

1

2

3

4

ORES

5

6

PLAN D'ADAPTATION ELECTRICITÉ 2025-2029

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Le plan d'adaptation fourni dans le cadre de cette consultation publique ne comprend pas les annexes chiffrées contenant des informations confidentielles.

18

19

20

En consultant ce plan d'adaptation, le lecteur reconnaît et accepte que les informations fournies ne comprennent pas les annexes chiffrées et que les informations contenues dans le plan d'adaptation sont fournies à titre indicatif seulement.

21

22

23

24

Le plan d'adaptation ne constitue pas une offre ou une invitation à investir dans les projets ou les initiatives présentées.

25

26

27

Le lecteur accepte également être seul responsable de tout préjudice ou perte subis en raison de l'utilisation non autorisée des informations confidentielles fournies dans le présent plan d'adaptation.

28

29

30

ORES décline toute responsabilité pour les pertes, les dommages ou les coûts encourus en relation avec l'utilisation des informations confidentielles fournies dans le présent plan d'adaptation.

31

32

Enfin, il est important de noter que le présent processus de consultation publique se déroule en amont de toute approbation par la Commission wallonne Pour l'Energie (CWaPE).

33

| | | |
|----|---|-----------|
| 34 | Table des matières | |
| 35 | 0. INTRODUCTION | 3 |
| 36 | 1. DESCRIPTIF DE L’INFRASTRUCTURE EXISTANTE | 10 |
| 37 | 1.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2023 | 10 |
| 38 | 1.2. Pyramide des âges | 10 |
| 39 | 2. BILAN DES RÉALISATIONS DE L’ANNÉE PRÉCÉDENTE (2023) | 11 |
| 40 | 3. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2024) | 12 |
| 41 | 4. PLAN D’ADAPTATION 2025-2029 | 13 |
| 42 | 4.1. Les besoins en capacité | 13 |
| 43 | 4.1.1. Evolution de la consommation, de la production et des pointes de charge pouvant en résulter | 13 |
| 44 | 4.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs | 16 |
| 45 | 4.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges) | 19 |
| 46 | 4.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...) | 21 |
| 47 | 4.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées | 22 |
| 48 | 4.2. Autres aspects à prendre en compte | 23 |
| 49 | 4.2.1. Remplacements pour cause de vétusté | 23 |
| 50 | 4.2.2. Interventions pour raison de sécurité | 27 |
| 51 | 4.2.3. Environnement | 29 |
| 52 | 4.2.4. Harmonisation des plans de tension | 29 |
| 53 | 4.2.5. Parallèle avec les investissements ELIA | 30 |
| 54 | 4.2.6. Amélioration de l’efficacité | 31 |
| 55 | 4.2.7. Remplacement des compteurs | 38 |
| 56 | 4.2.8. Evolution vers les réseaux « intelligents » | 39 |
| 57 | 4.2.9. Mesures de flexibilité | 46 |
| 58 | 4.2.10. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1) | 47 |
| 59 | 4.2.11. Projets subventionnés | 47 |
| 60 | 4.3. Enveloppes budgétaires | 49 |
| 61 | 4.3.1. Années 2025-2029 | 49 |
| 62 | 4.3.2. Synthèse | 49 |
| 63 | 5. LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION | |
| 64 | BUDGÉTAIRE PAR PROJET | 49 |
| 65 | 6. PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS | 49 |
| 66 | 7. SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION | 50 |
| 67 | 8. ANNEXES | 50 |
| 68 | | |

69 **0. Introduction**

70 Ce document a pour objet de transmettre et décrire les plans d’adaptation établis pour ORES pour les
71 années 2025-2029.

72 Ce document est également accompagné :

- 73 • d’une annexe globale reprenant les pyramides des âges des câbles haute tension aériens et
74 souterrains pour ORES ;
- 75 • d’une annexe sous format Excel reprenant les différentes données chiffrées en détail pour
76 ORES ;
- 77 • d’un rapport relatif aux raccordements avec accès flexible et aux réductions d’injection
78 (reporting_art_28 (AGW 10_11_2016)).

Il est important de noter qu’ORES analyse actuellement les principaux impacts du trajet vers la neutralité carbone sur les réseaux de distribution électricité et sur les éléments liés de son plan industriel.

Les analyses de Climact (présentées ci-dessous) décrivant les implications en termes de comportements et de changements technologiques nécessaires pour atteindre la neutralité carbone sont également en cours d’analyse en vue de l’établissement d’une vision stratégique globale au sein d’ORES visant une priorisation des investissements sur ses réseaux gaz naturel et électricité sur le long terme.

Les conclusions et les décisions stratégiques seront par conséquent ajustées à la lumière des nouvelles informations/tendances ultérieures sur le sujet (vision long terme).

79

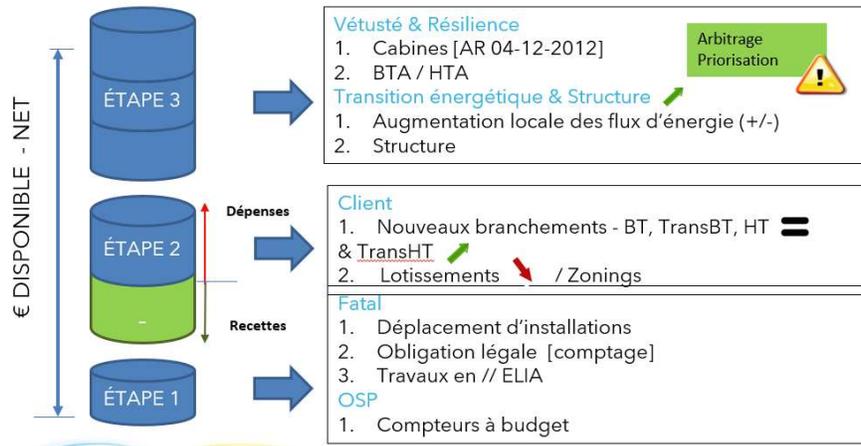
80 Les plans sont constitués de 2 types de projets :

- 81 • Les projets nominatifs. Il s’agit de projets avec une durée de vie définie dans le temps et dont
82 on connaît précisément l’emplacement et la durée des travaux. Il est important de noter que
83 le décret « Impétrants » impacte notamment de manière non négligeable les délais de
84 réalisation mais également la localisation des différents travaux à réaliser.
- 85 • Les projets non nominatifs. Il s’agit de projets récurrents qui reprennent des activités qui se
86 répètent d’année en année. Ces projets ont donc la particularité de ne comporter aucune
87 donnée temporelle (date de début/fin) et aucune donnée précise quant à la localisation.

88 Les plans sont construits en insérant d’abord les quantités d’activités sur les projets non nominatifs
89 dans lesquels on retrouve entre autres :

- 90 • tout ce qui a trait aux obligations de service public (e.a. le placement des compteurs
91 communicants à prépaiement) ;
- 92 • ce qui concerne les obligations légales (p.ex. remplacement de compteurs) ;
- 93 • les déplacements d’installations ;
- 94 • les travaux pour garantir la sécurité des biens et des installations ;
- 95 • toutes les demandes « clients » (nouveaux branchements, petites extensions, lotissements).

96

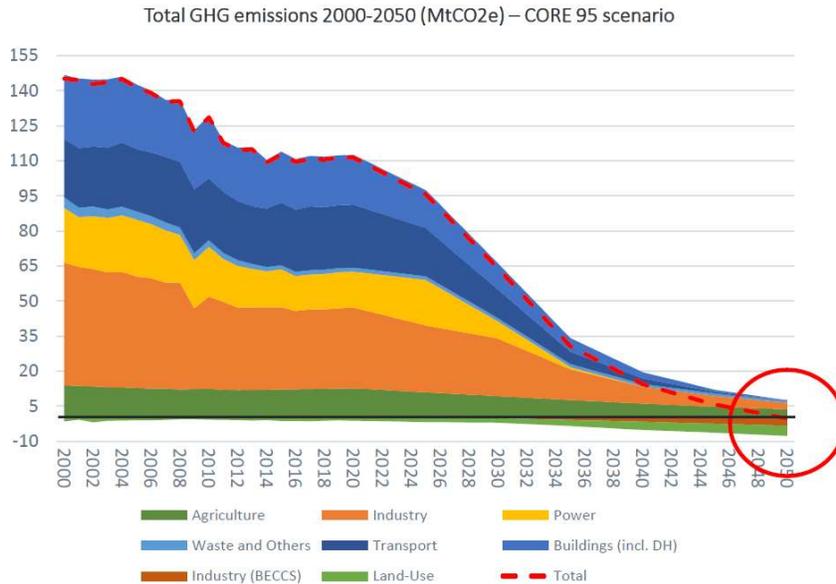


97
98

99 Courant 2022, ORES avait eu l’opportunité de présenter son approche globale à la CWaPE, appelée
100 « plan industriel », reprenant sa vision des investissements nécessaires sur les réseaux d’électricité et
101 de gaz et également dans son plan de transformation, vision d’investissements s’étendant jusqu’en
102 2038 et qui s’appuie sur le trajet de la neutralité carbone à l’horizon 2050 tel que décidé par les
103 autorités politiques et complété par une analyse d’impacts plus fine réalisée par la société Climact,
104 analyse basée sur leur modèle BECalc qui a été développé pour le SPF Environnement. Ce plan
105 d’adaptation en est, pour le réseau d’électricité, un extrait pour la période 2024-2029. Il est à ce titre
106 dans la continuité du plan précédent 2023-2029.

107 Nous aimerions revenir sur les principaux impacts du trajet vers la neutralité carbone sur les réseaux
108 de distribution électricité et sur les éléments liés du plan industriel ORES. Ces éléments sont
109 indispensables à la bonne compréhension du présent document.

110 Selon les analyses de Climact, les implications en termes de comportements et de changements
111 technologiques nécessaires pour atteindre la neutralité carbone sont urgents et disruptifs. Les leviers
112 pour y arriver sont maintenant clairement identifiés et concernent principalement la mobilité (se
113 déplacer autrement), le bâtiment (se chauffer autrement) et la production d’énergie (produire
114 autrement).

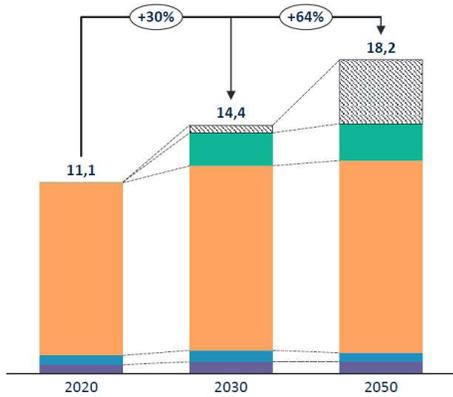


115

116 Comme le montre la figure suivante, la décarbonation des besoins d’énergie conduit à une
 117 augmentation du besoin du vecteur électricité. L’augmentation de 30% de la consommation en 2030
 118 est portée par un glissement important de la mobilité vers les véhicules électriques.

La consommation d’électricité sur le réseau ORES pourrait augmenter de 64% d’ici à 2050, avec une croissance significative de 30% sur la seule décennie 2020-2030

Consommation finale d’électricité sur le réseau ORES [TWh]



44% du besoin en chauffage résidentiel est électrifié en 2050



88% des véhicules sont électriques ou plug-in hybrides en 2050



40% de l’hydrogène vert synthétisé en Belgique l’est en Wallonie. Les électrolyseurs sont connectés au réseau de distribution

119

3

CLIMACT

120 De manière plus progressive (car fonction, notamment, des investissements à réaliser dans l’isolation
 121 des bâtiments), le vecteur électricité va également être prépondérant pour les besoins en chauffage.

L’électricité représente près de la moitié du mix énergétique pour le chauffage des bâtiments résidentiels en 2050

Mix énergétique pour le chauffage - secteur résidentiel [%]

| Année | Electricité (direct et PAC) | Biomasse solide (chaudière individuelle) | Réseau de chaleur | Autres |
|---------------|-----------------------------|--|-------------------|--------|
| 2015 | 3% | 16% | 19% | 62% |
| 2030 | 7% | 12% | 12% | 52% |
| 2050 - CORE95 | 44% | 10% | 30% | 16% |

- En 2050, 44% des besoins en chauffage du secteur résidentiel sont assurés par l’électricité (chauffage électrique direct ou pompes à chaleur)
- Les réseaux de chaleur (décarbonés en 2050) et l’utilisation de la biomasse solide représentent 40% du total
- Les 16% restants sont assurés par de l’hydrogène, des biocarburants gazeux/liquides et des fuels synthétiques gazeux/liquides

32 Sources: Plan de décarbonation 2050, CLIMACT et SPF Environnement, 2019

CLIMACT

Malgré l’isolation accrue, l’électrification du chauffage conduit à une hausse de plus de 10% de la consommation électrique du secteur en 2050, qui impacte en premier lieu les GRD

Consommation finale d’électricité dans le secteur des bâtiments en Wallonie [TWh]

| Année | Consommation finale d’électricité [TWh] |
|-------------|---|
| 2015 | 13,8 |
| 2030-CORE95 | 14,7 |
| 2050-CORE95 | 15,3 |

3

CLIMACT

122

123

124

125

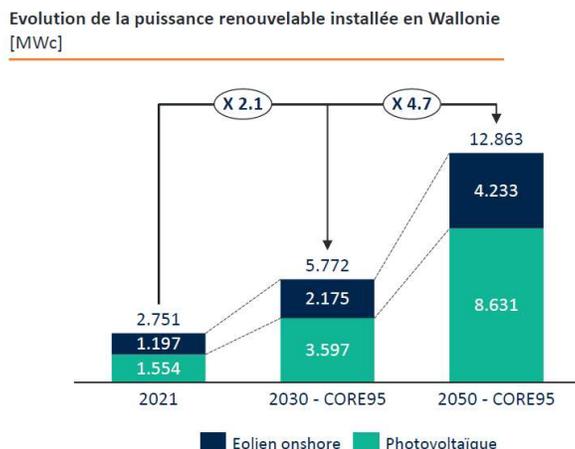
126

127

128

129

130 Enfin, la puissance installée en production d’électricité renouvelable devrait doubler d’ici 2030.



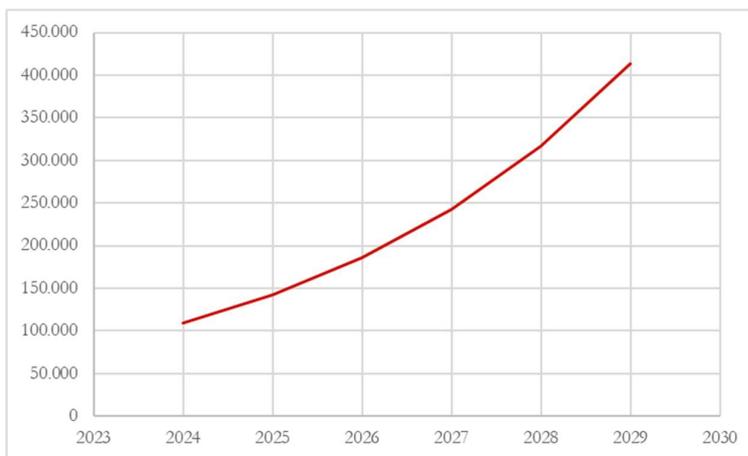
131

132 Il est à noter que l’impact de la production et de la consommation d’hydrogène décarboné est encore
 133 trop incertain pour être considéré. Naturellement, nous serons extrêmement attentifs à l’évolution
 134 de ce vecteur.

135 Ces différentes évolutions sont transposées au niveau d’ORES et intégrées dans le plan d’adaptation.
 136 Il nous semble dès lors utile pour le lecteur d’exposer les différentes hypothèses prises.

137 En particulier, ces évolutions vont se marquer sur le réseau basse tension. Pour expliquer ce constat,
 138 nous pouvons reprendre chacune d’elles.

139 En terme de mobilité électrique (voiture avec batterie et Plug In hybride), en suivant le Plan Air Climat
 140 Energie de la Région wallonne, nous considérons l’évolution minimale du nombre de véhicules
 141 électriques comme suit :



142

143

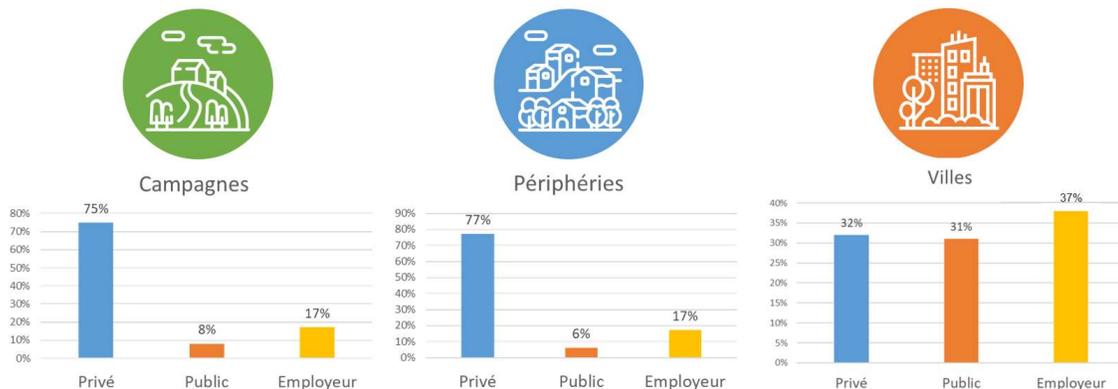
Figure 1: évolution du nombre de voitures électriques sur le réseau d’ORES

144 Nous parlons d’évolution minimale car elle ne prend pas en compte l’annonce du Gouvernement
 145 wallon du 11 janvier 2023 relative à l’établissement d’un calendrier de sortie des véhicules
 146 thermiques, avec des étapes de 2025 à 2050 en phase avec la décision de l’Union Européenne visant
 147 à interdire la vente de véhicules thermiques neufs à partir de 2035. Les quantités reprises dans le
 148 tableau sont à revoir dans cette perspective.

