

1

2

3

4

ORES

5

PLAN D'ADAPTATION ELECTRICITÉ 2027-2031

6

7

02 mai 2026

8

Version provisoire

9

10	Table des matières	
11	1. INTRODUCTION	5
12	1.1. Construction du plan d’adaptation	6
13	2. DESCRIPTIF DE L’INFRASTRUCTURE EXISTANTE	8
14	2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2025	8
15	2.2. Pyramide des âges	8
16	3. BILAN DES RÉALISATIONS DE L’ANNÉE PRÉCÉDENTE (2025)	8
17	4. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2026)	10
18	5. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET PERSPECTIVES MACROÉCONOMIQUES	11
19	5.1. Evolution globale de la demande d’électricité	12
20	5.2. Identification et quantification des (nouveaux) usages	15
21	5.2.1. Mobilité électrique	15
22	5.2.2. Chaleur	20
23	5.2.3. Electrification des industries	26
24	5.2.4. Production d’électricité	27
25	5.2.5. Stockage d’électricité	31
26	5.2.6. Data center	32
27	5.2.7. Autres éléments	33
28	5.3. Impact sur les investissements	33
29	5.3.1. Au niveau du réseau BT	34
30	5.3.2. Au niveau du réseau HT	39
31	5.4. Impact sur les autres réseaux : La problématique de l’accès à la puissance	41
32	5.5. Mesures de gestion intelligente du réseau	43
33	5.5.1. Généralités	43
34	5.5.2. Evaluation de la flexibilité	44
35	5.6. Raccordements flexibles	45
36	5.6.1. Marché de la flexibilité	45
37	5.6.2. Rapport d’activité pour l’année 2025 pour les services de flexibilité opérationnels	46
38	5.7. Conclusion	46
39	6. PLAN D’ADAPTATION 2027-2031	47
40	6.1. Les besoins en capacité	47
41	6.1.1. Evolution prévisible du prélèvement, de la production et des pointes de charge	47
42	6.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs	51
43	6.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges)	55

44	6.2. Chaque année, de nouveaux plans directeurs sont élaborés et intégrés au plan d’adaptation. Ces plans sont décrits dans l’	56
45		
46	6.2.1. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)	57
47	6.2.2. Adaptations à la suite des coupures non planifiées	58
48	6.3. Autres aspects à prendre en compte	59
49	6.3.1. Remplacements pour cause de vétusté	59
50	6.3.2. Interventions pour raison de sécurité	65
51	6.3.3. Environnement	66
52	6.3.4. Harmonisation des plans de tension	68
53	6.3.5. Parallèle avec les investissements Elia	68
54	6.3.6. Amélioration de l’efficacité	70
55	6.3.7. Remplacement des compteurs	77
56	6.3.8. Evolution vers les réseaux « intelligents »	78
57	6.3.9. Mesures de flexibilité	86
58	6.3.10. Investissements en sûreté	86
59	6.3.11. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)	87
60	6.3.12. Projets subventionnés	87
61	6.4. Enveloppes budgétaires	89
62	6.4.1. Années 2027-2031	89
63	6.4.2. Synthèse	90
64	7. LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION	
65	BUDGÉTAIRE PAR PROJET	90
66	8. PLAN DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS	90
67	9. SUIVI DES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION	90
68	10. ANNEXES – SELON LIGNES DIRECTRICES	90
69	11. ANNEXES ADDITIONNELLES	91
70	11.1. Annexe 1 – Pyramides des âges	91
71	11.2. Annexe 2 – Pointes et prévisions de charges (cahiers noirs)	91
72	11.3. Annexe 3 – Evaluation des besoins en flexibilité	91
73	11.4. Annexe 4 – Rapport T-Flex (reporting_art_28 (AGW 10_11_2016))	91
74	11.5. Annexe 5 – Description des plans directeurs	91
75	11.6. Annexe 6 – Projet subventionné SmartGrid	91
76	11.7. Annexe 7 – Méthodologie pour l’établissement des prix unitaires	91
77	11.8. Annexe 8 – Stratégie en termes de cybersécurité	91
78		
79		

80

81 **Table des figures**

82 Figure 1 : Illustration du processus d’établissement du plan d’adaptation. 6

83 Figure 2 : Evolution de la demande d’énergie (ELIA & Fluxys). 13

84 Figure 3 : Evolution de la demande d’électricité (ELIA & Fluxys). 14

85 Figure 4: Evolution du parc de voiture électrique au niveau fédéral (extrait présentation Energy
86 Scenario FLUXYS/Elia). 15

87 Figure 5 : Répartition des événements de chargement de voiture électrique..... 17

88 Figure 6 : Répartition des logements par vecteur énergétique..... 21

89 Figure 7 : Evolution des ventes d’appareil de chauffage principal. 22

90 Figure 8 : Comparaison du nombre de PàC entre les PA 2025 et PA 2026..... 24

91 Figure 9 : Illustration d’un réseau de chaleur. 25

92 Figure 10 : Evolution capacité installée en PV. 28

93 Figure 11 : Evolution capacité installée en éolien. 29

94 Figure 12 : Evolution capacité installée en cogénération. 30

95 Figure 13 : Evolution capacité installée en production décentralisée photovoltaïque. 31

96 Figure 14 : Evolution nationale de la consommation des data centers (étude BCG). 32

97 Figure 15 : Illustration des résultats de la méthode de clustering. 36

98 Figure 16 : Synthèse des capacités restantes dans les postes sources (source : Elia, « Wallonia
99 Remaining Capacity V2 »). 48

100 Figure 17 : Evolution des demandes de renforcement des raccordements..... 54

101 Figure 18 : Evolution du nombre de branchements d’immeubles à appartement. 55

102 Figure 19 : Evolution des interventions pour anomalie de tension..... 57

103 Figure 20 : Illustration des résultats du processus de priorisation des remplacements des câbles HT.
104 63

105 Figure 21 : Architecture-cible du GIS d’entreprise. 82

106

107 **1. Introduction**

108 Ce document a pour objet de transmettre et décrire le plan d'adaptation établi par ORES pour les
 109 années 2027-2031 conformément aux lignes directrices de la CWaPE (référence CD-26b18-CWaPE-
 110 0063 datées du 18/02/2026) et en application de l'article II.2 du règlement technique pour la gestion
 111 des réseaux de distribution d'électricité et à l'accès à ceux-ci.

112 Ce document est également accompagné :

- 113 • D'une annexe globale reprenant les pyramides des âges des câbles haute tension aériens et
- 114 souterrains d'ORES ;
- 115 • D'une série d'annexes requises selon les lignes directrices de la CWaPE
- 116 • Ainsi que différentes annexes venant compléter le texte du présent document.

117

La transition énergétique est passée du concept un peu flou à une réalité bien tangible. Trois nouveaux paradigmes, se chauffer autrement, se mouvoir autrement et produire autrement, impliquent une recalibration de nos investissements. Cette recalibration ne joue pas exclusivement sur l'accélération des investissements à réaliser (mouvement qui était déjà marqué dans les plans d'adaptation précédents) mais également sur le ciblage plus précis des actions à entreprendre. Nous devons aussi travailler sur la flexibilisation des usages (en termes de consommation, production ou stockage) qui doit permettre d'amortir la vitesse des changements mais qui apporte aussi une part d'incertitude sur nos hypothèses.

Sur l'année écoulée, ORES s'est engagée résolument dans une approche holistique des impacts de ces changements de comportement. Plus particulièrement, nous prenons en compte l'évolution du cadre législatif et plus spécifiquement les dispositions ouvrant la possibilité à des contrats de raccordement flexible pour la consommation. Ces mesures seront décrites dans le présent Plan d'Adaptation.

Toutefois, il est à noter que les hypothèses d'évolution sur le moyen et le long terme sont sujettes à de régulières mises à jour. Celles présentées ici sont le résultat de notre meilleure connaissance en ce début de 2026. Nos principales hypothèses d'évolution des charges ont fait l'objet d'une harmonisation avec nos collègues du réseau de transport et des autres Gestionnaires de réseaux de distribution et en particulier avec l'Energy Scenario, présenté par ELIA et Fluxys le 5 février 2026.

Par ailleurs, ORES s'inscrit pleinement dans le processus de consultation des parties prenantes (séance inaugurale du 21 avril 2026) et dans la collecte des besoins des industries via le plan de puissance pour enrichir ce trajet d'enrichissement des hypothèses.

118

1.1. Construction du plan d’adaptation

La construction du plan d’adaptation suit le processus illustré à la figure suivante :

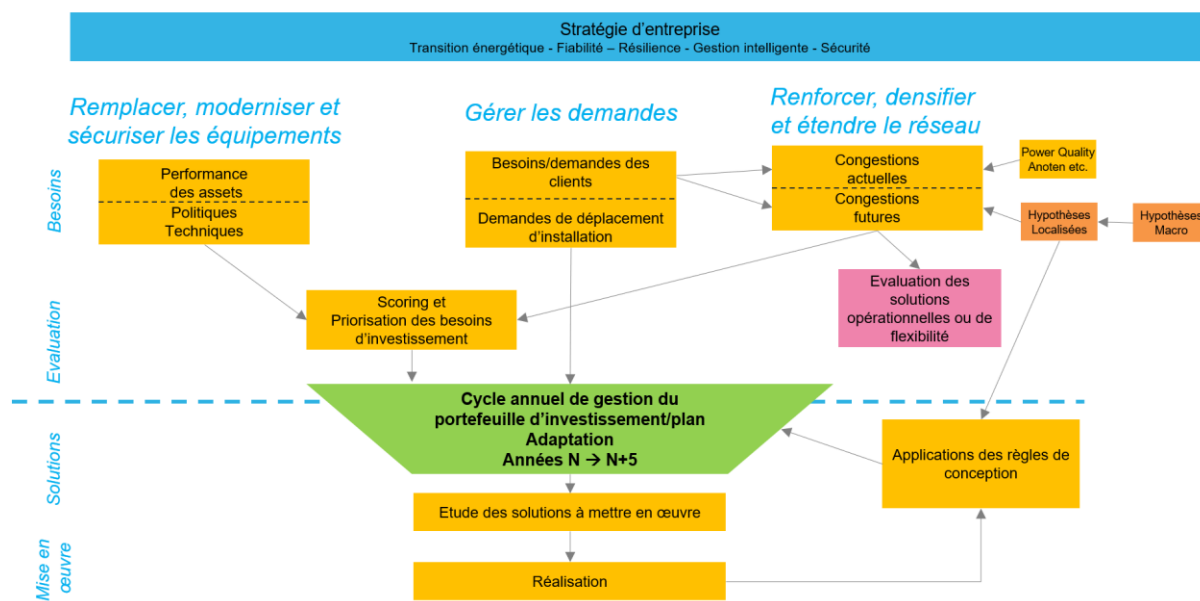


Figure 1 : Illustration du processus d'établissement du plan d'adaptation.

Avant tout chose, le plan d’adaptation est une traduction de la stratégie de l’entreprise (voir [Présentation entreprise et plan stratégique | ORES](#)) « Investir dans la transition énergétique pour tous » qui s’articule autour de 3 axes complémentaires :

1. Passer à l’action en investissant massivement dans les réseaux et la gestion de données
2. Faire de la relation client un levier d’une transition énergétique pour tous
3. Poursuivre la modernisation de notre entreprise et de nos outils pour être à la hauteur des enjeux de la transition énergétique

Le lien entre le premier axe et le Plan d’Adaptation est clairement établi.

Ensuite, nous partons des différents besoins :

1. Remplacer, moderniser et sécuriser nos équipements pour maintenir un taux de service adéquat et, surtout, prévenir les incidents et accidents pour nos clients et nos collaborateurs.
2. Gérer les différentes demandes. Nous retrouvons au premier chef les demandes de raccordements à notre réseau, les demandes d’augmentation de puissance et les équipements des zones d’activité économique. Il y a aussi les demandes de déplacement de nos installations pour des travaux d’infrastructures.
3. Renforcer, densifier et étendre notre réseau pour lui permettre de faire face aux évolutions des charges et des comportements de nos clients. Cela nécessite en premier lieu une connaissance des congestions actuelles en s’appuyant sur les données des capteurs sur nos réseaux tels que les compteurs communicants (Power Quality), la télémesure sur nos réseaux HT et aux postes Elia. Ensuite, une estimation géolocalisée des futures congestions est également nécessaire. Celle-ci s’appuie sur des hypothèses d’évolution au niveau macro-économique (telles que la progression des voitures électriques ou des pompes à chaleur pour ne citer que deux exemples), ainsi que sur les demandes de nos clients MT.

146 C'est au sein des besoins de type 1 et 3 qu'un ciblage est essentiel pour assurer un plan
147 d'investissement optimal. A cette fin, nous utilisons des outils de scoring et de priorisation de nos
148 investissements. Nous avons eu l'opportunité d'expliquer en détail ces mécanismes lors de deux
149 sessions d'information à la CWaPE du 11/09/2024 pour la Basse Tension et du 27/03/2025 pour la
150 Haute Tension. Les principaux éléments sont repris dans les différents chapitres de ce plan
151 d'adaptation.

152 Enfin, il est à noter que 2026 correspond à la concrétisation du trajet spécifique pour la recherche de
153 solutions opérationnelles de flexibilité tant pour la production (ce qui existe déjà depuis 2018) que
154 pour le prélèvement d'énergie depuis le réseau (contrat flex batteries ou en prélèvement et aussi une
155 initiative d'innovation sur la flex commerciale PIC@U).

156 Outre la découpe expliquée ci-dessus, les plans sont constitués de deux types de projets :

- 157
- 158 • Les projets nominatifs. Il s'agit de projets avec une durée de vie définie dans le temps et dont
159 on connaît précisément l'emplacement et la durée des travaux. Il est important de noter que
160 le décret « Impétrants » impacte notamment de manière non négligeable les délais de
161 réalisation mais également la localisation des différents travaux à réaliser.
 - 162 • Les projets non nominatifs. Il s'agit de projets récurrents qui reprennent des activités qui se
163 répètent d'année en année. Ces projets ont donc la particularité de ne comporter aucune
164 donnée temporelle (date de début/fin) et aucune donnée précise quant à la localisation.

165 La section 5 « Identification des objectifs et perspectives macroéconomiques » détaille les hypothèses
166 macro-économiques qui sont prises en compte pour l'axe « Renforcer, densifier et étendre notre
167 réseau ».

169 Il est important de noter que le dimensionnement du réseau électrique est directement lié aux
170 puissances qui y transitent (pointe en KW) et pas aux énergies distribuées.

171

172 **2. Descriptif de l’infrastructure existante**

173 **2.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2025**

174 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 0_descriptif infr existante

175 **2.2. Pyramide des âges**

176 Les informations fournies dans l’Annexe 1 – Pyramides des âges représentent l’état des lieux à notre
177 disposition.

178 Un programme d’optimisation des données est en cours et s’étalera sur plusieurs années. Ce dernier
179 pouvant provoquer des modifications au niveau des pyramides des âges.

180 **3. Bilan des réalisations de l’année précédente (2025)**

181 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » :

- 182 ▪ Tab 1_Postes budgétaires
- 183 ▪ Tab 2_bilan N-1

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

187 **Faits marquants concernant les investissements réalisés en 2025 :**

188 En 2025, ORES a réalisé près de 112 % des investissements initialement budgétés. Ce résultat est la
189 combinaison de différentes tendances principales.

190 • **Poses de lignes et de câbles en basse tension et en haute tension**

191 En 2025, ORES a dépassé ses objectifs en matière d’installation de câbles en basse et moyenne tension,
192 ainsi que de lignes en basse tension, bien que dans une moindre mesure. Ces initiatives visent à
193 moderniser et renforcer le réseau basse tension, afin de résoudre les congestions engendrées par la
194 transition énergétique. Par ailleurs, ORES a poursuivi le renforcement de son réseau moyenne tension,
195 dans le but de créer une infrastructure offrant de nouvelles capacités tout en éliminant les congestions
196 existantes.

197 L’augmentation des volumes installés combiné à la hausse observée des prix unitaires des circuits
198 posés a mené à un dépassement budgétaire pour ce type d’investissements en 2025.

199 • **Installation de transformateurs**

200 ORES a installé en 2025 un nombre de transformateurs supérieur aux prévisions initiales, afin d’offrir
201 de nouvelles capacités et d’intervenir efficacement sur le niveau de tension dans les zones
202 problématiques. L’exercice 2025 a donc mené à un dépassement budgétaire pour ce type
203 d’investissements.

204 • **Installation d’équipements de cabines et sous-stations**

205 Les volumes d'équipements installés dans les cabines et les sous-stations ont globalement été plus
 206 faibles que prévus en 2025. Les budgets prévus en 2025 pour ces travaux n'ont donc pas tous été
 207 épuisés.

208 **• Déploiement compteurs communicants**

209 L'année 2025 marque le démarrage effectif des activités de notre contractant principal pour
 210 l'installation des compteurs communicants. Cette première année d'exécution s'est caractérisée par
 211 une phase de montée en puissance progressive, dont le rythme initial s'est avéré légèrement inférieur
 212 aux hypothèses retenues lors de la planification. En conséquence, les volumes d'installations réalisés
 213 en 2025 n'ont pas atteint les quantités initialement prévues, entraînant une sous-consommation des
 214 budgets alloués pour cet exercice. Face à cette situation, le plan de déploiement a été ajusté afin de
 215 lisser les volumes sur les exercices suivants et de garantir l'atteinte d'un déploiement complet des
 216 compteurs communicants d'ici la fin de l'année 2029.

217 **• Raccordement en basse tension**

218 Il est constaté que les volumes de travaux de raccordement réalisés en 2025 sont inférieurs aux
 219 prévisions. Cette évolution est à mettre en perspective avec la contraction de l'activité du secteur du
 220 bâtiment observée durant l'exercice, laquelle a eu un impact direct sur la demande de nouveaux
 221 raccords.

222 Cependant, l'enveloppe budgétaire dédiée à ces travaux a été dépassée, en raison de la hausse des
 223 prix unitaires constatée en 2025.

224 **• Installation de protection et de RTU dans les sous-stations**

225 En 2025, les volumes de RTU et de protections installées dans les sous-stations ont dépassé les
 226 prévisions. Cela reflète la stratégie d'ORES, qui privilégie l'installation de protections les plus
 227 modernes, telles que la technologie IEC61850, et qui vise le développement de réseaux intelligents,
 228 contrôlables et commandables à distance.

229 **• Poses de câbles pour raccords de types HT et Trans-HT**

230 En 2025, les raccords de type trans-HT (par exemple, pour les éoliennes) ont été inférieurs aux
 231 prévisions, avec seulement 59 km posés sur les 72 km initialement budgétés. Les volumes de poses
 232 trans-HT fluctuent historiquement d'une année à l'autre et les quantités posées en 2025 ont été plus
 233 faibles que prévu, bien qu'en reprise par rapport à 2024. Malgré ce faible niveau d'activité, nous
 234 n'envisageons pas de revoir nos budgets à la baisse pour les années à venir, car ces raccords
 235 demeurent essentiels pour les utilisateurs du réseau.

236 Les volumes de raccords HT en souterrain, quant à eux, ont dépassé les prévisions. Cette
 237 augmentation, combinée à la hausse des prix des poses observée en 2025, a entraîné un dépassement
 238 des budgets initialement alloués.

239 Il convient également de souligner que les dépenses liées aux raccords HT et Trans-HT sont
 240 couvertes par les recettes clientèles.

241

242

243

244 **4. Actualisation des plans en cours (2026)**

245 Conformément aux lignes directrices émises par la CWaPE relatives à l’établissement du plan
246 d’adaptation 2027-2031, ORES a réalisé une actualisation de son budget pour l’année 2026.

247 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 3_Actualisation N

248 **Synthèse de l’actualisation des investissements prévus en 2026 :**

249 Nous observons une augmentation du budget de l’ordre de + 2% par rapport aux prévisions réalisées
250 dans le cadre du plan d’adaptation 2026-2030. Cette évolution est le résultat d’ajustements opérés
251 selon trois axes.

252 1. Mise à jour des prix unitaires

253 Les budgets d’investissements 2026 intègrent une mise à jour des prix unitaires basée sur les prix
254 effectivement observés en 2025. Cette actualisation tient compte des réalisations récentes ainsi que
255 des conditions contractuelles issues des marchés passés en 2025, afin de refléter au mieux la réalité
256 des projets et d’améliorer les estimations budgétaires.

257 2. Mise à jour des plannings et du périmètre des projets

258 Les plannings et les projets situés à l’interface avec le réseau de transport local ont été revus afin
259 d’intégrer l’état de la coordination avec ELIA. Ces travaux sont détaillés plus en profondeur dans la
260 section 6.3.5 *Parallèle avec les investissements Elia*

261 .

262 En complément, le plan de déploiement des compteurs communicants a également été révisé afin
263 d’intégrer la montée en régime du sous-traitant principal, dont la mission a débuté en 2025, et de
264 tenir compte de l’augmentation progressive de sa capacité de réalisation.

265 3. Ajustement des quantités dans une logique de montée en puissance des réalisations

266 Dans une perspective de respect des quantités prévues sur la période tarifaire 2025-2029, et compte
267 tenu des niveaux de réalisation déjà atteints, l’année 2025 se caractérise par une montée en puissance
268 marquée des réalisations de l’entreprise, plus rapide qu’anticipée sur l’horizon tarifaire.

269 Afin de ne pas casser cette dynamique, les quantités prévues pour 2026 ont été calibrées à la hausse,
270 en ligne avec les niveaux attendus en 2027, pour les projets nominatifs et pour les activités techniques
271 sur lesquelles ORES exerce un contrôle des quantités (poses aériennes et souterraines etc.), à
272 l’exclusion des activités hors de contrôle telles que les branchements ou les projets à l’interface Elia.

273 En contrepartie, les quantités prévues pour 2029 ont été adaptées afin de compenser l’augmentation
274 anticipée en 2026 et de respecter globalement les enveloppes de quantités définies pour la période
275 2025-2029, en tenant compte des avancées ou retards constatés par activité technique en 2025. Nous
276 veillerons à mettre à jour les quantités en fonction des réalités 2026 et suivantes.

277

278 **5. Identification des objectifs et perspectives macroéconomiques**

279 Cette section du document reprend l'identification des objectifs et perspectives macro-économiques
280 et pose les bases sous-jacentes de l'une des dimensions des travaux prévus et décrits aux chapitres
281 suivants. Elle correspond aux exigences des lignes directrices de la CWaPE.

282 Le présent plan d'adaptation électricité repose sur un ensemble d'hypothèses macroéconomiques et
283 énergétiques construites à partir de la présentation conjointe d'ELIA et de Fluxys du 5 février 2026¹,
284 ainsi que des documents et tableaux transmis par les GRT pour la Région wallonne, que nous avons
285 déclinés à la maille du gestionnaire de réseau ORES. Il convient de souligner que les modèles d'ELIA et
286 de Fluxys ne reposent pas sur une approche par stocks d'équipements – tels que les véhicules
287 électriques ou les pompes à chaleur – ces variables n'étant pas utilisées directement dans leurs calculs.
288 Leur méthodologie s'appuie principalement sur des répartitions d'énergie et de technologies afin
289 d'estimer les trajectoires d'évolution. Dans ce cadre, ELIA et Fluxys nous ont communiqué leurs
290 valeurs de stocks d'équipements calculées a posteriori, à titre purement informatif, via un traitement
291 interne. À l'inverse, notre approche est de type « bottom-up », partant des stocks d'équipements et
292 des besoins énergétiques associés pour établir les prévisions de flux de puissance. Cette approche
293 permet de géolocaliser les différentes évolutions, élément indispensable pour un GRD afin d'établir
294 un plan d'adaptation. Dans le cadre de cet exercice, un effort de réconciliation entre ces deux
295 approches a été mené ; toutefois, des différences subsistent. À cet égard, lors des consultations
296 publiques sur l'établissement des scénarios ELIA/Fluxys, certaines divergences entre nos estimations
297 et celles proposées initialement par ELIA et Fluxys avaient été mises en évidence par ORES. Des
298 adaptations ont depuis été intégrées par ces derniers, mais des écarts résiduels demeurent. Un trajet
299 est prévu en 2026 pour converger encore davantage, notamment sur l'industrie et le chauffage

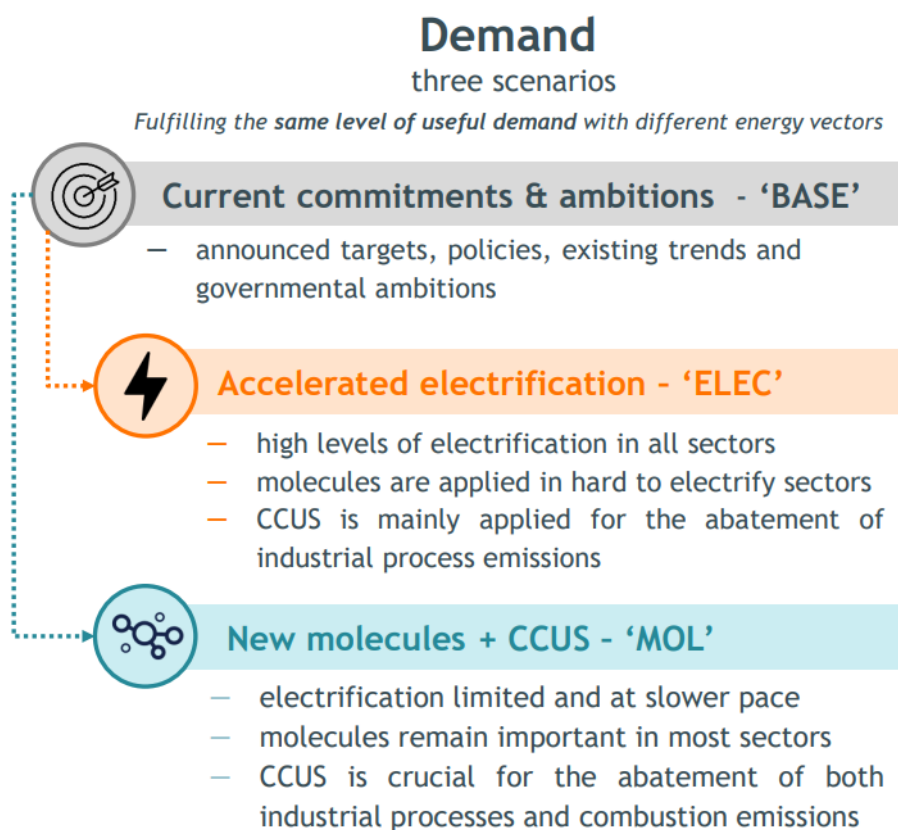
300 **Il est au demeurant important de noter que ce nouveau set d'hypothèses sera introduit dans nos**
301 **études à partir de fin 2026 – début 2027.**

302

¹<https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-belgian-grid/task-force-multi-energy-scenarios/20260205-meeting>

303 **5.1. Evolution globale de la demande d’électricité**

304 ELIA/Fluxys ont étudié plusieurs scénarios tel que décrit à la figure ci-après :



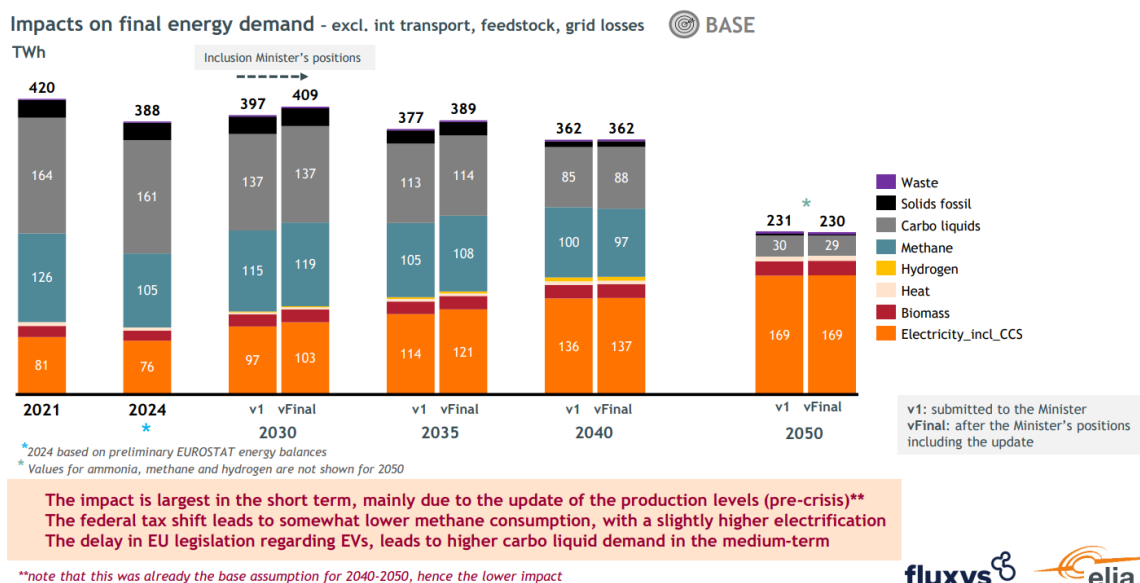
305

306

Figure 1 : Description des scénarios (ELIA & Fluxys).

307 Pour l’établissement de leur plan de développement, c’est le scénario ‘Base’ qui a été sélectionné par
 308 les autorités fédérales à la suite de la consultation publique et aux dernières remarques de M. le
 309 ministre de l’énergie. En termes de besoin en énergie, cela correspond à l’évolution montrée à la figure
 310 suivante.

311



312

313

Figure 2 : Evolution de la demande d’énergie (ELIA & Fluxys).

314 Dans ce scénario « base », l’évolution de la demande d’énergie finale se caractérise par une
 315 transformation progressive du mix énergétique, marquée par une réduction structurelle de la part des
 316 combustibles fossiles au profit de vecteurs énergétiques bas carbone. Cette dynamique est portée par
 317 la poursuite des politiques d’efficacité énergétique, la décarbonation des usages finaux et
 318 l’introduction graduelle de nouvelles technologies dans l’ensemble des secteurs de consommation.

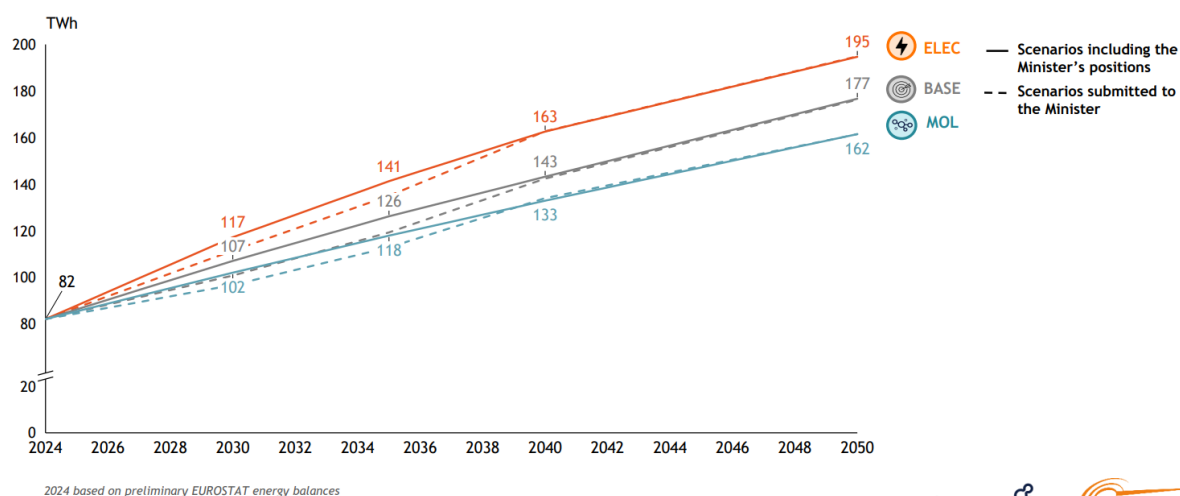
319 La demande énergétique globale n’évolue pas de manière uniforme : les gains d’efficacité et les
 320 substitutions technologiques viennent en partie compenser la croissance des besoins induite par
 321 l’électrification des usages et l’émergence de nouvelles demandes énergétiques.

