VE, etc.).
- L'intégration progressive des objectifs du **PACE (Plan Air-Climat-Énergie wallon)**, notamment en termes de capacité d'accueil pour la production renouvelable et de performance énergétique du réseau. Cette référence est utilisée pour ajuster les marges de capacité et dimensionner les nouvelles infrastructures.

- L'adoption d'un principe de **synergie inter-opérateurs (POWALCo)** dans la planification des travaux, avec un alignement sur les projets communaux d'embellissement, d'urbanisation ou de réfection de voirie, permettant de mutualiser les coûts d'enfouissement et de renouvellement.
- La **prise en compte anticipée des Zones d'Accélération** prévues par la directive européenne **RED III**, même si leur périmètre n'est pas encore stabilisé. L'AIEG identifie les zones à potentiel élevé pour le photovoltaïque ou les infrastructures énergétiques (ZAE, lotissements récents), et projette des renforcements à moyen terme.

Certaines hypothèses **non retenues** ou partiellement prises en compte à ce stade font toutefois l'objet d'une **surveillance active**. Par exemple, l'AIEG n'intègre pas encore dans sa planification un déploiement massif de stockage résidentiel ou d'autoconsommation collective à grande échelle, en l'absence de cadre légal clair. Toutefois, un tel scénario est considéré comme un **risque prospectif**, susceptible d'impacter fortement les flux et les profils de charge BT. Un suivi annuel est réalisé à travers les données de comptage et les tendances nationales, et une révision du plan est prévue en cas de changement rapide.

Toutes les hypothèses retenues font l'objet d'une **actualisation annuelle** lors de la révision du plan d'adaptation. Les mises à jour sont clairement identifiées et justifiées en lien avec l'évolution des contextes réglementaire, technique ou local.

5.2 Identification nouveaux usages

Dans le cadre de la planification de son réseau, l'AIEG identifie et suit activement les **nouveaux usages énergétiques** qui influencent, de manière croissante, les **profils de charge** et la **topologie des flux électriques**. Ces usages émergents ont des impacts significatifs sur les infrastructures BT et MT, tant en termes de **dimensionnement**, que de **flexibilité** et de **résilience** du réseau. Les estimations sont fondées sur des **données internes de comptage**, des **demandes de raccordement**, les **tendances régionales** (PACE), ainsi que des scénarios prospectifs modélisés par **Synergid** et le **SPW Énergie**.

1. Mobilité électrique

L'AIEG observe une **croissance rapide du nombre de points de recharge** pour véhicules électriques, en particulier en milieu résidentiel. En 2024, plus de **64 bornes** sont raccordées en BT sur son territoire, avec une puissance moyenne de **7,4 kW par borne**. Les perspectives indiquent une

multiplication par 4 d'ici 2030. Les impacts se concentrent sur les **pointes de consommation en soirée**, nécessitant le **renforcement de certains tronçons BT**, l'**augmentation des sections de câble**, ainsi que le **surdimensionnement anticipé des transformateurs** lors des remplacements.

2. Pompes à chaleur

Les **PAC** connaissent une adoption soutenue, notamment via des programmes de rénovation énergétique. On estime qu'environ **230 installations BT** sont déjà en service, avec une puissance moyenne de **5 à 10 kW**. Le profil de consommation induit une **hausse continue de la charge hivernale**, affectant la **tenue de tension** et les **équilibres de phases** en zone résidentielle.

3. Développement photovoltaïque (PV)

Le PV résidentiel continue de croître fortement, avec **environ 6 000 installations BT** produisant entre **20 et 25 GWh/an**. En MT, le développement est porté par des entreprises, avec une production estimée à **15 GWh/an**. Cette production locale provoque des **surtensions en période d'ensoleillement** et des **décrochages d'onduleurs**, en particulier sur les réseaux radiaux non maillés. L'AIEG prévoit la **mise en place de transformateurs autorégulants** et l'**automatisation des cabines critiques** pour gérer ces injections.

4. Développement éolien

Le potentiel éolien exploité sur le territoire AIEG reste **limité** à ce stade, mais des projets industriels de moyenne puissance (500 kW à 2 MW) sont à l'étude. Ces raccordements seraient effectués en MT, avec **des contraintes localisées sur la régulation de tension** et le **transit de puissance**, nécessitant **des renforcements ciblés des liaisons MT**.

5. Stockage stationnaire

Le stockage reste marginal à ce stade, mais des **projets pilotes en BT** sont en cours d'analyse. L'AIEG évalue leur **intégration en tant qu'élément de flexibilité** (absorption de surplus PV, soutien à la tension), notamment dans les poches rurales à forte densité d'autoproduction. Le déploiement massif du stockage pourrait **décaler la courbe de charge** et **réduire les congestions BT**, mais engendrer également **de nouvelles pointes en recharge simultanée**.

6. Autres usages émergents

L'AIEG anticipe également le développement de **l'électrification industrielle** (remplacement de chaudières par des process électriques), le **déploiement progressif de réseaux de chaleur** hybrides dans les ZAE,

et le **grand photovoltaïque** en toiture industrielle. Ces usages, connectés en MT voire en HT, sont **étroitement suivis en lien avec les demandes de permis et les PAE communaux**.

7. Usages en décroissance

La chauffage électrique direct "exclusif nuit" et les installations au tarif mono-horaire sont en décroissance constante, du fait des nouvelles habitudes et de la migration vers des systèmes plus performants. Ces baisses sont intégrées dans les prévisions, mais leur effet reste limité au regard de l'augmentation des nouveaux usages.

L'ensemble de ces estimations est mis à jour annuellement, sur base des **données terrain et demandes de raccordement**, et intégré dans les **modèles de planification des charges** BT et MT utilisés par l'AIEG. Les impacts techniques sont traduits en **actions d'investissement**, notamment sur le renforcement, l'automatisation et l'observation du réseau.

5.3 Mesures de gestion intelligentes

Dans une logique de gestion intelligente de son réseau et afin de limiter, voire d'éviter, certains renforcements structurels coûteux, l'AIEG met en œuvre une stratégie de **digitalisation progressive de ses infrastructures de distribution**, en particulier au niveau des cabines de transformation MT/BT. Ce programme comprend l'**équipement systématique des nouvelles cabines en modules de télésurveillance et télécommande (RTU)**, permettant une **remontée temps réel des données techniques** (courant, tension, puissance, température, surpression) et une **intervention à distance** sur les interrupteurs et disjoncteurs MT. Cette digitalisation améliore considérablement la **visibilité opérationnelle du réseau**, facilite la **localisation des défauts**, et permet une **réactivité accrue en cas d'incident**, tout en réduisant les déplacements sur le terrain.

Par ailleurs, l'AIEG intègre à son programme d'investissement l'installation de **transformateurs autorégulants (OLT)** dans les cabines secondaires situées en zones sensibles, notamment là où les injections photovoltaïques sont fortes. Ces transformateurs permettent une **régulation dynamique de la tension** en fonction de la charge ou de l'injection, et contribuent à **maintenir les tensions dans les plages admissibles** sans intervention manuelle ni modification permanente du réglage. Le recours à cette technologie permet de **gérer localement les déséquilibres liés à la production décentralisée**, d'éviter des travaux de renforcement sur

les réseaux BT concernés, et d'assurer la **qualité de l'onde de tension** chez les utilisateurs finaux.

Ces deux mesures, complémentaires, représentent des leviers essentiels de **flexibilité technique** dans la gestion du réseau, et leur généralisation progressive s'inscrit dans la volonté de l'AIEG de construire un **réseau plus intelligent, automatisé et efficient**, tout en **optimisant les investissements** par une meilleure exploitation des infrastructures existantes.