149 Sur cette base, Baringa a mis à jour son étude (Synergrid) et conclut dans un scénario en ligne avec la
 150 politique européenne FIT50 un total de 624.303 véhicules électriques en 2030 en Wallonie.

151 Avec un ratio de 73%, cela signifie pour ORES, 455.741 véhicules électriques. Dans leur scénario High
 152 (basé sur le scénario zero emission de la FEBIAC), ce chiffre monte à 676.621 véhicules électriques
 153 wallons (493.933 pour ORES).

154 Or le chargement de ces véhicules se réalise principalement au domicile du conducteur principal¹.



155

156

Figure 2: Répartition des événements de chargement de voiture électrique

157 Pour déterminer l’impact de ces chargements sur le réseau basse tension, il convient de connaître la
 158 puissance moyenne de la borne de chargement privée. Nous prenons l’hypothèse de 6.5 kW basée
 159 sur le résultat des simulations que nos clients ont réalisées sur notre site internet². Ensuite, il faut fixer
 160 l’impact sur le câble basse tension du réseau. Toutes les bornes de chargement ne fonctionnent pas
 161 en même temps. Il existe un coefficient de foisonnement³ qui est fonction du nombre de clients et
 162 donc de véhicules. En fonction du type de topologie urbanistique (campagnes, périphéries et villes),
 163 ce coefficient est compris entre 38% et 60%. Cela signifie que chaque point de chargement présent
 164 dans une habitation concourt à 2.5 à 3.9 kW au moment de la pointe de consommation du soir, pointe
 165 qui est l’élément dimensionnant pour le câble basse tension. Il est à noter que ces chiffres sont
 166 cohérents avec ceux de nos collègues de Fluvius. Historiquement, la contribution à la pointe du soir
 167 d’un logement standard est de 2 à 3 kW. On comprend donc aisément l’effet disruptif de la mobilité
 168 électrique sur les investissements dans le réseau basse tension.

169 Pour ce qui concerne les besoins en chaleur, il est généralement admis que le moyen le plus efficace
 170 pour chauffer une habitation (relativement) bien isolée est la pompe à chaleur. Contrairement à la
 171 mobilité électrique, les bases statistiques pour ce type d’installation sont très partielles et donc les
 172 projections pour les futures années plus difficile à évaluer.

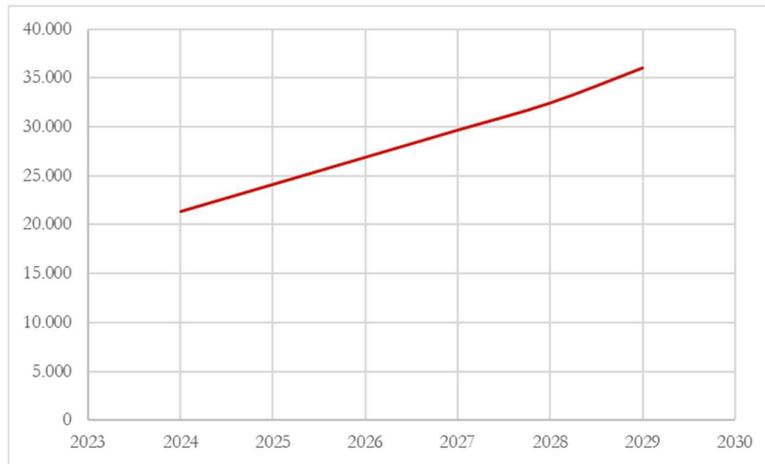
173

¹ Source: LOAD MODELLING AND DISTRIBUTION PLANNING IN THE ERA OF ELECTRIC MOBILITY et Maier U., Ropenus S., and al., Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus, Navigant, RAP, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, August 2019, Berlin

² <https://formulaires.ores.be/recharger-voiture?step=1>

³ Coefficient utilisé pour dimensionner une installation électrique basée sur les utilisations simultanées ou concomitantes.

174 Néanmoins, et moyennant toutes les précautions d’usage, nous avons établi l’évolution du nombre
 175 de pompes à chaleur sur le réseau d’ORES comme suit :



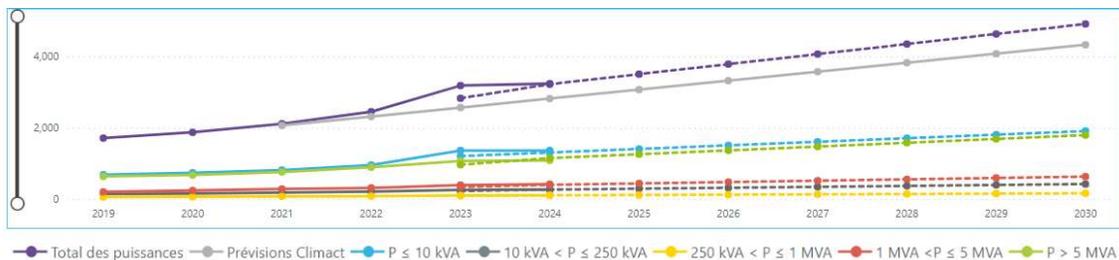
176

Figure 3: Evolution du nombre de pompe à chaleur sur le réseau d'ORES

177

178 En suivant la même approche que celle expliquée pour la mobilité électrique et en nous basant sur
 179 des données constructeurs, nous avons établi la puissance moyenne des pompes à chaleur à 5 kW.
 180 Même en considérant un coefficient de foisonnement, on peut constater ici aussi que l’impact est très
 181 important.

182 Enfin pour ce qui est de l’impact de la production décentralisée, nous avons établi l’évolution suivante
 183 sur base des progressions historiques :



184

Figure 4: évolution de la puissance installée de production décentralisée en fonction de la gamme de puissance

185

186 On peut constater que :

- 187 • cette évolution est supérieure à celle du trajet de l’étude Climact.
- 188 • Le nombre de petites installations (< 10 kVA) qui sont raccordées sur le réseau basse tension
 189 continue de croître.

190 La puissance moyenne des installations sur nos réseaux basse tension est de l’ordre de 5 kWc. Comme
 191 ces installations produisent en fonction du soleil, il n’y a pas lieu d’y appliquer un coefficient de
 192 foisonnement mais celles-ci produisent leur maximum de puissance en été et quand le soleil est au
 193 zénith. Quand cette production peut être directement et instantanément consommée localement,
 194 cela ne génère pas de problème particulier sur le réseau. Par contre, quand la consommation locale
 195 est faible, la production devient excédentaire et il en découle une augmentation de la tension sur le
 196 câble basse tension, augmentation qui peut conduire à la mise en sécurité de l’onduleur qui assure
 197 cette production.

198

199 Déjà à l’heure actuelle, nous commençons à ressentir des impacts grandissants sur nos réseaux.

200 Ainsi, le nombre de demandes d’intervention consécutives à des problèmes de tension remontées par
 201 la clientèle basse tension montre une progression très importante. En outre, ces plaintes se traduisent
 202 de plus en plus par la nécessité de réaliser en urgence des investissements importants. Ces
 203 investissements sont nécessaires mais leur moment n’est pas dicté par des impératifs d’efficience
 204 et/ou de priorités globales. Constats que nous avons déjà mis en évidence lors de la version
 205 précédente du plan d’adaptation et dont les effets négatifs s’accroissent donc.

206 Nous constatons également la poursuite de l’augmentation du nombre de demandes de clients, que
 207 cela soit en terme d’augmentation de puissance ou de raccordements d’immeubles ou de productions
 208 décentralisées. Il ne faut dès lors certainement pas négliger le fait que ces éléments mobilisent des
 209 moyens matériels et humains qui ne peuvent être orientés vers d’autres besoins.

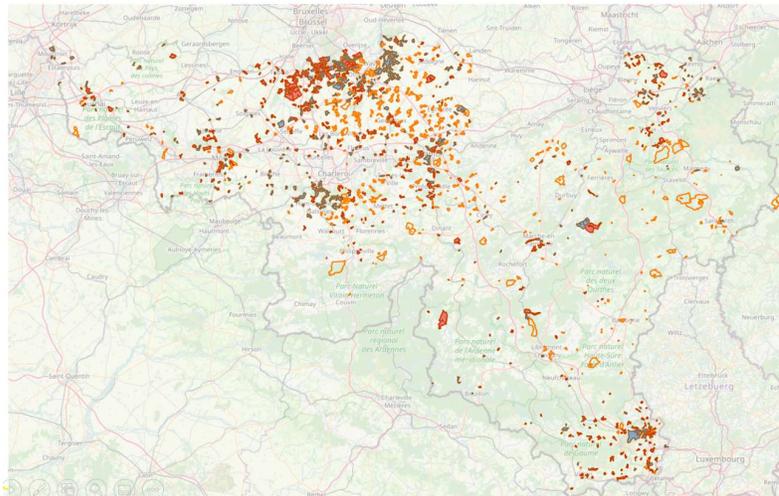
210 Compte tenu de ces différents éléments de contexte, tout en continuant à raccorder les nouveaux
 211 clients et accorder leur augmentation de puissance, nos ambitions sont :

212 1. Améliorer la **résilience** du réseau : c’est-à-dire la capacité à retrouver un fonctionnement
 213 normal après une perturbation. En effet,
 214 ○ Nous constatons que les phénomènes météo extrêmes sont plus fréquents - C’est
 215 donc bien une réponse à un risque majeur identifié par les GRD et ORES en particulier.
 216 ○ L’électrification des usages (notamment leur mobilité) va rendre les clients encore
 217 plus sensibles aux coupures.

218
 219 2. Soutenir la **transition énergétique**, ce qui passe par :
 220 ○ Un renforcement ciblé de la capacité du réseau afin d’éviter ou de limiter les
 221 congestions.
 222 ○ La ‘Smartisation’ des réseaux et des compteurs, c’est-à-dire l’augmentation de notre
 223 capacité d’observation de nos réseaux, pour anticiper les congestions et inciter les
 224 clients à déplacer leur charge.
 225 ○ L’optimisation des volumes d’énergie produite par Production Décentralisée
 226 Electrique (PDE) compte tenu des contraintes sur notre réseau mais également sur
 227 celui du réseau de transport, grâce à une gestion dynamique et intelligente telle que
 228 la fonctionnalité O-One (Ores – Operational Network Expert) intégrée à notre centre
 229 de commande (dispatching) pour la gestion des congestions.

230
 231 3. Moderniser le réseau (**vétusté**) en vue :
 232 ○ D’assurer la sécurité de nos collaborateurs et clients et respecter les différentes
 233 impositions légales.
 234 ○ De gérer correctement la pyramide d’âge (vétusté des équipements).

235 En intégrant tous ces éléments, nous avons établi une cartographie des zones où la transition
 236 énergétique à ce jour et future impactera le réseau basse tension.



- Zones à vitesse de transition élevée et où à priori les réseaux BT sont en capacité d'accueillir la première vague
- Zones à vitesse de transition élevée et où les réseaux BT ne serait pas en capacité d'accueillir la première vague en combinaison avec une amélioration de la résilience
- Zones à vitesse de transition élevée et où les réseaux BT ne serait pas en capacité d'accueillir la première vague

237

238

Figure 5: zone où la vitesse de transition pourrait être la plus rapide

239 Cette cartographie est appelée à évoluer en fonction, entre autres, de la croissance réelle des
 240 productions décentralisées, des bornes de chargement privées, des pompes à chaleur, des
 241 investissements réalisés... .

242 En outre, afin de répondre efficacement à la problématique des problèmes de tension sur nos réseaux
 243 basses tension (décrochages d'onduleur, sous-tensions, ...) et apporter des solutions techniques
 244 efficaces pour résoudre et anticiper les plaintes clients, ORES procède au placement de compteurs
 245 communicants de manière ciblée afin de récolter quotidiennement l'ensemble des données relatives
 246 à l'onde de tension (activation de la « Power Quality » directement sur le compteur). Un outil IT se
 247 base alors sur ces nombreuses données ainsi que sur la topologie de nos réseaux basse tension afin
 248 de proposer des solutions concrètes d'action sur le réseau. En effet, la mise en place d'un système
 249 d'analyse d'onde de tension pour la résolution de problèmes sur les réseaux basse tension est une
 250 démarche essentielle pour ORES. En collectant ces données et en les analysant de manière
 251 approfondie, ORES peut prendre des décisions éclairées pour résoudre ces problèmes, assurant ainsi
 252 la stabilité et la fiabilité du réseau. La mise en place de ce système nécessite une planification
 253 minutieuse, mais les avantages en termes de performance du réseau et de réduction des demandes
 254 d'intervention en font un investissement précieux pour ORES.

255

256 1. Descriptif de l'infrastructure existante

257 1.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2023

258 Voir onglet « Tab0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2025-2029 pour ORES.

259 1.2. Pyramide des âges

260 Etat de vétusté de l'infrastructure haute tension.

261 Les informations fournies dans l'annexe « Pyramide des âges » représentent l'état des lieux à notre
 262 disposition.

263 Un programme d'optimisation des données est actuellement en cours et s'étalera sur plusieurs
 264 années. Ce dernier pouvant provoquer des modifications au niveau des pyramides des âges.

265 **2. Bilan des réalisations de l’année précédente (2023)**

266 Voir tableaux (annexe PA ED 2025-2029) :

- 267 1. Tab 1_Global – Postes budgétaires ;
 268 2. Tab 2_Bilan N-1.

269 Rappel concernant les données fournies dans le bilan des réalisations de l’année précédente :
 270 certaines rubriques peuvent présenter des dépenses réalisées sans pour autant être valorisées de
 271 manière quantitative (cf. explications plan d’adaptation 21-25).

272 **Faits marquants concernant les investissements réalisés en 2023 :**

273 L’année 2023 s’est clôturée avec un dépassement budgétaire de l’ordre de +15%. Même si les
 274 augmentation de coûts (coûts entrepreneurs, coûts matières, ...) sont manifestes sur certains postes
 275 budgétaires, ce dépassement s’explique également par une augmentation globale des volumes posés.

276 En voici la justification :

277 • **Volumes de poses de câbles et lignes basse tension : +25%**

278 Nous constatons une augmentation substantielle des volumes de pose de câbles et lignes
 279 basse tension.

280 Cette augmentation s’explique en grande partie par la nécessité pour ORES de procéder à des
 281 dédoublements/renforcements de réseaux basse tension suite à l’augmentation importante
 282 des demandes d’intervention de nos utilisateurs du réseau (problèmes de congestion). La
 283 couverture progressive et nécessaire des réseaux basse tension en 400V est également à
 284 l’origine de cette croissance.

285 • **Volumes de poses de câbles haute tension : +20%**

286 Nous constatons également une augmentation importante des poses de câbles haute tension
 287 induite par des investissements permettant de structurer les réseaux afin de faire face aux
 288 nombreux problèmes de congestion et de capacité.

289 • **Déploiement compteurs communicants :**

290 Nous pouvons observer que le budget global alloué en 2023 relatif au déploiement des
 291 compteurs communicants fut légèrement surestimé (+20%) mais le volume déployé a quant à
 292 lui globalement bien été respecté.

293 • **Volumes de poses de câbles pour raccordements Trans-HT : +133%**

294 Les demandes pour raccordements de type T-HT (ex: Eoliens) sont en constante
 295 augmentation et les demandes en cours confirment clairement cette tendance à la hausse. En
 296 2023, nous avons posé plus de 119 km de câbles contre 51 km budgétisés initialement.

297 Il est néanmoins à noter que ces dépenses sont couvertes par des recettes clientèles.

298

299

- 300 • **Volumes de placement/remplacement de relais de protection en cabines :**
 301
 302 Le volume de placement/remplacement de RTU et relais de protection a considérablement
 303 augmenté en 2023.
 304
 305 Cette augmentation s’explique comme suit :
 306
 307 Lors d’extensions de postes HT1/HT2, il est de plus en plus fréquent d’opter pour la
 308 technologie IEC61850 et de remplacer les relais de protection car ceux-ci sont obsolètes ou
 309 alors, il y un engagement d’ORES pour transformer le poste en technologie IEC.
 310
 311 Exemples concrets en 2023 :
 312 ○ GOUY
 313 ○ MOUSCRON1-3 (finalisation en 2024)
 314 ○ DEUX ACREEN (finalisation en 2024)
 315 ○ PATURAGE (finalisation en 2024)
 316
 317 De nombreux projets sont également en cours concernant le remplacement de relais de
 318 protection pour les futurs PODI de MOUSCRON et celui d’ANTOING.
 319
 320 Enfin, pas moins de 50 relais ont également été commandés afin de les placer sur les logettes
 321 supplémentaires ABB (double jeu de barres) et PIX (simple jeu de barre).
 322

323 **3. Actualisation des plans en cours (2024)**

324 Conformément aux lignes directrices émises par la CWaPE relatives à l’établissement du plan
 325 d’adaptation 2025-2029, ORES a réalisé une actualisation de son budget pour l’année 2024.

326 Voir tableau (annexe PA ED 2025-2029) : Tab 3_Actualisation N.

327 **Synthèse des investissements prévus en 2024 :**

328 Voici donc les faits marquants relatifs à l’actualisation du budget 2024 :

329 Nous observons une augmentation du budget de l’ordre de + 10% par rapport aux prévisions réalisées
 330 courant 2023.