322 Un élément central du scénario « base » réside dans le renforcement du rôle de l’électricité comme
 323 vecteur clé de la transition énergétique. L’électrification progressive des usages, notamment dans le
 324 chauffage des bâtiments, la mobilité et certains segments industriels, conduit à une augmentation
 325 structurelle de la demande d’électricité par rapport à la situation actuelle.

326 Cette évolution, illustrée à la figure suivante, est considérée comme un pilier de la décarbonation du
 327 système énergétique, mais elle s’accompagne également de nouveaux enjeux pour le système
 328 électrique.

Electricity demand

Including grid losses and CCS, excluding electrolyzers



329

330

Figure 3 : Evolution de la demande d’électricité (ELIA & Fluxys).

331 Dans le scénario « base », la croissance de la demande d’électricité est appréhendée au moyen d’une
 332 approche top-down, fondée sur des répartitions sectorielles et technologiques de la consommation
 333 d’énergie. Cette méthodologie permet d’identifier plusieurs tendances structurantes :

- 334 ▪ Une augmentation progressive de la consommation électrique liée à l’électrification des
 335 usages thermiques et de la mobilité ;
- 336 ▪ Une évolution des profils de charge, avec une accentuation de la saisonnalité et une sensibilité
 337 accrue aux conditions climatiques, conséquences directes du glissement vers l’électricité des
 338 besoins de chaleur ;
- 339 ▪ Une variabilité croissante des flux électriques, en lien avec l’intégration massive de production
 340 renouvelable et l’apparition de nouveaux usages potentiellement flexibles.

341 Néanmoins, en ce qui concerne la détermination du plan d’adaptation pour ORES, les résultats issus
 342 du scénario « base » doivent être interprétés comme des tendances générales et des ordres de
 343 grandeur. Leur déclinaison à des échelles plus fines, telles que le niveau régional ou celui des
 344 gestionnaires de réseaux de distribution, nécessite des travaux complémentaires permettant
 345 d’intégrer les spécificités locales et des approches méthodologiques adaptées. Cette étape de
 346 transposition au niveau local en coordination entre les gestionnaires de réseau est bien prévue au sein
 347 de l’initiative fédérale LRIO ainsi que lors des réunions bilatérales prévues avec ELIA.

348 L’initiative LRIO (Local Redistribution of Injections and Offtakes) d’ELIA vise à développer, en
 349 concertation avec les parties prenantes, dont les GRD, des méthodologies permettant de redistribuer
 350 localement les objectifs nationaux ou régionaux de production, de consommation et de stockage
 351 d’électricité.

352 La Task Force LRIO constitue ainsi un cadre consultatif pour co-construire ces méthodes de répartition
 353 territoriale, utilisées dans les études de développement du réseau.

354 Tandis que les réunions bilatérales prévues avec ELIA concernent plus spécifiquement les échanges
 355 entre les résultats Top-Down et Bottom-Up (réunion Forecast) et les conséquences à l’interface entre

356 nos réseaux. A ce titre, ELIA a développé une méthodologie **Identification of System Needs (IoSN)**
 357 pour intégrer l’ensemble des hypothèses.

358 Toutefois, compte tenu du stade actuel des travaux d’alignement tant LRIO (qui a commencé en 2025
 359 pour les charges au niveau fédéral) que des réunions IoSN (réunion mars/avril 2026) et Forecast
 360 (réunion de mai 2026), nous ne pouvons pas directement intégrer ces résultats dans ce plan
 361 d’adaptation qui fait l’objet de la consultation publique.

362 Dans les chapitres suivants, nous allons parcourir nos hypothèses pour les différentes grandes
 363 catégories d’évolution des flux de puissance sur nos réseaux (mobilité électrique, chaleur,
 364 électrification de l’industrie ...). Ces valeurs sont des estimations techniques destinées à la
 365 planification réseau ; elles ne constituent pas des objectifs réglementaires et doivent être lues comme
 366 telles.

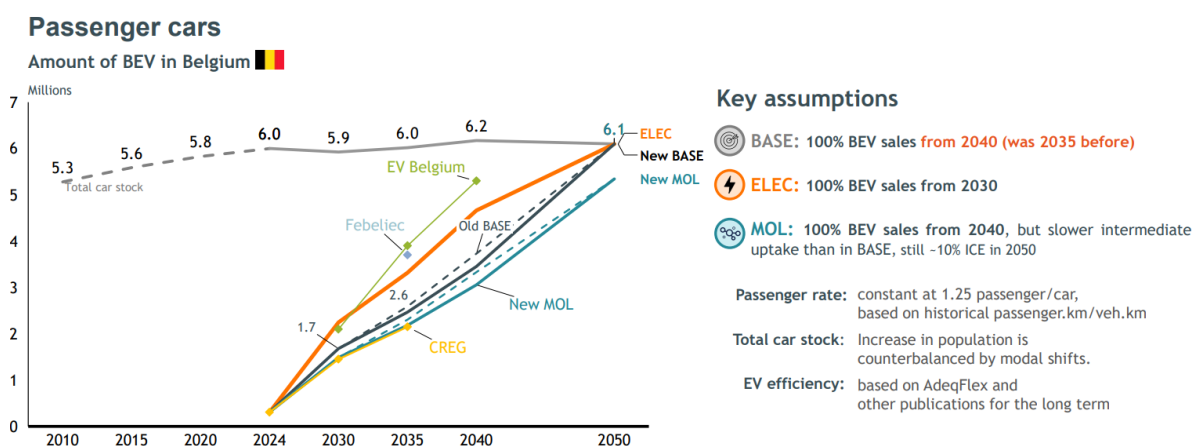
367 5.2. Identification et quantification des (nouveaux) usages

368 5.2.1. Mobilité électrique

369 Nous nous focalisons sur l’évolution du parc de Véhicules électriques (VE) pour particuliers.

370 Dans le contexte de la transition énergétique, pouvoir estimer le nombre de véhicules à l’horizon 2030
 371 et 2050 est un réel défi. En effet, la vision des Autorités évolue et les objectifs fixés de transition du
 372 moteur thermique vers une mobilité électrique ne sont pas actuellement rencontrés.

373 Au niveau du scénario de référence (« Base ») Fluxys/ELIA, la tendance finale est bien le remplacement
 374 de l’ensemble du parc de véhicule par des voiture électrique d’ici 2050. La trajectoire est cependant
 375 adaptée avec un léger ralentissement entre 2030 et 2035 comme le montre la figure ci-après.



376

377 *Figure 4: Evolution du parc de voiture électrique au niveau fédéral (extrait présentation Energy Scenario FLUXYS/Elia).*

378 Dans le contexte qui est le nôtre, nous nous focaliserons uniquement sur les véhicules qui peuvent se
 379 charger sur le réseau, à savoir les voitures sur batteries (BEV) et les PlugIn Hybrides (PHEV).

380 Nous aborderons également les hypothèses de puissance de bornes de chargement à domicile et
 381 d’énergie moyenne par véhicule.

382 Il est d’abord intéressant de voir l’évolution du parc de véhicules électriques PHEV et BEV que nous
383 avons ramenée à l’échelle d’ORES².

Année	PHEV	BEV
2019	9.073	4.057
2020	15.670	6.905
2021	25.811	11.406
2022	38.971	19.578
2023	60.646	39.794
2024	70.929	66.562

384 *Tableau 1 : Véhicules électriques ramenés à l’échelle d’ORES.*

385 L’évolution vers l’électrification reste très marquée en Belgique. En 2025, près de 73 % des nouvelles
386 voitures particulières immatriculées étaient hybrides ou 100 % électriques, contre seulement 7,9 %
387 en 2019, confirmant une progression structurelle et rapide de la transition du parc.

388 Cette dynamique est principalement portée par les flottes professionnelles, qui représentaient 65 %
389 des immatriculations hybrides et électriques en 2024, les particuliers comptant pour les 35 % restants.
390 Pour les seules voitures 100 % électriques, cette domination est encore plus forte : en 2024, près de
391 9 BEV sur 10 (127.790 sur 144.224) étaient immatriculées au nom d’entreprises.

392 En parallèle, le marché global a continué de se contracter : avec 422.724 immatriculations en 2025,
393 les voitures particulières affichent une baisse de -7,4 % sur un an, confirmant le ralentissement
394 structurel observé depuis plusieurs années.

395 L’électrification reste néanmoins le moteur principal du marché : la part du diesel ne représente plus
396 que 3,5 % des nouvelles immatriculations en 2025, tandis que les motorisations essence affichent une
397 tendance générale au recul également au profit des technologies hybrides et électrique.

398 Les PHEV — qui étaient auparavant en croissance dans les flottes professionnelles — montrent
399 désormais un essoufflement, probablement lié :

- 400 ▪ À la fin progressive des incitants fiscaux pour les entreprises,
- 401 ▪ À une transition plus directe vers les BEV,
- 402 ▪ Et à un regain d’intérêt ponctuel pour les motorisations essence dans un marché 2026
403 globalement en recul.

404

² Sources FEBIAC : sachant que La Wallonie représente 30% de la Belgique et, ORES représente 72,61% de la Wallonie. Les chiffres 2025 seront publiés par la FEBIAC en mai 2026.

405 Sur base des données transmises par Fluxys/ELIA au niveau fédéral et en utilisant la clé de répartition
 406 expliquée précédemment, nous pouvons déduire le tableau d’évolution suivant:

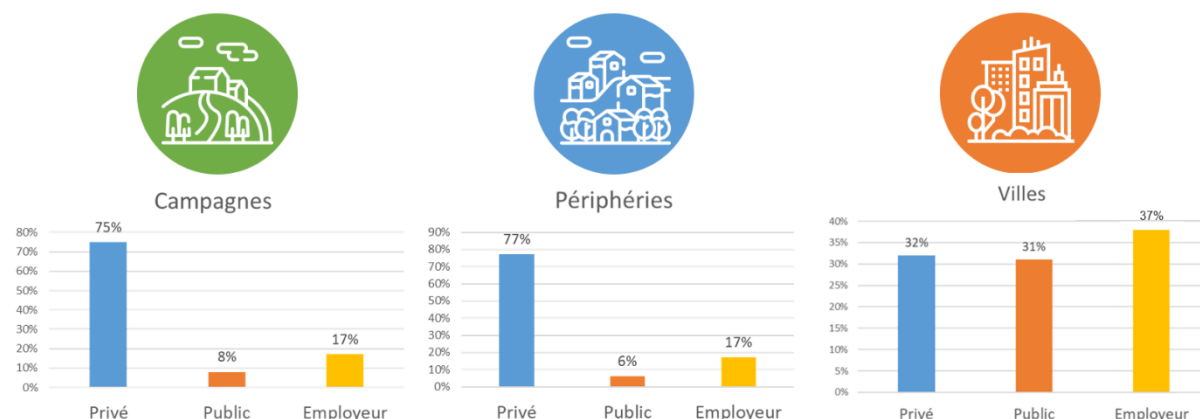
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Flotte BEV	66.562	116.668	166.775	216.881	266.987	317.094	367.200	401.760	436.320	470.880	505.440	540.000
Flotte PHEV	70.929	69.908	68.886	67.865	66.843	65.822	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800
Total	137.492	186.576	235.661	284.746	333.831	382.915	432.000	466.560	501.120	535.680	570.240	604.800

407 *Tableau 2 : Prévisions estimées des véhicules électriques.*

408 Par rapport au plan d’adaptation précédent, cela correspond à un léger ralentissement.

409 L’important pour ORES est de comprendre l’impact de ces véhicules sur son réseau.

410 Il convient d’abord de constater que le chargement de ces véhicules se réalise principalement au
 411 domicile du conducteur principal³ comme le montre la figure suivante.



412 *Figure 5 : Répartition des événements de chargement de voiture électrique.*

413 Pour déterminer l’impact de ces chargements sur le réseau, il convient de connaître la puissance
 414 moyenne de la borne de chargement privée. En ce qui concerne les PHEV, nous considérons une
 415 puissance de 3.7 kW qui correspond au maximum que peut supporter bon nombre de ces modèles.

416 Pour ce qui est des BEV, nous prenons en compte les notifications des clients (normalement
 417 obligatoire).

³ 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

418 A ce jour, nous avons reçu 22003 déclarations de bornes de chargement de particulier. De manière
 419 assez surprenante, beaucoup de clients annoncent une puissance supérieure à 11 kW (plus de 40 %).

420 Or, nous savons que tous les clients n’ont pas un raccordement capable de donner une puissance
 421 supérieure à 11 kW. Nous avons donc corrigé cette puissance avec la puissance contractuelle. Pour
 422 les clients ayant notifié des puissances de 22 kW, la formule de correction choisit la valeur la plus
 423 proche de la puissance contractuelle, sans la dépasser :

- 424 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 22 kVA, on choisit 22 kW.
- 425 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 14 kVA, on choisit 11 kW.
- 426 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 10 kVA, on choisit 7,4 kW.
- 427 ▪ Si la puissance contractuelle est < 10 kVA, on choisit 3,7 kW.

428 Nous réalisons la même opération pour les clients ayant annoncés une puissance de 11 kW :

- 429 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 22 kVA, on choisit 11 kW.
- 430 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 14 kVA, on choisit 11 kW.
- 431 ▪ Si la puissance contractuelle est ≥ 10 kVA, on choisit 7,4 kW.
- 432 ▪ Si la puissance contractuelle est < 10 kVA, on choisit 3,7 kW.

433 Le tableau ci-après donne la répartition corrigée :

Puissance bornes	Nombre clients	En %
3,7	4785	21,75%
7,4	8335	37,88%
11	5329	24,22%
22	3554	16,15%
Total général	22003	100,00%
Moyenne		9.8 kVA

434 *Tableau 3 : Répartition des clients par puissance des bornes de recharge.*

435 La moyenne pondérée des bornes est estimée à 9.8 kW/VE, un niveau plus élevé qu’attendu à la
 436 suite de l’introduction d’une tempérance dans les tarifs non-périodiques

437 En combinant avec les données d’évolution du parc et par type de véhicule, nous pouvons calculer la
 438 puissance moyenne.

Type	Puissance	Nombre	Proportion
BEV	9,8	540.000	89,3%
PHEV	3,7	64.800	10,7%
Moyenne pondérée	9.2	kW/VE	

439 *Tableau 4 : Calcul de la puissance moyenne d’une borne de recharge.*

440

441

442 A cause d'une part plus important des BEV, cette moyenne pondérée est sensiblement supérieure à
443 celle prise lors du plan d'adaptation précédent (9.2 vs 7.5 kW/VE)

444 Toutes les bornes de chargement ne fonctionnent pas en même temps. Il existe un coefficient de
445 foisonnement⁴ qui est fonction du nombre de clients et donc de véhicules. Nous devons donc tenir
446 compte de cela pour chaque élément du réseau.

447 Ainsi, pour le réseau Basse Tension, en fonction du type de topologie urbanistique (campagnes,
448 périphéries et villes), ce coefficient est compris entre 76% et 89%. Cela signifie que chaque point de
449 chargement présent dans une habitation selon le type de topologie (rural, urbain, et périphérie)
450 concourt à 7.0 à 8.2 kW au moment de la pointe de consommation du soir, pointe qui est l'élément
451 dimensionnant pour le câble basse tension. Au niveau du réseau Haute Tension, le taux moyen retenu
452 est de 2.2 kW/VE.

453 Les coefficients de foisonnement cité ci-dessus sont ceux d'un chargement basé sur les profils Simple
454 Tarif (ST) & Double Tarif (DT) du client, c'est-à-dire sans modification de leur comportement actuel.
455 Comme le tarif « impact » a été mis en application en début 2026, nous manquons de recul pour
456 appréhender quelle en sera l'adoption locale réelle par nos clients ni l'impact réel sur les pointes sur
457 les câbles et lignes HT et sur le réseau BT. Au 31/3/2026, nous recensons 740 clients qui ont opté pour
458 ce tarif. Nous sommes conscients que, pour ces équipements, cela nous place ici dans une fourchette
459 haute de l'impact des VE sur les réseaux, mais comme nous le verrons plus loin, d'autres hypothèses
460 prises vont dans l'autre sens (sur l'industrie notamment).

461 Enfin, pour l'interface entre GRT et GRD, considérant qu'à ce niveau du réseau, l'hypothèse de profils
462 uniquement ST & DT n'est plus valide, nous avons réalisé des scénarios en tenant compte de la
463 cohabitation des différents tarifs. Nous avons calculé que la contribution moyenne de la pointe des
464 VE au niveau du réseau de transport passe à 0.89 kW/VE (au lieu de de 1.08 kW/VE) si 20% des clients
465 avec VE optent pour le tarif impact et adapte leur comportement en adéquation. Cette diminution de
466 la contribution à la pointe est également appelée dans la littérature Flexibilité implicite.

467 L'évolution du déploiement des infrastructures de recharge rapide pour véhicules électriques
468 constitue un autre facteur d'incertitude majeur pour l'anticipation des besoins en capacité sur les
469 réseaux électriques, en particulier aux niveaux haute tension et l'accès à la puissance à l'interface avec
470 le réseau de transport.

471 Un premier axe structurant concerne les projets de recharge rapide situés sur les aires autoroutières
472 wallonnes, dont la gestion relève de la SOFICO. À ce stade, 17 demandes de raccordement ont été
473 identifiées, portant sur des puissances unitaires de l'ordre de 10 MVA par site. Ces projets visent tant
474 la recharge des véhicules particuliers que celle des poids lourds et présentent, par leur localisation et
475 leur niveau de puissance, un impact significatif et concentré sur le réseau. Leur caractère planifié et
476 institutionnel permet toutefois une certaine visibilité à moyen terme.

477 En parallèle, ORES fait face à un nombre croissant de demandes de raccordement émanant
478 d'investisseurs privés (tels que FastNed, TotalEnergies, IONITY, Shell, Allego, etc.) mais aussi des
479 raccordements auprès de surface commerciale, réparties sur l'ensemble du territoire. Ces projets, très
480 nombreux (plus de 110 demandes avec 640 kVA en moyenne par demande), présentent un degré

⁴ Coefficient utilisé pour dimensionner une installation électrique basée sur les utilisations simultanées ou concomitantes.

481 d'incertitude élevé tant en termes de concrétisation que de calendrier. Par ailleurs, une part de ces
482 initiatives peut entrer en concurrence directe, totale ou partielle, avec les projets portés par la SOFICO,
483 rendant plus complexe l'évaluation d'un besoin net et consolidé en puissance.

484 Enfin, les usages professionnels spécifiques — recharge de flottes de camions, de bus ou de véhicules
485 logistiques — génèrent des demandes ponctuelles, fortement localisées et difficilement prévisibles
486 sur le long terme. Ces projets dépendent étroitement de décisions d'investissement individuelles, de
487 l'évolution des modèles d'affaires et des politiques de mobilité, ce qui limite leur intégration dans une
488 planification classique fondée sur des tendances macroéconomiques.

489 Dans ce contexte, le Plan d'adaptation intègre ces différentes catégories de besoins selon des
490 hypothèses prudentes, en distinguant les projets identifiés et structurants des signaux de marché plus
491 diffus, tout en soulignant la nécessité d'un suivi continu et d'une capacité d'adaptation des
492 investissements réseau.

493 Pour ce qui concerne les bornes de recharge accessibles au public, comme largement relayé par la
494 presse au printemps 2026, le Gouvernement wallon en partenariat avec les agences de
495 développement territorial a attribué un marché de concession de services portant sur le déploiement
496 de ces bornes. Ce marché vise l'installation progressive d'environ 1 650 bornes réparties sur
497 l'ensemble du territoire wallon, avec pour objectif de renforcer le maillage et l'accessibilité des
498 infrastructures de recharge, tant en zones urbaines que rurales. L'opérateur retenu est chargé de
499 l'installation, de l'exploitation et de la maintenance des équipements, en coordination avec les
500 communes et les agences de développement territorial. Les demandes de raccordement liées à ces
501 infrastructures, ainsi que les éventuelles adaptations du réseau de distribution qu'elles impliquent,
502 sont traitées par le gestionnaire de réseau de distribution selon les processus standards en vigueur.

503 **5.2.2. Chaleur**

504 Dans ce chapitre, nous nous focalisons sur la chaleur pour le B2C et plus particulièrement pour les
505 clients résidentiels. Dans le scénario 'base', la part d'énergie nécessaire à l'air conditionné est
506 négligeable (145 kWh/an / logement) de même que celle pour la cuisine (314 kWh/an /logement tout
507 vecteur inclus). Dès lors, dans le cadre de ce plan d'adaptation qui est orienté « demande de puissance
508 électrique », nous les négligeons également.

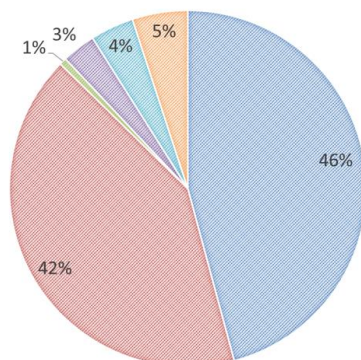
509 Nous allons reconstruire les chiffres de stock d'équipement pour ORES en ne considérant que
510 l'élément de chauffage principal. Les unités d'appoint comme le feu ouvert ou le petit radiateur
511 électrique ne sont pas considérés dans notre approche.

512 **5.2.2.1. Situation initiale**

513 Les sources publiques ne donnent pas de chiffre consolidé unique et officiel du parc des appareils par
514 vecteurs énergétique de chaleur et en particulier du parc de pompes à chaleur (PàC) en Wallonie. Sur
515 base de données sectorielles, du SPW énergie et du travail réalisé en Synergrid au sein du GT Heating
516 and Cooling, il est raisonnable de considérer que la répartition actuelle des logements en Wallonie est
517 comme présenté ci-après:

ESTIMATION DU NOMBRE D'UNITÉ DE LOGEMENTS
PAR VECTEUR

■ Gasoil ■ Gaz naturel ■ Charbon ■ Butane / Propane ■ Bois ■ Electricité



518

519

Figure 6 : Répartition des logements par vecteur énergétique.

520 Pour ORES et à la fin de 2025, en considérant une équivalence EAN résidentiel = unité de logement et
521 en tenant compte du nombre de clients raccordés au réseau de gaz, la répartition peut être estimée
522 comme suit⁵ :

EAN ORES	1.283.699	
EAN GAZ ORES	506.311	
EAN ORES NON-GAZ	777.388	
%Mazout	78,00%	606.363
%PàC	10,00%	77.739
% Réseau de chaleur	0,10%	777
%Autre	11,90%	92.509

523

Tableau 5 : Répartition des clients résidentiels par vecteurs énergétique de chaleur.

524 Il est à noter que cette estimation est 1) du même ordre de grandeur de la valeur de stock de PàC
525 que nous pouvons déduire du scénario 'Base' (de l'ordre de 90 000 PàC) et 2) fort proche de celle
526 annoncée lors du plan d'adaptation précédent (79.508).

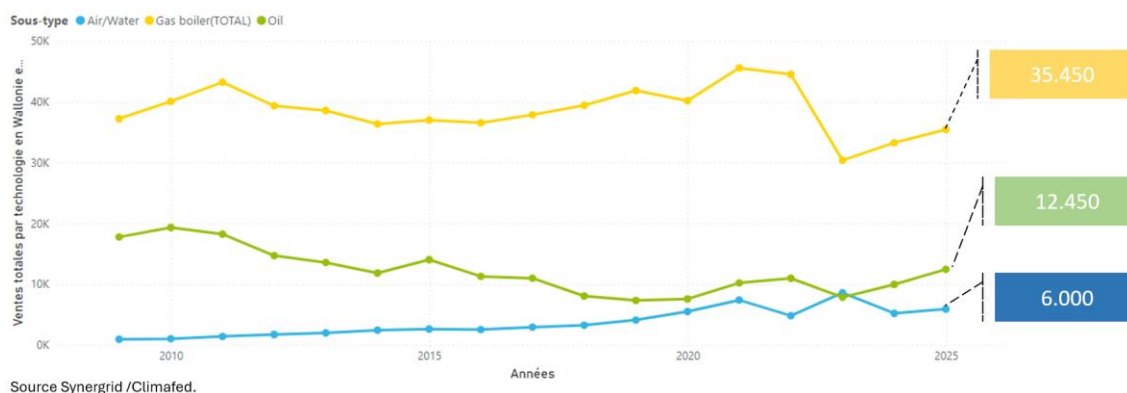
527 Un point intéressant à mentionner est l'évolution des ventes des différents équipements de
528 chauffage principal pour la Wallonie (source Synergrid et Climafed) comme montré à la figure
529 suivante.

⁵ La valeur pour le réseau de chaleur est à considérer pour mémoire et ne correspond pas à un réel inventaire (dont nous ne disposons pas en source ouverte). La quote-part « Autre » recouvre la biomasse, la butane/propane, le chauffage électrique direct et le charbon.

Evolution des ventes par technologie en Wallonie



Ventes totales par technologie en Wallonie en fonction des années



530

531

Figure 7 : Evolution des ventes d’appareil de chauffage principal.

532 On peut y voir que le nombre de PàC progresse (mais est encore largement inférieur aux autres
 533 technologies) et que les chaudières mazout recule (et ne devrait plus concerner que le marché de
 534 remplacement après 2026). Si les ventes de chaudière gaz ont connu une chute drastique
 535 (probablement liée aux évolutions du prix du gaz à la suite de l’agression de l’Ukraine par la
 536 fédération de Russie), les ventes ont retrouvé un niveau fort proche de la moyenne historique.

537 5.2.2.2. Evolution du mix énergétique de la chaleur

538 L’évolution du mix énergétique de la chaleur constitue un déterminant majeur de la demande
 539 électrique future sur le réseau de distribution. En effet, les pompes à chaleur apparaissent comme
 540 une technologie clé de substitution aux chaudières fossiles comme le montre les éléments suivants
 541 établis par le PACE 2030 et le cadre réglementaire wallon :

- 542 • Sortie progressive du mazout et du charbon :
 - 543 ○ Interdiction dans les bâtiments neufs à partir de 2026,
 - 544 ○ Interdiction progressive du remplacement dans l’existant, avec une échéance
 - 545 généralisée à l’horizon 2031 (hors exceptions).
- 546 • Rénovation énergétique du parc résidentiel, avec un objectif de montée progressive des labels
- 547 PEB et une électrification accrue des usages thermiques.
- 548 • Doublement des énergies renouvelables d’ici 2030, la chaleur renouvelable (dont les PAC)
- 549 jouant un rôle central dans le secteur du bâtiment.
- 550 • Le tax-shift qui permet de réduire le taux de TVA des pompes à chaleur, de réduire les accises
- 551 sur l’électricité... .

552 Ces orientations impliquent mécaniquement une accélération du déploiement des pompes à chaleur,
 553 en particulier dans le résidentiel individuel et collectif.

554 Il est toutefois à noter que le gouvernement wallon n’a encore rien tranché pour les chaudières au gaz
 555 naturel. Toutefois, en réaction à la demande de M. le ministre fédéral de l’énergie, ELIA et Fluxys ont

556 considéré qu'il y aurait un bannissement total des chaudières gaz à l'horizon 2040, impliquant à partir
 557 de 2040, un glissement massif vers les pompes à chaleur. En outre, dans le scénario retenu, ELIA et
 558 Fluxys considèrent qu'une part importante des chaudières gaz va évoluer vers un système hybride où
 559 la chaudière gaz est combinée à une pompe à chaleur air/air. La chaudière gaz délivrerait 80% de la
 560 chaleur et la PàC le complément. Compte tenu du périmètre du présent document, nous ne tiendrons
 561 pas compte de la puissance électrique appelé par ces PàC complémentaires. Ces systèmes hybrides
 562 seront comptabilisés comme « Gaz ».

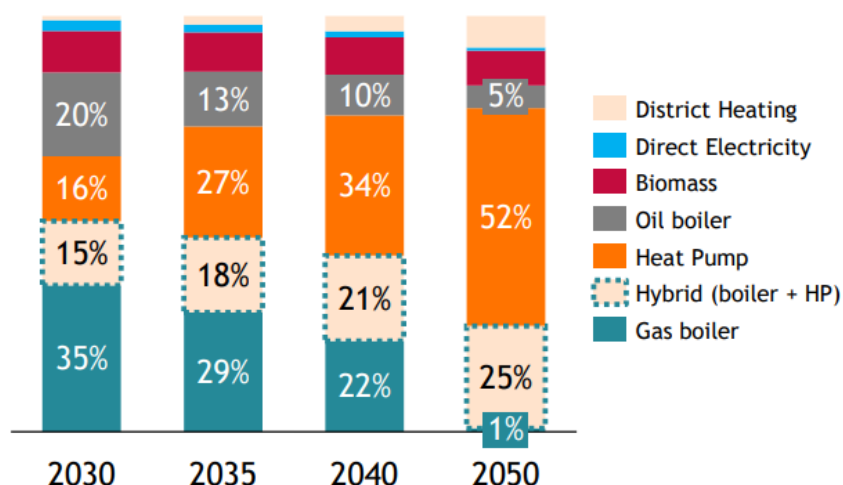
563 Considérant l'ensemble de ces hypothèses, et en utilisant les répartitions par technologies transmises
 564 par Elia et Fluxys à titre informatif⁶, nous avons établi l'évolution suivante pour ORES :

	2025	2030	2035
Gaz (naturel et biométhane)	506.311	506.311	455.860
Mazout	606.363	462.190	321.058
PàC	77.739	181.471	309.651
Réseau de chaleur	777	7.354	20.737
Autres (biomasse, ...)	92.509	126.373	176.393

Tableau 6 : Prévisions d'évolution du mix énergétique de la chaleur.

565

566 Ces chiffres sont par ailleurs cohérents avec ceux du scénario de référence Fluxys/ELIA tel que montré
 567 à la figure suivante :



568

569 Tableau 7 : Répartition en énergie finale des différents vecteurs de chaleur (extrait présentation Energy Scénario
 570 Fluxys/ELIA).

571 Il est à noter que l'évolution de la part 'Autres' est croissante. Cela correspond en réalité à l'inconnue
 572 sur les clients à ce jour en mazout qui pourraient soit évoluer le réseau de chaleur (p.ex. en géothermie
 573 qui est peu valorisée actuellement) ou vers le gaz. Pour ce dernier, plus de 160.000 clients ORES qui
 574 sont aujourd'hui au mazout sont directement raccordables au réseau de gaz. Dans les exercices LRIO
 575 et les rencontres bilatérales avec ELIA et Fluxys nous devons clarifier ces points.