5.4 Impacts sur les investissements

Les nouveaux usages identifiés, tels que la **mobilité électrique**, les **pompes à chaleur**, la **production photovoltaïque** ou encore **l'électrification progressive des usages industriels**, induisent une **augmentation continue des besoins en capacité** sur le réseau BT et, dans une moindre mesure, sur le réseau MT. L'AIEG anticipe une **hausse annuelle moyenne de la charge de 2 %**, mais avec des **pointes localisées beaucoup plus marquées**, notamment en soirée et en hiver. En parallèle, la montée en puissance de la production décentralisée, principalement photovoltaïque, génère des **déséquilibres de tension**, particulièrement sur les réseaux radiaux ruraux, accentuant la nécessité d'adaptations ciblées.

Ces évolutions sont intégrées dans la planification pluriannuelle des investissements, aussi bien dans les projets spécifiques que dans le **périmètre des investissements récurrents (BAU - Business As Usual)**. Par exemple, le **renouvellement anticipé des transformateurs** est réalisé en standardisant vers des puissances nominales supérieures, tandis que le **renforcement des câbles BT** accompagne les opérations d'enfouissement ou de remplacement de cuivre nu. De plus, la **généralisation du télécontrôle des cabines** et le déploiement de **transformateurs autorégulants** permettent de différer certains renforcements structurels, tout en améliorant la flexibilité opérationnelle du réseau.

L'ensemble des **projets identifiés** est détaillé dans les **onglets Tab 2, 3 et 5** du fichier d'adaptation, avec les **motivations associées** (« Remplacement pour cause de vétusté », « nouveaux clients résidentiels », « // avec investissements ELIA », etc.). Cette démarche permet de **lier explicitement les besoins issus des nouveaux usages** aux décisions d'investissement, dans une logique de maîtrise des coûts et d'optimisation de la performance réseau.

6 Plan D'adaptation 2026 -2030

6.1 Les besoins en capacité

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

En 2024, la **fourniture totale d'énergie électrique** sur l'ensemble du territoire couvert par l'AIEG s'est élevée à **184.059.656 kWh**, marquant une **légère augmentation de 0,20 %** par rapport à l'année 2023 (183.683.526 kWh). Cette stabilité globale masque toutefois des dynamiques contrastées entre les différents niveaux de tension et les communes desservies.

La **consommation en basse tension (BT)**, tous profils confondus (YMR, AMR, SMART, exclusif nuit), atteint **94.357.447 kWh**, contre 92.937.497 kWh en 2023, soit une **hausse modérée de 1,53 %**. Cette évolution reflète une croissance continue de la consommation résidentielle et tertiaire, en lien avec la généralisation du chauffage électrique, de la mobilité électrique, ainsi que l'accroissement du nombre de clients équipés de compteurs intelligents SMART. Parmi les communes, **Andenne reste le principal pôle de consommation BT** avec plus de **48,9 GWh**, suivie par Ohey (10,6 GWh) et Viroinval (11,7 GWh).

La **consommation en Direct BT**, c'est-à-dire l'alimentation directe sans passage par un transformateur secondaire, connaît une progression notable de **9,71 %**, pour atteindre **5.616.208 kWh**, contre 5.119.357 kWh en 2023. Cette augmentation reflète le raccordement de nouveaux utilisateurs professionnels ou collectifs en alimentation directe, notamment dans les secteurs industriels et des équipements publics.

En ce qui concerne la **moyenne tension (26 kV)**, une **légère baisse de 1,84 %** est observée, avec une fourniture totale de **83.963.844 kWh** contre 85.540.872 kWh en 2023. Cette diminution s'explique en partie par une optimisation des profils de charge et la montée en puissance de certaines installations de production locale chez les clients MT. **Andenne concentre à elle seule 74,7 GWh** sur ce segment, confirmant sa position centrale en termes d'infrastructures industrielles et de grands consommateurs.

La **fourniture via le réseau de transport (Trans MT)**, bien qu'encore marginale, enregistre une progression significative de **42,37 %**, atteignant **122.158 kWh** contre 85.801 kWh en 2023. Cette évolution est liée à l'intégration de nouveaux utilisateurs à la frontière du réseau de distribution et du réseau de transport, ou à des transferts spécifiques en inter-GRD.

En cumulant les profils horaires, la ventilation de la fourniture globale montre une **hausse de 2,39 % en heures pleines (HP)**, passant de 101.853.997 kWh à 104.290.979 kWh, traduisant une **augmentation des besoins énergétiques en période de forte demande**. En revanche, une **baisse de 2,52 % en heures creuses (HC)** est constatée, ce qui pourrait s'expliquer par un déplacement des charges vers des plages plus dynamiques, ou une moindre utilisation du mode "exclusif nuit".

Cette évolution globale confirme la **tendance à la croissance modérée mais constante** de la demande en basse tension, tandis que la moyenne tension reste relativement stable. Elle reflète aussi l'impact de la transition énergétique sur les comportements de consommation, la répartition temporelle des charges, et l'essor de la production décentralisée qui modifie les profils de fourniture historiques.

Un facteur clé à considérer dans l'évolution récente des volumes d'énergie fournis est la **croissance rapide des installations photovoltaïques**, tant en moyenne qu'en basse tension. Ce phénomène a un **impact direct sur les volumes prélevés sur le réseau de distribution**, mais aussi sur les **profils de charge**, notamment les pointes.

Dans le **bassin industriel d'Andenne**, on observe une **accélération des investissements photovoltaïques par les entreprises**, stimulée par les modifications du régime des **certificats verts** applicables aux installations supérieures à 10 kVA. Cette dynamique s'est traduite, en 2023, par une production décentralisée estimée à environ **15 millions de kWh**, soit **environ 12 % de la consommation totale des clients MT**. Ce volume, bien que non injecté systématiquement dans le réseau, vient **réduire la charge effective sur le réseau public**, en particulier pendant les heures ensoleillées.

Du côté des **clients basse tension**, une tendance équivalente est observée avec environ **5 000 installations photovoltaïques** recensées sur le territoire de l'AIEG. Ces installations ont généré, en 2023, une production estimée entre **20 et 25 millions de kWh**, ce qui représente **près de 20 % de la consommation annuelle des ménages BT**. Ce phénomène contribue à la baisse apparente des volumes acheminés, tout en posant de nouveaux défis en matière de **gestion de la tension** et de **stabilité du réseau**, notamment dans les zones à forte densité de production résidentielle.

Il convient également de replacer cette évolution dans un contexte plus large. La **reprise post-COVID** a certes eu un effet rattrapage sur certaines consommations professionnelles, mais les tendances structurelles s'imposent progressivement : **généralisation du télétravail, essor des**

pompes à chaleur, et surtout déploiement massif de véhicules électriques et de bornes de recharge à domicile. Ces éléments modifient profondément **les profils de consommation** : augmentation des charges résidentielles, étalement temporel de la demande, mais aussi **apparition de nouvelles pointes de charge**, localisées et parfois difficilement prévisibles.