331 Cette augmentation s’explique comme suit :

- 332 • **Augmentation du volume de poses de câbles/lignes basse tension :**
 333 Nous constatons une croissance substantielle des volumes réalisés ces dernières années.
 334 Cette augmentation due à un dédoublement/renforcement de nos réseaux basse tension
 335 dans le cadre de la transition énergétique a donc un impact direct sur les volumes actualisés
 336 en 2024 (+20%).
 337
 338 • **Augmentation du volume de pose de câbles haute tension :**
 339 Nous constatons également une croissance substantielle des volumes réalisés ces dernières
 340 années. Ces poses de câbles se justifient par un besoin accru de restructuration des réseaux
 341 haute tension dans le cadre de la transition énergétique. Cette augmentation a donc un
 342 impact direct sur les volumes actualisés en 2024 (+20%).
 343

- 344 • **Raccordements clients de type T-HT :**
 345 L’augmentation sensible du nombre de clients T-HT de ces dernières années nous amène à
 346 actualiser une nouvelle fois les volumes provisionnés pour ce segment de clients (+40%)
 347 générant par ailleurs davantage de recettes.
 348
- 349 • **Volumes de pose et prix moyen des transformateurs :**
 350 Le prix moyen des transformateurs a sensiblement augmenté en 2023 (+10%). Par ailleurs, le
 351 placement de nouveaux PTA et le renforcement des puissances installées nous amènent à
 352 augmenter les volumes de pose (+15%).
 353
 354

355 **4. Plan d’adaptation 2025-2029**

356 **4.1. Les besoins en capacité**

357 ELIA, à partir d’un modèle qui lui est propre (cf. plan d’adaptation ELIA), estime sur base de l’évolution
 358 naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées
 359 par ORES, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d’1 % en moyenne par an de 2024
 360 à 2029 (onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l’annexe PA ED 2025-2029). Il est à noter que dans le
 361 cadre de la dernière version de la convention de collaboration, une révision du processus d’évolution
 362 des charges est en cours d’élaboration. Dans ce processus, ORES proposera à ELIA un scénario
 363 d’évolution de charge à valider sur base d’hypothèses convenues préalablement. En effet, force est
 364 de constater que les évolutions de charge futures reposent de moins en moins sur une évolution
 365 statistique du passé et que, par la transition énergétique, une rupture dans les flux d’énergie doit être
 366 anticipée.

367 Sur cette base, hors éléments factuels connus (report permanent de charge, nouveaux clients, ...),
 368 nous prenons comme hypothèse d’augmentation des intensités des feeders **1.5 %** par an dont 0.5%
 369 correspond à une approche prudente de l’impact de la mobilité électrique tout en intégrant la
 370 mobilisation des moyens de flexibilité implicite induite par le futur tarif.

371 ORES prévoit une enveloppe pour des travaux HT ou basse tension imprévus à réaliser dans le cadre
 372 de cette motivation lors de chaque exercice.

373 **4.1.1. Evolution de la consommation, de la production et des pointes de charge pouvant en** 374 **résulter**

375 **4.1.1.1. Les postes sources (interfaces entre le GRT et le GRD)**

376 a) Puissance garantie en prélèvement

377 **Puissance garantie en prélèvement** : le tableau, avec son analyse, reprenant la liste des postes avec
 378 les puissances mises à disposition par ELIA (Sn-1 dans le tableau) et l’évolution des charges modélisée
 379 par ELIA est fourni dans l’onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l’annexe PA ED 2025-2029.

380

381

382

383 Sur base des informations dont nous disposons actuellement, on constate :

384 ORES Brabant Wallon :

385

386 PO BAULERS : Passage en exploitation séparée pour accueillir les charges clients sur Baulers se fera en
387 2026 mais, en parallèle, discussion avec Elia pour solution pérenne.

388

389 ORES Est :

390

391 On ne constate actuellement aucun problème de saturation en prélèvement.

392

393 ORES Hainaut :

394

395 PO Quevaucamps : Dépassement de la Sn-1 attendu en 2024 (49.92 MVA par rapport à la Sn-1 de
396 48MVA).

397

398 Concernant le PO de Soignies, la situation est à surveiller vu les perspectives d’augmentation de
399 charge mais le passage de la Sn-1 de 24 à 48 MVA est prévu à l’horizon 2027 par ELIA.

400 La situation du PO de Ghlin est également à surveiller au vu des demandes d’augmentation de
401 puissance dans le zoning, le remplacement des transfos est prévu en 2028 (selon les dernières
402 discussions avec Elia).

403

404 Pour le poste de Deux-Acren, ORES ne peut plus répondre à toutes les demandes des clients. En effet,
405 ORES avait reçu une demande d’augmentation de puissance d’un client (25 MVA) pour laquelle ORES
406 n’a pas pu répondre favorablement sur le réseau du GRD.

407

408 ORES a actuellement des études en cours pour des augmentations de puissance qui risquent de
409 provoquer la saturation du poste à terme.

410

411 De plus, la situation excentrée de Deux-Acren par rapport à Ghislenghien pousse ORES à effectuer de
412 gros travaux de pose pour amener de la puissance sur les zonings de Ghislenghien.

413

414 Suite à une analyse conjointe avec Elia, un poste un Ghislenghien sera créé (délais à définir).

415

416 Plus spécifiquement pour la région de Charleroi, un poste sera proche de la saturation :

417 - PO de Montignies-sur-Sambre : Dépassement de la Sn-1 attendu en 2025. La situation sera
418 discutée avec ELIA.

419

420 PO de Maisières concerné par l’augmentation de puissance du Shape (de 6.5 à 25MVA). Discussion
421 avec Elia sur le sujet et accord de principe sur l’installation de nouveaux transformateurs.

422

423 ORES Luxembourg :

424 Situation proche de la saturation au PO Fays-les-Veneurs et Marche-en-Famenne :

425 - Pour le poste de Fays-les-Veneurs, passage Sn-1 à 30 MVA courant 2024. Travaux reportés en
426 2025.

427 - Pour le PO Marche-en-Famenne, ELIA ne prévoit pas de renforcement avant 2028.
428 Néanmoins, ELIA et ORES continuent à monitorer l’évolution de charge dans l’entre-temps.

429 Il est important de noter que des discussions sont actuellement en cours entre ORES, ELIA et la CWaPE
430 afin de dégager des solutions technico-économiques optimales concernant des potentiels futurs
431 investissements au niveau des postes de Athus/Aubange et Hatrival.

432 En outre, le risque lié à la mise à disposition de nouvelles capacités à Transinne nous amène à élaborer
433 une solution court terme (horizon 2024) au départ de Recogne. Ces investissements sont repris sous
434 un projet nominatif au sein des plans d’adaptation.

435
436 PO d’ARLON : problèmes prévisibles vu les renforcements demandés principalement dû à l’accueil des
437 bornes VE. En discussion avec Elia mais rien n’est prévu avant 2030.

438
439 PO de Neufchâteau : dépassement de la Sn-1 attendue en 2024. La discussion avec Elia a démarré.
440

441 PO de SOY : Demande de stockage de BESS pour 20MVA provoquera le dépassement de la Sn-1
442 prochainement. Elia en sera prochainement informée.

443
444 ORES Mouscron :

445
446 On ne constate actuellement aucun problème de saturation en prélèvement.

447 ORES Namur :

448 Aucun poste ne pose de problème, à l’exception des postes de :
449 - Marche-en-Famenne (voir supra) ;

450
451 ORES Verviers :

452
453 On ne constate aucun problème de saturation en prélèvement.
454

455 Pour conclure, il est important de noter la mise en place d’une nouvelle méthodologie en collaboration
456 avec ELIA qui, à terme, intégrera les notions de croissance sur les réseaux basse tension.

457 Par ailleurs, l’électrification des usages de l’industrie va très certainement aggraver les constats
458 relevés ci-dessus.

459

460

461 b) Puissance garantie en injection dans le réseau de transport (local)

462 La situation des postes/cabines en termes d'accueil des productions décentralisées électriques (PDE)
463 est abordée en corrélation avec les cahiers verts et au niveau de la flexibilité technique.

464 Un modèle de rapport sur les demandes de raccordement avec accès flexible des PDE a été finalisé et
465 est entré en vigueur début 2020. Ce dernier porte plus précisément sur le processus de raccordement
466 avec accès flexible et sur les réductions d’injection imposées, durant l’exercice N-1, aux PDE en vue de
467 prévenir des situations de congestion sur le réseau. Ce rapport vous est également transmis en
468 annexe.

469 **4.1.1.2. Les feeders et autres échanges entre réseaux**

470 Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télécontrôlés sont reprises dans
471 l'onglet « Tab (4.) 1.1.2_charge feeders » de l'annexe PA ED 25_29. Ces informations sont fournies
472 annuellement par notre Centre de Conduite Distribution.

473 Les informations mesurées lors de l'hiver 2023-2024 ont été extrapolées pour l'hiver 2029-2030 avec
474 l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

475 Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (1.5 % par mesure de prudence), et à configuration
476 du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge
477 supérieure à 97 % de la valeur de réglage du disjoncteur en 2029.

478 **NB:** Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 17/01/2024. La température moyenne
479 était de -1,8° contre 6° le 30/01/2023 – voir [Météo en Belgique - Bilan climatologique de janvier 2024](https://meteobelgique.be)
480 (meteobelgique.be).

481 **Echanges entre réseaux**

482 Voir onglet Tab (4.) 1.1.2_charge feeders de l'annexe PA ED 2025-2029.

483

484 **4.1.1.3. Les cabines et transformateurs de distribution**

485 Les charges des cabines sont relevées par le Service Externe de Contrôle Technique (SECT) chargé du
486 contrôle légal au niveau des ampèremètres thermiques placés en sortie du transformateur HT/BT.

487 Ces valeurs sont ensuite intégrées dans nos bases de données et utilisées pour définir les
488 transformateurs à renforcer.

489 En cas de demande ponctuelle supérieure à 25 kVA, une étude technique complémentaire est menée
490 sur site le cas échéant pour vérifier la réserve de puissance disponible au niveau du transformateur et
491 du circuit concerné.

492 Signalons que toute extension basse tension est par défaut réalisée en câble de forte section (150² Alu
493 en souterrain et 150² Alu en aérien) afin de garantir une capacité de réserve maximale pour l'avenir.

494 **4.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs**

495 **4.1.2.1. Les nouveaux raccordements dédiés aux producteurs / stockage**

496 Une enveloppe non nominative est prévue pour répondre aux demandes non connues à ce jour. Le
497 détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.1_UPD 100 kVA
498 et + » de l'annexe PA ED 2025-2029)

499 **4.1.2.2. Les nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels**

500 Le détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.2_cli MT 1MVA
501 et + » de l'annexe PA ED 2025-2029)

502 **4.1.2.3. Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants**

503 Le détail des projets en cours ou à l’étude est renseigné au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3_zoning
504 lotissement » de l’annexe PA ED 2025-2029).

505 Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés majoritairement dans les chantiers « Non
506 nominatifs » suite à l’imprécision des données actuellement disponibles.

507 ORES Brabant Wallon

508

509 ○ Zones d’Activités Economiques

510 ○ Louvain-la-Neuve – SOL Athéna Lauzelle : vaste plan d’aménagement visant à la construction
511 d’un écoquartier regroupant plus de 1.400 logements.

512 ○ Tubize : important projet visant à réaffecter le site des anciennes forges de Clabecq avec pour
513 objectif la création de +/- 2.300 logements, PME, immeubles à appartements, commerces et
514 entreprises tertiaires. Les projections sont de l’ordre de 18 MVA. Les travaux de déplacement
515 d’installations existantes, les poses de câble pour l’amenée des énergies, la construction du
516 nouveau PODE et les poses dans les nouvelles voiries sont en cours.

517

518 ○ Projets de lotissements

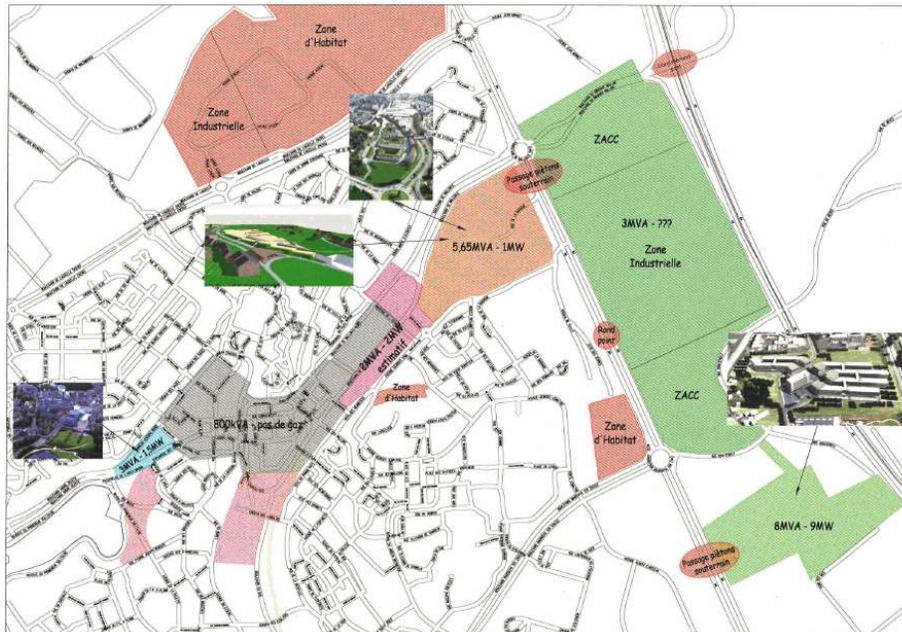
519 Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l’objet d’une offre et sont réparties sur le
520 réseau. La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant.

521 Le planning de ces projets est en constante évolution et la décision de procéder ou non aux
522 travaux dépend uniquement de leurs promoteurs. Sauf exception, il est donc également très
523 difficile d’intégrer ceux-ci de manière nominative dans les plans d’extension. Un grand nombre
524 de ces lotissements sont phasés sur plusieurs exercices et sont pour certains déjà entamés.

525

526 La carte ci-dessous reprend les projets de développement connus à ce jour pour Louvain-la-
527 Neuve :

528



529

530

531 Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés dans les chantiers « Non Nominatifs » suite
532 à l’imprécision des données actuellement disponibles.

533 ORES Est

534 Le détail des projets en cours ou à l’étude est fourni au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3 » de l’annexe
535 PA ED 24_29.

536 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour effectuer les adaptations nécessaires. Une attention
537 particulière pour le zoning d’Eupen où des discussions sont toujours en cours avec la SPI.

538

539 ORES Hainaut

540 ■ Région de Charleroi :

541 - Zones d’Activités Economiques

542 Deux projets de petits PAE à Farciennes, développés par Igretec, sont en cours (un en étude
543 et l’autre en attente d’accord).

544

545 - Lotissements principaux

546 Pas de lotissements importants en cours d’étude.

547

548 ■ Région de Wallonie Picarde :

549 - Zones d’Activités Economiques

550 Pas de nouvelles ZAE prévues actuellement

551

552 ■ Région de Mons-La-Louvière :

553 - Zones d’Activités Economiques

554 Divers projets de ZAE sont toujours en cours d’étude à l’IDEA. Nos services travaillent en
555 collaboration avec l’ADT afin d’évaluer les besoins d’adaptation des réseaux en fonction des
556 puissances souhaitées et des délais envisagés. Le détail des projets en cours ou à l’étude est
557 fourni au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3 » de l’annexe PA ED 2025-2029.

558

559 Suite à l’absence de précisions concernant la date de réalisation de la plupart des projets, une
560 enveloppe pour des travaux à réaliser dans le cadre de cette motivation est prévue lors de chaque
561 exercice.

562

563 ORES Luxembourg

564 La liste des demandes concernant les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels est
565 reprise dans l’onglet « Tab (4)1.2.3 » de l’annexe PA ED 2025-2029.

566 Des enveloppes provisionnelles sont prévues pour effectuer les adaptations nécessaires.

567

568 ORES Namur

569 Le détail des projets en cours ou à l’étude est fourni au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3. » de l’annexe
570 PA ED 24-29.

571

572 ORES Mouscron

573 La ZAE du « Pont Bleu », sur la commune de Pecq, sera réalisée dans le courant de cette année 2024.

574

575 ORES Verviers

576 Le détail des projets en cours ou à l’étude est fourni au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3. » de l’annexe
577 PA ED 24-29.

578 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour effectuer les adaptations nécessaires.

579

580

581

582 **4.1.2.4. Les petits producteurs de max 10 Kva**

583 Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.

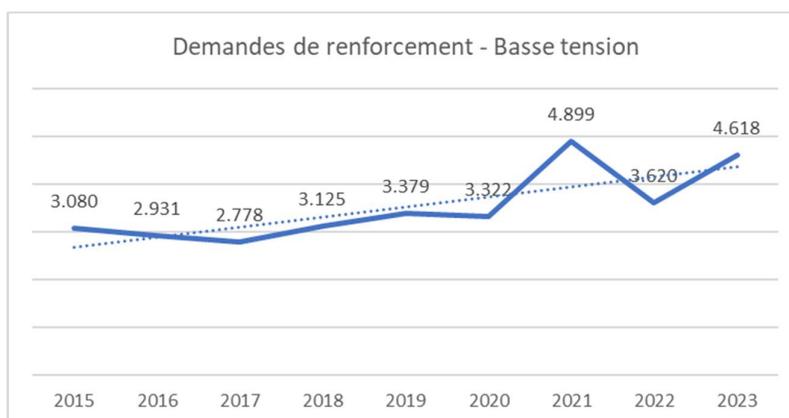
584 **4.1.2.5. Les nouveaux producteurs n’injectant pas dans le réseau**

585 Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.