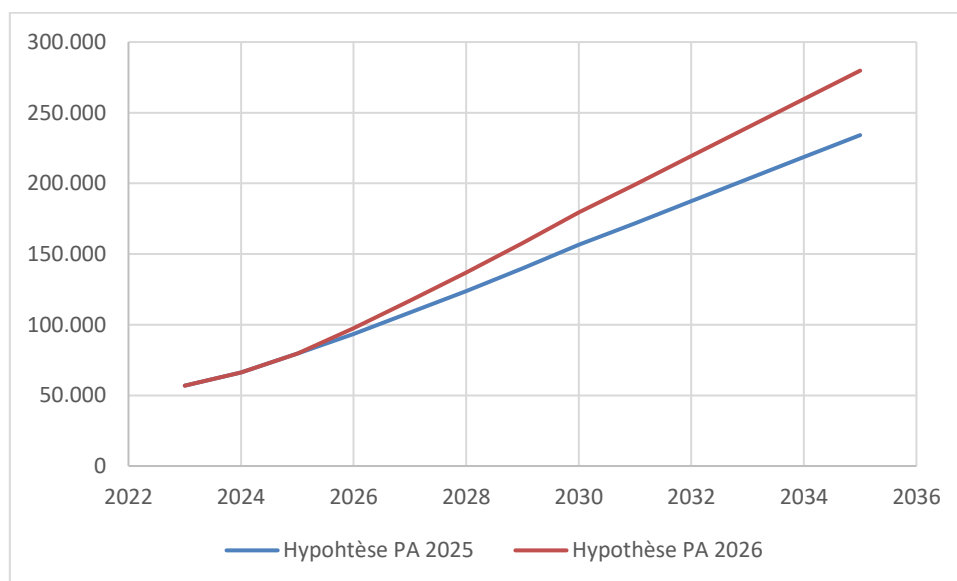
⁶ Pour 2030, nous avons une différence à la situation de départ de 5% sur la répartition des clients qui se chaufferaient au gaz en 2025 (soit 34% dans le scénario 'base' ELIA/Fluxys et 39% pour les estimations ORES). Dès lors nous avons opté pour conserver le même taux en 2030 pour ensuite suivre l'évolution estimée dans le scénario 'base'.

576 Nous pouvons également remarquer la forte croissance des pompes à chaleur qui était attendue. Cela
 577 signifie que sur la Wallonie (ORES représentant 70% du territoire), il faudrait vendre en moyenne
 578 30.000 PàC/an entre 2026 et 2030 et 35.000 PàC/an entre 2030 et 2035, soit une multiplication par 5
 579 des ventes actuelles.

580 Dans la prochaine section, nous allons présenter l’impact des PàC à différents niveaux du réseau.

581 **5.2.2.3. Pompes à chaleur**

582 A titre de comparaison, le graphique suivant montre la différence en nombre de Pompe à chaleur
 583 entre les hypothèses du PA précédent et celui-ci.



584

585 *Figure 8 : Comparaison du nombre de PàC entre les PA 2025 et PA 2026.*

586 Pour la détermination des puissances à prendre en compte, nous avons utilisé les données de
 587 l’UCLouvain provenant des différents constructeurs sur le marché et correspondant au nombre de
 588 pompes à chaleur vendues/installées entre 2012 et 2022. Elles sont réparties en fonction de leur
 589 technologie mais également de leur puissance. En partant de ces données, on obtient le tableau 8 de
 590 la puissance thermique.

Technologies	Gamme de Puissance (kW)	Puissance Moyenne (kW)	Nombre 2022	Répartition
AW - Monobloc	< 7 kW	4,49	1791	6,04%
AW - Monobloc	7 - 17 kW	10,91	3483	11,74%
AW - Monobloc	> 17 kW	26,49	336	1,13%
AW - Split	< 7 kW	4,49	8508	28,67%
AW - Split	7 - 17 kW	10,91	9519	32,08%
AW - Split	>17 kW	26,49	117	0,39%
WW	< 7 kW	4,49	2963	9,98%
WW	7 - 17 kW	10,91	2689	9,06%
WW	> 17 kW	26,49	270	0,91%
Total		8,42	29676	

591

Tableau 8 : Technologies de pompes à chaleurs et caractéristiques.

592 Or, une pompe à chaleur permet de convertir les calories contenues dans l’air en calories utiles pour
 593 le besoin du client. Cette conversion s’effectue sous un certain rendement appelée le coefficient de
 594 performance énergétique (COP). Sur base de mesures réalisées par gaz.be, lorsque la température
 595 extérieure est inférieure à -5°C, le COP est compris entre 1,2 et 1,4. Nous avons donc considéré que la
 596 puissance électrique d’une PàC au moment de la pointe hivernale est de 5,33 kW électrique.

597 Comme expliqué pour les véhicules électriques, nous devons également tenir compte d’un coefficient
 598 de foisonnement correspond à la contribution à la pointe spécifique aux PàCs pour chaque
 599 équipement du réseau. Ceux-ci sont repris au tableau suivant :

Eléments du réseau	kW/PàC
Réseau BT	5,33
Réseau HT	1,70
Interface GRT	0,50

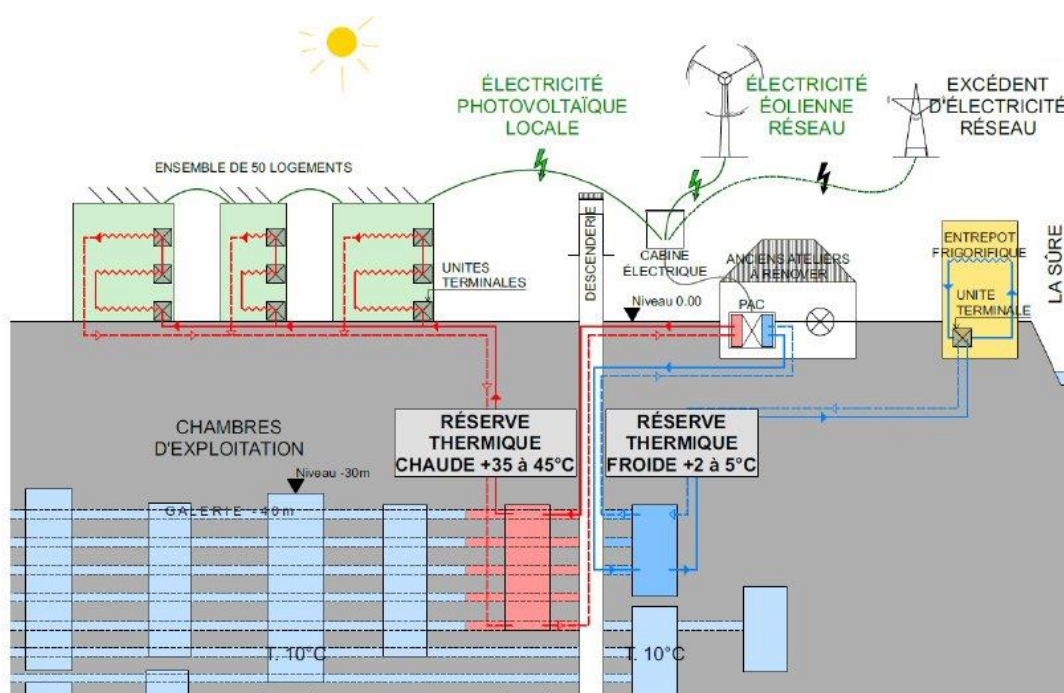
600 *Tableau 9 : Puissance moyenne par pompe à chaleur - foisonnement.*

601 Nous y reviendrons au chapitre suivant lorsque nous expliquerons l’articulation entre ces valeurs, les
 602 règles de conception du réseau BT, et la priorisation des investissements.

603 **5.2.2.4. Réseaux de chaleur**

604 En application des lignes directrices et de la Directive (UE) 2018/2001 modifiée par la Directive (UE)
 605 2023/243 article 24 §8, nous avons cherché à identifier le potentiel des réseaux de chaleur en matière
 606 de fourniture d’énergie d’équilibrage et d’autres services au réseau.

607 A cette fin nous avons introduit en 2023 une demande de subside (Plan de Relance de la Wallonie
 608 2022) pour la réalisation d’un réseau de chaleur à petite échelle sur la commune de Martelange (projet
 609 dénommé HERACLES) avec Wingest et Karno comme partenaires. Le potentiel de ce réseau pour les
 610 arbitrages et services au réseau faisait partie de la phase 4 (la construction du réseau étant la phase
 611 3). Le schéma de principe est repris à la figure suivante.



612
 613 *Figure 9 : Illustration d’un réseau de chaleur.*

614 Malheureusement, ce projet n'a pas été retenu.

615 D'autre part, nous n'avons reçu aucune demande de participation d'un réseau de chaleur aux services
616 d'énergie d'équilibrage.

617 **5.2.3. Electrification des industries**

618 Dans le cadre de la task force plan de puissance, plus de 400 clients industriels ont été rencontrés.
619 L'objectif visé était double :

- 620 - Les sensibiliser à bien anticiper leur demande de puissance dans un contexte de
621 congestion.
- 622 - Récolter des éléments utiles pour anticiper les besoins de l'industrie à l'horizon de 5 à 10
623 ans.

624 Sur ce dernier point, force est de constater qu'au-delà de 2 ans, il est difficile pour les industriels de
625 se projeter dans un contexte énergétique fluctuant. Le travail va se poursuivre. En attendant des
626 chiffres plus fiables, nous maintenons l'intégration des dossiers intégrés dans les processus CAPAC
627 (temps court) et un pourcentage de croissance sur le PIB pour le temps long.

628 Nous nous focalisons donc ici sur les industries ayant une demande de puissance conduisant au
629 raccordement sur le réseau HT. Dans le Plan d'Adaptation, nous intégrons les demandes d'études pour
630 des nouveaux raccordements :

631 1) Clients de plus de 5 MVA (Trans HT) ayant fait une demande d'étude

632 Pour ceux-ci, les points suivants doivent être listés :

- 633 • Puissance
- 634 • Calendrier

635 2) Charge ponctuelle comprise entre 250 kVA et 5 MVA :

- 636 • Clients HT ayant fait une demande
- 637 • Zoning en prenant la puissance estimée de 60kVA/ha (sauf information contraire de
638 l'agence de développement territoriale)
- 639 • Immeuble de bureau en prenant la puissance estimée de 0.3kVA/m²
- 640 • Zone de reconversion (PME habitat) en prenant la puissance estimée de 100kVA/ha

641 Il convient également de tenir compte de l'évolution de la consommation électrique de ces industries
642 dans un contexte d'électrification croissante de leurs besoins.

643 Même s'il est nécessaire de garder une certaine prudence vu les changements de paradigmes auxquels
644 nous assistons, il existe une corrélation entre l'évolution du PIB et la consommation d'énergie⁷.

645 La référence citée propose d'après ses études statistiques une relation « 1 point de PIB correspond à
646 0.75 point de croissance de la demande en énergie » pour la Belgique.

⁷ Saboori, B., Sapri, M., & bin Baba, M. (2014). Economic growth, energy consumption and CO2 emissions in OECD (Organization for Economic Co-operation and Development)'s transport sector: A fully modified bi-directional relationship approach. *Energy*, 66, 150-161

647 Le bureau fédéral du plan (BFP) constatait dans son analyse⁸ que « la politique commerciale erratique
648 du gouvernement américain, qui annonce ou annule tour à tour des droits de douane plus élevés, rend
649 particulièrement compliqué l’établissement d’un scénario international ».

650 Il est donc particulièrement hasardeux de se lancer dans des projections sur l’évolution de la
651 consommation. En outre, comme expliqué par le BFP et repris dans le Plan d’adaptation précédent :
652 « L’efficacité énergétique (...) est un pilier essentiel de la politique climatique que doit mener une
653 Belgique énergivore. En 2030, la consommation d’énergie primaire aura baissé de 30% (32 à 34%) par
654 rapport à 2005. La marge de manœuvre dans l’industrie est relativement limitée puisque l’efficacité
655 énergétique est d’ores et déjà une priorité des industries grandes consommatrices d’énergie. Les
656 coûts énergétiques (dont l’achat de droits d’émission) poussent à investir dans des technologies à haut
657 rendement énergétique et à faibles émissions de carbone. » Ce constat est encore repris dans le
658 rapport du bureau fédéral du 20 mars 2025.⁹

659 Sur la base des publications du BFP, la croissance annuelle du PIB belge est attendue autour de 1,1–
660 1,2 % en 2025–2026, puis se stabiliserait à un rythme proche de 1 % par an à moyen et long terme.
661 Au-delà de 2030, aucune trajectoire annuelle n’est explicitement publiée, mais les analyses de
662 croissance potentielle convergent vers un ordre de grandeur d’environ 1 % par an

663 Dans nos études, compte tenu des incertitudes, nous avons choisi de conserver une évolution prévue
664 du PIB moyenne de 1.2% comme pour l’établissement du plan précédent, nous considérons dès lors
665 une croissance de 0.88%/an de la pointe causée par les industries existantes.

666 En prenant d’autres sources d’informations, cette trajectoire est alignée avec les résultats de l’étude
667 Powering Industry Towards Zero, qui met en évidence des augmentations significatives de
668 consommation dans plusieurs secteurs clés : le papier (+0,8 TWh), l’agro-alimentaire (+4 TWh), ainsi
669 que le manufacturing et la digitalisation hors data centers (+2,7 TWh). Rapportées à une
670 consommation industrielle de référence d’environ 38,3 TWh en 2019. Ces évolutions correspondent
671 à une croissance moyenne de l’ordre de 1,6 % par an. Ce taux considère également l’arrivée de
672 nouveaux clients qui, en termes de planification, sont repris dans les demandes de raccordement. Il
673 convient donc d’éviter le double comptage. Dès lors, le taux de 0.88 %/an pour les entreprises
674 existantes semble cohérent avec cette source d’information.

675 **5.2.4. Production d’électricité**

676 **5.2.4.1. Situation actuelle**

677 Au niveau des productions décentralisées, nous devons distinguer 5 gammes de puissances.

- 678 1. Les unités ayant une puissance installée de moins de 10 KVA : Ce sont principalement les
679 installations photovoltaïques que l’on retrouve sur les toits des habitations
680 2. Les unités entre 10 KVA et 250 kVA : Ces raccordements sont soit en BT soit des
681 productions sur des sites industriels en HT
682 3. Les unités entre 250 KVA et 1 MVA : Ces installations sont raccordées en HT, généralement
683 en combinaison avec un site industriel et doivent être modulables (flexibilité explicite
684 régulée obligatoire) selon les modalités prévues par la réglementation.

⁸ Perspectives économiques 2025-2030 – Juin 2025 (11/06/2025) [Perspectives économiques 2025-2030 – Juin 2025 | Bureau fédéral du Plan](#) (consulté 11/03/2020)

⁹ Scénarios d’émissions « zéro net » en Belgique : analyse comparative des investissements additionnels [Rapport transition FR](#) (03/2025)

- 685 4. Les unités comprises entre 1 MVA et 5 MVA sont plutôt des installations de production
 686 dédiées (non combinées avec un site industriel) et sont raccordées en HT. Elles sont
 687 également modulables.
 688 5. Pour les unités de plus de 5 MVA, les raccordements avec flexibilité explicite régulée
 689 obligatoire se font directement à partir du poste d’interface avec ELIA via un câble
 690 dédié.

691 Le tableau suivant reprend les données historiques exprimées en MVA de 2016 à 2025 en catégorisant
 692 par gamme de puissance et en séparant par technologie.

Gamme de puissance	Technologies	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
0 kVA ≤ P ≤ 10 kVA	Photovoltaïque	502,91	536,80	584,13	668,90	723,88	800,30	944,05	1.455,61	1.503,10	1.545,72
10 kVA < P ≤ 250 kVA	Photovoltaïque	66,49	81,41	98,88	114,08	130,60	152,13	178,13	226,03	274,79	315,67
250 kVA < P ≤ 1 MVA		21,71	27,31	30,50	36,99	43,90	52,07	57,81	75,29	109,61	123,27
	Cogénération	7,68	8,20	9,76	10,69	11,93	13,33	13,33	13,86	20,46	20,97
	Diesel (sans cogénération)	0,00	0,00	0,00	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
	Eolien	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	3,54	3,54	3,54	5,19	5,19
	Hydraulique	3,31	3,97	3,97	3,97	3,97	4,62	5,44	5,44	5,44	5,44
	Photovoltaïque	7,98	12,40	14,03	18,97	24,63	29,95	34,87	51,82	77,88	91,03
1 MVA < P ≤ 5 MVA		104,70	113,60	132,88	164,93	193,98	234,02	269,96	324,86	419,80	463,21
	Cogénération	39,65	44,15	45,71	47,30	48,50	62,87	64,50	67,46	95,69	99,70
	Diesel (sans cogénération)	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	3,15	3,15	3,15
	Eolien	48,25	52,65	62,85	77,67	100,89	115,19	132,24	177,17	204,50	215,85
	Hydraulique	15,53	15,53	15,53	17,03	17,03	18,78	20,28	20,28	20,28	20,28
	Photovoltaïque	0,00	0,00	7,52	21,66	26,29	35,90	41,66	58,80	96,18	124,23
P > 5 MVA		413,08	426,73	461,53	503,57	536,97	599,82	713,87	891,31	1.166,06	1.212,01
	Cogénération	23,60	23,60	23,60	23,60	23,60	29,41	70,91	92,61	130,04	130,04
	Eolien	355,99	369,64	404,44	446,47	479,87	536,92	603,27	716,72	939,43	979,83
	Hydraulique	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55
	Photovoltaïque	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,20	48,49	63,09	68,64
	Turbojet	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95
Total général		1.108,90	1.185,85	1.307,92	1.488,47	1.629,33	1.838,35	2.153,83	2.973,10	3.473,36	3.659,88

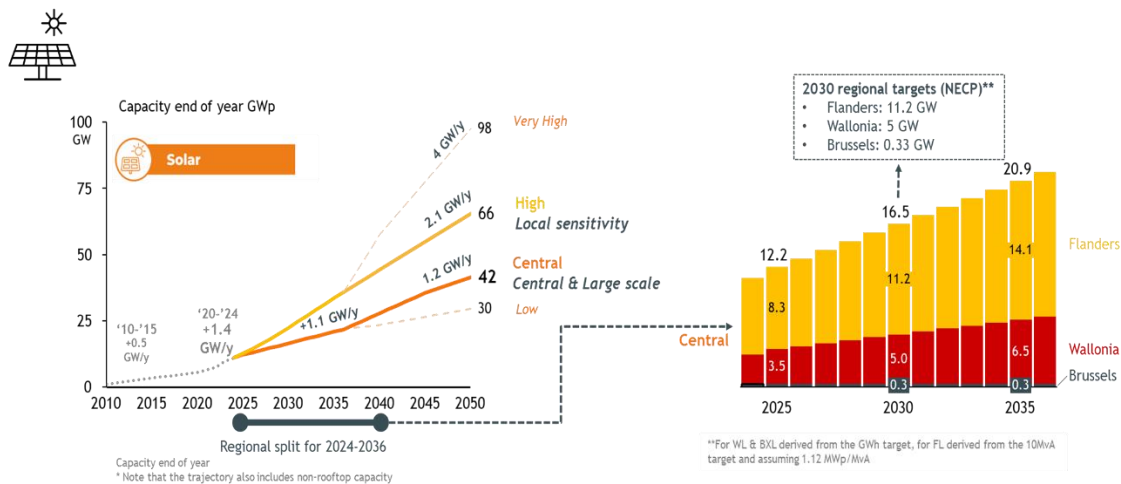
693

694 *Tableau 10 : Historique des productions décentralisées par catégorie.*

695 A la lecture de ce tableau, on peut constater l’augmentation brutale d’installations inférieures à 10
 696 kVA en 2023. Ce phénomène a été la conséquence de la fin de la compensation (« compteur qui tourne
 697 à l’envers ») pour les nouvelles installations à partir du 1/1/2024.

698 **5.2.4.2. Evolution de la capacité installée en photovoltaïque**

699 La figure suivante montre l’évolution par région des capacités installées et que repris dans le scénario
 700 Fluxys/ELIA :



701

702 *Figure 10 : Evolution capacité installée en PV.*

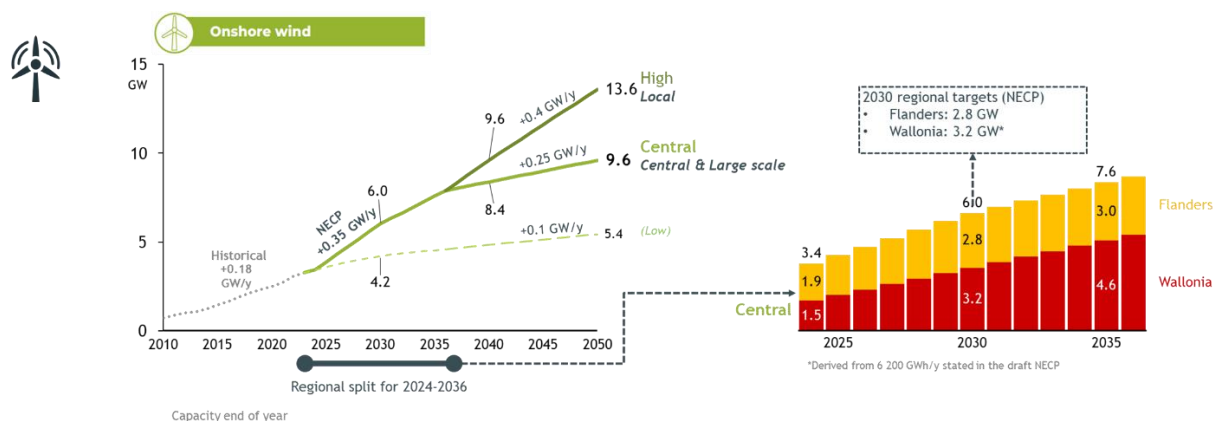
703 Si on applique la clé de répartition classique, cela donne :

En GW	2030	2035	2040
WAL	5,00	6,50	8,70
ORES	3,60	4,68	6,26

704 *Tableau 11 : Tableau évolution capacité installée PV.*

705 **5.2.4.3. Evolution de la capacité installée en éolien**

706 Selon les mêmes sources, l’évolution attendu dans le scénario de base est :



707
708 *Figure 11 : Evolution capacité installée en éolien.*

709 Soit pour ORES :

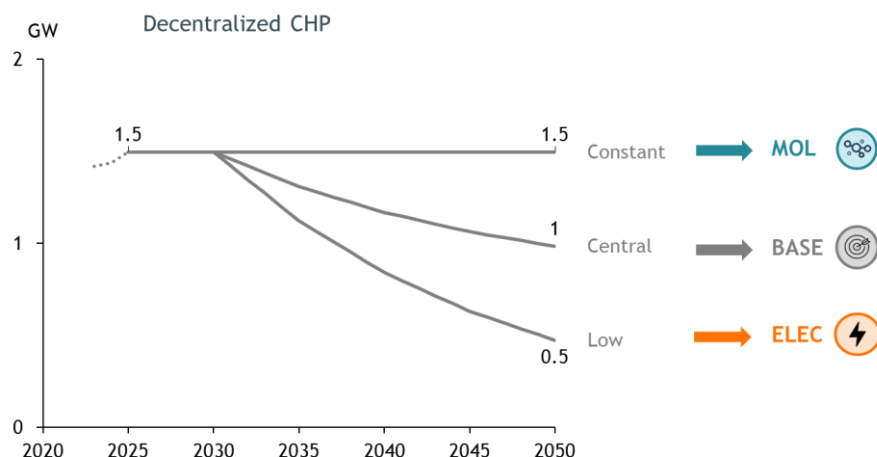
En GW	2030	2035	2040
WAL	3,20	4,60	5,20
ORES	2,30	3,31	3,74

710 *Tableau 12 : Tableau évolution capacité installée éolien.*

711
712 **5.2.4.4. Evolution de la capacité installée en cogénération, biomasse, déchet et**
713 **hydraulique**

714 Le scénario de base de Fluxys/ELIA ne prévoit pas d’évolution de la capacité installée pour la biomasse,
715 la production à partir de déchet (incinérateur), et l’hydraulique.

716 En ce qui concerne la cogénération, sur la période 2030-2050, le scénario de base prévoit une
717 réduction relativement lente des capacités installées comme le montre la figure ci-après.



718

719

Figure 12 : Evolution capacité installée en cogénération.

720

5.2.4.5. Evolution générale

721 Pour tenir compte de ces nouveaux scénarios qui sont un peu plus ambitieux que ceux projetés pour
 722 le plan d’adaptation précédent, nous avons calculé la répartition par gamme de puissance. Le résultat
 723 est donné au tableau suivant :

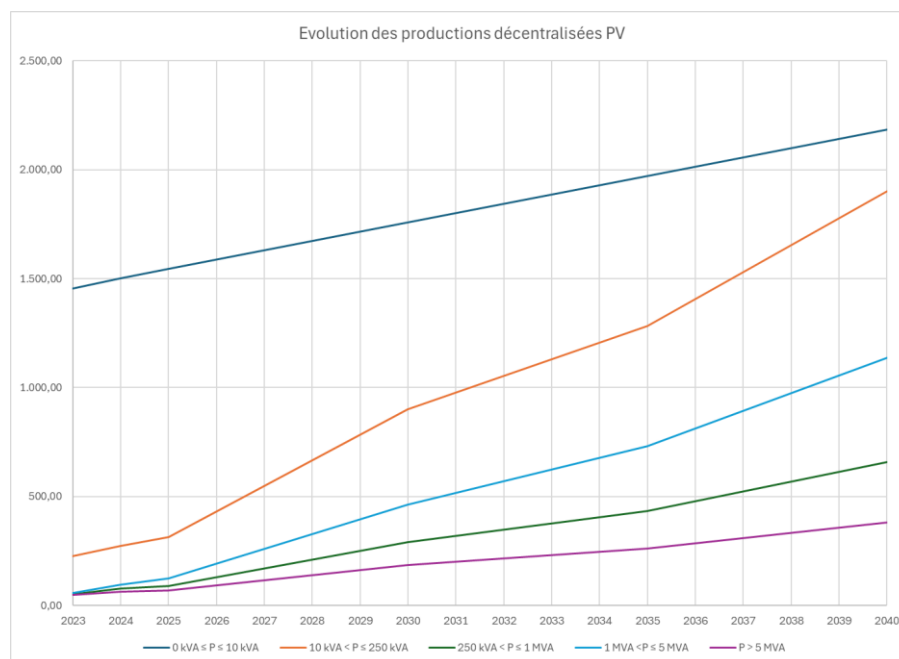
Gamme de puissance	Technologies	2023	2024	2025	2030	2035	2040
0 kVA ≤ P ≤ 10 kVA	Photovoltaïque	1.455,61	1.503,10	1.545,72	1.758,81	1.971,91	2.185,00
10 kVA < P ≤ 250 kVA	Photovoltaïque	226,03	274,79	315,67	899,39	1.283,07	1.900,73
250 kVA < P ≤ 1 MVA		75,29	109,61	123,27	326,78	471,62	694,09
	Cogénération	13,86	20,46	20,97	20,97	19,31	15,98
	Diesel (sans cogénération)	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
	Eolien	3,54	5,19	5,19	9,14	12,51	13,68
	Hydraulique	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44
	Photovoltaïque	51,82	77,88	91,03	290,59	433,73	658,36
1 MVA < P ≤ 5 MVA		324,86	419,80	463,21	1.029,29	1.502,29	1.996,02
	Cogénération	67,46	95,69	99,70	99,70	91,79	75,96
	Diesel (sans cogénération)	3,15	3,15	3,15	4,39	5,58	6,78
	Eolien	177,17	204,50	215,85	440,43	654,03	754,59
	Hydraulique	20,28	20,28	20,28	20,28	20,28	20,28
	Photovoltaïque	56,80	96,18	124,23	464,48	730,60	1.138,41
P > 5 MVA		891,31	1.166,06	1.212,01	2.204,69	3.059,37	3.489,80
	Cogénération	92,61	130,04	130,04	130,04	119,72	99,08
	Eolien	716,72	939,43	979,83	1.854,42	2.645,46	2.975,73
	Hydraulique	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55
	Photovoltaïque	48,49	63,09	68,64	186,73	260,69	381,50
	Turbojet	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95
Total général		2.973,10	3.473,36	3.659,88	6.218,96	8.288,25	10.265,65

724

725

Tableau 13 : Tableau évolution capacité installée en production décentralisée.

726 Ce qui donne en graphique qui se focalise sur l’évolution de la capacité installée en photovoltaïque :



727

728

Figure 13 : Evolution capacité installée en production décentralisée photovoltaïque.

729 Nous avons considéré que le développement des petites installations, en particulier le résidentiel sur
 730 toiture, se poursuivra à un rythme comparable à celui observé après la fin des régimes de soutien.
 731 Afin d’atteindre l’objectif global, une croissance nettement plus marquée est en revanche attendue
 732 pour les installations de moyenne puissance, notamment sur les sites industriels (de 10 à 250 kVA).
 733 Cette évolution apparaît cohérente au regard des enjeux et des risques liés à l’accès à la puissance.

734 Il est à noter que les dossiers de demandes reçus dont notamment ceux du « retrofit » pour les parcs
 735 éoliens semblent confirmer les tendances de ces évolutions.

736 **5.2.5. Stockage d’électricité**

737 **5.2.5.1. Behind the meter résidentiel et petite entreprise**

738 Les différentes modélisations réalisées, dont celles issues de l’étude Test Achats¹⁰ de juillet 2025,
 739 convergent vers le constat que, dans un cadre comportant un régime de soutien de type
 740 compensation, les clients disposant d’installations photovoltaïques en BT (< 10 kWc) ne présentent
 741 pas d’intérêt économique significatif à investir dans des solutions de stockage. Par ailleurs, le
 742 déploiement du stockage ne constitue pas, à ce stade, une réponse économiquement pertinente aux
 743 phénomènes ponctuels de décrochage d’onduleurs. Dès lors, à cadre inchangé, aucune évolution
 744 structurelle du stockage en BT n’est anticipée avant 2030, cette trajectoire restant en outre
 745 étroitement dépendante des choix relatifs au futur régime tarifaire et aux offres commerciales des
 746 fournisseurs.

747 **5.2.5.2. Behind the meter industrie**

748 Le développement du stockage d’électricité behind the meter dans le secteur industriel pourrait être
 749 favorisé par l’émergence des contrats de raccordement flexible, en particulier lorsqu’il est combiné à
 750 une production décentralisée sur site (photovoltaïque, cogénération, etc.). Dans cette configuration,
 751 les installations de stockage sont principalement dimensionnées et pilotées pour optimiser

¹⁰ [Rentabilité des panneaux solaires : avec ou sans batterie de stockage ?](#)

752 l’autoconsommation, lisser les profils de charge et respecter des limites contractuelles d’injection et
 753 de prélèvement. Plusieurs travaux¹¹ montrent que, lorsque des contraintes explicites de puissance et
 754 des stratégies de pilotage « grid-aware » sont appliquées, ces systèmes n’induisent pas
 755 d’augmentation structurelle des pointes sur les réseaux de distribution et peuvent être considérés
 756 comme neutres du point de vue du réseau. Leur déploiement répond dès lors davantage à des logiques
 757 d’optimisation locale et de flexibilité contractuelle qu’à un besoin de renforcement des
 758 infrastructures, tout en restant compatible avec les objectifs de gestion des congestions et de maîtrise
 759 des coûts réseaux.

760 **5.2.5.3. Raccordement dédié Haute tension**

761 En 2024 et 2025, nous avons reçu une série importante de marques d’intérêt pour le placement de
 762 batteries à haute puissance (au-delà de 5 MVA par demande). C’est pratiquement 600 MW¹² de
 763 puissance cumulée qui sont concernées.