SYNTHESE DE LA FOURNITURE PAR COMMUNE ET NIVEAU DE TENSION

ANNEE: 2023		OHEY	ANDENNE	RUMES	VIROINVAL	GESVES	TOTAL 2024	TOTAL 2023	%
MOIS : 01 au 12/2023									
Valeurs exprimées en kWh									
<u>Consommation</u> <u>YMR</u>	HP simple T	2.058.490	11.149.423	2.082.753	2.975.492	2.912.510	21.178.669	22.513.329	
	HP	2.994.120	13.957.967	2.773.874	3.035.473	3.404.432	26.165.865	28.792.978	
	HC	3.714.851	16.339.457	3.636.178	3.857.931	4.304.502	31.852.919	35.903.387	
	Exclusif nuit	208.392	544.043	803.730	104.482	216.864	1.877.512	2.212.545	
<u>AMR</u>	HP		259.909	22.843	39.651	7.023	329.426	466.108	
	HC		233.179	25.438	48.046	12.347	319.009	491.171	
<u>SMART</u>	HP simple T	838.852	2.603.822	638.594	502.224	769.978	5.353.469	329.882	
	HP	357.062	1.744.312	306.560	499.051	322.281	3.229.266	1.003.426	
	HC	449.025	2.059.001	389.158	657.998	437.962	3.993.144	1.220.116	
	Exclusif nuit	8.058	19.866	24.466	1.132	4.646	58.168	4.557	
TOTAL BT		10.628.850	48.910.978	10.703.594	11.721.480	12.392.544	94.357.447	92.937.497	1,53%
<u>Consommation</u> <u>AMR</u>	HP	26.745	2.448.233	89.171	162.969	163.635	2.890.754	2.629.594	9,93%
	HC	63.853	2.178.055	118.126	157.992	207.428	2.725.454	2.489.762	9,47%
TOTAL DIRECT BT		90.598	4.626.288	207.297	320.961	371.063	5.616.208	5.119.357	9,71%
<u>Consommation</u> <u>AMR</u>	HP	470.656	40.723.903	2.040.868	1.203.109	652.052	45.090.588	46.080.317	-2,15%
	HC	630.963	34.005.465	2.229.054	1.434.326	573.448	38.873.256	39.460.554	-1,49%
TOTAL 26kV		1.101.619	74.729.368	4.269.921	2.637.435	1.225.500	83.963.844	85.540.872	-1,84%
	Sous-total HP					52.943	52.943	38.364	38,00%
	Sous-total HC					69.215	69.215	47.438	45,91%
TOTAL Trans MT		0	0	0	0	122.158	122.158	85.801	42,37%
	Sous-total HP	6.745.925	72.887.568	7.954.662	8.417.969	8.284.855	104.290.979	101.853.997	2,39%
	Sous-total HC	5.075.142	55.379.066	7.226.151	6.261.907	5.826.411	79.768.677	81.829.529	-2,52%
TOTAL FOURNITURE		11.821.067	128.266.634	15.180.813	14.679.876	14.111.265	184.059.656	183.683.526	0,20%

6.1.1.1 Les postes Sources

a) Puissance Garantie en Prélèvement

Pour la période 2025-2030, le GRD AIEG anticipe un **taux annuel moyen d'augmentation de la charge de 2 %**, en termes de volume prélevé (kWh). Cette croissance modérée s'explique par la tendance actuelle à l'électrification des usages, notamment dans les secteurs résidentiels et industriels, et à l'augmentation du nombre de points de charge pour véhicules électriques. Toutefois, cette hausse en énergie consommée sera en grande partie **compensée par le développement de la production décentralisée** (principalement photovoltaïque), déjà bien implantée sur le territoire. Malgré cela, le **profil de la demande** évoluera vers des **pointes de puissance plus marquées**, que le GRD devra être en mesure d'absorber et de gérer, en maintenant la stabilité et la sécurité de son réseau.

L'AIEG est actuellement raccordée au réseau ELIA via **cinq sous-stations principales : Bois d'Orjou (8 feeders), Marche-les-Dames (4 feeders), Couvin (1 feeder), Florée (2 feeders) et Marquain (1 feeder)**. L'analyse de la charge par feeder (cf. tableau page 7) indique qu'**aucun de ces départs ne nécessite de renforcement immédiat** sur l'horizon 2025-2030. Toutefois, il convient de souligner que ces infrastructures sont **mutualisées avec d'autres GRD**, tels que **RESA et ORES Namur**, et que l'évolution des charges sur leurs réseaux respectifs pourrait, à moyen terme, **engendrer un besoin de renforcement ou d'augmentation de capacité** sur les ouvrages partagés.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Taux Annuel moyen d'augmentation (%)	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2%

b) Puissance Garantie en injection dans le réseau de transport Local

Pas de situation problématique en injection .

6.1.1.2 Les feeders et autres échanges entre réseaux

La charge des feeders de distribution (URD/producteurs exclus)								
Nom poste/cabine	N° cellule	Dénomination du feeder	Intensités (en A)					Commentaires AIEG
			I max (=I _{nom} disjoncteur)	2024		extrapolation 2030		
				I mesuré	% charge	I prévu	% charge	
Bois d'orjou	5	AIEG 1	600	132	22%	148,7	25%	
Bois d'orjou	6	AIEG 2	600	132	22%	148,7	25%	
Bois d'orjou	20	AIEG 3	600	132	22%	148,7	25%	
Bois d'orjou	21	AIEG 4	600	132	22%	148,7	25%	
Bois d'orjou	9	Bois D'axhelet	390	97	25%	109,2	28%	
Bois d'orjou	18	BC Velaine	390	62	16%	69,8	18%	
Seilles	57	Chantier Naval	450	133	30%	149,8	33%	
Seilles	49	Robert	450	252	56%	283,8	63%	
AIEG	2	Fusillés	390	201	52%	226,4	58%	
AIEG	2	DLM	390	43	11%	48,4	12%	
AIEG	4	FourLecomte	390	160	41%	180,2	46%	
AIEG	9	Bolly	390	61	16%	68,7	18%	
AIEG	10	Match	390	82	21%	92,3	24%	
AIEG	11	Godfrind	390	145	37%	163,3	42%	
AIEG	12	ZAE PW2	390	81	21%	91,2	23%	
AIEG	16	Inasep	390	212	54%	238,7	61%	
AIEG	18	Anton	390	152	39%	171,2	44%	
AIEG	19	SNCB	390	44	11%	49,6	13%	
AIEG	22	ZAE PW 1	390	76	19%	85,6	22%	
AIEG	23	Ohey	390	0	0%	35,0	9%	
Marche Les dames	7	Acierie 1	600	252	42%	283,8	47%	
Marche Les dames	8	Acierie 2	600	180	30%	202,7	34%	
Marche Les dames	15	Acierie 3	600	80	13%	90,1	15%	
Marche Les dames	16	Acierie 4	600	112	19%	126,1	21%	
Couvin	16	Nimassur	600	230	38%	259,0	43%	
Florée		Gesves 1	210	92	44%	103,6	49%	
Florée		Gesves 2	400	182	46%	205,0	51%	
Florée		Eol Francesse	1000	980	98%	980,0	98%	Parc EOLIEN
Marquain	22	AIEG	540	182	34%	205,0	38%	

Conformément aux exigences de la CWaPE, le présent rapport intègre un **tableau de projection des charges maximales par feeder** à l'horizon 2030, soit à la fin de la période couverte par le plan d'adaptation 2025-2030. Ce tableau présente, pour chaque feeder MT rattaché à une sous-station ELIA, la **valeur maximale attendue de charge en kVA**, ainsi que le **taux d'occupation par rapport à la capacité maximale admissible** du feeder concerné (tenant compte des limites thermiques et de stabilité, et non uniquement du seuil de protection). Cette approche permet d'identifier les départs à risque de congestion à moyen terme, en lien avec l'évolution projetée de la consommation et les effets induits par l'injection de production décentralisée.

Par ailleurs, les feeders assurant des **interconnexions avec des réseaux voisins (RESA, ORES Namur)** sont clairement signalés. Ces liaisons inter-GRD jouent un rôle de **souplesse et de secours**, mais peuvent également représenter un facteur de contrainte lorsque les profils de charge entre gestionnaires évoluent de manière dissymétrique. Leur suivi renforcé est donc essentiel.

Enfin, les **projets éventuels de création de nouveaux feeders** sont mentionnés en fin de tableau, le cas échéant. Ces projets visent à **renforcer localement la capacité d'accueil** du réseau, soit pour **répondre à une augmentation structurelle de la demande**, soit pour **assurer un meilleur maillage et la résilience du réseau MT**, notamment dans les zones en développement ou les parcs d'activités. Les feeders TMT liés à des URD ne sont pas pris en compte, conformément aux directives de la CWaPE.