586 **4.1.2.6. Les nouveaux clients résidentiels**

587 **Evolution du nombre de demandes d’augmentation de puissance**

588 En 2023, nous constatons une augmentation de 30% des demandes de renforcement par rapport à
 589 2022. Nous observons donc une sensible augmentation des demandes de renforcement en basse
 590 tension (+ 10% par an en moyenne sur les 5 dernières années). Cette tendance n’est pas fortuite mais
 591 suit le mouvement du « tout électrique » et accentuera la tension sur les réseaux basse tension.
 592



593
 594

595 **Evolution du nombre de demandes de raccordements**

596 Le niveau des demandes de raccordements concernant des immeubles à appartements quant à lui se
 597 stabilise même si la tendance générale reste à la hausse. Le décret impose aux promoteurs de prévoir
 598 le placement de bornes électriques, ce qui se traduit directement dans le niveau de puissance
 599 demandé. Pour soulager le réseau basse tension, ces puissances seront dès lors en grande partie
 600 reportées sur la haute tension.

601 Dans le tableur, les projets correspondants à cette catégorie doivent porter la motivation « E 1.2.6
 602 Nouveaux clients résidentiels ».

603

604 **4.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges)**

605 Lorsque les capacités physiques de transit sur certaines lignes sont atteintes, nous parlons alors de
 606 congestion. Une congestion peut être causée par une surcharge et également par une modification
 607 des flux réseau.

608 La structure généralement en boucle du réseau HT permet également le secours pour la charge
 609 demandée. Toutefois, certaines parties du réseau, vu leur éloignement, sont alimentées en antenne.
 610 Dans ce cas, sauf impossibilité technique, des groupes électrogènes sont raccordés en cas de panne.

611 Les études ponctuelles sur l’évolution des charges du réseau (exemple : projet de réhabilitation de
 612 certains sites, grands projets de lotissements, ...) sont réalisées à l’aide du logiciel NEPLAN. Il est
 613 interfacé avec nos différentes bases de données (ProELE, NETGIS, ...).

614 Par contre, le passage des réseaux 6kV vers des tensions > 10kV est aussi une solution technique
 615 envisagée pour répondre à ces problèmes. Pour des raisons de cohérence avec les plans d’adaptation
 616 précédent, nous les avons maintenus dans la partie « harmonisation des plans de tensions ».

617 En ce qui concerne les projets nominatifs, 2 grands projets (plans directeurs) ont été étudiés courant
 618 2023 en vue d’une réalisation dans les prochaines années.

619

620 Par définition, un plan directeur est une étude long terme d’un poste HT1. Pour obtenir une vision
 621 long terme d’un réseau, diverses paramètres varieront au cours du temps :

622

- 623 - Croissance naturelle de la charge résidentielle.
- 624 - Croissance naturelle de la charge industrielle.
- 625 - Intégration des véhicules électriques.
- 626 - Intégration des pompes à chaleur.
- 627 - Evolution des énergies renouvelables.

628 Nous prenons également en compte tous les projets au-delà de 250 kVA (consommation ou injection)
 629 en cours d’étude afin d’essayer d’avoir la vision long terme la plus réaliste.

630 Le choix d’un poste dans le cadre d’un plan directeur peut être motivé par diverses raisons.

631 1. Plan directeur des Plénesses (P12965):

632

633 Le poste des Plénesses a été choisi suite à une étude conjointe avec Elia et RESA.

634

635 Cette étude conjointe a pour but de rénover la boucle de l’est du réseau d’Elia (poteaux HT2
 636 devenant vétustes, passage en 150 kV) au cours de laquelle plusieurs variantes sont étudiées.
 637 Dans ces variantes, Plénesses est soit supprimé et toute la charge reprise par le poste de
 638 Battice, soit déplacé car sa position actuelle ne permet pas d’accepter de nouvelles cellules,
 639 ni le passage en 150 kV (place limitée dans le bâtiment actuelle, étude de stabilité à l’initiative
 640 d’Elia, etc...). L’étude étant toujours en cours, la finalité en reste pour le moment inconnue.
 641 Cependant, certaines modifications doivent impérativement être apportées pour permettre
 642 la reprise du poste le temps des travaux afin de permettre l’alimentation des clients d’ORES.

643

644 Les solutions apportées sont alors diverses :

645

- 646 - Amorçage d’une colonne vertébrale entre Battice et Plénesses afin de permettre la
 647 reprise totale du poste des Plénesses.
- 648 - Enfouissement de toutes les lignes aériennes du poste.
- 649 - Déplacement d’une cabine se trouvant en zone inondable (risque modéré).
- 650 - Simplification et remplacement d’une cabine MO.
- 651 - Meilleure exploitation d’un câble 400² PRC.

652

653

654

655

656

657

658 2. Plan directeur de Villerot (P12966) :

659 Dans le cas du poste de Villerot, celui-ci fut choisi dans le cadre de la restructure du réseau et
660 du renouvellement du poste.

661 Le nouveau poste ne sera pas au même emplacement que l’ancien et dans l’étude, les 2
662 variantes liées à une probabilité d’emplacement donné par Elia ont été étudiées :

663 ⇨ 1^{er} Emplacement à l’est du poste actuel : 800 mètres à vol d’oiseau

664 ⇨ 2^{ème} Emplacement à l’ouest du poste actuel : 540 mètres à vol d’oiseau

665 Les solutions apportées sont diverses :

666 - Renforcement de la liaison actuelle en une colonne vertébrale entre le poste de Villerot et du
667 poste de Lens pour favoriser la reprise du poste.

668 - Création d’une colonne vertébrale entre le poste de Villerot et Quevaucamps.

669 - Enfouissement de toutes les lignes aériennes du poste.

670 - Structure simplifiée et diminution du nombre de cabines en antenne.

671 - Déplacement de 2 cabines se trouvant en zone inondable (risque modéré).

672 - Simplification de 14 cabines réseau.

673

674 **4.1.4. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)**

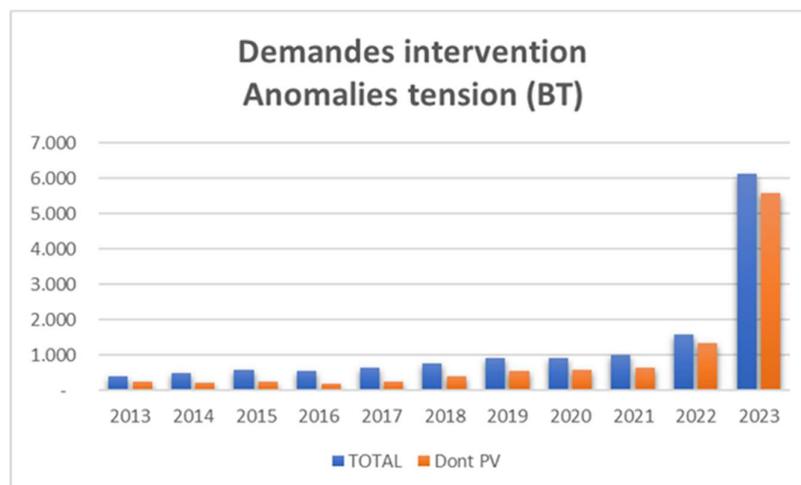
675 Les critères contractuels utilisés par ORES sont ceux de la norme EN50160.

676 Le détail du traitement de ces plaintes est disponible dans les Rapports Qualité ORES.

677 Si des travaux sont nécessaires, le plus souvent ils sont réalisés dans l’année et couverts par une
678 enveloppe provisionnelle.

679 La liste des demandes d’intervention pour des problèmes de tension est par ailleurs fournie dans
680 l’annexe 4 du Rapport Qualité ORES.

681 La figure suivante montre la progression du nombre de plaintes :



682

683 Comme annoncé au sein de l’introduction, le nombre de plaintes continue à croître, et ce, de manière
 684 exponentielle ces dernières années. Cette augmentation substantielle nécessite une attention toute
 685 particulière. Elles sont pour nous l’un des indicateurs montrant que le réseau basse tension, bien
 686 qu’ayant supporté les premières vagues de la décentralisation de la production, montre que les
 687 capacités restantes ne seront pas suffisantes pour assurer l’intégration des productions décentralisées
 688 sans oublier l’arrivée des nouvelles charges.

689 **4.1.4.1. Qualité de l’onde de tension**

690 Des appareils de mesure (généralement du type Qwave) sont placés dans les différents postes sources
 691 d’ORES. Les seuils sont réglés en fonction de la norme EN 50160. Les résultats des analyses sont décrits
 692 dans le Rapport Qualité ORES.

693 **4.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées**

694 **4.1.5.1. Les coupures en basse tension**

695 Les réseaux basse tension d’ORES ne sont, de manière générale, pas affectés par des coupures basse
 696 tension anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis.

697 Le détail est donné dans l’annexe 3 du Rapport Qualité ORES.

698 L’essentiel des problèmes détectés fait l’objet d’actions correctrices dans l’année de leur occurrence
 699 et d’un suivi plus particulier en cas d’élagage.

700 Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux.

701 **4.1.5.2. Les coupures en HT**

702 **Incidents sur câbles souterrains :**

703 La plupart des incidents n’ont pas exigé de travaux d’investissement significatifs à mentionner dans le
 704 plan d’adaptation (exemples : boîtes de jonction, remplacement d’équipement HT, petites poses de
 705 câble immédiates).

706 Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d’un remplacement de
 707 câble :

- 708 - l’historique des défauts sur le tronçon ;
- 709 - la nature des défauts (corrosion, manipulation par tiers) constatée lors de la réparation ;
- 710 - le type de câble ;
- 711 - l’âge du câble et la tension d’isolement de fabrication ;
- 712 - la charge du câble.

713 En cas de concentration de plusieurs défauts (3 ou plus) sur un tronçon limité entre 2 cabines, le
 714 remplacement dudit tronçon est envisagé, l’objectif étant d’éviter une multiplication future de défauts
 715 au même endroit.

716 Le détail, par tronçon, est donné dans les annexes du Rapport Qualité ORES.

717

718

719 **Incidents sur lignes aériennes :**

720 La plupart des incidents n’ont pas exigé de travaux d’investissement significatifs à mentionner dans le
721 plan d’adaptation (exemples : isolateurs remplacés, bretelles renouvelées, élagage, ...).

722 L’enfouissement des lignes fortement sollicitées et souvent en défaut est systématiquement envisagé.

723 Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d’un remplacement de
724 ligne :

- 725 - le type et l’état des armatures et des supports ;
- 726 - la nature des conducteurs ;
- 727 - l’âge des lignes ;
- 728 - la proximité des habitations.

729 La liste des tronçons ayant connus au moins trois défauts sur la période 2019-2021 est renseignée en
730 annexe 2 du Rapport Qualité ORES.

731

732 **4.2. Autres aspects à prendre en compte**

733 **4.2.1. Remplacements pour cause de vétusté**

734 En matière de vétusté, l’objectif de l’entreprise est de maintenir une pyramide d’âges qui soit sous
735 contrôle pour ne pas laisser aux générations futures la charge de résoudre les problèmes de pannes
736 et de congestion. Il pourra nous être rétorqué que l’âge n’est pas un bon indicateur d’investissement.
737 Il est évident que l’âge en tant que tel ne constitue pas un indicateur de l’état de l’équipement.
738 Toutefois, il l’est de la technologie utilisée. A travers l’âge des équipements, ce sont en fait ces
739 technologies qui sont visées. Certaines ont montré leurs limites (tel que le vieillissement du papier
740 dans les câbles papiers plomb en HT et en basse tension), d’autres ont généré des pannes voire des
741 incidents (comme le matériel HT dit « ouvert »).

742 Enfin, les sections utilisées et le type de réseau dans les années 1970 ne permettent plus de faire face
743 à la demande d’énergie consommée ou injectée (comme le réseau basse tension en cuivre nu ou les
744 petites section de 16 mm² en HT).

745 **Réseau HT aérien :**

746 Les données d’inventaire relatives au réseau HT vous sont fournies au sein de l’onglet « Tab
747 O_descriptif infr existante » de l’annexe PA ED 2025-2029.

748 Le réseau HT aérien fait l’objet :

- 749 - d’un monitoring de plus en plus précis (cfr. l’utilisation de drones pour l’inspection des lignes
750 aériennes) ;
- 751 - d’une visite de contrôle annuelle par un SECT ;
- 752 - d’un grand entretien tous les 25 ans.

753 Un point essentiel entre en ligne de compte pour le remplacement éventuel d’un tronçon vétuste : la
754 détection de défauts successifs. Il est à noter que l’enfouissement peut également se faire à l’occasion
755 d’une opportunité découlant d’une demande de raccordement, création d’une zone économique, ...
756 ou l’installation d’un parc éolien.

757 Quoi qu’il en soit, l’objectif poursuivi par ORES à ce jour est de procéder à l’enfouissement (ou le
758 remplacement le cas échéant) successif des lignes haute tension les plus vétustes afin de conserver
759 une pyramides d’âges moyens acceptable et afin de conserver un bon niveau de qualité/disponibilité
760 dans le temps (lien avec pannes ci-dessus) et de rencontrer les exigences relatives à la résilience des
761 réseaux.

762



763

764 **Réseaux basse tension aérien :**

765 Les données d’inventaire relatives au réseau BT vous sont fournies au sein de l’onglet « Tab
766 O_descriptif infr existante » de l’annexe PA ED 2025-2029.

767 Nous disposons de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- 768 - les interventions suite aux appels de la clientèle, à l’exclusion des appels pour les incidents sur
769 raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
770 - les anomalies relevées sur le réseau cuivre.

771 Les pannes sur les réseaux préassemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

772 Les anomalies sur réseau cuivre sont quant à elles éliminées, soit par la réparation sans modification
773 (travaux d’exploitation), soit par le remplacement du réseau existant en réseau préassemblé.

774 ORES met par ailleurs en place un programme de remplacement des lignes aériennes les plus vétustes
775 (lignes < 1960). Ce dernier est programmé sur du long terme.

776 Dans le souci d’une amélioration constante de nos bases de données, grâce à de nouveaux
777 développements IT, il a été possible de mettre en concordance les bases de données techniques
778 (PROELE) avec la cartographie (ENERGIS/NETGIS). Cette cartographie nous permettra à terme
779 d’obtenir une meilleure connaissance de l’état du réseau basse tension au niveau d’ORES.

780

781

782

783

784

785

786

787

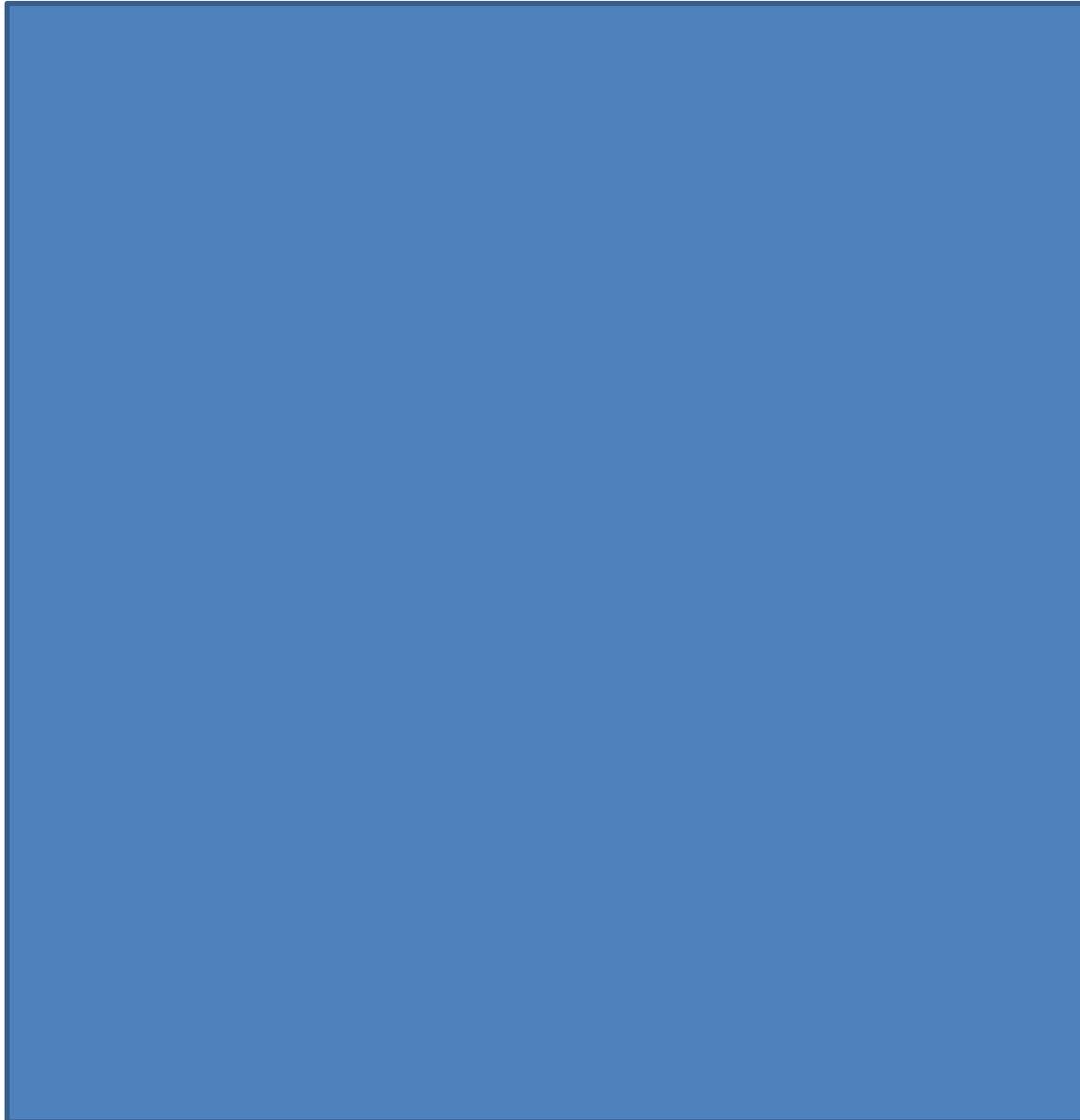
788 **Réseaux HT et BT souterrain :**

789 Des enveloppes non nominatives sont prévues pour le remplacement des câbles les plus vétustes en
790 vue de maintenir une moyenne d'âge des réseaux acceptable.