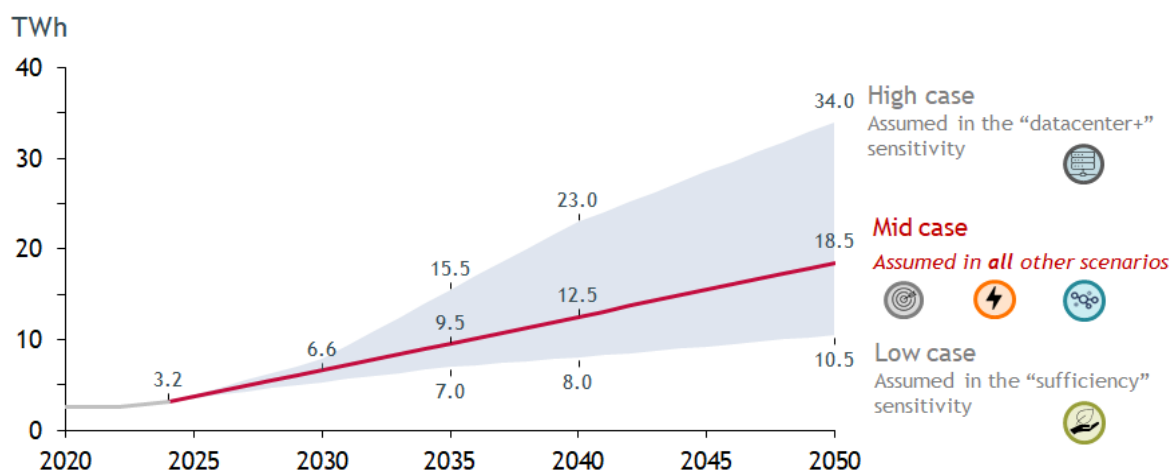
764 L’intégration de ces demandes, tant sur le réseau d’ORES que d’ELIA, est encore en cours au moment
 765 de l’établissement de ce plan d’adaptation.

766 Au vu des puissances demandées, ces raccordements sont tous en TransHT.

767 Ces assets par nature très flexibles auront un impact totalement différent sur nos réseaux en fonction
 768 des mécanismes retenus dans les discussions dans le nouveau décret sur les raccordements flexibles.

769 **5.2.6. Data center**

770 Au niveau des data centers, l’évolution au niveau nationale découle d’une analyse de BCG et est
 771 présentée au graphique suivant :



Source: BCG analysis *The Power of Compute 2025*

772

773 *Figure 14 : Evolution nationale de la consommation des data centers (étude BCG).*

¹¹ **Salmon, Jansen & Grubb (2025)** – *Behind-the-Meter and Co-Located Battery Energy Storage Systems*; **IEEE (2025)** – *Flexibility Provision of an Industrial Behind-the-Meter Energy Storage System*; **Mandefro Getie et al. (2025)** – *Grid-Aware Flexibility Operation of Behind-the-Meter Assets*

¹² Situation au 31/3/2026. Si nous ne considérons que les chiffres reprenant les demandes d’avis préalable informel, les avis préalables formel et les études de détail reçues depuis le 1/9/2024, c’est 209 MW de demande.

774 D’après ses analyses, ELIA prévoit que 67 % de ces consommations vont être effectuées en Wallonie
775 mais que la large majorité vont être raccordée au niveau du réseau de transport (entre 95 et 98%).

776 En se basant sur les expériences, notamment de nos collègues de Flandres, et sur les marques d’intérêt
777 que nous avons reçues, nous constatons que ces data centers ont des puissances de raccordement de
778 l’ordre de 10 à 20 MVA et ont une utilisation élevée (de l’ordre de 7000h).

779 Ramené à la taille d’ORES, cela correspond à 2 data centers¹³ dont la localisation est, à ce stade,
780 inconnue.

781 **5.2.7. Autres éléments**

782 Conformément aux lignes directrices de la CWaPE, le plan d’adaptation explicite les hypothèses non
783 retenues et analyse les risques associés ainsi que leurs impacts potentiels sur les investissements.
784 Dans ce cadre, une attention particulière a été portée à l’option dite du « tout à la pompe à chaleur »
785 pour le chauffage résidentiel, souvent évoquée dans les débats sur la décarbonation. Des hypothèses
786 d’un shift rapide et massif vers les électrons n’est tout simplement pas réaliste. Cela ferait peser des
787 contraintes énormes sur l’ensemble du réseau et particulièrement en BT (sous-tensions). Les solutions
788 de flex en chauffage sont plus que réduites et les niveaux d’investissement nécessaire seraient
789 insoutenables.

790 Cette analyse prolonge les travaux du précédent plan d’adaptation, qui comparait plusieurs
791 trajectoires énergétiques, allant de scénarios fortement électrifiés à des approches multi-vectorielles,
792 en référence à un scénario de base où les vecteurs carbonés persistent partiellement. L’étude couvre
793 environ 1,28 million de logements résidentiels en Wallonie et se concentre sur les implications pour
794 les réseaux de distribution d’électricité et de gaz, dans un contexte marqué par l’évolution
795 réglementaire (interdiction du mazout et du charbon dans le neuf à partir de 2026), la montée en
796 puissance des énergies renouvelables, ainsi que par des contraintes techniques et économiques
797 fortes.

798 Les résultats montrent que ces scénarios alternatifs mettent surtout en évidence la très grande
799 sensibilité des investissements nécessaires aux orientations politiques retenues, soulignant
800 l’importance d’une vision cohérente et stable afin d’éviter des coûts excessifs, des contraintes réseau
801 et une destruction prématurée de valeur d’actifs.

802 **5.3. Impact sur les investissements**

803 Comme nous l’avons expliqué au chapitre précédent, le réseau de distribution fait aujourd’hui face à
804 une évolution rapide et simultanée des usages, des charges et des exigences de qualité et de sécurité.
805 En particulier, le réseau BT est à l’épicentre de ces évolutions. Nous avons expliqué en introduction
806 qu’ORES structure son plan d’adaptation autour de trois axes de besoins complémentaires :

- 807 1. Le remplacement, la modernisation et la sécurisation des équipements,
- 808 2. La gestion des différentes demandes adressées au réseau,
- 809 3. Le renforcement, la densification et l’extension du réseau afin d’anticiper et d’accompagner
810 l’évolution des charges et des comportements des clients.

¹³ En 2035: 9.5 TWh fédéral => 6.4 TWh pour la région Wallonne => 0.32 TWh pour la distribution => 230 000 MWh pour ORES => 2 data centers de 10 à 20 MW (avec une utilisation de 7000 h)

811 Les axes de besoins 1 et 3 sont étroitement liés et nécessitent une approche intégrée, fondée à la fois
 812 sur l’analyse des situations de congestion existantes, l’anticipation des évolutions futures et la prise
 813 en compte des contraintes de ressources.

814 À cette fin, ORES a mis en place des processus qui permettent d’objectiver les besoins du réseau, de
 815 hiérarchiser les actions à mener et de maximiser l’impact et le tout sous contrainte des moyens
 816 mobilisables.

817 Dans la présente section nous allons expliquer comment les axes 1 et 3 sont combinés pour le réseau
 818 BT et pour le réseau HT.

819 **5.3.1. Au niveau du réseau BT**

820 Sur le réseau BT, ORES s’appuie sur une démarche intégrée combinant l’analyse des performances du
 821 réseau, l’évaluation dynamique des contraintes locales et l’optimisation du portefeuille
 822 d’interventions. Les méthodes de scoring BT, enrichies par les données issues du terrain et par les
 823 propositions automatisées (via une intelligence artificielle développée en interne « COSMOS »),
 824 permettent de quantifier la criticité de chaque feeder et d’identifier les actions techniques les plus
 825 pertinentes. Le processus OptiMod, structuré autour des ressources disponibles et de l’efficacité des
 826 solutions, traduit ces analyses en un portefeuille priorisé et optimisé d’interventions permettant de
 827 moderniser et de renforcer les infrastructures BT. Ensemble, ces outils, décrit plus en détails dans les
 828 chapitres ci-dessous, garantissent une planification cohérente, réactive et adaptée aux enjeux
 829 croissants de la transition énergétique sur les réseaux de distribution de proximité.

830 **5.3.1.1. Les règles de conception**

831 Les règles de conception ne sont pas déterminées in abstracto de leur contexte. Nous avons besoin
 832 d’un moyen d’appréhender le contexte dans lequel le réseau BT est déployé.

833 Pour ce faire, nous avons remarqué à l’appui d’études académiques¹⁴ que la vitesse de progression
 834 des nouvelles technologies et des marchés associés (d’abord les PV, maintenant les véhicules
 835 électriques et PàC) pouvait s’estimer à partir du profil socio-économique des clients, en commençant
 836 par les profils les plus aisés (c-à-d les personnes de la médiane supérieure des revenus)¹⁵. Elles
 837 diffusaient ensuite vers les autres profils.

838 Afin de faire le lien entre ces profils socio-économique et le réseau, il nous fallait une découpe
 839 géographique.

¹⁴ Par exemple :

- Sovacool, B. K., Axsen, J., & Kempton, W. (2017). The future promise of vehicle-to-grid (V2G) integration: a sociotechnical review and research agenda. *Annual Review of Environment and Resources*, 42, 377-406.
- Sierczula, W., Bakker, S., Maat, K., & Van Wee, B. (2014). The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption. *Energy Policy*, 68, 183-194.
- Li, W., Long, R., Chen, H., & Geng, J. (2017). A review of factors influencing consumer intentions to adopt battery electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 318-328.

¹⁵ C’est bien entendu une très forte approximation car les critères d’adoption d’un VE ou des PV sont multiples. Il est toutefois assez remarquable que cette catégorie en regroupe plusieurs comme, outre la capacité d’investissement, un niveau d’éducation plus élevé, être le public cible des premiums pour les VE, volonté de reconnaissance de leur image, etc. C’est notamment ce qui se retrouve sous le vocable de « theory of diffusion of innovation (DOI) » Voir à ce sujet Rogers, E. M. (2010). *Diffusion of innovations*. Simon and Schuster.

840 Le secteur statistique est le niveau territorial le plus détaillé utilisé par Statbel¹⁶ pour ses statistiques
841 et ses publications. Les contours de ces secteurs sont également disponibles sur leur portail open data.
842 La Belgique est ainsi découpée en zones, découpe qui, depuis 1981, est réalisée sur base de
843 caractéristiques structurelles d’ordre social, économique, urbanistique ou morphologique. Il a été
844 retouché pour l’Enquête socio-économique de 2001 afin d’épouser les modifications des limites
845 communales et afin d’intégrer les grandes modifications de l’utilisation du sol. C’est donc une
846 traduction sur le territoire d’une certaine réalité socio-économique. A partir du moment où des zones
847 géographiques sont délimitées, il devient possible de les intégrer dans nos études de planifications et
848 de faire ce lien.¹⁷

849 Afin de n’avoir ne pas à devoir traiter chaque secteur statistique individuellement (il y en a 7500 sur
850 les zones d’ORES), nous avons réalisé un exercice de regroupement (appelé clustering). Le clustering
851 est une technique d’apprentissage automatique (non supervisée) qui consiste à regrouper des objets
852 similaires dans le même ensemble (ou “cluster”) et à séparer des objets différents dans des clusters
853 distincts. Cela permet d’organiser de grandes quantités de données en groupes significatifs, facilitant
854 ainsi l’analyse et la prise de décision.

855 Nous l’avons réalisé sur base des données suivantes :

- 856 • Densité de population
- 857 • Revenus
- 858 • Taille moyenne des ménages

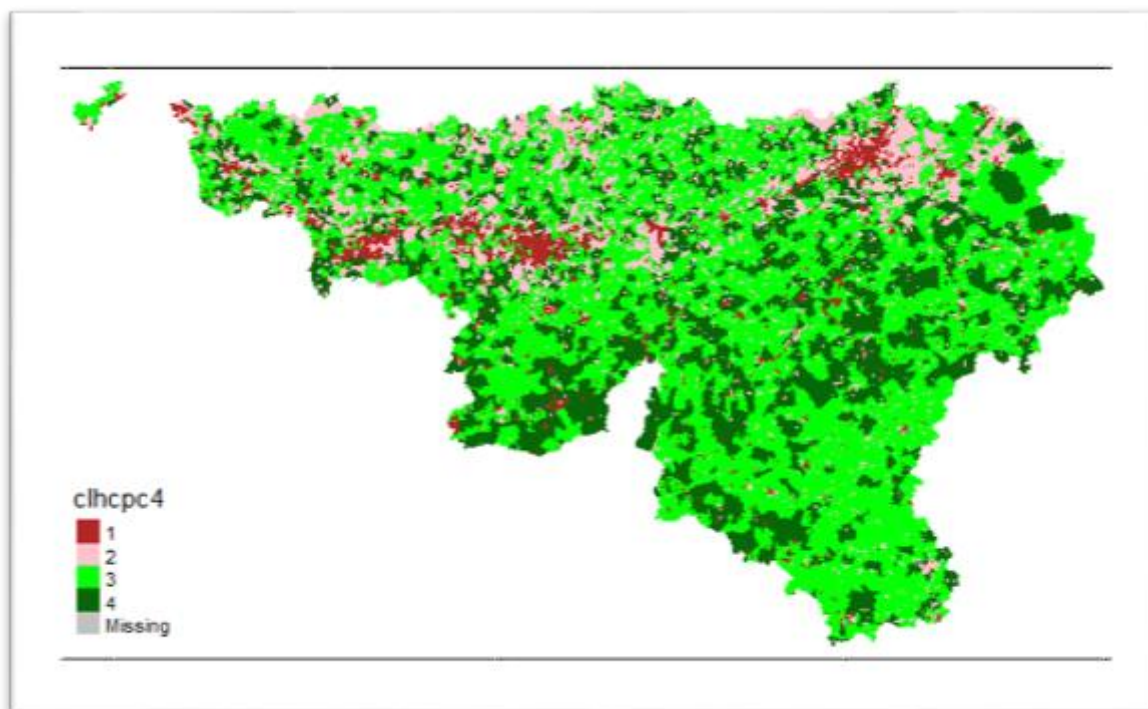
859 Cette méthode a permis d’identifier 4 « clusters »

- 860 1. Immeuble et Urbain populaire
- 861 2. Urbain centre, rural et péri-urbain
- 862 3. Majorité des fermes et du milieu rural

¹⁶ https://statbel.fgov.be/sites/default/files/files/opendata/Statistische%20sectoren/Secteur%20stat-FR_tcm326-174181.pdf

¹⁷ Il est à noter que Stabel à modifier sa découpe des secteurs statistiques en 2025. Toutefois, l’ensemble des données relatives à cette nouvelle découpe ne sont pas encore disponible. C’est pourquoi nous continuons à utiliser la découpe d’avant 2025.

863 4. Zone « mixte » par rapport aux critères précédents



864 *Figure 15 : Illustration des résultats de la méthode de clustering.*

865 Sur cette base et en prenant en considérant les analyses sur l’évolution des pompes à chaleur qui est
 866 différent en cas de présence de réseau gaz, nous avons établi un set de 16 règles de conception. Celles-
 867 ci prennent comme dimension les 4 clusters de secteur statistique, si le réseau est souterrain ou aérien
 868 et la présence ou non d’un réseau de gaz. Ces règles de conception, qui sont utilisées en cas
 869 d’investissement, visent à garantir la qualité de tension en tenant compte de l’évolution des charges
 870 à l’horizon 2040 dans 95% à 98% des situations (des situations locales très spécifiques peuvent
 871 s’écarter de ces règles générales). Le tableau suivant donne un aperçu des différentes hypothèses
 872 prises pour ces règles de conception.

		nbre VE	P VE unitaire (kW)	P VE avec foisonnement (kW)	nbre PàC	P PàC unitaire (kW)	P PàC avec foisonne	Nbre PV	Puissance PV (kW)	Charge hiver (kW)	charge été (kW)
Avec réseau Gaz	cluster 1	4	9,2	7	5	5,33	4,05	3	5	2,84	1
	cluster 2	3	9,2	7,47	5	5,33	4,05	5	6	3,43	1
	cluster 3	2	9,2	8,2	8	5,33	4,05	3	10	4,06	1
	cluster 4	2	9,2	8,2	7	5,33	4,05	3	6	4,77	1
Sans réseau gaz	cluster 1	4	9,2	7	21	5,33	4,05	3	5	2,84	1
	cluster 2	3	9,2	7,47	16	5,33	4,05	5	6	3,43	1
	cluster 3	2	9,2	8,2	10	5,33	4,05	3	10	4,06	1
	cluster 4	2	9,2	8,2	9	5,33	4,05	3	6	4,77	1

873
 874 *Tableau 14 : Hypothèses pour l’établissement des règles de conception du réseau BT.*

875 Le résultat de ces règles est une série de tableau directement utilisable par les bureaux d’études locaux
 876 qui, en fonction du cas de figure, donne la section de câble et la longueur maximale d’un circuit. Le
 877 tableau suivant est un exemple pour le cluster 2.

878
879
880
881
882

L max (cluster 4)	Réseau Aérien (BAXB 150)	Réseau souterrain (4G150)
Avec res. Gaz	425 mètres	500 mètres
Sans res. Gaz	375 mètres	425 mètres

883

Tableau 15 : Illustration des règles de conception – cluster 2.

884 Les règles de conception définies comme ci-avant conduisent à des longueurs maximales plus courtes
885 des feeders basse tension (de l’ordre de 50m) que des règles de conception précédentes, afin de
886 garantir le respect des critères de qualité de fourniture et de capacité dans un contexte de hausse
887 structurelle des usages électriques. Ces règles reposent en outre sur des hypothèses de
888 dimensionnement intégrant des sections de câbles supérieures à celles actuellement mises en œuvre,
889 notamment pour anticiper les évolutions futures de la demande et éviter des interventions répétées
890 sur le réseau. C’est le cas du BAXB 150. Il est à noter que si nous étions restés avec une section de
891 BAXB de 95, les longueurs sont encore plus réduites (pouvant aller jusqu’à 75m).

892 La combinaison de ces deux éléments — réduction des longueurs admissibles et augmentation des
893 sections de câbles — réduit mécaniquement le périmètre de desserte de chaque circuit basse tension
894 et, par conséquent, la zone alimentée par une même cabine HT/BT. À surface et besoins énergétiques
895 comparables, cela implique de rapprocher les points d’injection basse tension, ce qui se traduit par
896 une densification du nombre de cabines HT/BT.

897 Dans cette configuration, il apparaît par ailleurs plus cohérent, du point de vue de la bonne gestion
898 technico-économique des actifs, de privilégier la création ou le déplacement de cabines plutôt que le
899 remplacement systématique de longues portions de câbles existants par des sections plus
900 importantes. Cette approche permet de limiter les volumes de câbles à renouveler, d’optimiser les
901 investissements à long terme et de renforcer la robustesse du réseau basse tension. Elle s’inscrit dans
902 une évolution structurelle vers des réseaux plus maillés et plus modulaires, mieux adaptés aux
903 exigences de la transition énergétique.

904 Pour les bureaux d’études locaux sachant quelle règle appliquée, nous avons développé une
905 cartographie mettant en évidence le set d’hypothèse qui s’applique.

906 **5.3.1.2. Le scoring**

907 Afin de constituer un portefeuille cohérent et objectif de modernisation du réseau basse tension, le
908 Plan d’adaptation repose sur un diagnostic structuré de l’état présent et de l’état futur du réseau,
909 complété par une analyse de son adéquation aux politiques techniques de sécurisation et de
910 résilience. Cette approche est opérationnalisée au travers du scoring BT, qui permet d’agrèger ces
911 différentes dimensions au niveau le plus pertinent pour l’action, à savoir le feeder.

912 L’état présent du réseau constitue l’élément central de ce diagnostic. Il est établi sur base des mesures
913 de tension issues des compteurs communicants, utilisés comme capteurs de tension sur le réseau
914 basse tension. Grâce au taux élevé d’équipement atteint fin 2025, cette observabilité couvre plus de
915 70 % des feeders BT et fournit une image fidèle et objectivée des contraintes actuelles du réseau.
916 Cette dimension est logiquement prépondérante dans le scoring BT, puisqu’elle conditionne
917 l’identification des situations déjà problématiques ou proches des limites techniques. Elle représente
918 dès lors 60 % du score global attribué à chaque feeder.

919 L'état futur du réseau basse tension est évalué au moyen d'un jumeau numérique du réseau BT,
920 représentant de manière cohérente sa topologie et ses caractéristiques techniques. Sur ce digital twin,
921 des simulations (injection et prélèvement) de flux de charge sont réalisées en intégrant à la fois les
922 charges actuelles et les charges futures projetées liées à l'électrification des usages. Pour cela, avec le
923 soutien méthodologique de l'UCLouvain, une répartition de ces usages est réalisée à l'échelle des
924 secteurs statistiques, puis affinée jusqu'au niveau des quartiers et des feeders grâce à la connectivité
925 du réseau. Ces simulations permettent d'identifier, au niveau de chaque feeder, les congestions
926 potentielles tant en situation de consommation qu'en situation d'injection, ainsi que les
927 dépassements de contraintes électriques associées. Les résultats de ces analyses alimentent
928 directement, avec un poids de 20 %, la composante « état futur » du scoring BT.

929 Enfin, le diagnostic est complété par l'analyse de l'adéquation des feeders aux politiques techniques
930 de sécurisation et de résilience du réseau. Cette dimension permet d'intégrer des considérations
931 structurelles, telles que la configuration du réseau, le respect des règles de conception, le niveau de
932 redondance ou la robustesse vis-à-vis des scénarios de charge extrêmes. Elle constitue un troisième
933 pilier du scoring BT et est également pondérée à hauteur de 20 %, afin de garantir que les choix de
934 modernisation tiennent compte non seulement des contraintes mesurées et anticipées, mais aussi de
935 la cohérence du réseau avec les standards techniques retenus à long terme.

936 Ainsi, le scoring BT traduit de manière synthétique et hiérarchisée le diagnostic présenté dans le Plan
937 d'adaptation.

938 **5.3.1.3. L'automatisation des propositions de solutions**

939 Grâce à l'intelligence artificielle, nous avons mis en place des algorithmes qui nous donnent
940 automatiquement pour chaque feeder BT deux recommandations de solution technique standard
941 harmonisée aux problèmes mesurés par le scoring (algorithme COSMOS).

942 Ces solutions, appelées globalement modernisation, sont soit de l'investissement (ajout d'une
943 nouvelle cabine HT/BT ou d'un poste aérien (PTA), pose d'une nouvelle liaison en vue d'une
944 conversion future en 400 V (couverture 400), placement d'un transformateur auto-régulant ...) soit
945 des modernisations (conversion en 400 V, placement d'un régulateur de tension, placement d'un
946 compensateur de neutre, modification de plots de transformateur ...).

947 A chaque solution standard est associée une « consommation » de ressources (matériel et équipe) et
948 un budget.

949 **5.3.1.4. Optimisation du portefeuille de modernisation : OptiMod**

950 OptiMod est le processus utilisé par ORES pour structurer et optimiser le portefeuille de
951 modernisation du réseau BT. Il permet de prioriser les interventions en combinant les éléments décrits
952 au deux sections précédentes.

953 Le processus OptiMod combine cette analyse technique avec un examen précis des ressources
954 disponibles. Les contraintes les plus structurantes concernent le matériel — cabines, TFO,
955 compensateurs, régulateurs, transformateur HT/BT auto-régulant (OLTC) — dont les quantités
956 mobilisables sont limitées et conditionnent directement la faisabilité des solutions. À cela s'ajoute la
957 capacité des sous-traitants, par exemple pour les travaux en aérien ou le placement de compteurs
958 communicants, dont la disponibilité influence fortement la planification, ainsi que les ressources
959 financières et internes identifiées.

960 Sur cette base, OptiMod réalise un examen global du portefeuille de modernisation : une première
961 passe de simulation (« dry run ») teste la mise en œuvre complète des solutions proposées afin

962 d'identifier les points de blocage liés aux contraintes matérielles ou humaines. Les étapes successives
963 de revue permettent ensuite d'affiner la sélection et de stabiliser la liste finale des interventions
964 prioritaires. Cet arbitrage conduit à classer les feeders. Cette classification intègre
965 systématiquement les investissements déjà engagés, qui restent prioritaires et ne peuvent être remis
966 en cause.

967 L'ensemble du processus assure une planification cohérente des modernisations BT, articulée autour
968 d'une logique de criticité réseau, de solutions standardisées et d'une allocation stricte des ressources.
969 OptiMod permet ainsi d'aligner les interventions sur les objectifs de performance, de qualité de
970 tension et de préparation du réseau aux usages futurs, tout en garantissant la maîtrise des moyens
971 techniques et financiers mobilisables. Il constitue un élément central du plan d'adaptation électricité
972 2027-2031, où il assure la structuration de la modernisation du réseau BT, le traitement des
973 congestions existantes et anticipées, et l'accompagnement de l'évolution rapide des usages
974 électriques, en particulier l'essor des VE, PAC et installations photovoltaïques.

975 **5.3.2. Au niveau du réseau HT**

976 La planification du réseau HT s'appuie actuellement sur deux outils complémentaires : les règles de
977 conception, qui définissent le cadre technique et les principes d'ingénierie du réseau HT et les plans
978 directeurs, qui analysent chaque poste et sa zone d'alimentation sur le long terme grâce à des
979 hypothèses consolidées et des simulations NEPLAN. Nous sommes en développement d'un troisième
980 outil : l'extension progressive au réseau HT à la logique OptiMod, qui permettra d'objectiver et de
981 prioriser les investissements au moyen d'un scoring harmonisé et d'une optimisation intégrée.

982 **5.3.2.1. Les règles de conception**

983 La conception du réseau Haute Tension (HT1) repose sur un ensemble de principes visant à garantir la
984 sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de distribution tout en intégrant les évolutions
985 structurelles du système électrique. Les directives ORES encadrant la conception HT définissent les
986 lignes directrices applicables lors de la création de nouveaux ouvrages ou lors de modifications
987 significatives d'installations existantes, telles que la construction, la rénovation ou le déplacement de
988 postes HT2/HT1, PODI ou PODE. Ces règles constituent le cadre technique de référence pour assurer
989 la cohérence du développement du réseau avec les missions légales du GRD et les besoins liés à la
990 transition énergétique.

991 Le réseau HT doit être conçu de manière à assurer un haut niveau de résilience et de continuité
992 d'alimentation. Les principes structurants incluent la mise en place d'architectures adaptées au niveau
993 de criticité des zones desservies, la maîtrise des courants de court-circuit, la sélectivité des
994 protections, la sûreté de fonctionnement des postes, ainsi que l'intégration de dispositifs de mesure
995 et de télé-conduite permettant une exploitation fiable du réseau. Les règles précisent également les
996 exigences minimales en matière d'équipements, de dispositifs de protection et de schémas de
997 raccordement, tout en assurant la compatibilité avec les limites de propriété et d'exploitation entre
998 le GRD et le GRT.

999 La conception HT doit également tenir compte des évolutions profondes du système électrique :
1000 l'intégration accrue des productions décentralisées, les besoins en flexibilité et la visibilité croissante
1001 nécessaire à l'exploitation du réseau. Les directives prévoient ainsi une attention particulière à la
1002 capacité d'accueil des installations de production, à la gestion des flux bidirectionnels et à la
1003 robustesse de l'infrastructure face aux oscillations de tension ou de puissance résultant de ces
1004 couplages. Ces exigences s'inscrivent dans la stratégie globale d'ORES visant à anticiper les impacts de
1005 l'électrification des usages et à renforcer les maillons structurants du réseau HT pour accompagner
1006 l'évolution des charges futures.

1007 Dans le cadre du plan d’adaptation électricité, les règles de conception HT s’articulent avec les
1008 orientations de long terme : modernisation ciblée des postes primaires, renouvellement des câbles et
1009 lignes HT, harmonisation des plans de tension et renforcement de la résilience face aux aléas
1010 climatiques. Ces principes structurent notamment la programmation des investissements HT dans les
1011 périodes 2026-2030 et 2027-2031, où ORES s’appuie sur une approche intégrée combinant analyse
1012 de vétusté, sécurité, conformité réglementaire et cohérence avec la transition énergétique. Les règles
1013 de conception HT définissent ainsi le cadre technique indispensable pour garantir un développement
1014 du réseau conforme aux besoins du système électrique wallon et aux exigences de performance, de
1015 sécurité et de qualité de fourniture attendues du gestionnaire de réseau

1016 **5.3.2.2. Les plans directeurs**

1017 Les plans directeurs, étude technique de long terme portant sur un poste HT et l’ensemble de sa zone
1018 d’alimentation. Ils analysent l’état actuel du réseau, modélise les évolutions futures des charges et
1019 contraintes jusqu’à 2050, et identifie les renforcements nécessaires pour garantir fiabilité, sécurité et
1020 capacité du réseau.

1021 Nous avons élaboré un cadre d’analyse structuré autour de l’ensemble d’hypothèses quantitatives et
1022 qualitatives, décrites aux chapitres précédents, permettant d’assurer la cohérence des projections et
1023 la comparabilité des études entre postes.

1024 Un premier élément central est l’horizon temporel retenu pour l’étude. Considérant le caractère
1025 extrêmement structurant du réseau HT, les plans directeurs s’appuient systématiquement sur un
1026 horizon long, incluant les projections internes (matrice « Initiale ») et une vision étendue vers 2050
1027 (matrice « 2050 »). Cet horizon élargi est indispensable pour intégrer les effets cumulés de la transition
1028 énergétique, de l’évolution démographique, des comportements de consommation, ainsi que des
1029 dynamiques industrielles sans omettre les demandes de raccordement des clients. L’analyse à long
1030 terme permet d’identifier non seulement les contraintes imminentes mais aussi les tensions
1031 structurelles susceptibles d’apparaître dans des régimes de charge futurs.

1032 Afin de représenter fidèlement les comportements de charge, les plans directeurs intègrent
1033 également des jours représentatifs. Ceux-ci permettent de capturer la variabilité saisonnière et
1034 journalière des charges et de refléter les situations caractéristiques du réseau : jours d’hiver chargés,
1035 jours d’été à forte injection photovoltaïque, jours moyens, ou situations particulières liées à la
1036 demande locale. Ces jours représentatifs servent de base aux simulations électriques et fournissent
1037 une vision réaliste des contraintes futures, en évitant de fonder les analyses uniquement sur des
1038 scénarios extrêmes ou moyens.

1039 L’outil NEPLAN constitue la brique de simulation centrale du processus. Il est utilisé pour analyser la
1040 situation actuelle du réseau ainsi que son évolution sous diverses hypothèses de charge. Ainsi, les
1041 simulations incluent l’analyse des chutes de tension en régime normal (N) et en N-1, la fiabilité de
1042 reprise interne et externe du poste, la capacité des ouvrages à absorber des charges croissantes et la
1043 robustesse aux scénarios de production décentralisée. L’outil permet également d’identifier les
1044 saturations futures, les renforts nécessaires, les faiblesses topologiques et l’impact de projets tiers ou
1045 de restructurations déjà programmées.

1046 Cette structure méthodologique se retrouve dans les plans directeurs individuels qui sont repris dans
1047 ce plan d’adaptation pour l’horizon temporel visé, où chaque étude applique rigoureusement cette
1048 logique, en analysant l’évolution des charges, les variations de tension, la répartition sectorielle, les
1049 contraintes en N/N-1 et les mesures nécessaires pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau à
1050 long terme.