Feeders d'échanges

Commune	Localité	Cabine	Feeder	GRD	Pointe +	Pointe -	% Charge	Remarques
Andenne	Coutisse	Rochempré	AS Bousalle	RESA	33 A	0 A	22,0%	
	Andenne	Andennelle	AS / Sart	RESA	12 A	0 A	8,0%	
	Andenne	Lavigne	Huy	RESA	0 A	0 A	0,0%	
	Seilles	Mostombe	PS Sart	RESA	0 A	0 A	0,0%	Ce Feeder sera racheté par RESA dans le cadre de l'expropriation
	Maizeret	Maizeret	-----	IDEG	36 A	0 A	24,0%	
	Nameche	Fond de Wartet	-----	IDEG	0 A	0 A	0,0%	
	Seilles	Corbion	Farniente	RESA	6 A	0 A	4,0%	
Ohey	Goesnes	TAHIER	Goesnes	IDEG	20 A	0 A	13,3%	Feeder principal alimentant une partie de la commune d'ohhey
	Goesnes	TAHIER	Libois	IDEG	0 A	0 A	0,0%	Feeder principal alimentant une partie de la commune d'ohhey
	Evelette	BEOLE	4D	IDEG	0 A	0 A	0,0%	Feeder de secours alimentant une partie de la commune d'ohhey
Gesves	Mozet	Haltinne	4D	IDEG	0 A	0 A	0,0%	
Viroinval	Mazée	Niverlée	3D	IDEG	0 A	0 A	0,0%	Alimentation d'environ 1/3 de la commune de viroinval
Rumes	Rumes	Aventure	Avneture 2	IEH	0 A	0 A	0,0%	Feeder secours alimentant une partie de la commune de rumes
	Taintignies	Dumont	Taintignies	IEH	15 A	0 A	5,0%	Feeder secondaire alimentant une partie de la commune de rumes
	Rumes	Aventure 2	Cimetière	AIEG	202 A	0 A	20,0%	Feeder AIEG mis en service en 2022

6.1.1.3 les cabines et transformateurs de distribution

L'AIEG met en œuvre une méthodologie progressive et ciblée pour l'évaluation des charges sur ses transformateurs de distribution, en vue de détecter d'éventuelles situations de surcharge ou de saturation des équipements, en particulier dans les cabines MT/BT. **Toutes les nouvelles cabines sont systématiquement équipées de compteurs télé-relevés**, installés en tête de départs BT. Ces dispositifs mesurent en continu les charges sur les transformateurs ainsi que plusieurs paramètres de qualité de l'onde de tension (taux d'harmoniques, fréquence, surtensions, flicker, etc.). Les données issues de ces compteurs, transmises toutes les 15 minutes à la centrale d'acquisition, permettent une surveillance fine de l'état de charge des transformateurs ainsi que de la stabilité du réseau BT. Cette pratique constitue la base de notre méthodologie de suivi en temps réel des infrastructures nouvelles.

Pour le parc de cabines existantes, l'AIEG engage une **démarche d'équipement progressif** en compteurs télé-relevés, dès lors que la configuration du tableau BT permet l'ajout de tores de mesure. À défaut, une surveillance ponctuelle est effectuée sur site, à l'aide d'**ampèremètres analogiques** et de **campagnes de mesure ciblées** pendant les périodes de consommation maximale (hiver, pics estivaux). Ces données sont croisées avec les historiques de maintenance et les retours d'expérience du personnel de terrain pour identifier les points sensibles.

En parallèle, une attention particulière est portée à la **sécurisation des protections en HTA**. Les transformateurs ≤ 630 kVA sont protégés par des interrupteurs-fusibles dimensionnés en fonction des capacités nominales, tandis que ceux de puissance > 630 kVA sont systématiquement protégés par des **cellules disjoncteurs télécontrôlés**, assurant une réactivité rapide en cas de défaut. Des cartouches de rechange sont stockées localement dans chaque cabine et font l'objet d'un programme d'inspection régulier.

À ce jour, **aucune surcharge de transformateur n'a été constatée** sur le réseau AIEG. Néanmoins, un suivi est maintenu sur un petit nombre de cabines identifiées comme sensibles en raison de la croissance locale de la demande (ex. : extensions de lotissements, raccordements industriels, installations photovoltaïques massives en aval). Pour ces points, les actions envisagées incluent **le remplacement des transformateurs par des modèles de puissance supérieure, la reconfiguration des réseaux BT ou MT, voire la création de nouvelles cabines de distribution**. Ces mesures sont intégrées dans notre plan d'adaptation 2025-2030, selon les

priorités établies par les données de terrain et les analyses prospectives de charge.

6.1.1.4 Identification des projets dans le tableau

Voir fichier excel

6.1.2 les nouveaux producteurs et consommateurs

6.1.2.1 les nouveaux producteurs prioritaires

Voir fichier Excel

6.1.2.2 les nouveaux gros clients industriels

Voir fichier Excel

6.1.2.3 les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

Voir fichier Excel

- ~~6.1.2.4 — les petits producteurs de max 10 KVA~~
- ~~6.1.2.5 — SUPP~~
- ~~6.1.2.6 — Les nouveaux clients résidentiels~~

6.1.3 Les problèmes de congestion

L'AIEG n'est pas encore dotée d'un logiciel de simulation systématique capable de modéliser l'ensemble des phénomènes de congestion potentiels sur son réseau, mais un projet d'intégration d'un outil de type **PowerFactory** est en cours d'étude pour les prochaines années. En l'état actuel, la détection des congestions repose principalement sur deux leviers : les **remontées terrain (plaintes clients, relevés des techniciens)** et **l'analyse des données télérelevées** issues des cabines MT/BT les plus critiques. Ces données permettent d'identifier des situations de surcharge sur les transformateurs ou de déséquilibres localisés dans certaines zones, notamment dans les parties **non maillées du réseau**, plus vulnérables aux pics de consommation ou à l'injection de production décentralisée (PV résidentiel). En zone **maillée**, les effets sont généralement atténués grâce à la redondance topologique, bien que des congestions aient pu être constatées à la suite de déséquilibres dus à des délestages ou des réorganisations du réseau lors de chantiers lourds. Parmi les cas concrets traités en 2024, citons **l'augmentation des puissances injectées par les onduleurs solaires dans plusieurs villages ruraux**, causant des hausses de tension en extrémité de ligne. Des **renforcements ponctuels de sections BT**, le **déplacement de charges entre transformateurs**, et dans certains cas le **remplacement des câbles par des sections supérieures**, ont été mis en œuvre à titre curatif. L'AIEG prévoit également le **déploiement progressif de capteurs supplémentaires** dans les zones les plus sensibles, en particulier là où la densité de production photovoltaïque dépasse 80 % des points de raccordement BT. Ces mesures s'inscrivent dans une logique de surveillance continue et d'adaptation progressive, en attendant la mise en place d'outils plus automatisés.

6.1.4 les problèmes de chute de tension ou de sursensions

L'AIEG applique les critères de la norme **EN 50160** pour l'évaluation de la qualité de tension sur son réseau. Cette norme définit notamment les tolérances admissibles en matière de **tension efficace, flicker, déséquilibres, harmoniques, sursensions temporaires ou transitoires**. Ces critères sont systématiquement pris en compte lors de l'analyse des plaintes clients et des relevés issus des compteurs télé-relevés installés dans les cabines MT/BT. Ces dernières années, les **problèmes de chute de tension** sont apparus comme les plus fréquents, en particulier **durant la période hivernale**, lorsque l'usage massif

de chauffages électriques fait exploser la consommation sur certains départs. La solution temporaire consiste à **ajuster la tension de sortie du transformateur**, mais cette mesure engendre parfois, à l'inverse, des **surtensions** une fois les températures redevenues clémentes. Pour éviter de telles fluctuations, l'AIEG a mené plusieurs projets d'optimisation structurelle, notamment **l'implantation de réseaux 1000 V** dans les zones rurales. Cette technologie permet de **maintenir une tension stable sur de longues distances**, sans avoir à doubler les tresses existantes, ce qui évite à la fois la surcharge des infrastructures et les investissements inutiles. Les plaintes liées au **flicker ou aux harmoniques** sont quant à elles plus rares mais font l'objet d'une analyse spécifique à l'aide d'enregistreurs de qualité temporairement installés. En complément, les **URD** disposent de procédures internes normalisées pour **remonter les anomalies de qualité de tension** observées sur le terrain, qui sont ensuite centralisées, analysées et intégrées dans les plans d'investissement à moyen terme.