791 Les anciens câbles papier plomb sont quant à eux progressivement désaffectés.

792

793



794

795

796

797 **Equipements cabines :**

798 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement du matériel vétuste en cabine (hors
799 politique de remplacement du matériel ouvert).

800 A titre d'exemple, nous retiendrons :

801 - La campagne de remplacement de relais de protection au sein des cabines HT/BT mais
802 également dans les postes HT/HT (interfaces ELIA-ORES).

803 - Le remplacement de transformateurs HT/BT suite à la parution du règlement (UE) 2019/1021
804 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 20 juin 2019 : ce règlement porte sur les
805 Polluants Organiques Persistants (POP) et impacte les GRD au niveau des transformateurs
806 dont le niveau des polluants (PCB) est supérieur à 50 ppm. A cet égard, les GRD prennent le
807 postulat que les transformateurs dont la date de fabrication est antérieure à 1987 sont les
808 seuls potentiellement concernés.

809 Ce règlement impose par ailleurs le recensement et le retrait des transformateurs concernés
810 (Taux de PCB > 50 ppm) pour le 31/12/2025. (Au total, chez ORES, ce ne sont pas moins de
811 850 transformateurs vétustes à remplacer dans le cadre de cette réglementation). Il est
812 cependant important de préciser que le recensement et l’élimination des transformateurs
813 concernés par ce règlement endéans le délai susmentionné est particulièrement difficile à
814 mettre en place. ORES a donc décidé de se focaliser, dans un premier temps, sur les
815 transformateurs dans les zones de captage d’eau ainsi que les zones Natura 2000.

816 En parallèle de cette politique, nous poursuivons le renouvellement des cabines dont le matériel est
817 identifié comme problématique, vétuste ou dont la connaissance technique par les agents n’est plus
818 suffisamment présente (matériel de type Magnéfix MD, Unerg, Tyke, etc...).

819 Ces cabines sont principalement identifiées dans les projets non nominatifs sous la motivation E.2.1.
820 Vétusté.

821



822

823 **4.2.2. Interventions pour raison de sécurité**

824 **4.2.2.1. Sécurité générale**

825 **Visites de contrôle des postes et cabines :**

826 Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites
827 de contrôle annuelles de l’ensemble des postes et sous-stations.

828 Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions
829 constatées. Ces dernières sont corrigées au fur et à mesure dans l’année par les agents d’exploitation.

830 Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux
831 d’instruction, nettoyage, ...).

832 Une enveloppe non nominative provisionnelle est prévue à cet effet (motivation E.2.2. Sécurité).

833

834

835

836 **Lignes HT aériennes :**

837 Des lignes aériennes placées initialement en zones agricoles se retrouvent aujourd’hui, par le
 838 développement des lotissements, en zone d’habitat. Dans certaines de ces zones, les constructions
 839 ont été érigées à trop grande proximité des lignes HT. Il en découle un risque non négligeable pour les
 840 personnes et les biens.

841 Dans ces cas, on procède à l’enfouissement des lignes aériennes (une enveloppe non nominative
 842 provisionnelle est prévue à cet effet).

843 **4.2.2.2. Distances de sécurité**

844 L’enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations
 845 de réseaux suite aux visites de contrôle par organismes agréés.

846 **4.2.2.3. Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)**

847 Le remplacement de ces équipements relève tant de la motivation principale vétusté que de la
 848 motivation sécurité (motivation E.2.2). Cependant, compte tenu de la particularité des équipements,
 849 la motivation sécurité a été mise en avant. C’est la raison pour laquelle cette politique est décrite dans
 850 ce chapitre.

851 **Politique de mise en conformité des cabines :**

852 La visite de routine des cabines (réalisée par ORES) permettant de réaliser l’analyse de risque
 853 individuelle et *in situ*⁴ débutée en 2009 a été réalisée pour toutes les cabines.

854

855 Dans le cadre de l’AR du 04/12/2012 concernant les prescriptions minimales de sécurité des
 856 installations électriques sur les lieux de travail, ORES a établi un plan d’action volontariste. Ce dernier
 857 se décline en 2 axes :

858

- 859 • 1^{er} Axe : renouvellement des cabines équipées de « matériel ouvert » suivant les priorités
 860 établies via différents facteurs dont l’analyse de risque individuelle. Les visites de routine ont
 861 à présent été toutes réalisées. Suite à cela, les cabines ont été classées en 3 catégories: rouges,
 862 oranges et vertes. Les renouvellements sont effectués en priorité pour les cabines rouges puis
 863 pour les oranges et enfin les vertes. Le matériel ouvert disparaîtra donc à terme pour faire
 864 place à du matériel sous enveloppe;
- 865
- 866 • 2nd Axe : dans l’attente de la fin de ces travaux d’envergure, des mesures complémentaires
 867 ont été prises comme le placement d’EPC (équipement de protection collective) et le
 868 déclassement des « interrupteurs » matériel ouvert en « sectionneurs » (la manœuvre se fait
 869 hors charge) dans les cabines non équipées d’EPC. Toutes ces mesures ont été prises afin
 870 d’assurer la sécurité des agents d’exploitation lors de la manœuvre de ce matériel vétuste.

871 Ces travaux indispensables pour assurer la sécurité des agents, améliorer l’indisponibilité et la qualité
 872 de service, impliqueront une charge financière importante pour ORES (remplacement du matériel
 873 dans environ 2.500 cabines d’ici 2031).

874

⁴ Une application informatique ad hoc – sur terminal mobile - a été développée à cet effet. La performance attendue et le degré de dangerosité des équipements de coupure font l’objet d’une mesure par ultra-sons.

875 **Scores obtenus pour les cabines ORES en service**

876 La campagne de visites de routine ayant été menée à bien fin 2019, le tableau communiqué dans le
877 Plan 21-25 reste donc d’actualité.

878 Nous souhaitons mettre à niveau environ **300** cabines par an en moyenne entre 2024 et 2029.

879

880 En 2023, pas moins de 240 cabines avec du matériel ouvert ont été remplacées.

881

882

883 **Postes – état des lieux**

884 Voir onglet « Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs » de l’annexe PA ED 2025-2029.

885 La rénovation des postes est en cours et se fait en cohérence avec les travaux d’ELIA.

886 **4.2.3. Environnement**

887 **4.2.3.1. Politique générale**

888 Les extensions de réseau haute tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune
889 dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre. Les longueurs câbles posées peuvent être
890 sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la
891 densité d’utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines
892 remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

893 Toutes les extensions en basse tension sont prévues en souterrain. En cas de nécessité, une demande
894 de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis. Pour les autres travaux
895 (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à
896 charge des différents propriétaires d’installations (éclairage public, télédistribution et réseau basse
897 tension proprement dit). Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux.

898 **4.2.3.2. Actions spécifiques**

899 Quelques dossiers d’enfouissement significatif de réseaux basse tension et EP sont programmés
900 annuellement dans le cadre d’une politique d’enfouissement pour raison esthétique (en général avec
901 synergie égout et/ou réfection de voirie et trottoir) menée par les communes concernées. Une
902 enveloppe provisionnelle est également prévue.

903 **4.2.4. Harmonisation des plans de tension**

904 Sont repris ici les investissements relatifs à la conversion des réseaux haute tension 6 kV ainsi que des
905 réseaux basse tension 230V.

906 L’harmonisation des plans de tension basse tension (de 230V à 400V) est l’un des moyens permettant
907 de préparer les réseaux à la transition énergétique et de faire face à la réduction de la capacité
908 restante des réseaux (voir 4.1.2.4), sans être une fin en soi. ORES met donc progressivement en place
909 une politique de conversion 230-400V ciblée et pragmatique.

- 910 • Ciblée : des zones à fort potentiel de croissance de la consommation (pompes à chaleur et
911 véhicules électriques) telles que les zones péri-urbaines ont été sélectionnées. La
912 détermination de ces zones (secteurs statistiques) a fait l’objet d’un travail collaboratif avec
913 l’UCLOUVAIN.

- 914 • Pragmatique : En fonction de la situation sur place, la politique peut globalement se résumer
 915 comme suit :
- 916 ○ Si le réseaux 230V a plus de 50 ans : il est remplacé par un réseau 3N400V et les clients
 917 sont également convertis (conversion totale avec pose) ;
 - 918 ○ Si le réseau 230V a un âge compris entre 25 et 50 ans : un nouveau câble alimenté en
 919 3N400V est posé en parallèle de l’infrastructure existante. Les clients passent
 920 progressivement, en fonction de leur demande, d’une alimentation à une autre
 921 jusqu’à atteindre une « masse critique » où l’ensemble des clients restants est
 922 converti et l’ancien câble désaffecté (couverture) ;
 - 923 ○ Si le réseau 230V a moins de 25 ans : il est déjà compatible pour être alimenté en
 924 3N400V (câble et ligne avec 4 conducteurs). Cette conversion est réalisée en une fois
 925 et les clients passent en 3N400V (conversion totale sans pose).

926 Le choix sera donc toujours guidé par l’optimum technico-économique entre
 927 couverture/renforcement vs. conversion en fonction des réalités locales et des principes exposés ci-
 928 dessus. Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les réseaux concernés.

929 **4.2.5. Parallèle avec les investissements ELIA**

930 Comme déjà abordé, des travaux dans plusieurs postes sont en cours et prévus suite à des demandes
 931 d’ELIA, avec un impact non négligeable, tant d’un point de vue financier que technique sur le
 932 Gestionnaire du Réseau de Distribution. Ces travaux font l’objet de concertations avec le GRT et sont
 933 planifiés lors des réunions de suivi travaux postes entre les deux parties. Le caractère parfois incertain
 934 du calendrier de réalisation complique par ailleurs l’organisation et la planification budgétaire des
 935 autres travaux. Voici une synthèse des investissements sur postes prévus sur la période 2024-2029 :

| Dénomination poste de transformation | Période d’investissement |
|--------------------------------------|--------------------------|
| Binche | 2024 |
| Marcourt | 2024 |
| Lixhe | 2026 |
| Mouscron 2 | 2024-2025 |
| Farciennes | 2024-2025 |
| Ciney | 2024-2025 |
| Amel | 2025-2026 |
| Elouges | 2024-2025 |
| Braine-L’alleud | 2024-2026 |
| Monceau | 2024-2026 |
| Quevaucamps | 2025-2027 |
| Mons | 2025-2027 |
| Herbaimont | 2025-2027 |
| Hatrival | 2025-2027 |
| Pépinster | 2026-2027 |
| Ways | 2026-2028 |
| Marche-en-Famenne | 2026-2028 |
| Villers-sur-Semois | 2027-2029 |
| Lobbès | 2027-2029 |
| Abee-Scry | 2027-2029 |
| Tertre | 2028-2030 |
| Braine-le-Compte | 2028-2030 |
| Harmignies | 2028-2030 |
| Jemappes | 2029-2031 |

936 Il est important de noter que les délais de réalisation tels que renseignés dans ce plan d’adaptation
937 peuvent légèrement différer par rapport à ceux annoncés par ELIA dans ses propres plans
938 d’adaptation. En effet, les délais annoncés ci-dessus peuvent éventuellement avoir été actualisés en
939 étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Transport en fonction des derniers échanges
940 survenus fin 2023.

941 **4.2.6. Amélioration de l’efficacité**

942 **4.2.6.1. Efficacité du réseau et résilience**

943 L’efficacité du réseau peut s’exprimer par le nombre d’assets en fonction de la densité pour distribuer
944 une certaine quantité d’énergie. La structure des réseaux, et en particulier, le réseau HT est le fruit
945 d’une évolution organique historique. Une réflexion approfondie sur l’architecture de ce réseau a été
946 entamée en 2021 et a conduit à de nouveaux principes directeurs qui visent à une rationalisation du
947 réseau. De cette analyse, nous avons déduit qu’il était possible, sans modifier la qualité intrinsèque
948 du réseau, de réduire le nombre de disjoncteurs et les longueurs de câbles. Ces éléments ont été
949 intégrés dans ce plan d’adaptation.

950 Mais l’efficacité du réseau peut aussi s’exprimer par sa capacité de résilience, c’est-à-dire sa capacité
951 à retrouver un fonctionnement normal après une perturbation. Les événements de juillet 2021 nous
952 l’ont violemment illustré, le réchauffement climatique s’accompagne d’une fréquence plus élevée des
953 phénomènes météorologiques extrêmes.

954 C’est devenu un risque majeur auquel les GRD doivent se préparer. En outre, l’électrification des
955 usages va rendre les clients encore plus sensibles aux coupures, notamment à cause de leur besoin de
956 mobilité (véhicules électriques) et/ou de chaleur (pompes à chaleur).

957 Pour améliorer la résilience, ORES continue à installer du matériel de télécommande dans diverses
958 cabines du réseau. Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement
959 du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution. Ce dernier devra
960 également évoluer pour se mettre au niveau des dernières technologies permettant d’utiliser
961 pleinement ces équipements comme par exemple des automatismes de détection, localisation,
962 isolation et restauration (automatic Fault detection, Location, Isolation and Supply Restoration
963 system, FLISR).

964 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les bouclages (projet non nominatif – motivation E.2.6).

965 **4.2.6.2. Efficacité énergétique**

966 Au niveau communal comme au niveau régional, nous voulons et pouvons apporter des réponses
967 concrètes dans les dossiers liés à l’électricité, au gaz naturel et à l’éclairage public communal. Nous
968 entendons jouer encore plus pleinement ce rôle demain, dans des projets d’utilité publique à ces
969 différents niveaux.

970 **4.2.6.3. Réduction des pertes techniques**

971 **4.2.6.3.1. Introduction**

972 De manière générale, les stratégies liées à la maîtrise des pertes des réseaux sont prises comme
973 hypothèses dans les divers plans d’adaptation d’ORES. De même, toute problématique technologique,
974 et ce depuis très longtemps, tient compte des pertes potentiellement engendrées. Tout nouvel asset
975 ou toute nouvelle procédure prend donc en compte l’enjeu énergétique.

976 **4.2.6.3.2. Mesures d’investissement réduisant les pertes réseau**

977 **4.2.6.3.2.1. Evolution vers une tension de réseau supérieure**

978 En Basse Tension :

979 La solution technique de passage en 400 V **uniquement à des fins de réduction des pertes** ne constitue
 980 pas une solution économiquement rentable. En effet, les gains sur les pertes en basse tension ne
 981 couvrent que rarement la somme des coûts d’adaptation. Néanmoins, la politique d’harmonisation de
 982 plan de tension telle qu’expliquée ci-dessus contribue à la réduction des pertes techniques.

983 Il est également à noter que plus aucun nouveau circuit n’est réalisé en triphasé 230 V, situation
 984 typique des nouveaux lotissements résidentiels ou artisanaux. Cette politique est rendue possible car
 985 tous les transformateurs HT/BT installés depuis 20 ans disposent d’un jeu de 7 bornes basse tension
 986 compatible à la distribution des 2 tensions triphasées (230 V & 400 V).

987 En Haute Tension :

988 Les anciens réseaux exploités en 6 kV sont progressivement adaptés à une tension supérieure 11 kV
 989 ou 15 kV en fonction de la tension d’exploitation utilisée dans la zone géographique concernée.

990 Le poste de Quevaucamp, exploité historiquement en 13 kV sera également progressivement passé
 991 en 15 kV suite à l’étude conjointe avec ELIA.

992 Cette adaptation est lente car elle ne peut être réalisée sur les réseaux 15 kV qu’avec le remplacement
 993 des anciens câbles HT et des transformateurs rythmés par leur cycle de vie. En général, dans la zone
 994 10-11 kV, l’adaptation est liée au seul changement des transformateurs car les anciens câbles 6 kV
 995 supportent majoritairement la tension maximum d’emploi de 12 kV.

996 Bien que tous les investissements en réseaux 11 kV soient compatibles à l’évolution vers la tension de
 997 15 kV, le gain sur les pertes ne compense jamais les investissements de remplacement des
 998 transformateurs HT/BT. Le surcoût lié à l’achat de transformateurs avec 2 tensions primaires ne se
 999 justifie que sur les réseaux existants encore en 6 kV lors de leur remplacement en fin de vie.

1000 **4.2.6.3.2.2. Choix optimal des sections de câbles**

1001 En Basse Tension :

1002 Depuis les années ‘90, ORES a décidé de normaliser ses câbles utilisés pour l’aménagement du réseau
 1003 électrique basse tension. La section de câble est donc standardisée quel que soit le nombre de clients
 1004 raccordés mais pour autant que la charge maximum soit inférieure à 250A et/ou que la tension aux
 1005 extrémités satisfasse les exigences de la norme EN 50160 indépendamment de la tension distribuée
 1006 (230 V ou 400 V).