1051 5.3.2.3. Optimisation du portefeuille

1052 Dans la continuité des travaux engagés sur le réseau BT, ORES poursuivra en 2026-2027 l’évolution de
1053 ses outils d’aide à la décision en développant une démarche structurée de scoring des infrastructures
1054 HT et en étendant progressivement les principes d’Optimod au réseau HT. Cette trajectoire vise à
1055 doter la planification long terme d’un cadre homogène permettant d’objectiver les besoins, de
1056 comparer les solutions et de prioriser les investissements de manière transparente et reproductible
1057 en combinant les besoins identifiés dans les plans directeurs et les politiques technique sur le matériel
1058 et câbles.

1059 La mise en place de ce nouveau dispositif s’appuiera sur les approches déjà éprouvées dans les plans
1060 directeurs HT, notamment l’utilisation systématique d’hypothèses d’évolution consolidées, de jours
1061 représentatifs, et de simulations réalisées sous NEPLAN, afin d’identifier les contraintes futures du
1062 réseau et d’évaluer la robustesse des différentes options techniques. L’objectif est d’intégrer ces
1063 analyses dans un modèle de priorisation cohérent, capable de hiérarchiser les actions selon leur
1064 impact sur la fiabilité, la capacité d’accueil, la sécurité d’alimentation et la contribution aux enjeux de
1065 transition énergétique.

1066 Cette initiative constituera une évolution majeure de notre méthode de planification : elle permettra
1067 de passer d’un diagnostic poste-par-poste à une vision territoriale structurée, dans laquelle les besoins
1068 HT pourront être comparés entre eux et pondérés avec les contraintes opérationnelles et financières,
1069 à l’image de ce qui existe aujourd’hui pour le réseau BT avec OptiMod. Elle renforcera également la
1070 cohérence interne entre plans directeurs, études de renforcement et programmation pluriannuelle
1071 des investissements.

1072 Ainsi, sur la période 2026-2028, ORES engagera la construction de ce cadre méthodologique afin
1073 d’aboutir à un outil éprouvé de scoring HT et à une première version d’OptiMod HT, au service d’une
1074 planification intégrée, transparente et alignée avec les objectifs régionaux en matière de transition
1075 énergétique.

1076 5.4. Impact sur les autres réseaux : La problématique de l’accès à la puissance

1077 La transition énergétique accélère profondément les besoins en puissance des entreprises, des
1078 infrastructures publiques et des nouveaux acteurs industriels. Cette croissance simultanée des
1079 demandes de raccordement et de renforcement crée aujourd’hui une contrainte majeure : l’accès à
1080 la puissance dans les zones alimentées via le réseau haute tension et les postes d’interface ELIA–ORES.

1081 Ces contraintes, déjà signalées lors du Plan d’adaptation précédent¹⁸ et qui se sont renforcées,
1082 trouvent leur origine au niveau des postes électriques haute tension, point d’interface entre GRT et
1083 GRD et que les renforcements prévus du côté du GRT ne produiront leurs effets qu’à l’horizon 2035–
1084 2040, alors que les besoins des clients sont immédiats, avec des impacts directs sur la compétitivité
1085 et l’attractivité économique de la Wallonie.

1086 Sur base du fichier compléter par ELIA « Wallonia Remaining Capacity V2» qui donne le résultat de
1087 l’analyse de la capacité restante après le traitement de l’ensemble des demandes introduites au
1088 01/11/2025, nous constatons que 109 postes sur les 122 d’ORES ont une capacité d’accueil inférieure
1089 à 1 MVA et donc peuvent être considérés comme ayant une capacité limitée voire inexistante au sens
1090 du décret en son article 26 §2 octies. Il y a 5 postes pour lesquels la capacité d’accueil est comprise
1091 entre 1 et 5 MVA et 8 postes qui ont une capacité d’accueil supérieure à 5 MVA. Nous renvoyons le

¹⁸ Et donc contrairement à ce qu’affirme la CWaPE dans ses lignes directrices, ORES a bien mis en évidence le problème de congestion au niveau du réseau de transport.

1092 lecteur vers ELIA pour avoir les détails des hypothèses de calculs retenues et la cartographie des zones
1093 congestionnées.

1094 Face à cette situation, ORES et ELIA ont mis en place une collaboration renforcée, structurée et
1095 régulière. Depuis 2025, un dialogue opérationnel intensif, complémentaire aux réunions prévues dans
1096 le cadre de la convention de collaboration, est organisé autour des dossiers sensibles, avec des
1097 réunions bi-hebdomadaires dédiées à l’analyse des contraintes locales et amont, au partage
1098 d’informations techniques et à la définition commune d’une méthodologie de traitement des
1099 demandes. Ces échanges visent à garantir la cohérence des décisions, à résorber progressivement les
1100 files d’attente et à assurer un traitement équitable et transparent pour les porteurs de projets. Au
1101 31/3/2026, c’est plus de 700 dossiers qui doivent être traités. L’onglet « Tab 6.1.1.2.b_cahiers noirs »
1102 de l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » des lignes directrices de la CWaPE est repris
1103 à l’Annexe 3 – . Il présente l’état du cahier noir au 31/3/2026. Ce tableau est mis à jour tous les mois
1104 et intègre un panel de demandes de raccordement beaucoup plus large que ce qui était convenu au
1105 sein de la convention de collaboration. Les demandes inférieures à 400 kVA ainsi que les demandes
1106 significatives en BT (comme les lotissements) sont maintenant communiquées au GRT.

1107 Pour répondre aux contraintes actuelles, grâce à l’adoption pour le Gouvernement Wallon d’un cadre
1108 décrétable largement initié par notre entreprise, ORES a conçu les raccordements flexibles. Ces
1109 solutions permettent d’offrir une puissance contractualisée au client, mais ajustable en fonction de
1110 l’état du réseau, avec différents niveaux de capacité selon les saisons ou moments de la journée. Ce
1111 point est traité au chapitre 5.5 « Mesures de gestion intelligente du réseau ». Il est important de noter,
1112 comme mentionné dans la directive 2019/944 et dans le décret Wallon, que ces raccordements
1113 flexibles ne peuvent être utilisés pour retarder le renforcement du réseau dans les zones où la capacité
1114 est limitée ou inexistante, et donc ne remettent pas en cause les investissements prévus dans le
1115 présent plan d’adaptation.

1116 Cette approche s’accompagne donc d’un important travail législatif et réglementaire, construit avec
1117 le Gouvernement wallon. Des propositions ont été préparées pour intégrer formellement les contrats
1118 de raccordement flexibles, définir les obligations associées aux profils d’appel de puissance, préciser
1119 les droits des clients et structurer une phase transitoire entre les anciens régimes et les nouveaux
1120 mécanismes contractuels. Ces échanges, menés notamment dans le cadre du processus de réforme
1121 piloté par la Ministre Neven, visent à garantir une base juridique stable, lisible et alignée avec
1122 l’évolution du système électrique.

1123 En consolidant cette approche en 2026–2027 et en poursuivant notre collaboration structurée avec
1124 ELIA et le Gouvernement wallon, ORES contribue à établir un nouveau modèle d’accès à la puissance,
1125 plus flexible, plus transparent et mieux adapté aux besoins économiques et énergétiques de la
1126 Wallonie. Cette démarche proactive est essentielle pour soutenir le redéploiement industriel, attirer
1127 de nouveaux investissements et assurer que le réseau accompagne durablement la transformation du
1128 tissu économique régional.

1129 Concernant la convention de collaboration entre le GRT et ORES pour laquelle la CWaPE demande un
1130 le statut dans ses lignes directrices, la CWaPE a jugé la coopération GRD–GRT insuffisante et exprimé
1131 sa volonté de plus s’investir dans ce trajet. Synergrid a déjà soumis de nombreuses propositions de
1132 révision, mais celles-ci se sont systématiquement bloquées dans un enchevêtrement institutionnel
1133 entre les régulateurs régionaux et les régions elles-mêmes, empêchant toute avancée concrète. Un
1134 plan de phasage de révision des différents articles a été proposé par Synergrid et ses membres. Ce
1135 plan a été accepté par la CWaPE, et accepté sous réserve par la VNR et par la CREG.

1136 5.5. Mesures de gestion intelligente du réseau

1137 5.5.1. Généralités

1138 En application de l'article 15 Décret du 12 avril 2001 (version consolidée) relatif à l'organisation du
1139 marché régional de l'électricité, ORES envisage notamment les mesures de gestion intelligente du
1140 réseau, de flexibilité, de stockage, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions
1141 décentralisées et d'accès flexibles ou toute autre ressource alternative pour permettre d'éviter le
1142 renforcement de la capacité du réseau.

1143 Les investissements, bien que pièces maîtresses de la gestion du réseau, ne pourront être l'unique
1144 réponse aux évolutions rapides des besoins de nos clients. L'utilisation de la flexibilité, c'est-à-dire la
1145 capacité de modifier le profil d'injection ou de prélèvement d'énergie en réaction à un signal, est une
1146 piste à explorer. Cette démarche n'est pas unique pour la Wallonie mais est largement supportée par
1147 les directives européennes et commence à être mise en place chez certains de nos voisins, citons par
1148 exemple les Pays-Bas.

1149 Dans une industrie au temps long comme le gestionnaire de réseau, la flexibilité comme outil pour
1150 gérer au mieux la temporalité et la nécessité des investissements permettrait de gérer l'aspect
1151 temporel. En effet, au niveau temporel, la flexibilité donnerait du temps car il n'est pas possible
1152 d'investir partout et il y a des difficultés à mobiliser suffisamment de ressources travaux réseaux dans
1153 les temps (défi du recrutement de techniciens, des entrepreneurs et de la supply chain, sans compter
1154 les contraintes sur les permis et autorisations de pose). En outre, la flexibilité devrait donner
1155 l'opportunité d'éviter les investissements dans les situations où ce n'est pas justifiable
1156 économiquement car les congestions se manifesteraient que de manière très sporadique. Précisons
1157 que ces cas de figure n'ont pas encore été identifiés. Le niveau des congestions actuellement constaté
1158 en 5.4 nous laisse à penser que seul l'investissement sera la réponse appropriée à termes.

1159 Il y a globalement 3 grandes familles de flexibilité :

- 1160 • **Flexibilité implicite** : Réaction à des incitants/signaux prix de manière discrétionnaire sans
1161 engagement. Nous l'avons déjà abordée dans l'évolution des charges, c'est notamment l'effet du
1162 tarif impact sur les charges des VE
- 1163 • **Flexibilité explicite de marché** : Réaction à des offres de flexibilité explicite de manière
1164 engageante pour donner suite à la participation à un mécanisme non obligatoire. Les ressources
1165 de flexibilité sont acquises et gérées à travers des mécanismes de marché et valorisées en fonction
1166 de l'offre et de la demande sur le marché, et les prix peuvent varier en fonction des conditions du
1167 marché dans différentes temporalités
- 1168 • **Flexibilité régulée** : Certains usages nécessitent d'être cadrés par des règles et critères prédéfinis
1169 et règlementés pour avoir un accès au réseau. C'est en quelque sorte une espèce un code de la
1170 route pour le réseau. Les prix et les termes de rémunération de la flexibilité qui y est liée sont
1171 déterminés par les autorités de régulation ou les gestionnaires de réseaux électriques, plutôt que
1172 par des acteurs de marché. Elles peuvent être imposées comme c'est le cas de la flexibilité pour
1173 les installations de production de plus de 250 kVA depuis 2016 et depuis 2026 pour les demandes
1174 en prélèvement et les batteries.

1175 La flexibilité explicite de marché fonctionne mieux quand il y a potentiellement un marché liquide où
1176 les opportunités d'offre dépassent le besoin. En conséquence, nous pensons que ce type de flexibilité
1177 peut être une solution intéressante pour la gestion des congestions en Haute Tension. Cette liquidité
1178 de marché ne peut s'appliquer à un feeder Basse Tension, où l'on a une petite dizaine de clients
1179 raccordés.

1180 Ces marchés locaux de flexibilité permettent la mise à disposition de flexibilité (souvent via une
 1181 plateforme) en matière de demande d’électricité ou de production au gestionnaire de réseau ou à une
 1182 autre contrepartie à un niveau local.

1183 La mise en place d’appels d’offre voire de marchés locaux pour l’achat de différents services de
 1184 flexibilité pour des contraintes au niveau de la HT est une pratique qui se développe rapidement de
 1185 manière rapide dans de nombreux pays. Les cas d’usages actuels portent essentiellement sur du
 1186 soutien à la conduite (gestion N-1) et de la gestion de travaux/maintenances.

1187 La flexibilité est achetée à des Flexibility Service Provider (FSP), pouvant potentiellement agréger de
 1188 la flexibilité BT pour résoudre de la congestion au niveau supérieur.

1189 **5.5.2. Evaluation de la flexibilité**

1190 L’évaluation des besoins de flexibilité ou Flexibility Needs Assessment (FNA) constitue une obligation
 1191 issue du cadre européen, introduite par le Règlement (UE) 2019/943, qui impose aux États membres
 1192 d’évaluer, une fois tous les 2 ans, les besoins en flexibilité du système électrique sur un horizon de
 1193 cinq à dix ans. Cette décision a été traduite dans une méthodologie validée par l’ACER en date du 25
 1194 juillet 2025. Dans l’exercice réalisé en 2026, ce sont les années 2030 et 2035 qui feront l’objet de
 1195 l’étude.

1196 L’objectif premier de cette décision européenne est de développer une base commune visant à
 1197 optimiser l’intégration des énergies renouvelables (RES). Cette évaluation doit notamment
 1198 permettre de déterminer les besoins futurs en flexibilité non fossile, incluant la réponse à la demande,
 1199 le stockage et les moyens décentralisés.

1200 Le périmètre du FNA est constitué d’éléments dépendant du gestionnaire de transport (équilibre entre
 1201 production et consommation), et d’autres éléments chez les gestionnaires de distribution (respect des
 1202 limites techniques du réseau de distribution).

1203 En ce qui concerne les gestionnaires de réseaux de distribution, la méthodologie convenue entre ELIA,
 1204 les GRD et la CREG est de limiter l’analyse quantitative aux points d’interface avec le gestionnaire de
 1205 transport, c’est-à-dire aux congestions situées au niveau du couplage ELIA–ORES. Les congestions
 1206 internes au réseau de distribution, ainsi que les problématiques de tension locales, ne relèvent pas du
 1207 champ quantitatif feront l’objet d’une analyse uniquement qualitative.

1208 Cette méthodologie prévoit également que le premier exercice FNA en Belgique se focalisera
 1209 exclusivement sur l’estimation des besoins de flexibilité liés à l’injection de puissance au niveau des
 1210 postes sources. Cette première mouture reposera sur une approche quantitative robuste, utilisant des
 1211 séries de données à 15 minutes et des jours représentatifs pour identifier les périodes où les
 1212 congestions pourraient apparaître.

1213 En ce qui concerne le prélèvement, les parties prenantes ont convenu, pour ce premier cycle, de se
 1214 limiter à une analyse qualitative. Celle-ci reposera sur la compréhension globale des dynamiques de
 1215 charge, sur l’identification des zones à risque et sur les tendances liées à l’électrification des usages,
 1216 sans chiffrage détaillé des volumes ou puissances nécessaires.

1217 Cette approche progressive permettra de structurer la participation des GRD au futur cadre européen,
 1218 tout en garantissant une cohérence méthodologique avec ELIA et la CREG pour la publication du
 1219 premier rapport national, attendu en 2026.

1220 L’exercice d’évaluation ne sera pas clôturé pour la remise du plan d’adaptation à la consultation
 1221 publique.

1222 **5.6. Raccordements flexibles**

1223 La mise en place des contrats de raccordement flexible s’inscrit dans une trajectoire progressive
1224 combinant un cadre réglementaire, des outils opérationnels et des modalités contractuelles harmonisées.
1225 Un cadre réglementaire est en cours de consolidation afin de définir les conditions de recours aux
1226 raccordements flexibles dans les zones où la capacité du réseau est limitée, ainsi que les règles de
1227 conversion en raccordement ferme ou, le cas échéant, de maintien en régime flexible permanent,
1228 notamment pour les installations de stockage.

1229 En parallèle, des modèles de contrats-cadres et de conventions spécifiques sont élaborés et soumis à
1230 l’approbation de la CWaPE, précisant les limites de puissance, les profils contractuels, les modalités
1231 d’activation et les mécanismes de compensation en cas de dépassement de seuils.

1232 Afin de rendre les contrats de raccordement flexible opérationnels et prévisibles, une méthode
1233 d’établissement des parties ferme et flexible de la puissance contractuelle a été développée. Celle-ci
1234 repose sur l’analyse conjointe des contraintes structurelles du réseau (transport et distribution), des
1235 profils de charge et d’injection des utilisateurs concernés, ainsi que des perspectives de
1236 développement du réseau telles que reprises dans les plans d’adaptation. Sur cette base, une
1237 enveloppe de puissance ferme est définie, correspondant à la capacité pouvant être garantie en
1238 permanence, tandis qu’une enveloppe de puissance flexible est déterminée pour les périodes ou
1239 conditions où des limitations peuvent être appliquées. Ces éléments sont formalisés dans le contrat
1240 de raccordement au moyen de profils de puissance et de seuils explicites, exprimés notamment en
1241 termes de puissance, de durée et de volumes d’énergie. Cette approche vise à assurer la transparence
1242 des conditions d’accès au réseau pour les utilisateurs, tout en permettant une gestion proactive et
1243 proportionnée des congestions, sans préjuger de l’évolution future du réseau ni retarder les
1244 investissements nécessaires. Au moment d’écrire ces lignes, les contrats ont été envoyés à la CWaPE
1245 pour approbation.

1246 Sur le plan opérationnel, les gestionnaires de réseau développent les outils nécessaires au pilotage et
1247 au suivi des raccordements flexibles, notamment via des systèmes de gestion des ressources
1248 distribuées (DERMS), permettant une planification à court terme et l’envoi de consignes en J-1. Ces
1249 dispositifs sont complétés par des phases pilotes et des démarches de concertation avec les parties
1250 prenantes, visant à sécuriser l’intégration progressive des contrats de raccordement flexible dans les
1251 processus de raccordement et de gestion des congestions.

1252 **5.6.1. Marché de la flexibilité**

1253 Au niveau d’ORES, nous avons deux initiatives d’innovation pour explorer ces pistes.

1254 La première, dénommée PIC@U, vise à tester l’utilisation d’une plateforme de marché pour exposer
1255 tous types de besoins de flexibilité (exemple : congestion). Les FSP (fournisseurs de service de
1256 flexibilité) peuvent alors y enregistrer leurs assets et remettre des offres pour subvenir à ces besoins
1257 en échange d’une rémunération.

1258 L’opérateur de cette plateforme, Piclo, a été attribué par ORES en janvier 2026 et les premiers appels
1259 d’offres seront publiés durant le second trimestre de 2026. Pour cette initiative, nous établissons des
1260 contacts réguliers avec nos collègues de Fluvius qui ont démarré une démarche identique, et ce afin
1261 que nos 2 initiatives soient les plus complémentaires possibles sur plusieurs aspects : design des
1262 produits de flexibilité, prix plafond, engagement des FSP, timing des marchés...

1263 À l’issue de ce pilote, ORES entend faire évoluer l’initiative vers une solution industrielle pérenne et
1264 évolutive à l’horizon 2028, en s’appuyant sur les retours opérationnels et réglementaires issus de cette
1265 phase d’expérimentation. L’objectif est de disposer d’une plateforme de flexibilité future-proof,

1266 intégrée durablement dans l’exploitation des réseaux. Dans ce cadre, une approche coordonnée à
1267 l’échelle fédérale sera explorée afin de mutualiser les développements, rationaliser les coûts et
1268 faciliter l’accès au marché pour les acteurs de la flexibilité (FSP), notamment via des cadres
1269 harmonisés, des produits standardisés et des interfaces simplifiées.

1270 La deuxième initiative appelée SCOPE concerne une approche différente. Il s’agit d’un marché
1271 secondaire de la flexibilité, c’est-à-dire où les échanges se font directement entre les utilisateurs du
1272 réseau (ce n’est plus ORES qui achète la flexibilité, contrairement au projet précédent). Exemple
1273 concret : un producteur soumit à une flexibilité régulée obligatoire (qui reçoit une consigne par
1274 exemple via o-one de moduler sa production) trouve un contrat avec un industriel pour que celui-ci
1275 consomme plus, et permette à ce producteur de continuer à injecter à plein potentiel. L’objectif
1276 principal est de développer une solution économiquement efficace pour éviter les congestions sur le
1277 réseau MT d’ORES et d’optimiser les échanges entre certains utilisateurs contraints et d’autres
1278 capables de moduler leur charge ou production. Cette initiative réalisée avec plusieurs partenaires
1279 (ULIEGE, ULB, OakTree Power, Haulogy, CE+T) a été déposée auprès du Pole MecaTech et sera
1280 subsidiée à partir d’avril 2026 par la région wallonne.

1281 En synthèse, la flexibilité devrait nous permettre de réconcilier l’accélération de la transition
1282 énergétique et les contraintes de planning d’un réinvestissement massif dans les réseaux. Déplacer la
1283 charge des VE la nuit, avoir la possibilité de moduler l’utilisation de parcs de batteries au moment de
1284 congestion des postes Elia ou développer des mécanismes de flexibilité commerciale sont autant de
1285 leviers que nous devons pouvoir exploiter.

1286 **5.6.2. Rapport d’activité pour l’année 2025 pour les services de flexibilité opérationnels**

1287 L’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 , Tab 6.2.9.4 C-Flex, reprend la situation en
1288 termes d’URD raccordés au réseau et ayant pris part à des contacts conclus dans le cadre de la FCR,
1289 FRR et du CRM s’agit donc d’URD remplissant toutes les conditions au cours de l’année N-1 pour voir
1290 leur flexibilité activée.

1291 Les données de flexibilité fournies proviennent des registres d’accès et d’activation de la flexibilité mis
1292 en place dans le cadre des produits de réserves ELIA. A noter que les clients R1 ne sont pas pré-qualifiés
1293 et que leurs activations, automatiques, ne sont pas connues d’ORES.

1294 **5.7. Conclusion**

1295 Les différents éléments repris dans cette introduction sont utilisés dans le plan d’adaptation. Nous
1296 avons démontré que les hypothèses d’augmentation de charge que nous avons prises ne sont pas
1297 celles du scénario le plus extrême. Les chapitres et sections suivants reprennent la structure
1298 demandée dans les lignes directrices de la CWaPE.

1299

1300

1301

1302 **6. Plan d’adaptation 2027-2031**

1303 **6.1. Les besoins en capacité**

1304 **6.1.1. Evolution prévisible du prélèvement, de la production et des pointes de charge**

1305 **6.1.1.1. Méthodologie**

1306 L’application des hypothèses, modèles et analyses présentés dans la section 5 « Identification des
 1307 objectifs et perspectives macroéconomiques » permet d’identifier les besoins en capacité sur la
 1308 période 2027-2031. Le taux général de la charge sur les autres réseaux est précisé en annexe.

1309 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.2.a charge globale

1310 **6.1.1.2. Les postes sources (interfaces entre le GRT et le GRD)**

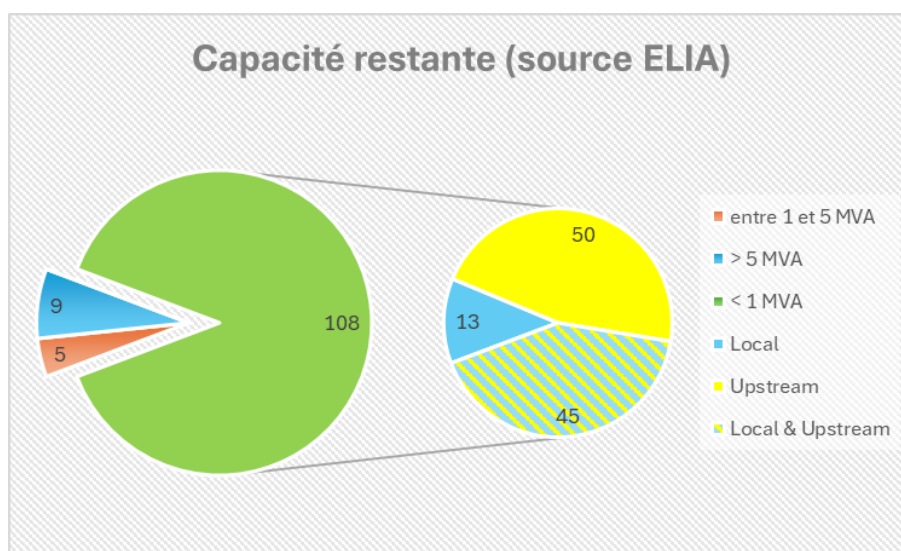
1311 L’évaluation du besoin en capacité de réseau au niveau des postes sources, qui constituent l’interface
 1312 entre le réseau de transport (GRT) et le réseau de distribution (GRD), ne peut être entièrement réalisée
 1313 que par le GRT.

1314 Si le GRD dispose d’une connaissance de la capacité disponible au niveau des postes de transformation
 1315 HT1/HT2, notamment à travers la notion de puissance dite garantie reprise dans les cahiers noirs,
 1316 cette information ne suffit plus à elle seule pour caractériser la capacité d’accueil effective. En effet,
 1317 la capacité réellement disponible dépend également, et de manière croissante, des contraintes en
 1318 amont dans le réseau de transport, dont l’analyse et la mesure relèvent exclusivement du GRT.

1319 Dans ce contexte, la capacité existante aux interfaces GRT–GRD ne peut être correctement
 1320 appréhendée qu’au moyen d’une analyse intégrée du réseau de transport, intégrant l’ensemble des
 1321 flux, congestions et hypothèses opérationnelles, telle que réalisé par le GRT.

1322 **Puissance garantie en prélèvement**

1323 Sur base du fichier complété par ELIA intitulé « Wallonia Remaining Capacity V2 », qui présente les
 1324 résultats de l’analyse de la capacité restante après traitement de l’ensemble des demandes
 1325 introduites au 01/11/2025, il apparaît que 109 postes sur les 122 postes sources d’ORES disposent
 1326 d’une capacité d’accueil inférieure à 1 MVA. Ces postes peuvent dès lors être considérés comme
 1327 présentant une capacité limitée, voire inexistante, au sens de l’article 26, §2 octies du décret.



1328 Figure 16 : Synthèse des capacités restantes dans les postes sources (source : Elia, « Wallonia Remaining Capacity V2 »).

1329 L’analyse met également en évidence :

- 1330 ▪ 5 postes dont la capacité d’accueil est comprise entre 1 et 5 MVA ;
- 1331 ▪ 8 postes présentant une capacité d’accueil supérieure à 5 MVA.

PP NAME	Elément limitant “upstream”	Puissance totale disponible [MW]	Limitation
ATHUS	AUBAN380 T 2 380/220/36 TFO	1 < x < 5	Local
BATTICE	DI 150 318 BRESSCHER+ LI	1 < x < 5	Upstream
EUPEN CAB. 1	DI 150 318 BRESSCHER+ LI	1 < x < 5	Local
OISQUERCQ TOT.	DI 150 675 BRAINOISQU CK	1 < x < 5	Upstream
SPA	DI 70 946 PEPINPRECH LILK	1 < x < 5	Local

1332 Tableau 16 : Liste des postes présentant une capacité d’accueil entre 1 et 5 MVA (source : Elia, « Wallonia Remaining Capacity
1333 V2 »).

Nom	Elément limitant	Puissance totale disponible [MW]
AMEL	DI 70 365 AMEL STEP+ LI	> 5
AUBANGE	AUBAN380 T 2 380/220/36 TFO	> 5
BEVERCE	DI 70 365 AMEL SVITH LI	> 5
BUTGENBACH	DI 70 365 AMEL SVITH LI	> 5
LIXHE 15kV TOT.	LIXHE380 T 11 380/220/36 TFO	> 5
MOUSCRON TOT.	AVLGM380 T 2 380/150/36 TFO	> 5
RONSE	AVLGM380 T 2 380/150/36 TFO	> 5
TROIS-PONTS	BRUME220 T 3 220/ 70 TFO	> 5
VILLEROUX	HOUFF220 T11 220/ 70/15 TFO	> 5

1334 Tableau 17 : Liste des postes présentant une capacité d’accueil supérieure à 5 MVA (source : Elia, « Wallonia Remaining
1335 Capacity V2 »).

1336 Ces résultats confirment que, pour une part significative des postes sources, la capacité d’accueil est
1337 contrainte par les limitations du réseau de transport (« upstream »), indépendamment des capacités
1338 propres des installations de transformation HT/MT orientant le concept de puissance dite garantie.

1339 Pour une description détaillée des hypothèses de calcul retenues, ainsi que pour la cartographie des
 1340 zones congestionnées et l’interprétation des résultats, il est renvoyé au GRT ELIA, seul compétent
 1341 pour documenter l’impact des contraintes amont du réseau de transport.

1342 Il convient dès lors de souligner que l’analyse du cahier noir, à savoir le tableau recensant les postes
 1343 et les puissances mises à disposition par ELIA (puissance dite garantie ou Sn-1 dans le tableau), ainsi
 1344 que l’évolution des consommations, tel que demandé dans l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED
 1345 2027_2031 » : Tab 6.1.1.2.b_cahiers noirs et rassemblé dans l’Annexe 3 – Annexe 3 – , ne prend en
 1346 compte que les contraintes locales à l’interface des postes sources.

1347 À ce titre, cet outil ne fournit qu’une vision partielle de la situation réelle en matière de capacité
 1348 d’accueil. Les données relatives aux niveaux de consommation et aux prévisions d’augmentation
 1349 figurant dans ce cahier noir doivent être analysées conjointement avec les contraintes en amont du
 1350 réseau de transport, afin de pouvoir établir une appréhension complète et cohérente des limites de
 1351 capacité aux interfaces GRT–GRD et, partant, des besoins réels en renforcement de la capacité du
 1352 réseau.

1353 **Puissance en injection**

1354 La situation des postes/cabines en termes d’accueil des productions décentralisées électriques (PDE)
 1355 est abordée en corrélation avec les cahiers verts et au niveau de la flexibilité technique.

1356 Un modèle de rapport sur les demandes de raccordement avec accès flexible des PDE a été finalisé et
 1357 est entré en vigueur début 2020. Ce dernier porte plus précisément sur le processus de raccordement
 1358 avec accès flexible et sur les réductions d’injection imposées, durant l’exercice N-1, aux PDE en vue de
 1359 prévenir des situations de congestion sur le réseau. Ce rapport est également transmis en Annexe 4
 1360 – Rapport T-Flex.

1361 **Les travaux dans les postes pour pouvoir raccorder les demandeurs (prélèvement et injection)**

1362 Le tableur 6.1.1.2.c de l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » recense les travaux aux
 1363 postes qui s’avèrent indispensables afin de permettre le raccordement des demandeurs, tant en
 1364 prélèvement qu’en injection¹⁹. Ces travaux concernent uniquement les adaptations relevant du
 1365 périmètre du GRD.

1366 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.2.c Travaux aux postes pour
 1367 raccordement

1368 **6.1.1.3. Les feeders et autres échanges entre réseaux**

1369 Dans le tableau 35 « Pointe de charge foisonnée totale (...) après ajustement » du rapport de la
 1370 CWaPE, la progression moyenne de la charge était estimée à 2,03 % par an jusqu’en 2029.