6.1.5 +Adaptations suite aux coupures non planifiées

Les **interruptions d'accès** en basse et moyenne tension sont analysées chaque année dans le cadre du **rapport qualité**, en croisant les données de coupures réelles avec les déclarations des clients, les enregistrements des cellules de protection et les relevés de télégestion. Sur cette base, l'AIEG définit une politique ciblée d'adaptations et d'investissements, fondée sur un **indicateur prioritaire : le taux de défaillance des tronçons concernés**. Seuls les tronçons présentant une **récurrence anormale de coupures**, une **durée d'interruption élevée**, ou une **sensibilité critique (écoles, maisons de repos, zones industrielles, etc.)** font l'objet de mesures correctives. Ces adaptations peuvent inclure des remplacements de conducteurs vétustes, des renforcements ponctuels, la mise en boucle de certains réseaux ou l'automatisation de la reprise de service. Le détail des actions planifiées ou réalisées est disponible dans **l'onglet spécifique du fichier Excel du plan d'adaptation**, qui identifie clairement les tronçons ciblés en BT et MT, avec les dates d'intervention, les budgets prévus, et les justifications techniques. Cette approche permet de concentrer les moyens sur les zones à **fort impact réseau** ou à **fort enjeu de continuité de service**, tout en garantissant un usage proportionné des ressources disponibles.

6.1.5.1 les coupures en BT

6.1.5.2 les coupures en MT

6.2 Autres aspects à prendre en compte

6.2.1 remplacements pour cause de vétusté

L'AIEG poursuit un programme structuré de **remplacement des éléments vétustes** de ses réseaux moyenne et basse tension. Ce programme repose sur un **diagnostic technique régulier**, alimenté par les relevés de terrain, les retours d'exploitation, les visites d'organismes agréés et les statistiques de pannes.

a) Remplacement des cabines vétustes

Le plan d'adaptation prévoit la **rénovation de neuf cabines MT/BT** identifiées comme critiques à la suite des visites techniques annuelles réalisées par un organisme agréé. Ces cabines ont fait l'objet de remarques négatives, tant au regard du **RGIE** que de **l'AR du 4 décembre 2012**, en raison de la vétusté de leurs équipements et de l'absence de dispositifs de surveillance modernes.

Les travaux consisteront en :

- Le **remplacement des logettes ouvertes** par des **cellulages modulaires**, conformes aux normes actuelles.
- L'intégration d'un **RTU (Remote Terminal Unit)** pour le télécontrôle, permettant le **monitoring en temps réel** des grandeurs électriques (tension, courant, fréquence) ainsi que la **détection automatique de défauts** (court-circuit, surtension, etc.).
- Le remplacement des protections obsolètes par des disjoncteurs à déclenchement télécommandé pour les transformateurs de plus de 630 kVA.

Les cabines concernées sont :

VOIR FICHER EXCELL

b) Réseaux aérien en cuivre nu – État des lieux et stratégie de remplacement

Le **cuivre nu**, historiquement utilisé pour les réseaux aériens MT et BT, est progressivement retiré du réseau, en particulier lorsqu'il est jugé obsolète. Au 31/12/2028, la situation est la suivante :

MT			BT		
Aérien	Souterrain	Total	Aérien	Souterrain	Total

	MT			BT		
Longueur totale	111 km	328 km	439 km	513 km	104 km	617 km
Lignes en Cu nu	82 km	—	82 km	30 km	—	30 km
Cu nu vétuste	20 km	—	20 km	9 km	—	9 km
Remplacement annuel	2 km/an	—	—	2 km/an	—	—

Le **taux de remplacement annuel** est actuellement de 2 km par an en BT et en MT. À ce rythme, la durée totale d'assainissement est estimée à environ **_____ années** pour la BT et **_____ années** pour la MT. Cette stratégie est régulièrement réévaluée en fonction de l'évolution des incidents sur les tronçons concernés.

Il convient toutefois de **différencier les tronçons réellement vétustes** (conducteurs usés, attaches fragilisées, traversées d'arbres) de ceux encore en bon état, notamment lorsqu'ils ont un **diamètre suffisant** pour répondre aux besoins actuels sans présenter de risques techniques majeurs. Ces derniers ne sont pas considérés comme prioritaires, sauf si des travaux connexes (sécurisation, enfouissement ou réaménagement communal) sont envisagés.

c) Remarques générales sur la répartition géographique et l'état du réseau

En basse tension, le réseau reste majoritairement **aérien**, sauf dans les zones de densification urbaine ou les **nouveaux lotissements**, où le réseau est systématiquement enterré. Dans certaines communes, des tronçons ont également été enfouis dans le cadre de **projets d'embellissement urbain** tels que **le plan Épure** ou **le plan Lumière**, à la demande des autorités locales.

Il reste difficile d'établir une corrélation claire entre réseau aérien et fiabilité : dans de nombreux cas, les lignes aériennes BT se montrent robustes et faciles à entretenir, ce qui permet un **rétablissement rapide en cas d'incident**. En revanche, certains réseaux souterrains anciens (par ex. câbles papier plomb) peuvent s'avérer plus sensibles aux défauts récurrents.

En moyenne tension, environ **72 % du réseau est souterrain**, mais cette moyenne masque de **fortes disparités entre les communes**. Par exemple :

- À **Rumes**, l'ensemble des alimentations est **enterré**, ce qui se traduit par **un nombre très faible d'incidents**.
- À l'inverse, à **Andenne**, où environ **16 % du réseau reste aérien**, les coupures en MT sont plus fréquentes, en lien avec les **intempéries** et le vieillissement des infrastructures.

Certaines zones restent également affectées par la présence de **câbles en papier plomb** posés dans les années 1980, notamment à Andenne. Des **déclenchements répétés** ont été observés sur les feeders principaux, incitant à un remplacement progressif par des câbles **PRC**, plus résistants et adaptés à l'environnement urbain.

Dans d'autres communes comme **Ohey** et **Viroinval**, le taux de vétusté est quasiment nul, soit grâce à l'**absence de réseau souterrain**, soit à des **campagnes de rénovation complètes**, comme à **Rumes**, dont le réseau a été entièrement refait il y a une quinzaine d'années.

6.2.2 interventions pour raisons de sécurité

6.2.2.1 sécurité générale

L'AIEG accorde une attention prioritaire aux questions de **sécurité**, tant pour le **public** que pour son **personnel technique**, en situation normale comme en situation dégradée. Un **recensement régulier** des éléments du réseau susceptibles de présenter un risque est effectué via les tournées d'inspection terrain, les retours d'exploitation, les audits internes, ainsi que les **visites annuelles de l'organisme agréé**. Chaque année, l'ensemble du **réseau HT de l'AIEG** fait ainsi l'objet d'un contrôle approfondi, principalement axé sur le respect du **RGIE**. Toutefois, ces inspections restent **en deçà des exigences de l'Arrêté Royal du 4 décembre 2012**, en ce sens qu'elles ne s'appuient pas sur une réelle **analyse de risques**, mais plutôt sur une **liste exhaustive d'infractions et de remarques**. Les points examinés portent notamment sur **l'enveloppe des bâtiments**, la **ventilation des cabines**, **l'état mécanique des dispositifs de fixation des armoires**, ou encore l'accessibilité des cellules.