1007 Le choix d’ORES est l’utilisation de câbles EXAeVB ou BAXVB :

- 1008 - en réseau souterrain, la section utilisée est du 150mm² Alu, la pose de câbles en 240 mm² est
- 1009 à l’étude.
- 1010 - en réseau aérien, la section torsades en 150 mm² Alu sera le standard d’application pour les
- 1011 réseaux sur poteaux à partir du second semestre 2024. Pour des raisons techniques, les
- 1012 réseaux fixés sur façade resteront en 95².

1013

1014

1015 Ce choix contribue donc à l’efficacité énergétique grâce à la réduction des pertes, il permet également
 1016 de mieux gérer la variation de tension provoquée par les producteurs et consommateurs domestiques.

1017 Lors des chantiers d’assainissements souterrain (lorsque le réseau n’est pas de section suffisante), le
 1018 câble remplacé est la plupart du temps du câble papier plomb EIAJB 3 x 50 mm² cuivre.

1019 Nous pouvons estimer que le gain en conductivité des nouveaux câbles par rapport à ce dernier est
 1020 d’environ 50 %. Il en résulte également une réduction de 50 % des pertes liées à la conductivité des
 1021 câbles basse tension.

1022 En Haute Tension :

1023 Les câbles utilisés dans le cadre de nouvelles poses sont des câbles 150 mm² Alu, 240 mm² Alu ou 400
 1024 mm² Alu de type monopolaire (EAXECWB).

1025 Environ 40 % des cas de remplacement d’un câble HT existant ou d’extension du réseau HT d’ORES
 1026 font l’objet d’un choix de section plus élevée que celle strictement nécessaire et ce en vue de limiter
 1027 les pertes de réseau, que ce soit à cause de la tension ou du courant. Cela conduit à un coût
 1028 d’investissement plus élevé dans l’année de construction, mais ce coût plus élevé est récupéré sur le
 1029 long terme par une réduction des pertes sur le réseau au cours de la durée de vie du câble.

1030 Après analyse, le remplacement proactif des câbles uniquement dans l’optique d’une réduction des
 1031 pertes sur le réseau n’est pas rentable.

1032 Une politique de surdimensionnement des sections des liaisons HT conduit bien à une réduction
 1033 significative des pertes avec un impact réduit sur les investissements (car les coûts prédominants sont
 1034 les coûts fixes de pose). A contrario, une politique de remplacement systématique des liaisons HT
 1035 entraîne des coûts d’investissement non amortissables dans un délai économiquement raisonnable
 1036 (moins de 10 ans).

1037 Depuis 2015, ORES met en place une politique de déploiement du smart grid prévoyant de transformer
 1038 les réseaux pour accueillir un maximum de productions décentralisées.

1039 A cet effet, il prévoit des colonnes vertébrales en section 400² Alu, réduisant la longueur de réseau
 1040 entre la production et la consommation.

1041 En outre, le réseau s’équipant de plus en plus de capteurs des flux d’énergie, il devient possible de
 1042 mieux suivre l’évolution des charges et de les anticiper sur le long terme. Ainsi l’investissement réalisé
 1043 et donc le choix du câble tient mieux compte également des courants prévus aux horizons 2030 voire
 1044 même 2050.

1045 ***4.2.6.3.2.3. Emploi des transformateurs à pertes réduites***

1046 D’une manière générale, ORES a toujours choisi la technologie la plus récente, permettant des niveaux
 1047 de pertes en constante diminution, dans le respect des normes et réglementations en vigueur.

1048 Depuis le 1^{er} juillet 2015, la réglementation de l’UE N°548/2014 (publiée le 21 mai 2014) sur l’éco-
 1049 conception des transformateurs est entrée en vigueur (couramment appelée Eco-design). Les pertes
 1050 maximales par puissance de transformateur stipulées dans cette réglementation doivent être
 1051 respectées.

1052 Un marché prenant en compte les nouvelles exigences de 2021 a été attribué. Les nouvelles livraisons
 1053 répondent à l’Eco-design Tier II.

1054 Le remplacement d’un transformateur existant n’est envisagé qu’en cas d’incident ou lors d’un
1055 renforcement.

1056 ORES ne dispose pas d’un inventaire précis reprenant la répartition des transformateurs sur son parc
1057 par niveau de perte.

1058 Nous constatons qu’en moyenne les pertes cuivre représentent 26 % du total des pertes relatives au
1059 transformateur.

1060 De même que pour le dimensionnement des câbles HT, il est économique de choisir la puissance du
1061 transformateur au-delà de celle prévisible si le gain sur les pertes (fer + cuivre) compense le
1062 surinvestissement. L’instruction donnée aux bureaux d’étude d’ORES est de diviser la puissance
1063 estimée par un coefficient de 0,8 et de choisir le standard le plus proche. En conséquence, la
1064 diminution des pertes cuivre l’emporte sur la légère augmentation des pertes fer.

1065 En moyenne, les coûts liés au remplacement d’un transformateur existant équivalent à un surcoût
1066 minimum de 5.000 € par rapport au transformateur lui-même.

1067 Le remplacement dans le but unique de la réduction des pertes est donc économiquement
1068 injustifiable.

1069 De plus, il est également à noter que lorsqu’un transformateur en bon état est remplacé pour des
1070 raisons de puissance par un nouveau transformateur, les règles autorisant sa réutilisation sont éditées
1071 dans la prescription C2/112 de SYNERGRID – édition 2015. Elles étaient néanmoins d’ORES et déjà
1072 d’application au sein d’ORES, à savoir l’interdiction de réutilisation dans le cadre d’une rénovation de
1073 cabine d’un transfo de pertes supérieures à R85.

1074 **4.2.6.3.2.4. Réduction de la consommation propre dans les cabines et postes de**
1075 **fourniture**

1076 De manière générale, la consommation d’énergie propre aux cabines réseau est faible. Elle est
1077 néanmoins en évolution constante en raison de l’augmentation des outils liés à la motorisation ainsi
1078 qu’à la télésignalisation. Il est évident que le gain réalisé en augmentant la motorisation des cabines
1079 est bien supérieur aux pertes liées au fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les
1080 batteries,

1081 Des pistes avaient été dégagées en vue d’augmenter l’autonomie énergétique des cabines.
1082 Néanmoins, la structure des bâtiments cabines n’est pas compatible au placement de panneaux
1083 photovoltaïques. Le risque de vandalisme y serait d’ailleurs beaucoup trop important dû à
1084 l’accessibilité aisée et la non-surveillance.

1085 Seule une production de type éolien centralisée est envisageable mais ne génère aucun gain sur la
1086 consommation d’énergie.

1087 **4.2.6.3.2.5. Télécommande/télérelève permettant de réduire le nombre de**
1088 **déplacements**

1089 Tous les points névralgiques et les cabines de grande ampleur sont déjà télécontrôlées (télémessure et
1090 télécommande des organes de coupure). Néanmoins, l’impact sur la réduction du nombre de
1091 déplacement est marginal puisque à tout incident, le déplacement d’un agent manœuvrant est requis
1092 pour isoler l’élément défectueux.

1093 Notre programme Smart Grid prévoit également le télécontrôle et la motorisation d’une cabine sur 5
 1094 par boucle mais cette décision est davantage motivée par la rapidité de rétablissement d’alimentation
 1095 des clients lors d’un défaut, la rapidité des manœuvres programmées ou la gestion maîtrisée des
 1096 boucles dans le cadre des enjeux de pénurie.

1097 **4.2.6.3.2.6. Programme e-Lumin – Arrêté du Gouvernement Wallon Eclairage**
 1098 **Public**

1099 Confortée par la généralisation des LED, l’UE a décidé d’accélérer la transition technologique par le
 1100 vote d’une évolution majeure de son Règlement technique Ecodesign. Ce règlement impose des
 1101 niveaux de performance énergétique tels qu’une partie des sources à décharges ne pourra plus être
 1102 commercialisée sur la zone de l’UE à compter de 2025.

1103 Suite à la conférence de Paris (COP 21, 2015), la Belgique s’est engagée, à l’instar d’autres nations, à
 1104 diminuer son empreinte énergétique et son impact sur la planète.

1105 La modernisation des parcs d’EP participera activement à cet engagement. Outre le retour
 1106 économique positif (par les économies de consommation), cette opération de grande ampleur posera
 1107 un acte important en faveur de la planète.

1108 L’objectif du projet e-LUMin / AGW est d’assurer le déploiement du remplacement du parc d’éclairage
 1109 public par des LED afin de s’assurer que l’ensemble des 450.000 points lumineux d’ORES soient
 1110 remplacés entre 2020 et 2030 (soit 45.000/an).

1111 Le remplacement de l’entièreté du parc d’éclairage public d’ORES par des sources moins énergivores
 1112 permettra d’économiser plus de 100 GWh. Cela correspond à la consommation d’environ 29.000
 1113 ménages. Cette économie d’énergie permettra d’éviter d’émettre 30.000 tonnes de CO₂ ce qui
 1114 correspond à la production d’environ 15.500 voitures.

1115 **4.2.6.3.3. Mesures d’exploitation pour réduire la consommation d’énergie**

1116 **4.2.6.3.3.1. Optimisation de l’emplacement des points de coupure sur le réseau**
 1117 **de distribution**

1118 Le point normalement ouvert dans la boucle est déterminé chez ORES selon les critères suivants :

- 1119
- 1120 - L’accessibilité de la cabine,
 - 1121 - Le nombre de cabines par feeder HT,
 - 1122 - L’exploitation du réseau,
 - 1123 - La typologie du réseau,
 - 1124 - Les points aéro-souterrains,
 - 1125 - L’état de l’appareillage,
 - 1126 - L’évaluation de la situation en n-1.

1127 A l’avenir, le critère lié à la diminution des pertes réseau sera pris en compte de manière quantitative
 1128 dans la mesure où le choix judicieux du point de sectionnement permet de limiter les flux énergétiques
 1129 en raccordant, sur un même tronçon, production et consommation locales.

1130 Dans le cadre du programme Smart Grid, la motorisation des cabines et l’augmentation des points de
 1131 mesure permettra de manière rapide la modification du point normalement ouvert de la boucle, ce
 1132 qui permettra également la réduction des pertes.

1133 **4.2.6.3.3. Mise en parallèle des transformateurs du GRT alimentant un même**
 1134 **poste**

1135 Une telle configuration est rarement possible sur les réseaux d’ORES car les tensions primaires au
 1136 niveau ELIA sont en général différentes (150 kV pour une alimentation normale et 70 kV en secours)
 1137 et pour les autres, l’augmentation de la puissance de court-circuit n’est pas compatible avec la tenue
 1138 du matériel de coupure installé sur le réseau d’ORES.

1139 Toutefois, dans le cadre de l’accueil des productions décentralisées, cette technique est mise en
 1140 œuvre où cela est possible (typiquement pour les réseaux 70 kV avec des transformateurs de moins
 1141 de 40 MVA).

1142 **4.2.6.3.4. Mesures d’investissement et d’exploitation pour gérer les besoins**
 1143 **d’investissements futurs**

1144 **4.2.6.3.4.1. Utilisation de transformateurs BT/BT auto-régulants et**
 1145 **compensateurs de neutre**

1146 ORES dispose d’environ 1.000 régulateurs BT-BT sur ses réseaux basse tension de grande longueur (>
 1147 800 m). Ceux-ci maintiennent la tension en aval égale à la tension de consigne (230 V) et ce quelle que
 1148 soit la charge transitée.

1149 Des études réalisées en 2023 ont démontré que l’ajout de modèles adaptés pourrait améliorer le
 1150 transit bi-directionnel de l’énergie. Des nouveaux modèles seront installés pour confirmer ces études.
 1151 Cela concerne des compensateurs de neutre dont l’effet est de corriger les déséquilibres réseaux mais
 1152 aussi des régulateurs BT/BT bi-directionnels qui corrigent la tension dans les 2 sens (baisse de la
 1153 tension en cas de production photovoltaïque et rehausse de la tension en cas de prélèvements
 1154 conséquents). Environ 200 appareils de chaque type seront installés et si l’impact se confirme, des
 1155 marchés seront organisés pour un déploiement d’ampleur.

1156 **4.2.6.3.4.2. Utilisation de transformateurs HT/BT autorégulants**

1157 L’utilisation de transformateur autorégulants pourrait aussi résoudre des problèmes de congestions
 1158 en basse tension. C’est pourquoi 50 appareils seront prochainement installés à différents endroits du
 1159 réseau afin d’en confirmer l’utilité. Ces transformateurs pourraient également résoudre des
 1160 problèmes liés à la haute tension. Si les effets se confirment, l’installation de ce type de
 1161 transformateur pourrait être retenu à l’avenir.

1162 **4.2.6.3.4.3. Mise en parallèle de tresse BT/conversion 230-400V**

1163 Dans le cas de réseaux basse tension aériens trop long, il est envisagé d’installer des cabines HT/BT
 1164 supplémentaires mais cela n’est cependant pas toujours possible. L’ajout d’une tresse basse tension,
 1165 l’utilisation de câbles 150² aériens ou la conversion de réseau 230V en réseau 400V pourront
 1166 également améliorer la situation. Les bureaux d’études analysent les situations et si les critères de
 1167 faisabilité sont rencontrés, des réalisations pratiques se feront sur terrain.

1168 Une analyse concernant l’utilisation de câbles 240 mm² souterrains est également en cours, ce type
 1169 de câble limiterait la perte en ligne et augmenterait ainsi le transit d’énergie.

1170

1171 **4.2.6.3.4.4. Effets de la flexibilité implicite induite par les tarifs**

1172 Lors des différentes études sur la mobilité électrique, il a pu être démontré que le report de la charge
 1173 des voitures électriques de la période de pointe à la nuit avait un impact significatif sur la pointe au
 1174 niveau des réseaux HT et, plus particulièrement basse tension.

1175 Par exemple, lors des simulations réalisées par Baringa dans le cadre d’une étude avec l’ensemble des
 1176 gestionnaires de réseau, les résultats ont montré que l’augmentation du risque de congestion pouvait
 1177 être doublé pour les feeders basse tension si aucune mesure n’est prise pour inciter les clients à
 1178 charger leur véhicule en dehors des périodes de pointe (typiquement vers 19h00).

1179 Ces résultats sont par ailleurs corroborés par d’autres études au niveau européen (p.ex. CIREN
 1180 Distribution Planning in EV ERA).

1181 **4.2.6.3.5. Conclusions**

1182 Bien qu’ORES apporte déjà la réflexion nécessaire en termes d’efficacité énergétique et de réduction
 1183 de pertes dans ces différents choix technologiques déployés sur son réseau, plusieurs projets en vue
 1184 de continuer à progresser dans ces objectifs sont en cours.

1185 Mais il est également vrai de dire que peu de politiques pro-actives de remplacement sont menées en
 1186 vue du seul objectif énergétique, et ce pour les raisons économiques démontrées dans ce document.

1187 Les différents projets qui sont mis en application depuis 2015 tels le déploiement du smart grid, auront
 1188 néanmoins un impact direct sur l’efficacité énergétique.

1189 Outre ces projets, nous restons donc sur une politique visant des investissements en termes
 1190 d’opportunité comme par exemple le basculement d’un réseau 400 V s’il existe un besoin de
 1191 renforcement, le remplacement d’un transformateur vers un nouveau à perte réduite en cas de besoin
 1192 d’augmentation de puissance, etc.

1193 **4.2.6.4. Réduction des pertes administratives**

1194 En complément aux pertes techniques liées aux lois physiques des réseaux, une série de pertes moins
 1195 facilement identifiables viennent s’ajouter. Elles surviennent chaque fois qu’une quantité d’énergie
 1196 effectivement consommée ne peut être facturée ; par exemple lorsqu’un compteur est défectueux,
 1197 lorsque la facturation ne peut s’effectuer correctement, ou lorsqu’un client cherche à éluder sa
 1198 consommation réelle. ORES agit sur ces deux volets, tant sur les pertes techniques que celles appelées
 1199 pertes administratives.

1200 Dans cette optique, ORES avait mis en place diverses initiatives liées au projet « Qualité de données »
 1201 afin de réduire les pertes et ainsi diminuer l’impact sur les tarifs de distribution. Ces initiatives sont
 1202 maintenant suivies dans le cadre des activités opérationnelles.

1203 On notera enfin que l’apparition progressive de compteurs communicants et la mise en place du MIG6
 1204 permettront aux prosumers de valoriser leur injection ce qui aura également un impact sur les pertes
 1205 d’ORES. De plus, l’exploitation des données issues de ces compteurs avec des algorithmes évolués
 1206 doivent permettre dans le futur d’identifier des anomalies de consommation sur les lignes, synonyme
 1207 de consommations éludées. Ces algorithmes nécessitent toutefois des taux de pénétration importants
 1208 de compteurs communicants et donc les bénéfices attendus ne sont pas attendus avant la fin de la
 1209 décennie. Des tests sont cependant en cours pour valider ces approches.

1210

1211 **4.2.7. Remplacement des compteurs**

1212 **4.2.7.1. Compteurs à budgets (hors compteurs communicants)**

1213 Dans un souci de simplification administrative, un rapportage spécifique (OSP) étant déjà rentré à la
 1214 direction socio-économique de la CWaPE, aucun renseignement particulier n’est à fournir à ce sujet
 1215 dans les plans d’adaptation.

1216 **4.2.7.2. Compteurs « communicants »**

1217 L’environnement légal pour le déploiement des compteurs en électricité se base sur la publication du
 1218 7 décembre 2022 du décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à
 1219 l’organisation du marché régional de l’électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie
 1220 tarifaire applicable aux Gestionnaires de Réseau de Distribution de gaz et d’électricité en vue du
 1221 déploiement des compteurs communicants et de la flexibilité. Depuis le décret du 1^{er} Octobre 2020,
 1222 Décret relatif à la fin de la compensation entre les quantités d’électricité prélevées et injectées sur le
 1223 réseau à partir de 2024.