1371 Comme exposé à la section 5 « Identification des objectifs et perspectives macroéconomiques »,
 1372 l’augmentation de la charge de la clientèle industrielle existante est évaluée à 0,8 % par an. À cette
 1373 évolution s’ajoute la charge induite par les nouveaux raccordements en HT, dont la croissance très

¹⁹ Il s’agit ici des investissements de type cellules HT pour les raccordements donc pas les travaux dans les postes Elia type nouvelle cabine, etc. Les travaux sous rubrique sont ceux pour lesquels une offre a été envoyée au client.

1374 marquée a également été mise en évidence. Cette composante correspond à une augmentation
1375 moyenne supplémentaire de 1,6 % par an.

1376 Il convient en outre de prendre en considération l’impact de la hausse de la charge en basse tension
1377 (BT), qui contribue à porter le taux global d’augmentation moyenne de la charge à environ 2,2 % par
1378 an.

1379 Par ailleurs, même si une prudence particulière s’impose quant à la corrélation entre énergie
1380 consommée et puissance appelée, l’analyse de la figure 3 met en évidence une augmentation globale
1381 de la consommation d’énergie électrique de 53 % entre 2024 et 2035, passant de 82 TWh à 126 TWh.
1382 Cette évolution se traduit également par une sollicitation accrue des feeders, correspondant à un taux
1383 moyen d’augmentation de 3,64 % par an.

1384 Il est toutefois essentiel de rappeler que cette croissance ne se manifeste pas de manière uniforme
1385 sur l’ensemble du réseau. Afin d’éviter toute surestimation de l’évolution des charges, il est dès lors
1386 retenu, à titre d’hypothèse de travail, un taux de croissance annuel de 2,2 %.

1387 Les charges maximales des départs des postes et des sous-stations télécommandés sont reprises dans
1388 l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.3_charge feeders. Ces données sont
1389 établies annuellement par le Centre de Conduite Distribution.

1390 Les mesures réalisées durant l’hiver 2025-2026 ont été extrapolées à l’hiver 2031-2032, en appliquant
1391 l’hypothèse de croissance annuelle précitée.

1392 NB : les mesures d’intensité ont été effectuées le 22/01/2026. La température moyenne observée ce
1393 jour-là s’élevait à 6,2 °C (source : Météo en Belgique – Bilan climatologique).

1394 **6.1.1.4. Les cabines et transformateurs de distribution**

1395 La stratégie d’observabilité des réseaux repose prioritairement sur le déploiement de compteurs
1396 communicants chez les utilisateurs du réseau. Ces équipements permettent la collecte régulière et
1397 fiable de données de consommation et d’injection, offrant ainsi une visibilité accrue sur les flux réels
1398 au niveau local.

1399 Sur la base de ces données, des algorithmes dédiés permettront de recalculer de manière plus fine et
1400 dynamique les taux de charge des cabines et des transformateurs.
1401 Toutefois, tant que le déploiement des compteurs communicants n’est pas suffisamment étendu et
1402 représentatif, les taux de charge ne peuvent être établis ni communiqués de manière fiable.

1403 L’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » (Tab 6.1.1.4 Suivi charges TFO et Tab 6.1.1.4
1404 Suivi circuits BT) ne peut donc pas encore être remplie sur cette base.

1405 Entre-temps, la méthodologie de prioritisations des interventions et investissements présentée à la
1406 section « 5.3.1.2 Le scoring » permet d’identifier et de prioriser les actions prioritaires sur le réseau
1407 basse tension. Le scoring donnant un indice de priorité allant de 0 à 100 pour chaque feeder, 75% des
1408 feeders présentent un scoring inférieur à 13 alors que 90% des feeders présentent un score inférieur
1409 à 24.

1410

1411 **6.1.1.5. Les investissements de renforcement et/ou d'extension jugés**
 1412 **économiquement justifiés à la suite d'une analyse coût-bénéfice**

1413 La notion d'investissement économiquement justifié en Région wallonne est précisée dans l'arrêté du
 1414 Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et à l'accès flexible au
 1415 réseau.

1416 Dans ce cadre, un investissement est considéré comme économiquement justifié uniquement s'il
 1417 résulte positivement d'une analyse coûts-bénéfices réalisée par le gestionnaire de réseau et validée
 1418 par la CWaPE. Cette analyse vise à déterminer s'il est préférable de renforcer le réseau afin d'accueillir
 1419 une unité de production ou de recourir à des mécanismes de flexibilité. Un investissement réseau
 1420 n'est qualifié d'économiquement justifié que lorsque son coût actualisé est inférieur aux coûts
 1421 associés à la solution de flexibilité, en ce compris la compensation financière due aux producteurs
 1422 pour les volumes d'énergie non injectés.

1423 À ce jour, aucun projet de cette nature (hors raccordement trans-HT) n'est identifié dans le périmètre
 1424 de responsabilité directe d'ORES. ORES contribue toutefois à des projets situés à l'interface entre le
 1425 GRT et le GRD, mis en œuvre par le GRT en réponse à des situations de congestion au niveau de la
 1426 transformation HT/MT ou du réseau de transport local en amont. Ces projets sont repris dans le
 1427 tableau de l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.5 CBA+

1428 **6.1.1.6. Les investissements permettant d'octroyer de la capacité ferme aux**
 1429 **demandeurs flexibilisés en prélèvement**

1430 À ce jour, ORES n'a procédé à aucun octroi de renforcements flexibles en prélèvement, le cadre légal,
 1431 réglementaire et contractuel n'étant pas encore pleinement défini. En conséquence, aucun
 1432 investissement de cette nature n'est repris dans la présente rubrique.

1433 Voir l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.6 Flex_prelevt

1434 **6.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs**

1435 **6.1.2.1. Les nouveaux raccordements dédiés aux producteurs / stockage**

1436 Le détail de projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'annexe « ORES Assets - Annexes
 1437 PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.2.1_UPD_100 kVA et +

1438 Une enveloppe non nominative est prévue pour répondre aux demandes non connues à ce jour de
 1439 manière à accueillir les unités de production et de stockage prévues dans les hypothèses de la section
 1440 « Identification des objectifs et perspectives macroéconomiques ».

1441 **6.1.2.2. Les nouveaux raccordements dédiés aux gros clients industriels**

1442 La transition énergétique provoque une forte augmentation des demandes de raccordement émanant
 1443 des clients industriels, témoignant de leur volonté d'intégrer des solutions durables et de réduire leur
 1444 empreinte carbone.

1445
 1446 Comme présenté et quantifié sur l'horizon du plan dans la section 5 « Identification des objectifs et
 1447 perspectives macroéconomiques », cette évolution s'exprime particulièrement dans les domaines
 1448 suivants :

- 1449 • **Recharge rapide (Fast Charging)** : La transition vers la mobilité électrique nécessite des
 1450 infrastructures spécifiques pour soutenir le développement des bornes de recharge rapide.

- 1451 • **Stockage d’énergie (Batteries)** : La gestion de l’intermittence des énergies renouvelables
1452 stimule une demande accrue pour des installations de stockage performantes.
- 1453 • **Production décentralisée** : L’essor des parcs éoliens, photovoltaïques (PV) et d’autres
1454 solutions locales de production témoigne d’un passage progressif vers une énergie plus verte
1455 et autonome.
- 1456 • **Décarbonation industrielle** : Les entreprises entreprennent des modifications structurelles
1457 pour réduire leur dépendance aux énergies fossiles et adopter des processus plus écologiques.
1458

1459 **Contraintes et difficultés associées**

1460 Au-delà des efforts consentis par le gestionnaire de réseau pour adapter et renforcer les
1461 infrastructures, une amélioration significative des délais et de la faisabilité des raccordements passe
1462 également par une anticipation accrue des besoins du côté des clients industriels. Dans un contexte
1463 de contraintes croissantes sur la capacité des réseaux, cette anticipation constitue un prérequis
1464 essentiel pour permettre une analyse optimale des solutions techniques, l’intégration des besoins
1465 dans les plans d’investissement et, le cas échéant, l’identification de solutions de raccordement
1466 alternatives (profilées ou flexibles). À cet égard, la sensibilisation proactive des clients via les Account
1467 Managers, la formalisation d’un trajet de plan de puissance et la collecte structurée des besoins à
1468 moyen et long terme apparaissent comme des leviers indispensables pour sécuriser tant le
1469 développement économique que la planification efficace du réseau. Une telle démarche a déjà été
1470 poursuivie en 2025 mais les résultats ne sont pas exploitables. ORES est pleinement conscient de la
1471 difficulté pour les entrepreneurs de se projeter sur le long terme, dans un contexte économique et
1472 technologique en évolution rapide. Dans ces conditions, il apparaît difficile de faire reposer la seule
1473 responsabilité des délais et des conditions de raccordement, en particulier l’accès à la puissance, sur
1474 les gestionnaires de réseau, tant la qualité et le moment de l’information transmise en amont
1475 constituent un facteur déterminant.
1476

1477 Cette croissance rapide engendre plusieurs défis majeurs pour les gestionnaires de réseau et les
1478 projets de raccordement :

- 1479 • **Volume des demandes** : L’explosion des besoins, se concrétisent par une augmentation des
1480 demandes de raccordements année après année, exerce une forte pression sur les capacités
1481 existantes (voir aussi la section 5.3 Impact sur les investissements).
- 1482 • **Augmentation des capacités demandées** : L’électrification accrue des usages industriels,
1483 combinée au déploiement des bornes de recharge et des batteries, nécessite une
1484 augmentation significative des capacités de raccordement (voir aussi 5.4 Impact sur les autres
1485 réseaux : La problématique de l’accès à la puissance).
- 1486 • **Capacité des postes électriques** : La vitesse des augmentations de puissance demandées
1487 conduit à une saturation rapide des capacités disponibles dans le réseau de distribution et/ou
1488 de transport, obligeant à entreprendre des renforcements importants (voir aussi 5.4 Impact
1489 sur les autres réseaux : La problématique de l’accès à la puissance).
- 1490 • **Obtention des permis** : Les délais administratifs et réglementaires, souvent incompressibles,
1491 ralentissent la réalisation des projets et complexifient leur mise en œuvre dans des délais
1492 raisonnables.
1493

1494 Dans ses nouvelles lignes directrices, la CWaPE ne demande plus d’en faire un rapport détaillé dans
1495 les tableurs annexés. Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés majoritairement dans les
1496 chantiers « Non nominatifs » à la suite de l’imprécision des données actuellement disponibles.

1497 **6.1.2.3. Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants**

1498 Le raccordement des nouvelles zones résidentielles et industrielles s’accompagne de nombreux défis
1499 qui rendent sa mise en œuvre complexe et exigeante. Ces obstacles relèvent aussi bien de l’évolution
1500 incertaine des projets que de la transformation rapide des usages énergétiques.

1501
 1502 D’une part, les décisions de raccordement sont directement impactées par les aléas des projets
 1503 immobiliers. Retards, annulations ou modifications imprévues compliquent la coordination des
 1504 travaux et engendrent des ajustements constants. Cette incertitude oblige les acteurs du secteur à
 1505 jongler entre anticipation et adaptation permanente.

1506
 1507 D’autre part, l’essor de l’électrification des entreprises et des bâtiments accentue la demande en
 1508 puissance et impose des renforcements importants du réseau.

1509
 1510 Au-delà des nouveaux raccordements, il est indispensable de prendre en compte l’évolution des
 1511 infrastructures existantes :

1512 - Adaptation aux nouveaux usages : L’installation de bornes de recharge, l’intégration de pompes à
 1513 chaleur pour le chauffage et la transition vers des équipements industriels électriques augmentent
 1514 considérablement la consommation des zonings et lotissements existants.

1515 - Montée en puissance des demandes : Les nouveaux raccordements sont de plus grande ampleur
 1516 qu’auparavant, nécessitant des investissements conséquents dans les réseaux de distribution et/ou
 1517 de transport.

1518
 1519 La première contrainte à laquelle les nouveaux raccordements et l’évolution des raccordements
 1520 existants sont exposés concerne l’accès à la puissance qui peut être limitée au niveau du poste source
 1521 (voir aussi 5.4 Impact sur les autres réseaux : La problématique de l’accès à la puissance)

1522
 1523 La mise en place des raccordements et renforcements doit aussi composer avec des contraintes
 1524 techniques, réglementaires et administratives qui peuvent ralentir les projets. Les exigences en
 1525 matière de coordination avec les autres opérateurs d’impétrants, d’environnement et d’urbanisme
 1526 complexifient chaque étape, nécessitant une coordination étroite entre les parties prenantes pour
 1527 assurer une mise en œuvre efficace.

1528
 1529 Enfin, les travaux de raccordements sont aussi parfois organisés avec d’autres types de travaux dans
 1530 le réseau de manière à tirer profit de synergies dans leur organisation. Le regroupement des travaux
 1531 par souci de synergie augmente la taille et la complexité des projets à mettre en œuvre.

1532
 1533 Avec ce qui a été écrit au chapitre précédent, la difficulté pour les aménageurs de parcs d’activité
 1534 économique et les autorités publiques de disposer, dès l’origine, d’une vision claire et stabilisée des
 1535 besoins électriques futurs, est un défi que nous partageons. Les agences de développement
 1536 territoriale dépendent étroitement de la commercialisation des parcelles, du profil des entreprises
 1537 accueillies et de l’évolution de leurs usages énergétiques. Ici, aussi, un échange précoce et structuré,
 1538 fondé sur des hypothèses de plan de puissance évolutif et phasé, permet de mieux articuler le
 1539 développement des parcs d’activité avec la planification des investissements réseaux et les capacités
 1540 effectivement mobilisables.

1541
 1542 Dans ses nouvelles lignes directrices, la CWaPE ne demande plus d’en faire un rapport détaillé les
 1543 tableaux annexés. Les dossiers repris dans cette rubrique sont intégrés majoritairement dans les
 1544 chantiers « Non nominatifs » à la suite de l’imprécision des données actuellement disponibles.

1545

1546

1547 **6.1.2.4. Les petits producteurs de max 10 KVa**

1548 Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.
 1549 Section conservée pour maintien de la numérotation.

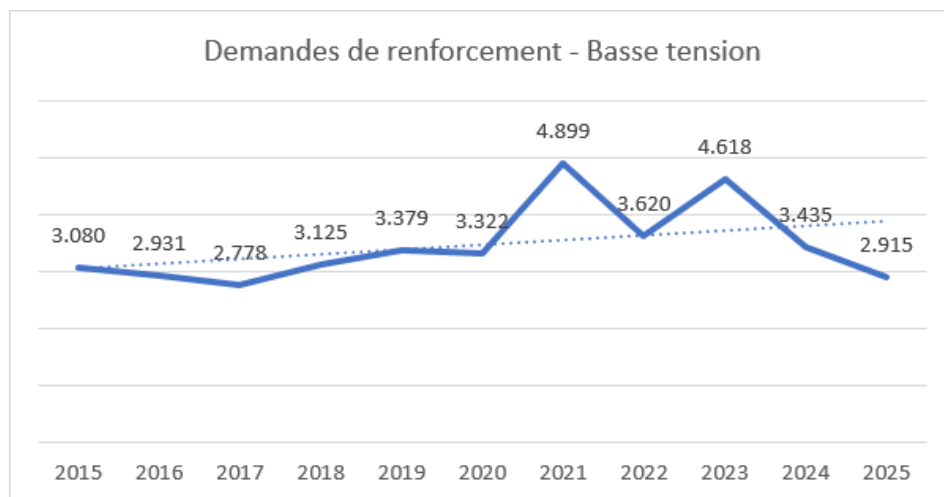
1550 **6.1.2.5. Les nouveaux producteurs n’injectant pas dans le réseau**

1551 Motivation obsolète – supprimée intentionnellement.
 1552 Section conservée pour maintien de la numérotation

1553 **6.1.2.6. Les nouveaux clients résidentiels**

1554 **Evolution du nombre de demandes d’augmentation de puissance**

1555 En 2023, nous constatons une augmentation de 30% des demandes de renforcement par rapport à
 1556 2022. Cette augmentation s’est plus ou moins confirmée les années qui ont suivi (+ 10% par an en
 1557 moyenne sur les 5 dernières années). En 2025, nous observons un retour à un niveau avant 2020,
 1558 confirmant la diminution déjà observée en 2024.



1559
 1560

Figure 17 : Evolution des demandes de renforcement des raccordements.

1561 **Evolution du nombre de demandes de raccordements des immeubles à appartements**

1562 Le volume des demandes de raccordement pour les immeubles à appartements est en légère
 1563 diminution au cours des deux dernières années. Par ailleurs, le décret imposant aux promoteurs
 1564 l’installation de bornes de recharge pour véhicules électriques se traduit par une augmentation des
 1565 puissances demandées. Afin de limiter la pression sur le réseau basse tension, une part significative
 1566 de ces puissances est dès lors reportée vers la moyenne et la haute tension. La baisse observée en
 1567 2025 pourrait également s’expliquer, au moins en partie, par un ralentissement de l’activité dans le
 1568 secteur de la construction.

1569 Dans le tableur, les projets correspondants à cette catégorie doivent porter la motivation « E 1.2.6
 1570 Nouveaux clients résidentiels ».

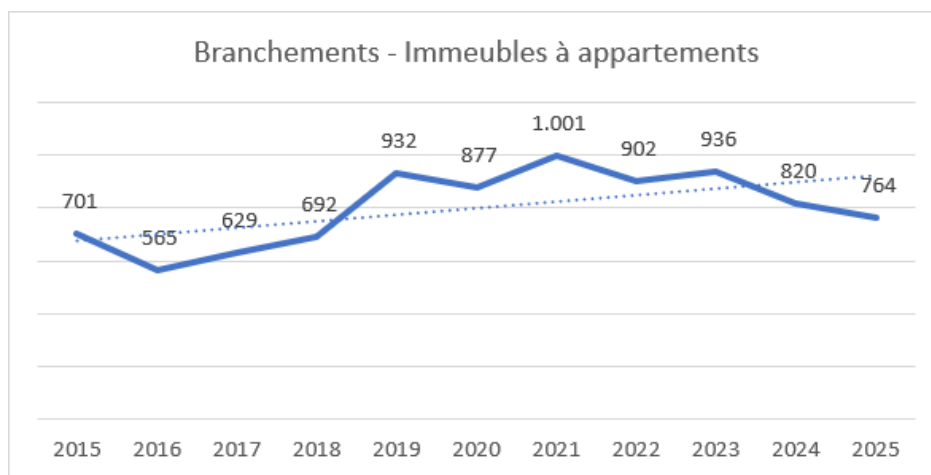


Figure 18 : Evolution du nombre de branchements d'immeubles à appartements.

1571

1572

1573 6.1.3. Les problèmes de congestion constatés (surcharges)

1574 La congestion d'un réseau de distribution correspond à une situation où la capacité de transport
 1575 d'énergie devient insuffisante pour alimenter les prélèvements des utilisateurs du réseau ou pour
 1576 évacuer efficacement l'énergie produite de manière décentralisée. Cette surcharge peut découler
 1577 d'une utilisation excessive des infrastructures en place ou de leur configuration inadaptée, entraînant
 1578 des perturbations telles que des pertes importantes, des interruptions de service et une dégradation
 1579 de la qualité de la distribution. D'un point de vue technique, elle se manifeste par des contraintes
 1580 excessives sur les équipements du réseau, tels que les lignes, les transformateurs et les sous-stations,
 1581 dépassant leurs limites de fonctionnement, provoquant des chutes de tension ou des surcharges.

1582

1583 Pour identifier ces congestions, une méthodologie combinant l'analyse des données et la modélisation
 1584 est mise en œuvre. Le processus débute par la collecte systématique des informations sur les
 1585 infrastructures existantes, notamment les caractéristiques physiques des lignes, des postes de
 1586 transformation et des conduites, ainsi que des données de consommation à la fois historiques et en
 1587 temps réel. Ces informations sont ensuite complétées par des prévisions de consommation et de
 1588 production futures, détaillées dans l'introduction du plan d'adaptation. Ces prévisions incluent divers
 1589 facteurs tels que la croissance naturelle des charges résidentielle et industrielle, l'intégration des
 1590 véhicules électriques, l'adoption accrue des pompes à chaleur, ainsi que l'évolution des sources
 1591 d'énergie renouvelables. De plus, les projets significatifs dépassant 250 kVA en consommation ou en
 1592 injection, et en cours d'étude, sont intégrés afin de dresser une vision à long terme la plus réaliste.

1593

1594 Toutes ces données, qu'elles soient historiques ou prévisionnelles, sont insérées dans un modèle
 1595 numérique du réseau, conçu à l'aide d'un logiciel spécialisé (Neplan). Ce dernier est interconnecté
 1596 avec diverses bases de données existantes (Proele, Netgis, etc.), permettant de simuler les flux et les
 1597 performances du réseau. Ces simulations, basées sur des points de fonctionnement caractéristiques
 1598 tels que les pics et les creux de consommation, offrent une vue détaillée des performances actuelles
 1599 et prévues. Les zones où le réseau ne satisfait plus aux critères de performance sont ainsi identifiées,
 1600 permettant un diagnostic technique approfondi qui met en évidence les circuits saturés et les écarts
 1601 de tension en dehors des limites acceptables.

1602

1603 Une fois ces zones problématiques déterminées, un plan directeur est élaboré. Un plan directeur
 1604 constitue une étude approfondie à long terme d'un poste haute tension (HT1) et établit une séquence
 1605 d'investissements nécessaires pour répondre aux évolutions prévues de la consommation et de la
 1606 production, tout en garantissant le niveau de performance requis. Il prend également en compte les
 1607 besoins liés au remplacement des équipements vétustes ou présentant des risques pour la sécurité.

1608
 1609 La conception du plan directeur intègre des considérations techniques, économiques, opérationnelles
 1610 et environnementales. Des scénarios de développement sont définis et comparés en prenant en
 1611 compte les coûts, la fiabilité, les aspects opérationnels, les impacts environnementaux et les
 1612 contraintes liées à l’aménagement du territoire. En parallèle, des solutions de résilience sont
 1613 proposées, telles que l’intégration de bouclages et l’installation d’équipements de secours, afin de
 1614 minimiser les risques liés aux perturbations. La structure généralement en boucle du réseau HT offre
 1615 des garanties en termes de secours pour la charge demandée, bien que certaines zones éloignées
 1616 soient alimentées en antenne. Dans ces cas spécifiques, et sauf impossibilité technique, des groupes
 1617 électrogènes sont prévus pour assurer l’alimentation en cas de panne.
 1618

1619 Le processus aboutit enfin à une programmation détaillée des interventions nécessaires, comprenant
 1620 un calendrier et la réalisation de fiches techniques destinées à organiser les travaux. Grâce à cette
 1621 méthodologie, le réseau de distribution peut répondre de manière proactive aux défis futurs tout en
 1622 assurant une performance optimale et durable.

1623 **6.2. Chaque année, de nouveaux plans directeurs sont élaborés et intégrés au plan**
 1624 **d’adaptation. Ces plans sont décrits dans l’**

1625 Annexe 5 – Description des plans directeurs du présent document, ils définissent les grandes
 1626 orientations stratégiques pour le développement du réseau dans les zones concernées :

- 1627 1. Plan directeur de Amel
 1628 2. Plan directeur d’Arlon , de Bonnert, Aubange et Latour (P12980)
 1629 3. Plan directeur d’Herbaimont
 1630 4. Plan directeur de Les Isnes, Gembloux, Auvelais et Saint-Servais
 1631 5. Plan directeur de Lobbes
 1632 6. Plan directeur de Mons
 1633 7. Plan directeur Montignies-sur-Sambre
 1634 8. Plan directeur Mouscron
 1635 9. Plan directeur Quevaucamps
 1636 10. Plan directeur de Villers-sur-Semois
 1637 11. Plan directeur Ways
 1638 12. Plan directeur de Les Plénesses
 1639 13. Plan directeur de Villerot
 1640 14. Plan directeur d’Abée-Scry
 1641 15. Plan directeur de Baulers
 1642 16. Plan directeur de Binche
 1643 17. Plan directeur de Braine-l’Alleud
 1644 18. Plan directeur de Deux-Acres
 1645 19. Plan directeur de Elouges
 1646 20. Plan directeur de Farciennes
 1647 21. Plan directeur de Fontaine
 1648 22. Plan directeur de Fosse-la-Ville
 1649 23. Plan directeur de Gosselies
 1650 24. Plan directeur de Hanzinelle
 1651 25. Plan directeur de Jodoigne
 1652 26. Plan directeur de Jumet
 1653 27. Plan directeur de Marche-en-Famenne
 1654 28. Plan directeur de Marquain
 1655 29. Plan directeur de Monceau

- 1656 30. Plan directeur de Nivelles
- 1657 31. Plan directeur de Trois-Ponts

1658
 1659 Ces plans directeurs sont à un stade préliminaire d'étude de mise en œuvre. Les quantités et les
 1660 budgets qui leur sont associés sont donc regroupés dans ce plan d'adaptation dans des enveloppes
 1661 non-nominatives diverses, couvrant des domaines tels que la vétusté, l'amélioration de l'efficacité du
 1662 réseau ou encore l'augmentation de la consommation. Au fur et à mesure de l'avancement des études
 1663 correspondantes, ces plans seront progressivement traduits en projets nominatifs.

1664 **6.2.1. Les problèmes de qualité de tension constatés (chutes de tension, surtensions, flicker, ...)**

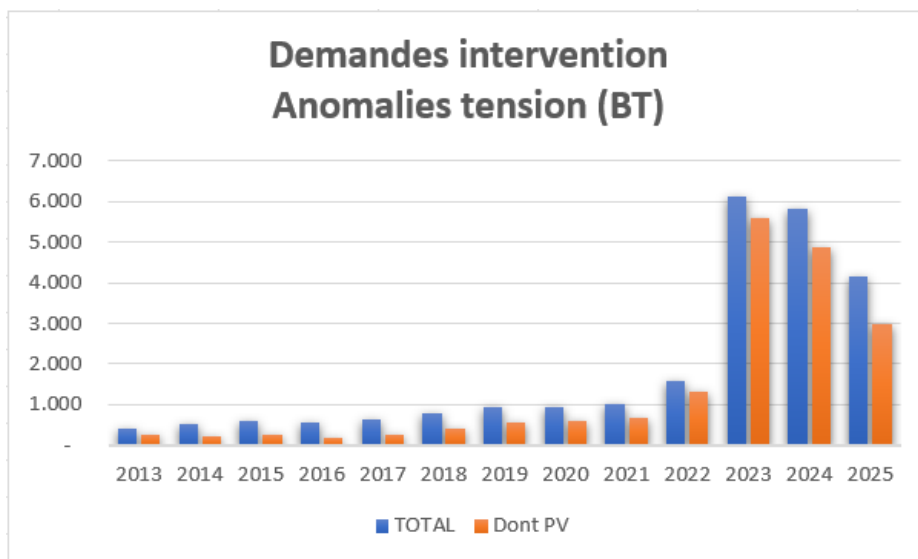
1665 Les critères contractuels utilisés par ORES sont ceux de la norme EN50160.

1666 Le détail du traitement de ces plaintes est disponible dans les Rapports Qualité ORES.

1667 Si des travaux sont nécessaires, le plus souvent ils sont réalisés dans l'année et couverts par une
 1668 enveloppe provisionnelle.

1669 La liste des demandes d'intervention pour des problèmes de tension est par ailleurs fournie dans
 1670 l'annexe 4 du Rapport Qualité ORES.

1671 La figure suivante montre la progression du nombre de plaintes.



1672
 1673 *Figure 19 : Evolution des interventions pour anomalie de tension.*

1674 Le nombre de demandes d'interventions sur la période 2023-2025 montre que le réseau basse
 1675 tension, bien qu'ayant supporté les premières vagues de la décentralisation de la production, n'aura
 1676 pas les capacités suffisantes pour assurer l'intégration des nouvelles productions décentralisées sans
 1677 oublier l'arrivée des nouvelles charges. Un investissement massif devra donc être réalisé dans les 15
 1678 ans à venir pour réduire les longueurs des circuits et augmenter les sections des câbles.

1679 Les investissements liés aux problématiques de congestion et de tension sont majoritairement
 1680 rattachés à la motivation 1.1 « Évolution prévisible de la consommation et pointes de charge (besoin
 1681 en capacité) ».

1682 La motivation 1.4 « Problèmes de qualité de l’onde de tension constatés (chutes de tension, etc.) »
 1683 est, quant à elle, historiquement peu utilisée dans les imputations. En effet, un investissement visant
 1684 à fournir au réseau la capacité nécessaire permet généralement de résoudre simultanément les
 1685 problèmes de qualité de l’onde de tension observés.

1686 Dès lors, le faible volume de dépenses qui pourraient être imputées à la motivation 1.4 ne doit pas
 1687 être interprété comme une absence d’actions d’ORES pour remédier aux difficultés identifiées. Les
 1688 initiatives mises en œuvre par ORES sont le plus souvent rattachées à la motivation 1.1, directement
 1689 liée au besoin de capacité, bien qu’elles contribuent également à améliorer la qualité de la tension.

1690 **6.2.1.1. Qualité de l’onde de tension**

1691 Des appareils de mesure (généralement du type Qwave) sont placés dans les différents postes sources
 1692 d’ORES. Les seuils sont réglés en fonction de la norme EN 50160. Les résultats des analyses sont décrits
 1693 dans le Rapport Qualité ORES.

1694 **6.2.2. Adaptations à la suite des coupures non planifiées**

1695 **6.2.2.1. Les coupures en basse tension**

1696 Les réseaux basse tension d’ORES ne sont, de manière générale, pas affectés par des coupures basse
 1697 tension anormalement longues nécessitant des investissements dans ce cadre précis.

1698 Le détail est donné dans l’annexe 3 du Rapport Qualité ORES.

1699 L’essentiel des problèmes détectés fait l’objet d’actions correctrices dans l’année de leur occurrence
 1700 et d’un suivi plus particulier en cas d’élagage.

1701 Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux.

1702 **6.2.2.2. Les coupures en HT**

1703 **Incidents sur câbles souterrains :**

1704 La plupart des incidents n’ont pas exigé de travaux d’investissement significatifs à mentionner dans le
 1705 plan d’adaptation (exemples : boîtes de jonction, remplacement d’équipement HT, petites poses de
 1706 câble immédiates).

1707 Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d’un remplacement de
 1708 câble :

- 1709 - L’historique des défauts sur le tronçon ;
- 1710 - La nature des défauts (corrosion, manipulation par tiers) constatée lors de la réparation ;
- 1711 - Le type de câble ;
- 1712 - L’âge du câble et la tension d’isolement de fabrication ;
- 1713 - La charge du câble.

1714 En cas de concentration de plusieurs défauts (3 ou plus) sur un tronçon limité entre 2 cabines, le
 1715 remplacement dudit tronçon est envisagé, l’objectif étant d’éviter une multiplication future de défauts
 1716 au même endroit.

1717 Le détail, par tronçon, est donné dans les annexes du Rapport Qualité ORES.

1718 **Incidents sur lignes aériennes :**

1719 La plupart des incidents n’ont pas exigé de travaux d’investissement significatifs à mentionner dans le
1720 plan d’adaptation (exemples : isolateurs remplacés, bretelles renouvelées, élagage, ...).

1721 L’enfouissement des lignes fortement sollicitées et souvent en défaut est systématiquement envisagé.

1722 Les critères suivants entrent en ligne de compte pour juger de la pertinence d’un remplacement de
1723 ligne :

1724 - Le type et l’état des armatures et des supports ;

1725 - La nature des conducteurs ;

1726 - L’âge des lignes ;

1727 - La proximité des habitations.