En 2023, les principales remarques formulées par l'organisme agréé ont concerné :

- **L'état de vétusté avancée de plusieurs postes aériens** situés dans l'entité de **Ohey**, présentant un risque accru pour le personnel lors des opérations de manœuvre ou de maintenance ;
- Des **valeurs de résistance de mise à la terre (TERRE) trop élevées** constatées dans certaines cabines de la commune de **Viroinval**, pouvant compromettre l'efficacité des protections différentielles en cas de défaut.

Les **mesures de mise en conformité** ont été immédiatement intégrées aux **programmes d'entretien annuel des cabines**, avec des remplacements de piquets de terre, renforcement des conducteurs de liaison équipotentielle, ou révision des connexions. Concernant les postes aériens, un **programme de remplacement par des modèles normalisés**, plus sécurisés, est en cours, avec une planification échelonnée en fonction de l'indice de vétusté et de l'environnement immédiat (proximité de voirie, école, zone publique).

Enfin, les **cabines MT/BT jugées critiques** font l'objet d'un traitement prioritaire : remplacement des logettes ouvertes par des **cellulages modulaires**, **intégration de RTU** pour le télécontrôle (mesures U, I, f et détection de défauts), et mise à niveau complète des installations conformément au RGIE. L'ensemble de ces actions vise à **garantir un niveau de sécurité optimal**, et sont planifiées dans le cadre du **plan d'adaptation 2025-2030**.

6.2.2.2 distances de sécurité

pas de problème signalé

6.2.2.3 sécurité dans les cabines (AR 04/12/2012)

En 2013, à la suite de la reprise de l'exploitation de la commune d'**Andenne** par l'AIEG, une **analyse globale des risques** a été engagée afin d'identifier les **nœuds critiques du réseau moyenne tension (MT)**, en vue de prioriser les investissements et les opérations de mise en conformité. Cette analyse a porté sur un ensemble de **223 équipements MT**, comprenant des **cabines réseau, postes de transformation aériens (PTA) et postes de sectionnement**, tous **inspectés in situ**. Une **classification structurée** a été mise en place, fondée sur plusieurs critères : conformité RGIE, état mécanique des équipements, accessibilité, protection du public, vétusté des appareillages, et criticité fonctionnelle dans la topologie du réseau. En parallèle, une **évaluation financière des coûts de mise en conformité** a été établie pour chaque site analysé, permettant de mieux planifier les investissements requis. Cette méthodologie a permis d'élaborer un **diagnostic de référence** et d'orienter les agents responsables du contrôle vers les zones les plus sensibles du territoire.

En 2023, ce travail de fond a été poursuivi. **30 cabines et 64 postes de transformation aériens** ont été analysés selon les exigences de l'**Arrêté Royal du 4 décembre 2012**. Les résultats de cette campagne révèlent que **22 cabines et 42 postes** sont **conformes** aux normes en vigueur. **2 cabines et 18 postes** ont été jugés **non conformes**, mais sans caractère critique immédiat. En revanche, **6 cabines et 4 postes aériens** ont été classés comme **non conformes et critiques**, nécessitant des mesures correctives à court terme. Ces derniers ont été intégrés en priorité dans le **plan d'adaptation 2025-2030**, avec des interventions programmées incluant la **remise en conformité RGIE**, le **renforcement des mises à la terre**, le **remplacement d'armoires défectueuses**, et, le cas échéant, la **reconstruction complète de la cabine**.

Il est également important de souligner qu'une **erreur méthodologique** figurait dans les précédents rapports, où les **cabines clients** avaient été incluses dans le décompte global des cabines HTA, portant à tort le total à **294** unités au lieu des **210 équipements réellement exploités par l'AIEG**. Cette correction a été intégrée dans les bases de données techniques, garantissant désormais une **meilleure fiabilité du suivi patrimonial** et de la planification des investissements.

Situation au 31 / 12/ 2023		Nbre d'équipements GRD	
		cabines	PTA
Nombre Total GRD		210	157
Nombre Total GRD Analysé en 2023		30	64
Conclusions de l'analyse	Conforme	22	42
	Non Conforme mais non critique	2	18
	Non conforme et jugé critique	6	4

	Cabines au sol	PTA
Nombre de cabines visitées au 31/12/2023	143	157
Vert :	82	76
Orange :	46	65
Rouge :	15	6
Solde de cabines à visiter	67	0

	Cabines (%)	PTA (%)
Rouge	8%	15%
Orange	36%	52%
Vert	56%	33%

6.2.3 Environnement

6.2.3.1 Politique générale

L'AIEG mène depuis plusieurs années une politique proactive d'amélioration environnementale, articulée principalement autour de l'enfouissement progressif des lignes HT et BT, de la modernisation des équipements et de la réduction de l'empreinte écologique de ses installations. Cette politique, intégrée au plan d'adaptation du réseau, poursuit plusieurs objectifs :

réduction de l'impact visuel, amélioration de la sécurité publique, résilience accrue face aux conditions climatiques, et optimisation de l'efficacité énergétique. En moyenne tension, les efforts se concentrent sur l'enfouissement systématique des lignes vétustes, en particulier les tronçons en cuivre nu ou en papier plomb. Ces câbles obsolètes sont remplacés par des câbles en PRC, reconnus pour leur robustesse, leur fiabilité et leur durée de vie prolongée. L'AIEG a également engagé un processus d'uniformisation des sections de câbles MT, privilégiant les sections normalisées suivantes :

95 mm² en aluminium et cuivre, 240 mm² et 400 mm² en aluminium.

Cette standardisation permet de faciliter les raccordements, de réduire les pertes en ligne et d'améliorer la gestion des stocks. L'alimentation des postes de transformation aériens est elle aussi repensée, avec une transition vers des alimentations en boîte à boîte et l'installation d'armoires enterrées intégrant des équipements de coupure en charge. Cette solution permet de réduire l'encombrement aérien, tout en augmentant la sécurité et la souplesse d'exploitation. En parallèle, l'AIEG privilégie l'installation de cellules MT modulaires, permettant le remplacement individuel d'une cellule défaillante sans devoir désaffecter l'ensemble de l'installation, limitant ainsi les déchets techniques et les interruptions prolongées. En basse tension, l'AIEG s'est engagée dans un démantèlement progressif des lignes en cuivre nu, jugées à la fois esthétiquement inadaptées et techniquement dépassées. Lors de projets d'enfouissement de la HT, des feeders BT en 150 mm² aluminium sont posés en parallèle pour garantir la continuité et la qualité d'alimentation. Le raccordement des utilisateurs est réalisé avec des câbles en cuivre ExVB 16 mm², assurant robustesse et durabilité.

Enfin, l'AIEG installe systématiquement des transformateurs à pertes réduites, contribuant à la diminution des pertes réseau et, par conséquent, à la réduction des émissions indirectes de CO₂. Toutes ces actions sont

quantifiées dans les tableaux budgétaires et techniques du plan d'adaptation, et s'inscrivent dans une volonté claire de concilier performance réseau et responsabilité environnementale, en cohérence avec les objectifs régionaux de transition énergétique.

6.2.3.2 actions spécifiques

Néant

6.2.4 Harmonisation des plans de tension

En matière de **réseaux Moyenne Tension (MT)**, l'AIEG assure l'exploitation et la maintenance de deux niveaux de tension distincts : **11,5 kV** et **15 kV**. Cette coexistence est historiquement liée à l'évolution du réseau et à la provenance des sources d'alimentation. Néanmoins, aucun **problème d'harmonisation ou d'interopérabilité** n'est constaté entre ces deux réseaux. Les installations sont conçues pour fonctionner de manière **parfaitement compartimentée**, et les équipements utilisés (transformateurs, cellules, protections) sont adaptés à chaque niveau de tension. Les procédures d'exploitation garantissent une gestion efficace et sécurisée de ces deux réseaux, sans impact négatif sur la continuité de service ou la fiabilité de l'alimentation.