1224 ORES a démarré le déploiement de compteurs communicants en électricité le 1^{er} Janvier 2020 et aura
 1225 posé, à fin d’année 2023, un peu moins de 212.764 compteurs sur son réseau. Depuis le mois de
 1226 décembre 2020, ORES a débuté le remplacement des compteurs à budget à carte par des compteurs
 1227 communicants, dans une première phase pilote sur sa zone d’exploitation de « Namur ».

1228 Progressivement ces activités se sont généralisées sur l’ensemble des zones d’exploitation d’ORES,
 1229 incluant les demandes venant du marché pour l’activation du prépaiement, pour être définitivement
 1230 prêt en janvier 2022. Toutes les activités quotidiennes d’ORES sont converties par l’installation, non
 1231 plus de compteurs électromécaniques, mais bien par des compteurs communicants, et ce depuis le
 1232 début de l’année 2022.

1233 ORES a introduit auprès de la CWaPE en janvier 2024 un nouveau business case contenant un nouveau
 1234 plan de déploiement, et ce pour répondre à la période tarifaire 25-29.

1235 Ce nouveau plan de déploiement prévoit pour 2024 la pose de 115.000 compteurs communicants en
 1236 électricité :

- 1237 - Clients demandeurs résidentiels faisant partie de nos activités dites quotidiennes (nouveau
- 1238 raccordement, renforcement, déplacement de compteur, etc) ;
- 1239 - clients demandeurs résidentiels (prosumers et non prosumers) ;
- 1240 - clients « SPF / Métrologie » ;
- 1241 - clients équipés de compteurs communicants issus d’expériences pilotes ;
- 1242 - clients en défaut de paiement ;
- 1243 - clients avec une production d’électricité ≤ à 10 KVA ;
- 1244 - clients avec consommation annuelle de + de 6.000 kWh ;
- 1245 - clients avec un compteur à budget à carte.

1246

1247 Dans le cadre de son plan d’adaptation 2025-2029, ORES adapte ses projections de compteurs
 1248 communicants par rapport à l’exercice du BC SM 25-29 rendu à la CWaPE en janvier 2024. Il s’agit ainsi
 1249 de se conformer aux exigences du décret relatif à l’électricité et de convertir les segments prioritaires
 1250 à hauteur de 80% maximum d’ici au 31 décembre 2029.

1251

1252 En outre, ORES a obtenu une subvention dans le cadre de l’octroi de subventions du Gouvernement
1253 Wallon pour l’accélération d’investissements liés à la transition énergétique (AGW en projet relatif à
1254 *l’octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition*
1255 *énergétique*). Cette subvention a pour but d’accélérer le déploiement de ses compteurs
1256 communicants. Nous avons donc ajusté nos prévisions en conséquence et identifié ces volumes
1257 complémentaires de manière distincte au sein du plan d’adaptation 2025-2029 (voir projet n°E7900)
1258 de l’annexe PA ED 2025-2029).

1259 **4.2.8. Evolution vers les réseaux « intelligents »**

1260 Comme repris dans l’introduction, la transition énergétique va modifier en profondeur le secteur du
1261 transport, du chauffage mais aussi de la production d’énergie. Ces modifications profondes se font
1262 sentir dès à présent : citons l’impact du PV sur la basse tension ou l’arrivée des véhicules électriques.

1263 Pour faire face à ces défis, nous vous avons présenté une série d’actions sur les réseaux. Parallèlement,
1264 nous devons aussi mobiliser les leviers de la digitalisation (smartisation) pour amener les clients à
1265 modifier leurs comportements et limiter de facto l’ampleur des investissements réseaux. Consommer
1266 l’énergie au moment où elle est disponible en évitant de créer des congestions sur le réseau. Cela
1267 suppose de mieux connaître les flux et de pouvoir mettre à disposition des clients des informations et
1268 des outils pour agir.

1269 Le déploiement des compteurs communicants s’inscrit dans cette démarche. Le placement de
1270 télémessures et de télécommandes dans les cabines également. Les outils informatiques doivent
1271 évidemment suivre pour permettre une exploitation de ces données. Leur mise en œuvre est décrite
1272 ci-dessous, au sein des programmes Marchés et Smart Grid.

1273 **4.2.8.1. Déploiement des compteurs**

1274 Outre l’intérêt des compteurs digitaux et communiquant dans l’évolution du marché de l’énergie et
1275 de la flexibilité, ceux-ci sont également autant de capteurs sur le réseau qui permettent une meilleure
1276 observabilité du réseau basse tension. Cette observabilité conduit à une meilleure connaissance de
1277 l’état du réseau en terme de congestion et par là nous permet de mieux anticiper et cibler les
1278 investissements à réaliser. Une campagne de mesures spécifiques a été lancée courant 2023 afin de
1279 cartographier au mieux les zones actuelles où le réseau montre un risque de congestion important.

1280 **4.2.8.2. Programme Marchés**

1281 Nous avons regroupé au sein du programme marchés tous les projets liés aux données de comptages
1282 et à l’évolution des Marchés de l’énergie. S’y retrouvent, entre autres, les projets liés à la mobilité
1283 électrique (e-Mob), au partage d’énergie (Part-Ener) et à la flexibilité de marché.

1284 **4.2.8.3. Programme Smart Grid**

1285 Le programme Smart Grid (SG), a pour objectif principal d’anticiper les solutions à mettre en place
1286 pour faire face aux défis ORES induits par la transition énergétique.

1287

1288 Le développement des énergies renouvelables intermittentes et décentralisées (Eolien, PV),
1289 l’électrification des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, ...), le renforcement de certains
1290 marchés (flexibilité, etc.) vont profondément impacter la manière dont le réseau doit évoluer et être
1291 géré (investissement, gestion dynamique des flux d’énergie, coordination entre acteurs de certains
1292 marchés,...).

1293

1294 Ces modifications nécessitent la mise en place progressive de nouveaux
 1295 outils/processus/compétences chez Ores dont une partie sera mise en place au travers de projet du
 1296 programme SG. La suite du document reprend la description de quelques-uns de ces projets.

1297 **4.2.8.3.1. Digital Twin**

1298 ORES vise à disposer d’un jumeau digital (Digital Twin) de nos réseaux de manière à pouvoir mieux
 1299 les gérer, les opérer et les planifier. Ce Digital Twin comprend différents éléments :

1300 **4.2.8.3.1.1. Vectorisation des plans.**

1301 La vectorisation contribuera globalement à l’amélioration des données des réseaux par la
 1302 digitalisation des plans des réseaux (plans raster).

1303 Une fois digitalisées, ces données pourront être utilisées par les systèmes informatiques
 1304 qu’ambitionne de mettre en place ORES pour répondre aux défis et aux enjeux de la transition
 1305 énergétique. En outre, cette vectorisation permettra de répondre aux impératifs du Décret
 1306 Impétrants.

1307 **4.2.8.3.1.2. Smart Grid GIS d’entreprise**

1308 La transition énergétique induit un changement profond sur la manière de définir la priorité des
 1309 actions à réaliser sur le terrain (investissement, optimisation de réseaux, maintenance du réseaux,..).

1310 Afin de définir ces priorités sous l’angle de la transition énergétique, la base de connaissance des
 1311 informations et données des réseaux est essentielle. Cette base de connaissance permet de faire des
 1312 analyses fines de l’impact que peut engendrer le changement d’usage de l’énergie et des réseaux et
 1313 de déterminer les actions court, moyen et long terme à envisager pour permettre son développement.

1314 Historiquement les données descriptives des réseaux et des assets sont encodées au travers de
 1315 différentes applications legacy ayant chacune un objectif de documentation spécifique :

- 1316 • Les plans de pose : documentation géométrique/spatiale de la position précise des
- 1317 composants des réseaux souterrain sur le domaine public
- 1318 • La carte généralisée des réseaux : documentation géométrique/spatiale d’une carte continue
- 1319 des réseaux (aérien, souterrain)
- 1320 • Les bases asset : documentation des caractéristiques techniques des assets constitutifs des
- 1321 réseaux

1322 Cette documentation au travers de différents systèmes amène son lot de complexité pour constituer
 1323 une vue holistique des réseaux (« digital twin ») sur laquelle peut se faire les analyses d’impact des
 1324 changements d’usage induits par la transition énergétique..

1325 C’est le premier objectif du GIS d’entreprise : mettre en place un système centralisé et de nouveaux
 1326 processus permettant de documenter l’ensemble des informations sur les réseaux et les assets qui les
 1327 constituent (représentation géométrique/spatiale de chaque asset, caractéristiques technique de
 1328 chaque asset, topologie des réseaux, connectivité client).

1329 Le deuxième objectif du GIS d’entreprise est qu’il puisse être utilisé comme application de support à
 1330 différentes étapes des processus des travaux d’investissement (depuis la description d’une solution
 1331 technique pour un chantier jusqu’à la documentation du réseau construit en passant par les plans
 1332 d’étude détaillés) et d’entretien et de maintenance.

1333 Historiquement, pour cet aspect-là, aussi les applications utilisées chez Ores sont multiples et chacune
 1334 poursuivant des objectifs spécifiques (une application spécifique pour la description de solution
 1335 technique, une autre pour documenter les plans d’étude de chantier,...).

1336 Le troisième objectif du GIS couvre différentes fonctionnalités ayant moins trait à la documentation
 1337 des réseaux/des travaux mais plus à de la consultation et de la diffusion d’information sur ceux-ci.
 1338 Parmi ces fonctionnalités, on peut citer :

- 1339 • Le GIS Mobile : permettant à un agent de consulter les informations depuis le terrain à l’aide
 1340 d’une tablette aussi bien en mode offline dans une zone blanche (absence de réseau 4g, 5g)
 1341 que dans des zones ayant un réseaux télécom à disposition.
- 1342 • Le Portail GIS : application web permettant de consulter les informations sur les cartes, les
 1343 plans et les assets en backoffice.
- 1344 • L’Open Data : application permettant de diffuser de l’information pertinente sur des cartes
 1345 « grand public » (client résidentiel désirant connaître la situation de son réseau, client
 1346 industriel désirant avoir des informations en vue de planifier des investissements,...).

1347 Le projet GIS d’entreprise a été découpé en 4 phases distinctes permettant d’atteindre
 1348 progressivement les objectifs définis.

1349 Si les outils disponibles dans le GIS permettront de mieux documenter les modifications apportées sur
 1350 les réseaux, ils ne permettront pas à eux seuls de corriger/enrichir/aligner les données historique des
 1351 réseaux.

1352 C’est pour cette raison que pour chaque phase du projet GIS est associé un trajet de data quality (DQ)
 1353 qui définit les objectifs à atteindre en terme de qualité/enrichissement de donnée à chaque Go Live.
 1354 Pour atteindre ces objectifs, un processus spécifique a été mis en place et il est supporté par
 1355 différentes méthodes de traitement :

- 1356 • Correction/enrichissement manuelle des données par des agents Ores ou des prestataires
 1357 externes.
- 1358 • Correction/enrichissement au travers d’algorithmes d’intelligence artificielle (IA) développés
 1359 par Ores ou des fournisseurs.

1360 Pour constituer cette vue holistique des réseaux (« digital twin ») sur laquelle seront réalisées les
 1361 analyses pour prioriser les actions à envisager sur les réseaux, les informations administrées dans le
 1362 GIS seront consolidées avec les données d’événements et mesures captées sur le réseaux au travers
 1363 des automates en cabine (RTU sur le réseaux HT1) et au travers les données des compteurs
 1364 communiquant (données de comptage et de Power Quality).

1365 Les phases du projet GIS peuvent être synthétisées comme suit :

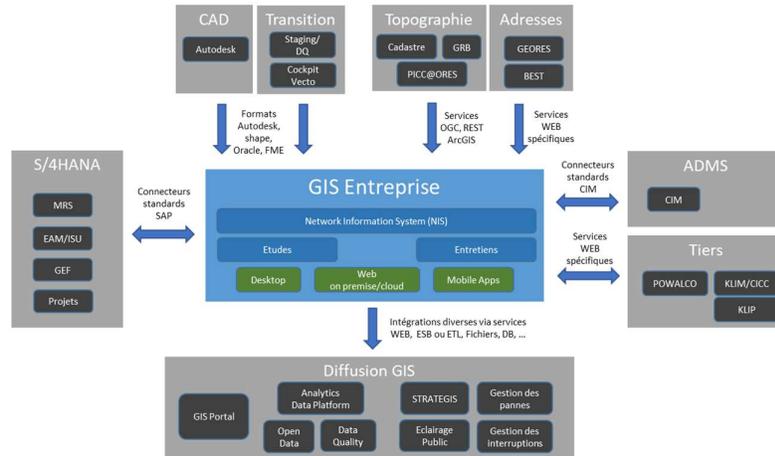
- 1366 • **GIS #1 : focus Basse Tension**

1367
 1368 Le réseau basse tension va subir des contraintes fortes induites par la transition énergétique.
 1369 Il est donc prioritaire de mettre en place les outils permettant de savoir où et quand agir sur
 1370 nos réseaux. Cette phase du GIS permettra d’augmenter le niveau de qualité et complétude
 1371 de documentation de ce réseau et de mettre à disposition des outils pour maintenir ce niveau
 1372 de qualité sur le long terme.

1373

1374 Pour la BT, cela inclut les outils pour gérer la topologie complète du réseau incluant la gestion
 1375 de la connectivité des clients (topologie = documentation physique du réseau BT, c’est-à-dire
 1376 l’enchaînement des assets circuit BT-Tronçon-Point d’agrégation-Point de service).

1377 En plus des outils mis à disposition pour administrer le réseau BT, des outils seront mis à
 1378 disposition pour gérer la géo-schématique (géométries de la carte des réseaux) de l’ensemble
 1379 des fluides (Electricité/Gaz/Télécom) et de décommissionner les anciennes applications



1380 legacy.

1381

1382 • **GIS #2 : outils pour supporter le processus de maintenance et entretien**

1383 Cette étape consiste en la mise en place d’outils GIS mobile ainsi que de leur composantes
 1384 « *back office* » afin de permettre :

- 1385 1) la consultation des données d’assets réseaux depuis le terrain et ce, sous une forme
 1386 directement héritée du GIS Portail ;
 1387 2) la gestion des processus de visites et entretiens des assets réseaux au travers d’une
 1388 série de formulaires contextualisés.

1390 • **GIS #3 : outils pour une documentation complète de tous les types de réseaux (haute
 1391 tension, basse tension, Télécom.) et assets les constituant**

1392 L’objectif principal de la phase GIS #3 est le décommissionnement des applications legacy
 1393 permettant d’administrer les caractéristiques techniques des assets au profit d’un encodage
 1394 direct dans le GIS.

1395 A cette étape, le GIS deviendra le master de toutes les informations sur les assets et les
 1396 réseaux (représentation géométrique/spatiale - délivrée en phase 1 - et caractéristiques
 1397 technique des assets).

1398 • **GIS #4 : outils pour la documentation des solutions techniques et plans d’étude dans le cadre
 1399 des chantiers d’investissement**

1400 Le GIS #4 a pour objectif de mettre en place le « GIS Etude » qui permettra de réaliser une
 1401 documentation des assets et dans leur version future et de décrire les travaux à réaliser dans
 1402 le cadre de chantiers d’investissement.

1403 Les principaux objectifs de la mise en place d’un GIS Etudes sont :

- 1404 • de créer les versions futures (études, projet d’investissements) des réseaux à partir
- 1405 du référentiel unique ;
- 1406 • de gérer le cycle de vie des études jusqu’à la construction ;
- 1407 • de maintenir la cohérence des données géographiques et topologiques futures avec
- 1408 les données des réseaux existants.

1409 **4.2.8.3.1.3. Smart Grid ADMS**

1410 La transition énergétique induit également des changements nécessaires au niveau de la conduite des
1411 réseaux.

1412 Les énergies renouvelables et intermittentes injectées sur le réseau doivent pouvoir être contrôlées
1413 de manière à maintenir la sécurité/qualité d’approvisionnement et éviter les situations de congestion
1414 sur les réseaux.

1415 Cette gestion des flux d’énergie, plus dynamique qu’historiquement, doit pouvoir se faire à l’échelle
1416 globale sur les réseaux Ores et plus à un niveau local comme c’était le cas par le passé (reprise de
1417 charge, changement de configuration du réseau d’énergie, gestion du renouvelable,...).

1418 C’est l’objectif premier du projet ADMS, mettre en place une organisation de conduite centralisée sur
1419 l’ensemble du réseau avec de nouvelles compétences, de nouveaux processus, de nouveaux outils.

1420 Un marché public a été attribué à Schneider pour l’acquisition, l’implémentation et la maintenance
1421 d’une solution ADMS et est actuellement en cours d’exécution.

1422 Cette solution ADMS viendra en support à la nouvelle organisation de la conduite et est au cœur de la
1423 gestion du système électrique et gaz. Elle est à la fois un outil de supervision, de conduite optimisée
1424 du réseau mais aussi un outil de simulation et de gestion efficace des interventions et des incidents
1425 (cicatrisation semi-automatique des réseaux pour réalimenter le plus grand nombre de clients le plus
1426 rapidement possible en tenant compte des conditions énergétique sur les réseaux).

1427 Le projet ADMS est découpé en 2 phases principales :

1428 **La première phase du projet** vise à opérationnaliser la conduite centralisée et à configurer la solution
1429 ADMS pour superviser, conduire et dépanner les réseaux d’électricité haute tension et de gaz
1430 Moyenne Pression. Le déploiement de cette phase s’accompagnera d’un décommissionnement de
1431 certains applicatifs legacy existant.