1728 La liste des tronçons ayant connus au moins trois défauts sur la période 2019-2021 est renseignée en
1729 annexe 2 du Rapport Qualité ORES.

1730 **6.3. Autres aspects à prendre en compte**

1731 **6.3.1. Remplacements pour cause de vétusté**

1732 En matière de vétusté, l’objectif de l’entreprise est de maintenir une pyramide d’âges qui soit sous
1733 contrôle pour ne pas laisser aux générations futures la charge de résoudre les problèmes de pannes
1734 et de congestion. Il pourra nous être rétorqué que l’âge n’est pas un bon indicateur d’investissement.
1735 Il est évident que l’âge en tant que tel ne constitue pas un indicateur de l’état de l’équipement.
1736 Toutefois, il l’est de la technologie utilisée. A travers l’âge des équipements, ce sont en fait ces
1737 technologies qui sont visées. Certaines ont montré leurs limites (tel que le vieillissement du papier
1738 dans les câbles papiers plomb en HT et en basse tension), d’autres ont généré des pannes voire des
1739 incidents (comme le matériel HT dit « ouvert »).

1740 Enfin, les sections et le type de réseau utilisés dans les années 1970 ne permettent plus de faire face
1741 à la demande d’énergie consommée ou injectée (comme le réseau basse tension en cuivre nu ou les
1742 petites sections de 16 mm² en HT).

1743 Les pyramides des âges des équipements existants sont reprises dans l’Annexe 1 – Pyramides des âges

1744 **Réseau HT aérien :**

1745 Les données d’inventaire relatives au réseau HT vous sont fournies au sein l’annexe « ORES Assets -
1746 Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 0_descriptif infr existante

1747 Le réseau HT aérien fait l’objet :

1748 - D’un monitoring de plus en plus précis (cfr. L’utilisation de drones pour l’inspection des lignes
1749 aériennes) ;

1750 - D’une visite de contrôle annuelle par un SECT ;

1751 - D’un grand entretien tous les 25 ans.

1752 Un point essentiel entre en ligne de compte pour le remplacement éventuel d’un tronçon vétuste : la
1753 détection de défauts successifs. Il est à noter que l’enfouissement peut également se faire à l’occasion
1754 d’une opportunité découlant d’une demande de raccordement, création d’une zone économique, ...
1755 ou l’installation d’un parc éolien.

1756 Quoi qu’il en soit, l’objectif poursuivi par ORES à ce jour est de procéder à l’enfouissement (ou le
 1757 remplacement le cas échéant) successif des lignes haute tension les plus vétustes afin de conserver
 1758 une pyramide d’âges moyens acceptable et afin de conserver un bon niveau de qualité/disponibilité
 1759 dans le temps (lien avec pannes ci-dessus) et de rencontrer les exigences relatives à la résilience des
 1760 réseaux.

1761 **Pyramide des âges – Réseau HT aérien à fin 2025 :**

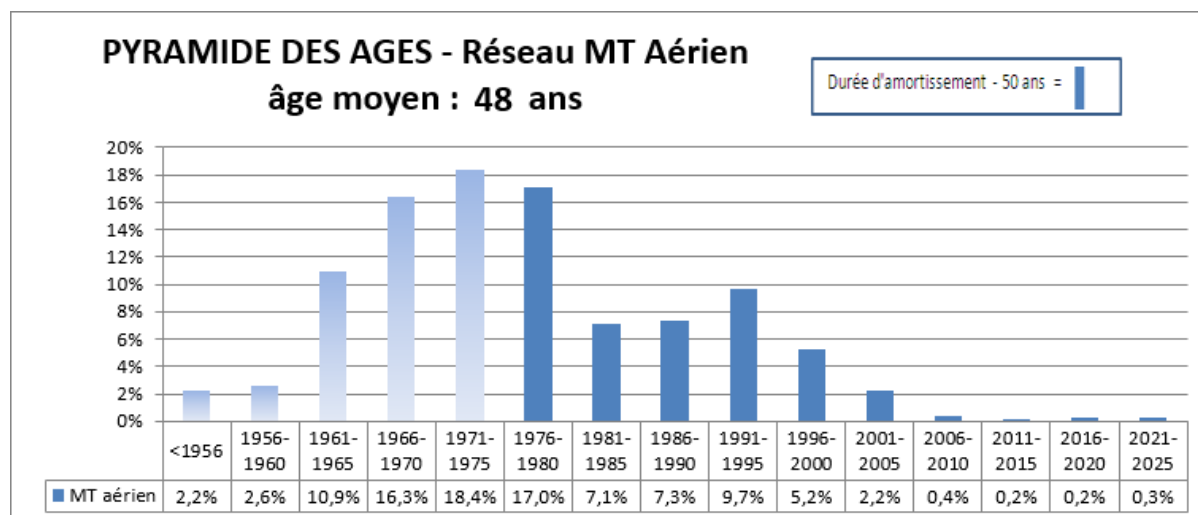


Tableau 18 : Pyramide des âges des circuits moyenne tension en aérien.

1762
1763

1764 **Réseaux basse tension aérien :**

1765 Les données d’inventaire relatives au réseau BT vous sont fournies au sein de l’annexe « ORES Assets
 1766 - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 0_descriptif infr existante.

1767 Nous disposons de deux indicateurs statistiques relatifs à la qualité du réseau basse tension :

- 1768 - Les interventions à la suite des appels de la clientèle, à l’exclusion des appels pour les incidents
- 1769 sur raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- 1770 - Les anomalies relevées sur le réseau cuivre.

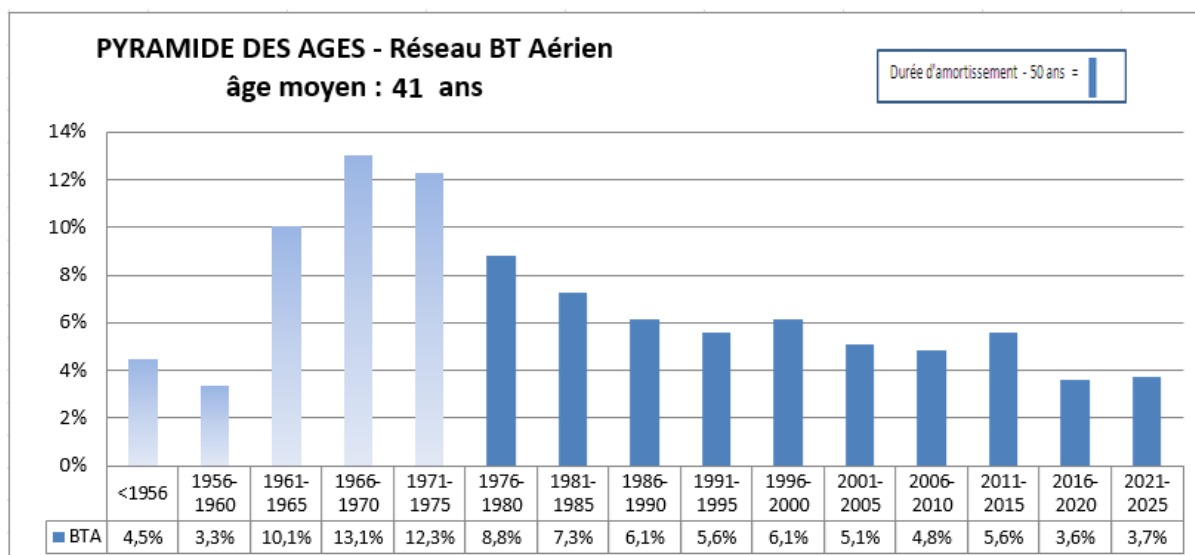
1771 Les pannes sur les réseaux préassemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

1772 Les anomalies sur réseau cuivre sont quant à elles éliminées, soit par la réparation sans modification
 1773 (travaux d’exploitation), soit par le remplacement du réseau existant en réseau préassemblé.

1774 ORES met par ailleurs en place un programme de remplacement des lignes aériennes les plus vétustes
 1775 (lignes < 1960). Ce dernier est programmé sur du long terme.

1776 Dans le souci d’une amélioration constante de nos bases de données, grâce à de nouveaux
 1777 développements IT, il a été possible de mettre en concordance les bases de données techniques
 1778 (PROELE) avec la cartographie (ENERGIS/NETGIS). Cette cartographie nous permettra à terme
 1779 d’obtenir une meilleure connaissance de l’état du réseau basse tension au niveau d’ORES.

1780 **Pyramide des âges – Réseau BT aérien à fin 2025 :**



1781

1782

Tableau 19 : Pyramide des âges des circuits basse tension en aérien.

Situation au 31 décembre de l'année N-1 (31/12/2025)	Réseau Haute Tension			Réseau Basse tension		
	HT aérien	HT souterrain	Total HT	BT aérien	BT souterrain	Total BT
Longueur totale des réseaux (km)	2.862	19.161	22.023	19.656	12.739	32.395
Longueur totale du cuivre nu (km)	424	0	424	775	0	775
Dont Cu de faible section ou très vétuste (km)	410	0	410	625	0	625
Remplacement moyen cuivre nu (km/an)	41	0	41	19	0	19

1783

1784

Synthèse des longueurs de réseau cuivre nu (ORES) :

1785

1786

Tableau 20 : Synthèse des longueurs de réseau cuivre nu.

1787

Il est important de noter que à la suite d'une profonde révision de nos bases de données techniques, l'inventaire basse tension (cuivre nu) a été corrigé de manière relativement importante.

1788

1789

Voir l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.2.1 vétusté

1790

Réseaux HT et BT souterrain :

1791

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

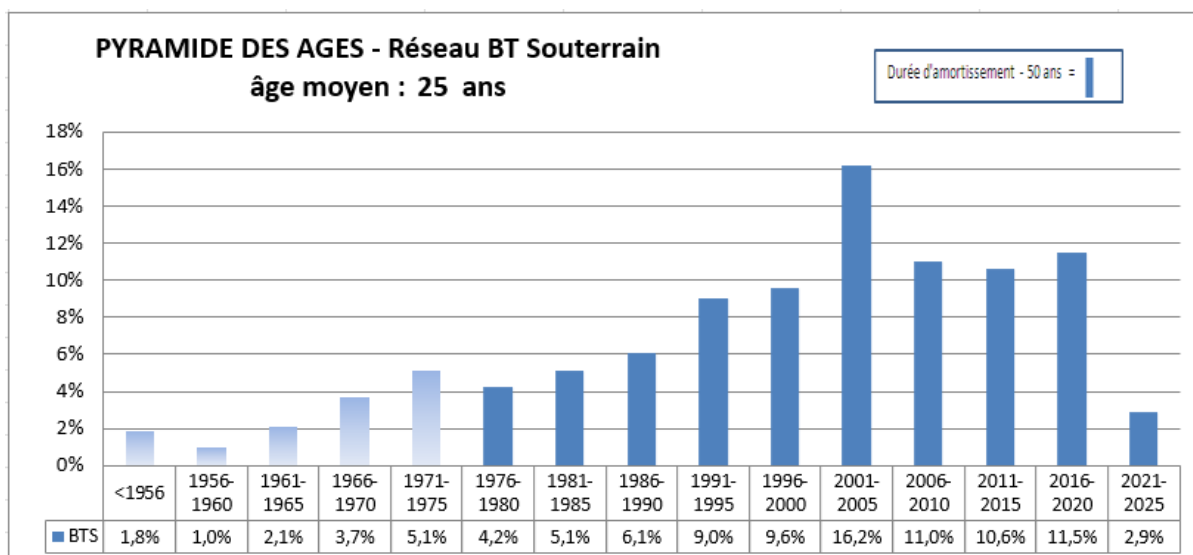
1792

1793

Les anciens câbles papier plomb sont quant à eux progressivement désaffectés

1794

Pyramide des âges – Réseau BT souterrain à fin 2025:



1795

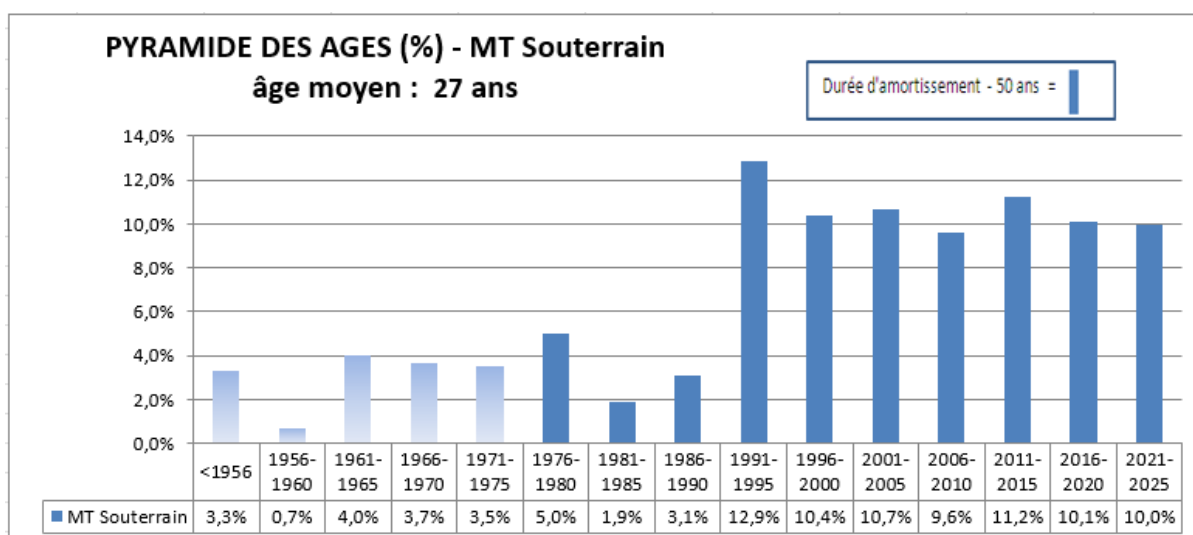
1796

Tableau 21 : Pyramide des âges des circuits basse tension en souterrain.

1797

Pyramide des âges – Réseau HT souterrain à fin 2025 :

1798



1799

1800

Tableau 22 : Pyramide des âges des circuits haute tension en souterrain

1801

Outils de scoring pour prioriser le remplacement des câbles et lignes

1802

Nous avons développé deux outils de scoring. Le premier concerne un outil de scoring pour prioriser les investissements de remplacement des câbles HT en technologie papier plomb.

1803

1804

Cette méthodologie de scoring permet de donner une priorité de remplacement à chaque tronçon analysé de cette technologie, via l'établissement d'un score par tronçon, suivi d'une normalisation des valeurs afin d'assurer une évaluation équitable des tronçons à l'échelle du réseau.

1805

1806

1807

Les paramètres utilisés pour évaluer l'importance de chaque tronçon sont détaillés ci-dessous.

- 1808 ■ Âge : Représente l’âge de chaque tronçon, calculé comme la différence entre l’année actuelle
- 1809 et l’année de mise en service. Ici, l’année de mise en service correspond à l’année optimisée
- 1810 RAB.
- 1811 ■ Section optimisée : Equivalent cuivre
- 1812 ■ Position : Indique la position du tronçon par rapport au poste de départ (une position de 0
- 1813 signifie une sortie directe du poste).
- 1814 ■ Longueur : Correspond à la longueur du tronçon en mètres.
- 1815 ■ Incidents : Ce paramètre inclut plusieurs sous-paramètres pour mieux évaluer l’impact et la
- 1816 temporalité des incidents sur le réseau :
- 1817 ○ Fréquence des incidents
- 1818 ○ Nombre d’incident par km
- 1819 ○ Année du dernier incident

1820 Une pondération a été appliquée afin de donner plus d’importance à certains paramètres, en fonction

1821 des priorités actuelles de remplacement des câbles sur le réseau.

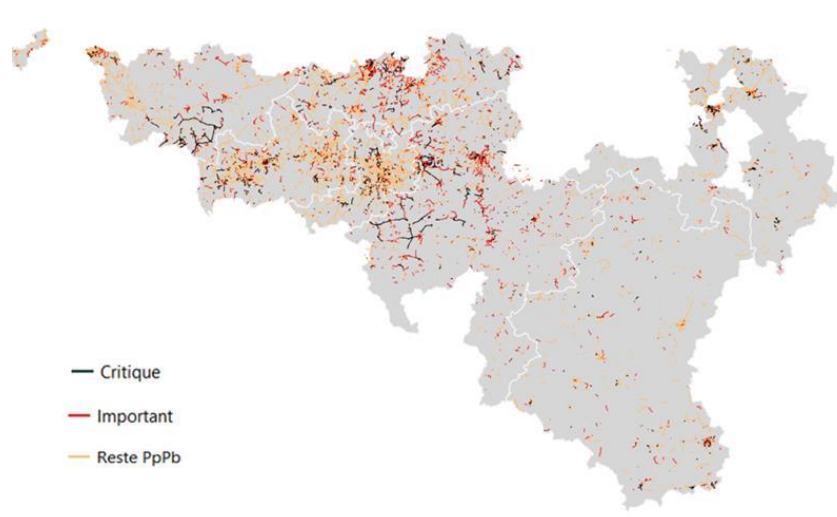
Paramètre	Importance
Âge	3
Section Optimisée	4
Position	3
Longueur [m]	0.3
Fréquence d’incidents	1
# d’incidents par km	1
Année du dernier incident	1

1822 *Tableau 23 : Pondérations des paramètres de priorisation utilisés.*

1823 Cette méthode de scoring aboutit à un score normalisé compris entre 0 et 1 pour chaque tronçon.

1824 Cela permet d’établir une liste de priorités en fonction des scores obtenus, facilitant ainsi

1825 l’identification des tronçons les plus critiques à traiter en priorité.



1826

1827 *Figure 20 : Illustration des résultats du processus de priorisation des remplacements des câbles HT.*

1828 Une méthode plus générale sur l’ensemble des technologies de câbles en cours de validation.

1829 Le deuxième outil de scoring que nous avons développé concerne le réseau BT.

1830 Ce scoring combine non seulement la vétusté des installations (pour 20% du score) mais également la
 1831 qualité de la tension mesurée grâce aux compteurs communicants et/ou sur les retours des clients
 1832 (notification de problème tension) (pour 60% du score) et une projection de l’adéquation de capacité
 1833 de l’infrastructure existante aux nouveaux usages (VE, PàC et PV) pour 20% du score.

1834 La démarche a été plus loin car il nous a été possible, en utilisant des outils d’intelligence artificielle
 1835 (dénommé COSMOS), d’associer à chaque câble BT deux solutions techniques standard qui améliorent
 1836 son score. Ce faisant, il a été possible de mettre en place un algorithme d’optimisation du portefeuille
 1837 d’investissement sous contrainte des ressources disponibles²⁰. C’est sur cette base que la cartographie
 1838 des actions d’ORES pour résoudre les problèmes de décrochages des onduleurs a été établie (voir
 1839 section 5.3.1.2 Le scoring).

1840 **Equipements cabines :**

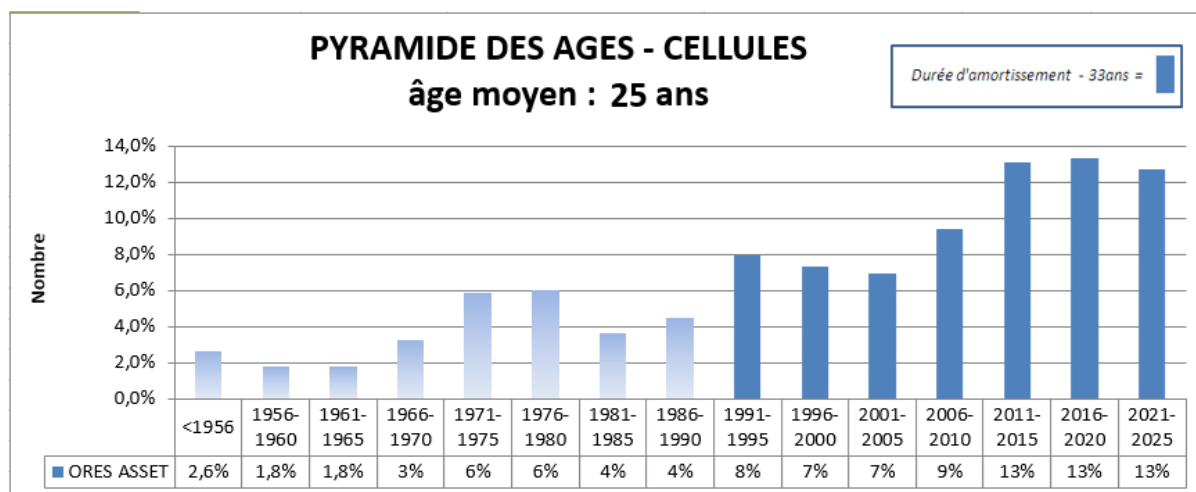
1841 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour le remplacement du matériel vétuste en cabine (hors
 1842 politique de remplacement du matériel ouvert).

1843 A titre d’exemple, nous retiendrons la campagne de remplacement de relais de protection au sein des
 1844 cabines HT/BT mais également dans les postes HT/HT (interfaces ELIA-ORES).

1845 En parallèle de cette politique, nous poursuivons le renouvellement des cabines dont le matériel est
 1846 identifié comme problématique, vétuste ou dont la connaissance technique par les agents n’est plus
 1847 suffisamment présente (matériel de type Magnéfix MD, Unerg, Tyke, etc...).

1848 Ces cabines sont principalement identifiées dans les projets non nominatifs sous la motivation E.2.1.
 1849 Vétusté.

1850 **Pyramide des âges – Cellules HT/BT à fin 2025 :**



1851

1852

Tableau 24 : Pyramide des âges des cellules installées.

²⁰ Voir également description au chapitre 5.5 « Mesures de gestion intelligente du réseau ».

1853 **6.3.2. Interventions pour raison de sécurité**

1854 **6.3.2.1. Sécurité générale**

1855 **Visites de contrôle des postes et cabines :**

1856 Conformément aux prescriptions du RGPT (art. 262) et du RGIE (art. 272), le SECT effectue des visites
1857 de contrôle annuelles de l’ensemble des postes et sous-stations.

1858 Ces visites débouchent sur des procès-verbaux reprenant les observations effectuées et les infractions
1859 constatées. Ces dernières sont corrigées au fur et à mesure dans l’année par les agents d’exploitation.

1860 Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux
1861 d’instruction, nettoyage, ...).

1862 Une enveloppe non nominative provisionnelle est prévue à cet effet (motivation E.2.2. Sécurité).

1863 **Lignes HT aériennes :**

1864 Des lignes aériennes placées initialement en zones agricoles se retrouvent aujourd’hui, par le
1865 développement des lotissements, en zone d’habitat. Dans certaines de ces zones, les constructions
1866 ont été érigées à trop grande proximité des lignes HT. Il en découle un risque non négligeable pour les
1867 personnes et les biens.

1868 Dans ces cas, on procède à l’enfouissement des lignes aériennes (une enveloppe non nominative
1869 provisionnelle est prévue à cet effet).

1870 **6.3.2.2. Distances de sécurité**

1871 L’enveloppe provisionnelle prévue pour ces travaux est la même que celle prévue pour les adaptations
1872 de réseaux à la suite des visites de contrôle par organismes agréés.

1873 **6.3.2.3. Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)**

1874 Le remplacement de ces équipements relève tant de la motivation principale vétusté que de la
1875 motivation sécurité (motivation E.2.2). Cependant, compte tenu de la particularité des équipements,
1876 la motivation sécurité a été mise en avant. C’est la raison pour laquelle cette politique est décrite dans
1877 ce chapitre.

1878 **Politique de mise en conformité des cabines :**

1879 La visite de routine des cabines (réalisée par ORES) permettant de réaliser l’analyse de risque
1880 individuelle et *in situ*²¹ débutée en 2009 a été réalisée pour toutes les cabines.

1881
1882 Dans le cadre de l’AR du 04/12/2012 concernant les prescriptions minimales de sécurité des
1883 installations électriques sur les lieux de travail, ORES a établi un plan d’action volontariste. Ce dernier
1884 se décline en 2 axes :

- 1885
1886 • 1^{er} Axe : renouvellement des cabines équipées de « matériel ouvert » suivant les priorités
1887 établies via différents facteurs dont l’analyse de risque individuelle. Les visites de routine ont

²¹ 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.

1888 à présent été toutes réalisées. À la suite de cela, les cabines ont été classées en 3 catégories:
 1889 rouges, oranges et vertes. Les renouvellements sont effectués en priorité pour les cabines
 1890 rouges puis pour les oranges et enfin les vertes. Le matériel ouvert disparaîtra donc à terme
 1891 pour faire place à du matériel sous enveloppe ;

1892
 1893 • 2nd Axe : dans l’attente de la fin de ces travaux d’envergure, des mesures complémentaires
 1894 ont été prises comme le placement d’EPC (équipement de protection collective) et le
 1895 déclassement des « interrupteurs » matériel ouvert en « sectionneurs » (la manœuvre se fait
 1896 hors charge) dans les cabines non équipées d’EPC. Toutes ces mesures ont été prises afin
 1897 d’assurer la sécurité des agents d’exploitation lors de la manœuvre de ce matériel vétuste.

1898 Ces travaux indispensables pour assurer la sécurité des agents, améliorer l’indisponibilité et la qualité
 1899 de service, impliqueront une charge financière importante pour ORES (remplacement du matériel
 1900 dans environ 2.500 cabines d’ici 2031).

1901 **Scores obtenus pour les cabines ORES en service**

1902 La campagne de visites de routine ayant été menée à bien fin 2019.

1903 Voici un inventaire des cabines ORES et leur situation à fin 2025 :

1904

	Unités		Proportion	
	Cabine sol	PTA	Cabine sol	PTA
Vert	13.738	3.557	78,9%	59,17%
Orange	3.614	2.444	20,7%	40,66%
Rouge	67	10	0,4%	0,17%
Total	17.419	6.011	100%	100%

1905

1906

Tableau 25 : Scoring des cabines ORES en service.

1907 Nous souhaitons mettre à niveau environ 400 cabines par an en moyenne entre 2026 et 2031.

1908 En 2025, pas moins de 250 cabines avec du matériel ouvert ont été remplacées.

1909 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » :Tab 6.2.2.3 sécu cab

1910

1911 **Postes – état des lieux**

1912 La rénovation des postes est en cours et se fait en cohérence avec les travaux d’ELIA tels que repris
 1913 dans la section 6.3.5 Parallèle avec les investissements Elia

1914

1915 **6.3.3. Environnement**

1916 **6.3.3.1. Politique générale**

1917 Les extensions de réseau haute tension sont exclusivement réalisées en câbles souterrains. Aucune
 1918 dérogation ne sera dès lors demandée dans ce cadre. Les longueurs câbles posées peuvent être
 1919 sensiblement différentes des longueurs de lignes aériennes. En effet, la topographie des lieux, la
 1920 densité d’utilisateurs de réseau, la recherche de parcelles pour la construction des futures cabines
 1921 remplaçant les PTA aériens influencent directement le tracé.

1922 Toutes les extensions en basse tension sont prévues en souterrain. En cas de nécessité, une demande
 1923 de dérogation sera introduite à la CWaPE suivant les canevas définis. Pour les autres travaux
 1924 (remplacement et renforcement), ceux-ci seront réalisés généralement en aérien, vu les surcoûts à
 1925 charge des différents propriétaires d’installations (éclairage public, télédistribution et réseau basse
 1926 tension proprement dit). Une enveloppe provisionnelle est prévue pour ces travaux.

1927 **6.3.3.2. Transformateurs : mise en conformité PCB**

1928 La stratégie relative aux transformateurs contenant des PCB vise l’élimination progressive des
 1929 équipements concernés afin de prévenir tout risque de pollution des sols, des eaux et des
 1930 écosystèmes. Cette démarche s’appuie sur l’identification exhaustive du parc, une priorisation fondée
 1931 sur le niveau de risque environnemental et la mise hors service planifiée des transformateurs,
 1932 conformément aux échéances légales en vigueur.

1933 Le remplacement de transformateurs HT/BT à la suite de la parution du règlement (UE) 2019/1021 DU
 1934 PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 20 juin 2019 : ce règlement porte sur les Polluants
 1935 Organiques Persistants (POP) et impacte les GRD au niveau des transformateurs dont le niveau des
 1936 polluants (PCB) est supérieur à 50 ppm. A cet égard, les GRD prennent le postulat que les
 1937 transformateurs dont la date de fabrication est antérieure à 1987 sont les seuls potentiellement
 1938 concernés.

1939 Ce règlement impose par ailleurs le recensement et le retrait des transformateurs concernés (Taux de
 1940 PCB > 50 ppm) pour le 31/12/2025. Au total, chez ORES, ce ne sont pas moins de 850 transformateurs)
 1941 vétustes à remplacer dans le cadre de cette réglementation. Il est cependant important de préciser
 1942 que le recensement et l’élimination des transformateurs concernés par ce règlement endéans le délai
 1943 susmentionné est particulièrement difficile à mettre en place. Ce nombre de 850 transformateurs
 1944 vétustes est donc un chiffre prévisionnel, à affiner au fur et à mesure de la campagne de
 1945 prélèvement et des analyses.

1946 Par conséquent, ORES a décidé de se focaliser, dans un premier temps, sur l’analyse des
 1947 transformateurs situés géographiquement les plus proches des zones protégées (captage d’eau,
 1948 Natura 2000). Sur base des prises d’échantillons réalisées à fin mars 2026, un total de 31
 1949 transformateurs a été identifié. Aucun de ces 31 éléments ne se trouve directement dans une des
 1950 zones de captage. Le plus proche se situe à 43 mètres. Ces informations sont partagées avec la SWDE.

1951 En ce qui concerne les transformateurs HT/HT, ORES a recensé 39 transformateurs HT/HT présentant
 1952 un risque environnemental, toutes causes confondues. L’analyse des solutions à mettre en œuvre
 1953 n’est pas terminée. A ce jour, 18 remplacements ont déjà été planifiés d’ici 2030.

1954
 1955 Ces remplacements sont repris dans les projets non-nominatifs sous la motivation « « E 2.3.2
 1956 Transformateurs : mise en conformité PCB».

1957 **6.3.3.3. Actions spécifiques**

1958 Quelques dossiers d’enfouissement significatif de réseaux basse tension et EP sont programmés
 1959 annuellement dans le cadre d’une politique d’enfouissement pour raison esthétique (en général avec
 1960 synergie égout et/ou réfection de voirie et trottoir) menée par les communes concernées. Une
 1961 enveloppe provisionnelle est également prévue.

1962 **6.3.4. Harmonisation des plans de tension**

1963 Sont repris ici les investissements relatifs à la conversion des réseaux haute tension 6 kV ainsi que des
1964 réseaux basse tension 230V.

1965 L’harmonisation des plans de tension basse tension (de 230V à 400V) est l’un des moyens permettant
1966 de préparer les réseaux à la transition énergétique et de faire face à la réduction de la capacité
1967 restante des réseaux, sans être une fin en soi. ORES met donc progressivement en place une politique
1968 de conversion 230-400V ciblée et pragmatique.

1969 • Ciblée : des zones à fort potentiel de croissance de la consommation (pompes à chaleur et
1970 véhicules électriques) telles que les zones péri-urbaines ont été sélectionnées. La
1971 détermination de ces zones (secteurs statistiques) a fait l’objet d’un travail collaboratif avec
1972 l’UCLouvain.