En ce qui concerne la **Basse Tension (BT)**, l'AIEG gère un parc mixte composé de réseaux **3x230 V sans neutre** (configuration traditionnelle) et de réseaux **3x400 V + Neutre**, progressivement étendus dans les nouvelles zones de développement. Cette diversité technologique, bien que courante en Wallonie, peut générer des **contraintes techniques** pour certains équipements, notamment ceux nécessitant un neutre pour fonctionner correctement. C'est pourquoi l'AIEG encourage activement, **dans la mesure du possible**, les utilisateurs raccordés au réseau BT à opter pour un **raccordement triphasé**, particulièrement adapté à la stabilité des charges et à l'essor des équipements énergivores (pompes à chaleur, bornes de recharge pour véhicules électriques, installations de production décentralisée).

Afin de **stimuler cette évolution vers des configurations plus robustes**, l'AIEG applique une **politique tarifaire incitative**. À titre d'exemple, pour une puissance équivalente, le **coût d'un raccordement triphasé** est **seulement de 40 € supérieur** à celui d'un raccordement monophasé, ce qui représente un surcoût négligeable au regard des bénéfices techniques à long terme. Cette démarche vise à **préparer le réseau basse tension aux nouveaux usages électriques**, à **réduire les déséquilibres de phases** et à **limiter les phénomènes de chute de tension ou de décrochage d'onduleurs**, de plus en plus fréquents dans les réseaux sous-dimensionnés ou monophasés.

L'ensemble de ces mesures s'inscrit dans une **stratégie de modernisation cohérente et proactive**, destinée à garantir une qualité de service optimale, tout en anticipant les besoins futurs liés à la transition énergétique et à l'électrification croissante des usages.

6.2.5 Parallèle avec les investissements ELIA

Le poste de COUVIN est prévue pour être rénové depuis 2021 , mais aucune date précise n'a été communiquée par ELIA .

6.2.6 Amélioration de l'efficacité du réseau

6.2.6.1 Efficacité du réseau

Dans une optique d'**amélioration continue de la performance de son réseau**, l'AIEG a engagé un ensemble d'**investissements structurants** destinés à **renforcer le maillage de son réseau haute et moyenne tension**. Ces actions s'inscrivent pleinement dans notre stratégie de résilience et de fiabilisation du réseau, et répondent aux exigences croissantes liées à la flexibilité, à la sécurité d'approvisionnement et à l'optimisation énergétique.

L'une des priorités est la **suppression progressive des réseaux en antenne**, qui constituent un point de vulnérabilité en cas de défaut. Ces configurations sont remplacées, chaque fois que cela est techniquement et économiquement justifié, par des **maillages en boucle ouverte**, permettant une **reconfiguration rapide en cas de perte d'un départ**. Ce renforcement du maillage est systématiquement accompagné du **remplacement des tronçons de câbles sous-dimensionnés par des sections plus importantes** (jusqu'à 240 mm² ou 400 mm² en aluminium selon les cas), afin de permettre un **transfert de charge plus efficace** et de **réduire significativement les pertes par effet Joule**, en particulier sur les longueurs critiques.

Dans cette même logique, l'AIEG procède à l'**installation systématique de témoins de court-circuit statiques** sur les réseaux moyenne tension. Ces dispositifs, simples et robustes, **facilitent considérablement la localisation rapide des défauts**, ce qui réduit le temps d'intervention et améliore les indicateurs de continuité de service. À cela s'ajoute une politique active d'**entretien préventif** des installations, incluant le **nettoyage régulier des cabines**, le **contrôle des connexions** et le **dépoussiérage des cellules**, qui contribuent directement à la fiabilité de l'exploitation.

L'AIEG a également généralisé l'installation de **modules de surveillance dans toutes les nouvelles cabines de distribution MT/BT**. Ces modules, directement connectés au système **SCADA** du GRD, assurent la **télémessure et la télésignalisation** en temps réel de multiples paramètres réseau : tension, courant, puissance, température ambiante, température transformateur, surpression, position des portes, etc. Les

disjoncteurs généraux BT et les interrupteurs MT sont également **télécommandés**, ce qui offre à l'exploitant une **grande réactivité opérationnelle** sans devoir mobiliser immédiatement une équipe sur site.

En parallèle, l'AIEG poursuit le **déploiement progressif d'un réseau de fibre optique** le long de son infrastructure moyenne tension. Ce déploiement, réalisé en synergie avec d'autres opérateurs ou lors de chantiers conjoints, vise à **connecter l'ensemble des nœuds stratégiques du réseau** à une infrastructure de communication haut débit. Cette fibre permet non seulement le **pilotage à distance** des équipements, mais aussi l'intégration future de fonctions avancées (monitoring temps réel, analyse prédictive, gestion dynamique de la charge).

Dans les cabines déjà équipées, plusieurs fonctionnalités avancées ont été mises en œuvre avec succès, notamment :

- La **télésurveillance des disjoncteurs et interrupteurs MT** ;
- La **télésignalisation des témoins de court-circuit** ;
- La **télémessure des grandeurs électriques BT (I, U, P)** ;
- La **surveillance des conditions environnementales** (température, hygrométrie, surpression) et des accès physiques.

L'ensemble de ces mesures vise à faire évoluer le réseau vers un **réseau de distribution intelligent**, plus réactif, plus automatisé, et mieux armé pour faire face aux défis de la transition énergétique.

6.2.6.2 efficacité énergétique

Aucun projet lancé par l'AIEG concernant l'efficacité énergétique

6.2.6.3 réduction des pertes techniques

Dans le cadre de sa stratégie globale d'optimisation de la performance réseau, l'AIEG met en œuvre une **politique ciblée de réduction des pertes techniques**, qui s'articule autour de **quatre axes structurants**. Ces mesures, à la fois techniques et organisationnelles, visent à **améliorer le rendement énergétique** du réseau de distribution, tout en renforçant sa fiabilité à long terme.

Tout d'abord, l'AIEG privilégie l'**installation systématique de transformateurs MT/BT à pertes réduites**, conformes aux normes européennes les plus récentes en matière de rendement. Ces

transformateurs, plus performants, permettent de limiter les pertes à vide et en charge, particulièrement sur les réseaux urbains denses ou les sites à forte consommation.

Ensuite, une **standardisation des sections de câbles** est appliquée, tant en moyenne qu'en basse tension. L'AIEG utilise des sections optimisées (95 mm², 150 mm², 240 mm² et 400 mm² selon les cas), choisies en fonction du niveau de charge et de la longueur des tronçons. Cette approche permet de **réduire les pertes par effet Joule**, tout en simplifiant la gestion des stocks et la maintenance.

Par ailleurs, l'AIEG encourage et met en œuvre la **migration progressive des réseaux BT en 3x230 V vers du 3x400 V + Neutre**, notamment dans les nouvelles zones de développement. Cette évolution permet une **meilleure répartition des charges**, une **réduction du courant circulant pour une même puissance délivrée**, et donc une baisse significative des pertes linéiques.

Enfin, un effort particulier est réalisé sur le **monitoring des consommations locales**. Dans les cabines desservant des zones à forte densité de charge, des **points de mesure précis sont installés**, permettant une analyse détaillée des flux énergétiques. En fin d'année, une **réconciliation des données de comptage** (entre énergie injectée et énergie livrée) permet de **calculer avec précision le taux réel de pertes** sur chaque secteur du réseau, et d'orienter les actions correctives ou les investissements ciblés.

Cette approche méthodique, couplée à une vision à long terme, permet à l'AIEG de **maîtriser ses pertes techniques** tout en assurant une **qualité d'alimentation optimale** pour ses utilisateurs.

6.2.6.4 réduction des pertes administratives

L'AIEG met en œuvre une politique proactive de **réduction des pertes administratives**, lesquelles comprennent principalement les **fraudes**, les **erreurs de comptage**, les **anomalies contractuelles** et les **défauts de mise à jour des données techniques**. Ces pertes, bien qu'indirectes, représentent un enjeu important en matière de performance économique, d'équité entre usagers et de fiabilité des données du système de distribution.