1432 **La deuxième phase du projet** permettra de revoir les processus et les applications pour les activités
1433 suivantes :

- 1434
- 1435
- 1436 • Gestion des pannes : Etendre la gestion centralisée des pannes à tous les fluides (ajout de la
- 1437 basse tension et basse pression au scope de la phase 1) pour n’avoir plus qu’un processus et
- 1438 outil pour la gestion globale des pannes et incidents. Cette solution de gestion des pannes
- 1439 inclura des fonctionnalités de gestions des appels client (Call Ticketing System – CTH).
- 1440 • Intégration avec le GIS d’entreprise pour pouvoir transmettre à l’ADMS la version future des
- 1441 réseaux (après réalisation des chantiers d’investissement) pour anticiper la préparation et
- 1442 planification des manœuvres à réaliser pour les mettre en service.
- 1443 • Gestion des énergies renouvelable : mise en place d’une solution globale pour la gestion des
- 1444 productions décentralisées (DERMS – Distributed Energy Ressources Management System).
- 1445 Cette solution répondra également aux besoins de l’Operational Planning.

1446 Toutes ces fonctionnalités sont nativement intégrées à la solution ADMS pour former une solution
 1447 globale de gestion des réseaux de distribution.

1448

1449 **4.2.8.3.2. Smart Grid Anaconda**

1450 Le projet Anaconda vise à mettre en place de nouveaux processus et une solution innovante basée
 1451 sur la technologie IA exploitant les données des compteurs communicants pour répondre à deux
 1452 objectifs :

1453

1454 • Enrichissement des données du réseau basse tension : le traitement des données Power
 1455 Quality des compteurs communiquant par l’algorithme IA permettra de savoir sur quelle(s)
 1456 phase(s) de chaque circuit sont connectés les clients (actuellement la documentation ne se
 1457 fait qu’au niveau câble). Cette information sera reprise dans le GIS d’entreprise.

1458 • Proposition de rééquilibrage de phase : le traitement des données Power Quality et Energie
 1459 des compteurs communiquant par l’algorithme IA permettra de définir comment rééquilibrer
 1460 les clients sur les différentes phases d’un circuit basse tension. Ce rééquilibrage permettra
 1461 d’optimiser le réseau basse tension pour répondre à la problématique des anomalies de
 1462 tension (pouvant mener au décrochage d’onduleur) et d’éviter/de retarder un certain nombre
 1463 d’investissement sur les réseaux.

1464

1465 **4.2.8.3.3. Performances Energétiques des Panneaux Solaires (PEPS)**

1466 Afin de répondre efficacement à la problématique des problèmes de tension sur nos réseaux basses
 1467 tension (décrochages d’onduleur, sous-tensions, ...) et apporter des solutions techniques efficaces
 1468 pour résoudre et anticiper les plaintes clients, le projet PEPS a vu le jour.

1469 Plus concrètement, le projet PEPS assure la coordination des interventions en cas d’anomalies de
 1470 tension susceptibles notamment de déclencher la mise en sécurité des onduleurs chez les clients
 1471 équipés de panneaux photovoltaïques. En surveillant de près ces anomalies, PEPS garantit, entre
 1472 autres, la fiabilité du réseau et la sécurité des installations photovoltaïques des clients.

1473 Par anomalie de tension, nous entendons tout dépassement de tension en dehors des plages
 1474 légalement admissibles (230V +/- 10%).

1475 Les finalités du projet sont :

1476 • La définition d’un délai de la solution technique à proposer aux clients lors d’une demande
 1477 d’intervention suite à un problème de tension.

1478 • La mise à disposition de l’information de la recevabilité ou de la non-recevabilité de la demande
 1479 d’intervention suite à un problème de tension.

1480 • Une aide à un retour rapide par courrier vers le client afin de l’avertir de la suite et du délai des
 1481 opérations qui seront envisagées pour résoudre son problème.

1482 • Une aide aux exploitants de par la proposition concrète de solutions techniques à appliquer par
 1483 circuits ainsi qu’une priorisation en terme de réalisation et d’investissement.

1484 Cet outil se base sur de nombreuses données notamment les données de tension quart horaire
 1485 provenant des compteurs communicants ainsi que la topologie de nos réseaux basse tension. Il est en
 1486 cours d’adaptation afin de pouvoir également intégrer les problèmes de sous-tensions et proposer
 1487 des solutions concrètes d’action sur le réseau.

1488 Le projet PEPS est divisé en 4 livrables :

1489 1) PEPS1 :

1490 • Définition d’un délai de solution technique (court terme (CT), moyen terme (MT), long
1491 terme (LT)) par circuit basse tension basé sur l’analyse des données provenant des
1492 compteurs communicants et de la topologie des réseaux basse tension.

1493 • Proposition de 1.250 circuits basse tension sur lesquels travailler par année avec une
1494 orientation forte sur les plaintes clients et les topologies de réseau à risque.
1495

1496 2) PEPS2 :

1497 • Ajout d’une proposition de solution technique concrète (placement d’un
1498 compensateur de neutre sur le circuit, modification du plot du transformateur en
1499 cabine, ...) au délai CT, MT, LT sur base de l’analyse des données de tension des
1500 compteurs communicants

1501 • Suivi des actions réalisées sur le terrain.
1502

1503 3) Merit Order Opti :

1504 • Priorisation de réalisation des solutions techniques provenant de PEPS2 par circuits
1505 basse tension.
1506

1507 4) Merit Order Invest :

1508 • Priorisation des coûts d’investissement.
1509

1510 **4.2.8.4. Réseau de télécommunication**

1511 ORES dispose déjà d’un réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, sur cuivre ou soit sur
1512 réseau de type téléphonique (quartes). L’ossature du réseau de fibres optiques d’ORES est
1513 principalement bouclée ou en antenne sur une boucle et relie les centres d’exploitation et les postes
1514 HT/HT (ELIA-ORES), cette ossature doit être autant que possible black-out proof (ce que n’offre aucun
1515 opérateur externe) mais doit aussi permettre la gestion de délestages en cas de pénuries (situation
1516 connue en hiver 2018-2019 et rien n’indique que ce risque va aller en diminuant).

1517 La poursuite de la consolidation d’un réseau de télécommunication propre à ORES est stratégique et
1518 se justifie pour différentes raisons :

1519 - La sécurité contre les agressions informatiques (piratages) ou cybersecurity : un réseau propre
1520 permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur.

1521 - Une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de
1522 services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce,
1523 sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité). On se référera, à titre d’exemple, à la
1524 suppression du service des lignes louées ou du service GSM-CSD (2021) de l’opérateur
1525 Proximus impliquant des frais de remplacement de modem tant pour la télérelève des
1526 compteurs industriels que pour des équipements de télécontrôle/télémessure tout en
1527 mobilisant des ressources à cet effet.
1528

1529 - Une faible latence, c’est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de
1530 réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5 minutes pour
1531 les mesures).
1532

1533

1534

- 1535 - Une fiabilité et une disponibilité sont nécessaires en particulier pour les postes HT/HT et les
1536 relais radio en cas :
- 1537 ○ De black-out (ce qu’aucun opérateur télécom externe ne garantit), ou de pénuries.
 - 1538 ○ De congestion nécessitant des actions en temps quasi réel sans quoi des assets
1539 pourraient être mis en danger avec le risque de devoir couper le client (de telles
1540 occurrences commencent à apparaître).
- 1541 - Des coûts qui restent maitrisables sur le long terme.

1542 Notre activité de télécommunication s’intègre donc à la gestion des réseaux et est une activité
1543 stratégique.

1544

1545 **4.2.9. Mesures de flexibilité**

1546
1547
1548



1549
1550
1551
1552

1553 Les données de flexibilité à fournir proviennent des registres d’accès et d’activation de la flexibilité
1554 mis en place dans le cadre des produits de réserves ELIA. A noter que les clients R1 ne sont pas pré-
1555 qualifiés et que leurs activations, automatiques, ne sont pas connues d’ORES.

1556 Depuis le 1er janvier 2018, ELIA et les GRD disposent d’un datahub commun qui permet de gérer les
1557 données de la flexibilité pour l’ensemble des produits de flexibilité d’ELIA concernant entre autres la
1558 distribution. Le datahub est l’outil approprié pour permettre au GRD de vous transmettre à l’avenir
1559 les données nécessaires. Au sein de Synergrid, ORES avec l’ensemble des gestionnaires de réseau a
1560 démarré une série de consultations et de Proof of Concept afin d’étudier une extension de la flexibilité
1561 commerciale aux clients basse tension. Ainsi en 2022, nous avons lancé l’initiative Co-Gestion (dans la
1562 coupole Internet Of Energy) qui vise à vérifier la possibilité technique de réaliser un tarif local
1563 dynamique (en fonction des risques de congestion) et d’en mesurer les effets sur les clients. Ce genre
1564 d’initiative se répétera à l’avenir avec des réflexions autour de l’activation de la flexibilité des voitures
1565 électriques mais également autour de processus de marché repensés.

1566 Enfin, il est important de noter qu’ORES étudie la possibilité d’avoir recours à des mécanismes de
 1567 flexibilité à d’autres niveaux de tension que O-one. Il serait alors question de recourir à de la flexibilité
 1568 jusqu’aux réseaux basse tension et ce, afin de solutionner les problèmes de congestion rencontrés sur
 1569 ces réseaux. Par ailleurs, les tarifs incitatifs ainsi que les nouvelles plages horaires prévus pour le 1^{er}
 1570 janvier 2026 font intégralement parties de ces solutions.

1571 **4.2.10. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)**

1572 ORES a utilisé cette rubrique afin de décrire tout autre investissement qui ne rentre dans aucune des
 1573 catégories décrite aux § 4.1 et § 4.2 (cfr. dégâts sur équipements).

1574 En outre, ORES garantit que cette motivation n’est utilisée que pour le réalisé N-1.

1575 **4.2.11. Projets subventionnés**

1576 Courant 2023, ORES a introduit auprès du Gouvernement Wallon, une demande relative à l’octroi de
 1577 subventions en vue de favoriser la transition énergétique (Cfr. Décret du 29.06.2023 relatif à l’octroi
 1578 de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition
 1579 énergétique). Ces investissements sont donc répertoriés sous la motivation d’investissements «
 1580 Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » dans le présent plan d’adaptation.

1581 **1. Déploiement accéléré de compteurs communicants (projet E7900 – RePOWER EU 2023)**

1582

1583

1584

1585

1586

1587

1588

ORES a identifié 9.000 circuits à risque élevé de surtensions. Afin de pouvoir modéliser
 correctement le réseau, il est nécessaire que le taux de pénétration des compteurs
 communicants y soit de 80% au moins. Etant donné que chaque circuit compte en moyenne
 16 compteurs et près de 10% sont déjà communicants, l’objectif du projet est la pose de plus
 de 150.000 compteurs complémentaires.

1589

1590

1591

2. Renforcement des réseaux BT congestionnés (projet E7900 – RePOWER EU 2023)

1592

1593

1594

1595

Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion/couverture des
 réseaux basse tension 230V en 400V ou le remplacement des câbles et lignes de faibles
 sections. Ils vont permettre d’accroître la capacité d’accueil des productions renouvelables sur
 les réseaux.

1596

1597

1598

La pose supplémentaire proposée dans le cadre de ce projet concerne 180 km de réseaux.
 Le planning et les budgets indicatifs sont les suivants :

1599

1600

1601

1602

1603

1604

1605

1606

1607

1608

- 2024 : 61 km ;
- 2025 : 73 km ;
- 2026 : 47 km.

1609 **3. Renforcement des réseaux haute tension souterrains (HTS) congestionnés**
 1610 **(projet E7901 – Plan de Relance Wallon 2024)**

1611 Les investissements visés par ce projet vont permettre au réseau haute tension d’ORES de
 1612 faire face à la transition énergétique :

- 1613 • En pouvant absorber la forte augmentation de charge, tant en prélèvement qu’en
- 1614 injection ;
- 1615 • En s’adaptant aux besoins d’une conduite intelligente par le logiciel ADMS.

1616 Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion des réseaux HTS
 1617 de 6 kV en 15 kV ou des remplacements de câbles et lignes de faibles sections.

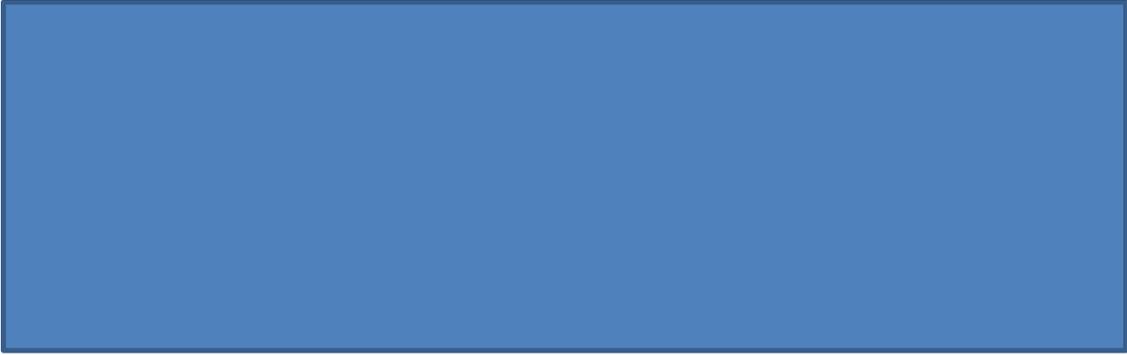
1618 Ils comprennent également des travaux de restructuration/simplification du réseau pour
 1619 permettre une conduite plus efficace par le futur logiciel d’ADMS en cours d’installation.

1620 Les travaux de renforcement dans le cadre de ce projet concernent environ 300 km de
 1621 réseaux.

1622 Le planning et les budgets indicatifs sont les suivants :

- 1623
- 1624 • 2024 : 51 km ;
- 1625 • 2025 : 75 km ;
- 1626 • 2026 : 105 km ;
- 1627 • 2027 : 65 km.

1628 

1629 

1630

1631

1632

1633

1634 **Annexes du chapitre 4 :**

- | | |
|------|--|
| 1635 | Tab (4)1.1.1.a : Pointes et prévisions de charge aux points d'interconnexion ELIA-GRD |
| 1636 | Tab (4)1.1.2 : Feeders les plus chargés |
| 1637 | Tab (4)1.2.1 : Raccordements productions décentralisées ≥ 100 kVA |
| 1638 | Tab (4)1.2.2 : Raccordements clients HT ≥ 1 MVA |
| 1639 | Tab (4)1.2.3 : Raccordements Zonings/Lotissements ≥ 1 MV |
| 1640 | Tab (4)1.2.5 : Liste des auto-producteurs ≥ 100 kVA n’injectant pas sur le réseau |
| 1641 | |

1642 **4.3. Enveloppes budgétaires**

1643 Voir onglet « Tab 1_Global-Postes budgétaires » de l’annexe PA ED 2025-2029.

1644 **4.3.1. Années 2025-2029**

1645 Pour les années 2025-2029, l’enveloppe reprise est basée sur :

- 1646 • Des investissements visant à soutenir la **transition énergétique** : passage à 400V des réseaux
- 1647 basse tension, abandon du 6kV, accélération du déploiement des compteurs communicants
- 1648 initié en 2020, etc.
- 1649 • Une accélération en termes de **modernisation des réseaux**. En particulier, les équipements
- 1650 en cabines HT/BT et les réseaux HT/BT, etc.
- 1651 • Amélioration de la **résilience** des réseaux : enfouissement des lignes aériennes, cabines
- 1652 télécontrôlées, etc.

1653

1654 Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l’élaboration des plans

1655 d’adaptation et d’extension d’ORES sont fournies ci-dessous :

1656

1657



1658

1659

1660 **5. Liste des travaux nominatifs programmés et évaluation budgétaire par**

1661 **projet**

1662 Voir tableau : Tab 1 - Global - Postes budgétaires

1663 Voir tableau : Tab 5 - Détails N+1 à N+6 (années N à N+6)

1664

1665 **6. PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS**

1666 Voir annexes du plan d’adaptation 2025-2029 ainsi que le paragraphe 4.2.7 du présent document.

1667

- 1668 • Tab 6 - Déploiement CC
- 1669 • Tab 6b - CC Defaut de paiement
- 1670 • Tab 6c - Refus URD – GRD

1671 **7. SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION**

1672 Voir Tab 7 - Suivi P Tfos de l’annexe du plan d’adaptation 2025-2029.

1673 **8. ANNEXES**

1674 Voir ORES Assets - PA 2025_2029 - plans d'adaptation élec_annexes.xlsx

1675

1676

1677

1678

1679

1680

1681

1682

1683

1684

1685

1686

1687

1688

1689

1690

1691

1692 Le GRD se permet d’insister sur le caractère confidentiel de ces informations, celles-ci n’étant pas destinées à
1693 être publiées ou communiquées à d’autres personnes que celles qui, de par leurs fonctions au sein d’une autorité
1694 administrative compétente, sont amenées à en disposer pour les besoins de l’exercice de leurs missions légales
1695 et qui s’engagent à en garantir la confidentialité.

1696 Le GRD ne peut être tenu responsable d’une diffusion indue de ces informations.

1697 De plus, le chiffrage définitif 2025 devra être approuvé par l’assemblée générale du GRD qui se tiendra en
1698 décembre 2024. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour
1699 dont le budget 2025 constitue un des éléments principaux (*Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et*
1700 *de la décentralisation* (M.B. du 12/08/2004)).