Parmi les mesures concrètes déployées, l'AIEG renforce en priorité la **détection des fraudes** via des **algorithmes d'analyse de consommation atypique**, développés en interne à partir des données issues des compteurs intelligents ou télé-relevés. Ces outils permettent d'identifier des baisses anormales de consommation, des absences d'enregistrement, ou des profils incohérents par rapport à l'usage déclaré. Les cas suspects sont ensuite vérifiés sur le terrain par des équipes dédiées. En cas de fraude avérée, des **procédures de régularisation et de recouvrement** sont systématiquement engagées, conformément aux dispositions contractuelles.

En parallèle, un **programme de mise à jour des index de comptage** est mené régulièrement, notamment dans les cabines de transformation et sur les points sensibles du réseau, afin de garantir la cohérence entre l'énergie injectée et l'énergie facturée. Cette démarche contribue à **réduire les écarts non expliqués** et à fiabiliser les processus de facturation.

L'AIEG a également engagé une **campagne de vérification de la conformité contractuelle** de certains points de livraison (puissance souscrite, configuration du branchement, tarification), notamment dans les zones industrielles et les lotissements récents. Ces vérifications permettent d'identifier les situations où la consommation ne correspond pas aux paramètres contractuels, générant des erreurs de répartition ou de facturation.

Enfin, la **formation continue du personnel** chargé de la gestion clientèle et de la supervision technique complète ce dispositif, en assurant une meilleure détection des anomalies administratives, une réactivité accrue face aux signalements et une coordination renforcée entre les services techniques et commerciaux.

Ces actions concertées visent à **réduire les pertes non techniques** de manière durable, tout en **renforçant la transparence et l'efficacité de la gestion du réseau de distribution**.

6.2.7 Remplacement des compteurs

6.2.7.1 Compteurs à budget

En 2024 l'ensemble de parc de compteur à budget a été remplacé par des compteurs SMART

Les compteurs à budgets non actifs sont petit à petit remplacés par des compteurs SMART

6.2.7.2 Compteurs intelligents

VOIR FICHER EXCEL.

6.2.8 Evolution vers les réseaux intelligents

Conformément au décret, l'AIEG intègre progressivement dans sa stratégie de développement réseau des solutions alternatives aux investissements lourds en capacité, en misant sur la gestion intelligente du réseau, la flexibilité technique et commerciale, ainsi que l'intégration des ressources décentralisées. L'objectif est clair : éviter ou différer les renforcements coûteux en tirant parti des outils numériques, du comportement des utilisateurs et de l'évolution technologique.

À cet effet, l'AIEG poursuit le déploiement d'outils d'observation, de mesure et de pilotage en temps réel, notamment à travers :

L'installation systématique de capteurs communicants dans les nouvelles cabines de distribution MT/BT, intégrés à notre système SCADA ;

La mise en place de modules de télémesure pour les grandeurs critiques (courant, tension, puissance, fréquence, température, etc.) ;

L'interconnexion de ces dispositifs via un réseau de fibre optique, déployé progressivement en parallèle du réseau MT.

Ces équipements permettent d'assurer une surveillance continue de l'état du réseau, d'identifier les zones de congestion potentielles et de faciliter la reconfiguration dynamique des flux. Les données collectées sont consolidées dans notre plateforme d'analyse technique, et croisées avec les historiques de consommation pour affiner les prévisions de charge.

Sur le plan de la flexibilité commerciale, l'AIEG explore la mise en œuvre de mécanismes incitatifs à destination de clients industriels ou tertiaires, afin d'adapter leur consommation ou leur injection lors de périodes critiques. Cette approche est testée dans certaines zones sous tension, avec pour objectif de valider les modèles de gestion active de la demande, en amont de projets d'investissement lourds. En parallèle, l'AIEG étudie la faisabilité de recours à des solutions de stockage stationnaire (batteries basse ou

moyenne tension) à titre pilote, notamment dans les poches rurales fortement équipées en production photovoltaïque.

D'un point de vue informatique, l'AIEG a engagé la modernisation de son Système d'Information Géographique (GIS). Ce projet vise à améliorer la localisation des équipements, le diagnostic de réseau, le dimensionnement de nouveaux raccordements et l'identification des zones critiques. Les bénéfices attendus sont nombreux : réduction des délais de traitement, meilleure réactivité opérationnelle, et intégration fluide avec les outils de supervision et d'analyse réseau.

Enfin, une attention particulière est portée à la communication avec les utilisateurs du réseau. L'AIEG prévoit, à court terme, la mise en place de canaux de communication numériques, destinés à informer les utilisateurs des limitations de réseau, des périodes sensibles et des incitations liées à la flexibilité. Ce dialogue proactif est une condition essentielle à la réussite de cette transition vers un modèle de gestion intelligente et partagée du réseau de distribution.

6.2.9 Mesures de flexibilité

	2024	2023
Nbre d'URD actifs (R1/R3DP/SDR/Prod)	1	1
P max flex activable (MVA)	2 MVA	2 MVA
N activations au cours de l'année 2022	0	0

6.2.10 Autre Motivation

NEANT

6.2.11 Projets Subventionnés

Dans le cadre des appels à projets lancés par le **Gouvernement Wallon pour accélérer la transition énergétique**, l'AIEG a soumis deux dossiers structurants visant à améliorer l'intelligence, la flexibilité et l'efficacité de son réseau de distribution. Ces projets ont été introduits sous la motivation « **Subvention GW pour accélérer la transition énergétique** », conformément aux dispositions prévues par le décret. Ils figurent dans les **onglets "projets" du plan d'adaptation (Tab 2, Tab 3 et Tab 5)**, et font l'objet d'un suivi administratif rigoureux. Toute évolution (refus,

modification ou acceptation partielle) entraînera une mise à jour immédiate du plan.

Le **premier projet** concerne **l'installation de transformateurs autorégulants (OLT - On Load Tap Changers)** dans les cabines secondaires. Ces transformateurs sont capables d'ajuster automatiquement leur rapport de transformation en fonction de la tension mesurée, ce qui permet de **maintenir la tension dans les tolérances requises**, malgré les variations liées à l'injection d'électricité renouvelable (principalement photovoltaïque) et à l'évolution de la charge. Ce dispositif est particulièrement pertinent dans les **zones rurales fortement équipées en production décentralisée**, où les phénomènes de **surtension en période d'ensoleillement** ou de **chute de tension en période de forte consommation** sont récurrents. L'objectif de ce projet est de réduire la nécessité de renforcements lourds du réseau BT, tout en **préservant la qualité de la tension** au niveau des clients finaux.

Le **deuxième projet** porte sur **l'équipement systématique des cabines secondaires en RTU (Remote Terminal Units)**. Ces modules de télécontrôle permettent la **télésurveillance et la télécommande des équipements MT/BT** installés dans les cabines, avec une remontée des données en temps réel vers le système **SCADA** de l'AIEG. Le projet vise à augmenter la capacité d'observation du réseau, à **faciliter la localisation des défauts**, à **réduire les temps de coupure** et à **optimiser les manœuvres en cas d'incident ou de maintenance planifiée**. En dotant progressivement son réseau secondaire de capacités de communication, l'AIEG anticipe l'évolution vers un **réseau plus automatisé et intelligent**, mieux préparé à gérer les flux de puissance non linéaires issus des productions locales ou des mobilités électriques.

Ces deux projets répondent directement aux objectifs stratégiques régionaux en matière de transition énergétique, tout en apportant des **bénéfices concrets en termes de fiabilité, de résilience et d'efficacité énergétique**. Leur succès dépendra à la fois du soutien financier du GW et de leur intégration cohérente dans les cycles de renouvellement du réseau existant.

7 LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET

Voir fichier EXCELL

8 PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS

Voir fichier EXCEL

9 SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION

Voir fichier EXCEL

10 ANNEXES