1973 • Pragmatique : En fonction de la situation sur place, la politique peut globalement se résumer
1974 comme suit :

1975 ○ Si le réseaux 230V a plus de 50 ans : il est remplacé par un réseau 3N400V et les clients
1976 sont également convertis (conversion totale avec pose) ;

1977 ○ Si le réseau 230V a un âge compris entre 25 et 50 ans : un nouveau câble alimenté en
1978 3N400V est posé en parallèle de l’infrastructure existante. Les clients passent
1979 progressivement, en fonction de leur demande, d’une alimentation à une autre
1980 jusqu’à atteindre une « masse critique » où l’ensemble des clients restants est
1981 converti et l’ancien câble désaffecté (couverture) ;

1982 ○ Si le réseau 230V a moins de 25 ans : il est déjà compatible pour être alimenté en
1983 3N400V (câble et ligne avec 4 conducteurs). Cette conversion est réalisée en une fois
1984 et les clients passent en 3N400V (conversion totale sans pose).

1985 Le choix sera donc toujours guidé par l’optimum technico-économique entre
1986 couverture/renforcement vs conversion en fonction des réalités locales et des principes exposés ci-
1987 dessus. Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les réseaux concernés.

1988 **6.3.5. Parallèle avec les investissements Elia**

1989 L’application des hypothèses, modèles et analyses présentés dans la section 5 « Identification des
1990 objectifs et perspectives macroéconomiques » permet d’identifier les besoins en capacité sur la
1991 période 2027-2031. Le taux général de la charge sur les autres réseaux est précisé en annexe.

1992 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 6.1.1.2.a charge globale

1993 Les postes sources (interfaces entre le GRT et le GRD) a présenté en détail les besoins en capacité à
1994 ces points stratégiques du réseau. ORES et Elia suivent attentivement l’évolution de ces besoins et
1995 analysent conjointement les solutions les plus pertinentes pour renforcer structurellement les postes
1996 concernés. Ces solutions impliquent, dans la plupart des cas, des investissements permettant une
1997 augmentation de la capacité de transformation disponible depuis le réseau de transport, voire un
1998 renforcement structurel de ce réseau en amont.

1999 Compte tenu de leur complexité et de leur caractère structurant, ces travaux menés côté transport
2000 influencent souvent tant le périmètre que le calendrier des investissements. En aval, le GRD adapte
2001 ses propres investissements — principalement au niveau des cabines — en cohérence avec les
2002 solutions retenues sur le réseau de transport une fois celles-ci identifiées.

2003 Les travaux en cours ou programmés dans plusieurs postes sont repris dans le tableau ci-dessous. Ils
 2004 ont fait l’objet de concertations avec le GRT et sont planifiés lors des réunions de suivi travaux postes
 2005 entre les deux parties. Ce Plan d’Adaptation s’appuie sur les informations partagées avec Elia lors de
 2006 la dernière réunion formelle de concertation, tenue en octobre 2025. Une prochaine réunion de
 2007 concertation est prévue en mai 2026, et ses conclusions pourront, le cas échéant, être intégrées dans
 2008 la version finale du Plan d’Adaptation.

2009 Il est important de noter que les délais de réalisation tels que renseignés dans ce plan d’adaptation
 2010 peuvent légèrement différer par rapport à ceux annoncés par ELIA dans ses propres plans
 2011 d’adaptation. En effet, les délais annoncés ci-dessus peuvent éventuellement avoir été actualisés en
 2012 étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Transport en fonction des derniers échanges
 2013 survenus fin 2025.

Nom Poste	Poste	PA 2027-2031	Commentaires
Déplacement poste de Lixhe	PO LIXHE15	2026	
PO de HERBAIMONT 69053	PO HERBAIMON	2027	
Poste de Amel 500107	PO AMEL	2027	
Poste de BRAINE L'ALLEUD 60110	PO BRAINE LL	2025	réalisé
Poste de MONCEAU 9921	PO MONCEAU10	2026	
Poste de MONS 8006	PO MONS	2027	
Poste d'Elouges	PO ELOUGES	2025	réalisé
Poste de Pépinster 9008	PO PEPINSTER	2029	
Poste de WAYS 7925	PO WAYS	2029	
Poste Marche-en-Famenne 46991	PO MARCH FAM	2029	
Poste de Tertre 8009	PO VILLEROT	2028	
Poste de Villers-sur-Semois	PO VIL SEMOI	2029	
PO de ABEE-SCRY - 757	PO ABEE SCRY	2029	
PO de FOSSE LA VILLE 218990	PO FOSSE VIL	2029	
PO JUMET - renforcement 2ième cabine	PO JUMET	2029	
Poste de Harmignies 8023	PO HARMIGN10	2029	
Poste de Quevaucamps 60451	PO QUEVAUCAM	2030	
Poste des Plenesses	PO PLENESSES	2030	
PO EUPEN - renforcement du poste	PO EUPEN A	2030	
PO de MAISIERES 8005	PO MAISIERES	2029	
PO de Ville sur Haine	PO VIL HAINE	2029	
PO de Ghislenghien	PO GHISLENGHIEN	2030	
PO de Hoves	PO HOVES	2030	
PO de Arlon	PO ARLON	2030	
PO de Gembloux	PO GEMBLOUX	2031	

2014 *Tableau 26 : Tableau du portefeuille d’investissement.*

2015 Lors des derniers échanges que nous avons eu avec ELIA (30 mars 2026), le gestionnaire de réseau de
 2016 transport nous signale qu’il réalise un nouvel exercice d’arbitrage sur l’ensemble de leur réseau en vue
 2017 d’accélérer les investissements au niveau des transformateurs HT1/HT2. Nous avons convenu avec eux la
 2018 liste suivante (classée par ordre alphabétique) qui constitue une première approche des postes où
 2019 l’accélération est nécessaire.

2020

2021

ARLON	FARCIENNES	LOBBES	PEPINSTER
ATHUS	FOSES-LA-VILLE	MAISIERES	PETIT-RECHAIN
AUVELAIS	GILLY	MARCHE-EN-FAMENNE	PONDROME
BASSE WAVRE	GOSELIES	MARCOURT	QUEVAUCAMPS
BAULERS	GOUY	MARQUAIN	RECOGNE
BOMAL	HARMIGNIES	MONCEAU	ROMEDENNE
BONNERT	HERBAIMONT	MONS	SAINT SERVAIS
BRAINE L'ALLEUD	HOVES	MONTIGNIES	SOIGNIES
CHAMPION	JEMAPPES	NAMUR	SOY
COURT-ST-ETIENNE	JODOIGNE	NEUFCHATEAU	SPA
DEUX-ACREN	JUMET	NEUVILLE	STEMBERT
DINANT	LATOURE	NIVELLES	TURON
ELOUGES	LES ISNES	ORGE	VILLERS-SUR-SEMOIS
			WATERLOO

2022

Tableau 27 : Tableau des postes repris dans l’analyse d’arbitrage d’ELIA.

2023 Par ailleurs, dans le cas où d’autres postes nécessiteraient un renforcement, comme indiqué à la section
 2024 6.1.1.2 Les postes sources (interfaces entre le GRT et le GRD) , la gestion des éventuelles saturations de
 2025 la transformation HT/MT ou du réseau en amont — devra faire l’objet d’une concertation entre les
 2026 gestionnaires de réseau concernés, dans le respect des rôles et responsabilités de chacun, afin d’identifier
 2027 conjointement les solutions opérationnelles transitoires les plus appropriées. Dans ce contexte, le
 2028 gestionnaire de réseau de distribution peut être amené à contribuer, en appui, par la mise en œuvre de
 2029 solutions opérationnelles dans son réseau, quand elles existent, pour lever les congestions constatées.

2030 6.3.6. Amélioration de l’efficacité

2031 6.3.6.1. Efficacité du réseau et résilience

2032 L’efficacité du réseau peut s’exprimer par le nombre d’assets en fonction de la densité pour distribuer
 2033 une certaine quantité d’énergie. La structure des réseaux, et en particulier, le réseau HT est le fruit
 2034 d’une évolution organique historique. Une réflexion approfondie sur l’architecture de ce réseau a été
 2035 entamée en 2021 et a conduit à de nouveaux principes directeurs qui visent à une rationalisation du
 2036 réseau. De cette analyse, nous avons déduit qu’il était possible, sans modifier la qualité intrinsèque
 2037 du réseau, de réduire le nombre de disjoncteurs et les longueurs de câbles. Ces éléments ont été
 2038 intégrés dans ce plan d’adaptation.

2039 Mais l’efficacité du réseau peut aussi s’exprimer par sa capacité de résilience, c’est-à-dire sa capacité
 2040 à retrouver un fonctionnement normal après une perturbation. Les événements de juillet 2021 nous
 2041 l’ont violemment illustré, le réchauffement climatique s’accompagne d’une fréquence plus élevée des
 2042 phénomènes météorologiques extrêmes.

2043 C’est devenu un risque majeur auquel les GRD doivent se préparer. En outre, l’électrification des
 2044 usages va rendre les clients encore plus sensibles aux coupures, notamment à cause de leur besoin de
 2045 mobilité (véhicules électriques) et/ou de chaleur (pompes à chaleur).

2046 Pour améliorer la résilience, ORES continue à installer du matériel de télécommande dans diverses
 2047 cabines du réseau. Ces installations permettent une surveillance permanente du bon fonctionnement
 2048 du matériel électrique de ces cabines par le Centre de Conduite Distribution. Ce dernier est sur le point
 2049 d’évoluer pour se mettre au niveau des dernières technologies permettant d’utiliser pleinement ces

2050 équipements comme des automatismes de détection, localisation, isolation et restauration
 2051 (automatic Fault detection, Location, Isolation and Supply Restoration system, FLISR).

2052 Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les bouclages (projet non nominatif – motivation E.2.6).

2053 **6.3.6.2. Efficacité énergétique**

2054 Au niveau communal comme au niveau régional, nous voulons et pouvons apporter des réponses
 2055 concrètes dans les dossiers liés à l’électricité, au gaz naturel et à l’éclairage public communal. Nous
 2056 entendons jouer encore plus pleinement ce rôle demain, dans des projets d’utilité publique à ces
 2057 différents niveaux.

2058 **6.3.6.3. Réduction des pertes techniques**

2059 **6.3.6.3.1. Introduction**

2060 De manière générale, les stratégies liées à la maîtrise des pertes des réseaux sont prises comme
 2061 hypothèses dans les divers plans d’adaptation d’ORES. De même, toute problématique technologique,
 2062 et ce depuis très longtemps, tient compte des pertes potentiellement engendrées. Tout nouvel asset
 2063 ou toute nouvelle procédure prend donc en compte l’enjeu énergétique.

2064 **6.3.6.3.2. Mesures d’investissement réduisant les pertes réseau**

2065 **6.3.6.3.2.1. Evolution vers une tension de réseau supérieure**

2066 En Basse Tension :

2067 La solution technique de passage en 400 V uniquement à des fins de réduction des pertes ne constitue
 2068 pas une solution économiquement rentable. En effet, les gains sur les pertes en basse tension ne
 2069 couvrent que rarement la somme des coûts d’adaptation. Néanmoins, la politique d’harmonisation de
 2070 plan de tension telle qu’expliquée ci-dessus contribue à la réduction des pertes techniques.

2071 Il est également à noter que plus aucun nouveau circuit n’est réalisé en triphasé 230 V, situation
 2072 typique des nouveaux lotissements résidentiels ou artisanaux. Cette politique est rendue possible car
 2073 tous les transformateurs HT/BT installés depuis 20 ans disposent d’un jeu de 7 bornes basse tension
 2074 compatible à la distribution des 2 tensions triphasées (230 V & 400 V).

2075 En Haute Tension :

2076 Les anciens réseaux exploités en 6 kV sont progressivement adaptés à une tension supérieure 11 kV
 2077 ou 15 kV en fonction de la tension d’exploitation utilisée dans la zone géographique concernée.

2078 Le poste de Quevaucamp, exploité historiquement en 13 kV sera également progressivement passé
 2079 en 15 kV à la suite de l’étude conjointe avec ELIA.

2080 Cette adaptation est lente car elle ne peut être réalisée sur les réseaux 15 kV qu’avec le remplacement
 2081 des anciens câbles HT et des transformateurs rythmés par leur cycle de vie. En général, dans la zone
 2082 10-11 kV, l’adaptation est liée au seul changement des transformateurs car les anciens câbles 6 kV
 2083 supportent majoritairement la tension maximum d’emploi de 12 kV.

2084 Bien que tous les investissements en réseaux 11 kV soient compatibles à l’évolution vers la tension de
 2085 15 kV, le gain sur les pertes ne compense jamais les investissements de remplacement des

2086 transformateurs HT/BT. Le surcoût lié à l’achat de transformateurs avec 2 tensions primaires ne se
 2087 justifie que sur les réseaux existants encore en 6 kV lors de leur remplacement en fin de vie.

2088 **6.3.6.3.2.2. Choix optimal des sections de câbles**

2089 En Basse Tension :

2090 Depuis les années ‘90, ORES a décidé de normaliser ses câbles utilisés pour l’aménagement du réseau
 2091 électrique basse tension. La section de câble est donc standardisée quel que soit le nombre de clients
 2092 raccordés mais pour autant que la charge maximum soit inférieure à 250A et/ou que la tension aux
 2093 extrémités satisfasse les exigences de la norme EN 50160 indépendamment de la tension distribuée
 2094 (230 V ou 400 V).

2095 Le choix d’ORES est l’utilisation de câbles EXAeVB ou BAXVB :

- 2096 - En réseau souterrain, la section utilisée est du 150 mm² Alu, la pose de câbles en 240 mm² est
- 2097 utilisée pour des liaisons entre cabine HT/BT et armoire BT déportées à partir de mi 2025.
- 2098 - En réseau aérien, la section torsades en 150 mm² Alu est le standard d’application pour les
- 2099 réseaux sur poteaux depuis le second semestre 2024. Pour des raisons techniques, les réseaux
- 2100 fixés sur façade resteront en 95 mm².

2101

2102 Ce choix contribue donc à l’efficacité énergétique grâce à la réduction des pertes, il permet également
 2103 de mieux gérer la variation de tension provoquée par les producteurs et consommateurs domestiques.

2104 Lors des chantiers d’assainissements souterrain (lorsque le réseau n’est pas de section suffisante), le
 2105 câble remplacé est la plupart du temps du câble papier plomb EIAJB 3 x 50 mm² cuivre.

2106 Nous pouvons estimer que le gain en conductivité des nouveaux câbles par rapport à ce dernier est
 2107 d’environ 50 %. Il en résulte également une réduction de 50 % des pertes liées à la conductivité des
 2108 câbles basse tension.

2109 En Haute Tension :

2110 Les câbles utilisés dans le cadre de nouvelles poses sont des câbles 240 mm² Alu ou 400 mm² Alu de
 2111 type monopolaire (EAxECWB).

2112 Environ 40 % des cas de remplacement d’un câble HT existant ou d’extension du réseau HT d’ORES
 2113 font l’objet d’un choix de section plus élevée que celle strictement nécessaire et ce en vue de limiter
 2114 les pertes de réseau, que ce soit à cause de la tension ou du courant. Cela conduit à un coût
 2115 d’investissement plus élevé dans l’année de construction, mais ce coût plus élevé est récupéré sur le
 2116 long terme par une réduction des pertes sur le réseau au cours de la durée de vie du câble.

2117 Après analyse, le remplacement proactif des câbles uniquement dans l’optique d’une réduction des
 2118 pertes sur le réseau n’est pas rentable.

2119 Une politique de surdimensionnement des sections des liaisons HT conduit bien à une réduction
 2120 significative des pertes avec un impact réduit sur les investissements (car les coûts prédominants sont
 2121 les coûts fixes de pose). A contrario, une politique de remplacement systématique des liaisons HT
 2122 entraîne des coûts d’investissement non amortissables dans un délai économiquement raisonnable
 2123 (moins de 10 ans).

2124 Depuis 2015, ORES met en place une politique de déploiement du smart grid prévoyant de transformer
 2125 les réseaux pour accueillir un maximum de productions décentralisées.

2126 A cet effet, il prévoit des colonnes vertébrales en section 400 mm² Alu, réduisant la longueur de réseau
2127 entre la production et la consommation.

2128 En outre, le réseau s'équipant de plus en plus de capteurs des flux d'énergie, il devient possible de
2129 mieux suivre l'évolution des charges et de les anticiper sur le long terme. Ainsi l'investissement réalisé
2130 et donc le choix du câble tient mieux compte également des courants prévus aux horizons 2030 voire
2131 2050.

2132 **6.3.6.3.2.3. Emploi des transformateurs à pertes réduites**

2133 D'une manière générale, ORES a toujours choisi la technologie la plus récente, permettant des niveaux
2134 de pertes en constante diminution, dans le respect des normes et réglementations en vigueur.

2135 Depuis le 1^{er} juillet 2015, la réglementation de l'UE N°548/2014 (publiée le 21 mai 2014) sur l'éco-
2136 conception des transformateurs est entrée en vigueur (couramment appelée Eco-design). Les pertes
2137 maximales par puissance de transformateur stipulées dans cette réglementation doivent être
2138 respectées.

2139 Un marché prenant en compte les nouvelles exigences de 2021 a été attribué. Les nouvelles livraisons
2140 répondent à l'Eco-design Tier II.

2141 Le remplacement d'un transformateur existant n'est envisagé qu'en cas d'incident, lors d'un
2142 renforcement ou encore s'il contient plus de 50 PPM de polluant PCB ou équivalent.

2143 ORES ne dispose pas d'un inventaire précis reprenant la répartition des transformateurs sur son parc
2144 par niveau de perte.

2145 Nous constatons qu'en moyenne les pertes cuivre représentent 26 % du total des pertes relatives au
2146 transformateur.

2147 De même que pour le dimensionnement des câbles HT, il est économique de choisir la puissance du
2148 transformateur au-delà de celle prévisible si le gain sur les pertes (fer + cuivre) compense le
2149 surinvestissement. L'instruction donnée aux bureaux d'étude d'ORES est de diviser la puissance
2150 estimée par un coefficient de 0,8 et de choisir le standard le plus proche. En conséquence, la
2151 diminution des pertes cuivre l'emporte sur la légère augmentation des pertes fer.

2152 En moyenne, les coûts liés au remplacement d'un transformateur existant équivalent à un surcoût
2153 minimum de 5.000 € par rapport au transformateur lui-même.

2154 Le remplacement dans le but unique de la réduction des pertes est donc économiquement
2155 injustifiable.

2156 De plus, il est également à noter que lorsqu'un transformateur en bon état est remplacé pour des
2157 raisons de puissance par un nouveau transformateur, les règles autorisant sa réutilisation sont éditées
2158 dans la prescription C2/112 de SYNERGRID – édition 2015. Elles étaient néanmoins déjà d'application
2159 au sein d'ORES, à savoir l'interdiction de réutilisation dans le cadre d'une rénovation de cabine d'un
2160 transfo de pertes supérieures à R85.

2161 **6.3.6.3.2.4. Réduction de la consommation propre dans les cabines et postes de fourniture**

2162 De manière générale, la consommation d'énergie propre aux cabines réseau est faible. Elle est
2163 néanmoins en évolution constante en raison de l'augmentation des outils liés à la motorisation ainsi
2164 qu'à la télésignalisation. Il est évident que le gain réalisé en augmentant la motorisation des cabines

2165 est bien supérieur aux pertes liées au fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les
 2166 batteries,

2167 Des pistes avaient été dégagées en vue d’augmenter l’autonomie énergétique des cabines.
 2168 Néanmoins, la structure des bâtiments cabines n’est pas compatible au placement de panneaux
 2169 photovoltaïques. Le risque de vandalisme y serait d’ailleurs beaucoup trop important dû à
 2170 l’accessibilité aisée et la non-surveillance.

2171 Seule une production de type éolien centralisée est envisageable mais ne génère aucun gain sur la
 2172 consommation d’énergie.

2173 **6.3.6.3.2.5. Télécommande/télérelève permettant de réduire le nombre de déplacements**

2174 Tous les points névralgiques et les cabines de grande ampleur sont déjà télécontrôlées (télémessure et
 2175 télécommande des organes de coupure). Néanmoins, l’impact sur la réduction du nombre de
 2176 déplacement est marginal puisque à tout incident, le déplacement d’un agent manœuvrant est requis
 2177 pour isoler l’élément défectueux.

2178 Notre programme Smart Grid prévoit également le télécontrôle et la motorisation d’une cabine sur 5
 2179 par boucle mais cette décision est davantage motivée par la rapidité de rétablissement d’alimentation
 2180 des clients lors d’un défaut, la rapidité des manœuvres programmées ou la gestion maîtrisée des
 2181 boucles dans le cadre des enjeux de pénurie.

2182 **6.3.6.3.2.6. Programme e-Lumin – Arrêté du Gouvernement Wallon Eclairage Public**

2183 Confortée par la généralisation des LED, l’UE a décidé d’accélérer la transition technologique par le
 2184 vote d’une évolution majeure de son Règlement technique Ecodesign. Ce règlement impose des
 2185 niveaux de performance énergétique tels qu’une partie des sources à décharges ne pourra plus être
 2186 commercialisée sur la zone de l’UE à compter de 2025.

2187 À la suite de la conférence de Paris (COP 21, 2015), la Belgique s’est engagée, à l’instar d’autres
 2188 nations, à diminuer son empreinte énergétique et son impact sur la planète.

2189 La modernisation des parcs d’EP participera activement à cet engagement. Outre le retour
 2190 économique positif (par les économies de consommation), cette opération de grande ampleur posera
 2191 un acte important en faveur de la planète.

2192 L’objectif du projet e-LUMin / AGW est d’assurer le déploiement du remplacement du parc d’éclairage
 2193 public par des LED afin de s’assurer que l’ensemble des 450.000 points lumineux d’ORES soient
 2194 remplacés entre 2020 et 2030 (soit 45.000/an).

2195 Le remplacement de l’entièreté du parc d’éclairage public d’ORES par des sources moins énergivores
 2196 permettra d’économiser plus de 100 GWh/an. Cela correspond à la consommation d’environ 29.000
 2197 ménages. Cette économie d’énergie permettra d’éviter d’émettre 30.000 tonnes de CO₂ ce qui
 2198 correspond à la production d’environ 15.500 voitures.

2199 **6.3.6.3.3. Mesures d’exploitation pour réduire la consommation d’énergie**

2200 **6.3.6.3.3.1. Optimisation de l’emplacement des points de coupure sur le réseau de distribution**

2201 Le point normalement ouvert dans la boucle est déterminé chez ORES selon les critères suivants :

- 2202
- 2203 - L’accessibilité de la cabine,
 - 2204 - Le nombre de cabines par feeder HT,

- 2205 - L’exploitation du réseau,
- 2206 - La typologie du réseau,
- 2207 - Les points aéro-souterrains,
- 2208 - L’état de l’appareillage,
- 2209 - L’évaluation de la situation en n-1.

2210 A l’avenir, le critère lié à la diminution des pertes réseau sera pris en compte de manière quantitative
 2211 dans la mesure où le choix judicieux du point de sectionnement permet de limiter les flux énergétiques
 2212 en raccordant, sur un même tronçon, production et consommation locales.

2213 Depuis la mise en place de notre système ADMS (Advanced Distribution Management System)
 2214 courant 2025, la motorisation des cabines et l’augmentation des points de mesure permet de
 2215 manière rapide la modification du point normalement ouvert de la boucle, ce qui permettra
 2216 également la réduction des pertes.

2217 **6.3.6.3.3.2. Mise en parallèle des transformateurs du GRT alimentant un même poste**

2218 Une telle configuration est rarement possible sur les réseaux d’ORES car les tensions primaires au
 2219 niveau ELIA sont en général différentes (150 kV pour une alimentation normale et 70 kV en secours)
 2220 et pour les autres, l’augmentation de la puissance de court-circuit n’est pas compatible avec la tenue
 2221 du matériel de coupure installé sur le réseau d’ORES.

2222 Toutefois, dans le cadre de l’accueil des productions décentralisées, cette technique est mise en
 2223 œuvre où cela est possible (typiquement pour les réseaux 70 kV avec des transformateurs de moins
 2224 de 40 MVA).

2225 **6.3.6.3.4. Mesures d’investissement et d’exploitation pour gérer les besoins d’investissements futurs**

2226 **6.3.6.3.4.1. Utilisation de transformateurs BT/BT auto-régulant et compensateurs de neutre**

2227 ORES dispose d’environ 1.000 régulateurs BT-BT sur ses réseaux basse tension de grande longueur (>
 2228 800 m). Ceux-ci maintiennent la tension en aval égale à la tension de consigne (230 V) et ce quelle que
 2229 soit la charge transitée.

2230 Des études réalisées en 2023 ont démontré que l’ajout de modèles adaptés pourrait améliorer le
 2231 transit bidirectionnel de l’énergie. Des nouveaux modèles seront installés pour confirmer ces études.
 2232 Cela concerne des compensateurs de neutre dont l’effet est de corriger les déséquilibres réseaux mais
 2233 aussi des régulateurs BT/BT bidirectionnels qui corrigent la tension dans les 2 sens (baisse de la tension
 2234 en cas de production photovoltaïque et rehausse de la tension en cas de prélèvements conséquents).
 2235 Environ 200 appareils de chaque type seront installés et si l’impact se confirme, des marchés seront
 2236 organisés pour un déploiement d’ampleur.

2237 **6.3.6.3.4.2. Utilisation de transformateurs HT/BT autorégulant**

2238 L’utilisation de transformateur autorégulant peut aussi résoudre des problèmes de congestions en
 2239 basse tension. C’est pourquoi différents appareils ont été installés à différents endroits du réseau afin
 2240 d’en confirmer l’utilité. Les premiers retours d’expérience sont en majorité satisfaisants. Si les effets
 2241 se confirment, l’installation de ce type de transformateur pourrait être retenu à l’avenir dans la palette
 2242 des solutions pour les congestions (anomalies de tension).

2243 Ces transformateurs pourraient également résoudre des problèmes liés à la haute tension.

2244 **6.3.6.3.4.3. Mise en parallèle de tresse BT/conversion 230-400V**

2245 Dans le cas de réseaux basse tension aériens trop longs, il est envisagé d’installer des cabines HT/BT
 2246 supplémentaires mais cela n’est cependant pas toujours possible. L’ajout d’une tresse basse tension,
 2247 l’utilisation de câbles 150² aériens ou la conversion de réseau 230V en réseau 400V pourront
 2248 également améliorer la situation. Les bureaux d’études analysent les situations et si les critères de
 2249 faisabilité sont rencontrés, des réalisations pratiques se feront sur terrain.

2250 Une analyse concernant l’utilisation de câbles 240 mm² souterrains est également en cours, ce type
 2251 de câble limiterait la perte en ligne et augmenterait ainsi le transit d’énergie.

2252 **6.3.6.3.4.4. Effets de la flexibilité implicite induite par les tarifs**

2253 Lors des différentes études sur la mobilité électrique, il a pu être démontré que le report de la charge
 2254 des voitures électriques de la période de pointe à la nuit avait un impact significatif sur la pointe au
 2255 niveau des réseaux HT et, plus particulièrement basse tension.

2256 Par exemple, lors des simulations réalisées par Baringa dans le cadre d’une étude avec l’ensemble des
 2257 gestionnaires de réseau, les résultats ont montré que l’augmentation du risque de congestion pouvait
 2258 être doublé pour les feeders basse tension si aucune mesure n’est prise pour inciter les clients à
 2259 charger leur véhicule en dehors des périodes de pointe (typiquement vers 19h00). Le tarif impact est
 2260 une solution pour répondre à cette problématique à partir du 01/01/2026 sans pour autant savoir
 2261 comment les clients vont accueillir cette mesure.

2262 Ces résultats sont par ailleurs corroborés par d’autres études au niveau européen (p.ex. CIRED
 2263 Distribution Planning in EV ERA).

2264 **6.3.6.3.5. Conclusions**

2265 Bien qu’ORES apporte déjà la réflexion nécessaire en termes d’efficacité énergétique et de réduction
 2266 de pertes dans ces différents choix technologiques déployés sur son réseau, plusieurs projets en vue
 2267 de continuer à progresser dans ces objectifs sont en cours.

2268 Mais il est également vrai de dire que peu de politiques pro-actives de remplacement sont menées en
 2269 vue du seul objectif énergétique, et ce pour les raisons économiques démontrées dans ce document.

2270 Les différents projets qui sont mis en application depuis 2015 tels le déploiement du smart grid, auront
 2271 néanmoins un impact direct sur l’efficacité énergétique.

2272 Outre ces projets, nous restons donc sur une politique visant des investissements en termes
 2273 d’opportunité comme le basculement d’un réseau 400 V s’il existe un besoin de renforcement, le
 2274 remplacement d’un transformateur vers un nouveau à perte réduite en cas de besoin d’augmentation
 2275 de puissance, etc.

2276 **6.3.6.4. Réduction des pertes administratives**

2277 En complément aux pertes techniques liées aux lois physiques des réseaux, une série de pertes moins
 2278 facilement identifiables viennent s’ajouter. Elles surviennent chaque fois qu’une quantité d’énergie
 2279 effectivement consommée ne peut être facturée ; par exemple lorsqu’un compteur est défectueux,
 2280 lorsque la facturation ne peut s’effectuer correctement, ou lorsqu’un client cherche à éluder sa
 2281 consommation réelle. ORES agit sur ces deux volets, tant sur les pertes techniques que celles appelées
 2282 pertes administratives.

2283 Dans cette optique, ORES avait mis en place diverses initiatives liées au projet « Qualité de données »
 2284 afin de réduire les pertes et ainsi diminuer l’impact sur les tarifs de distribution. Ces initiatives sont
 2285 maintenant suivies dans le cadre des activités opérationnelles.

2286 On notera enfin que l’apparition progressive de compteurs communicants et la mise en place du MIG6
 2287 permettront aux prosumers de valoriser leur injection ce qui aura également un impact sur les pertes
 2288 d’ORES. De plus, l’exploitation des données issues de ces compteurs avec des algorithmes évolués
 2289 doivent permettre dans le futur d’identifier des anomalies de consommation sur les lignes, synonyme
 2290 de consommations éludées. Ces algorithmes nécessitent toutefois des taux de pénétration importants
 2291 de compteurs communicants et donc les bénéfices attendus ne sont pas attendus avant la fin de la
 2292 décennie. Des tests sont cependant en cours pour valider ces approches.

2293 **6.3.7. Remplacement des compteurs**

2294 **6.3.7.1. Compteurs à budgets (hors compteurs communicants)**

2295 Dans un souci de simplification administrative, un rapportage spécifique (OSP) étant déjà rentré à la
 2296 direction socio-économique de la CWaPE, aucun renseignement particulier n’est à fournir à ce sujet
 2297 dans les plans d’adaptation. Il n’y aura plus de compteurs à carte dès fin 2025.

2298 **6.3.7.2. Compteurs « communicants »**

2299 Le parlement wallon a adopté une version révisée du décret relatif à la distribution d’électricité qui
 2300 prévoit l’obligation pour les GRD wallons d’un déploiement complet des compteurs communicants
 2301 pour le 31 décembre 2029, soit ~1.050.000 compteurs à convertir sur la période 2026 - 2029.

2302 Le rythme de placement sera consécutivement multiplié par 3 par rapport à la référence de 2025, soit
 2303 +- 340.000 au pic de 2027.

2304 Le dispositif opérationnel historique n’aura pas la capacité de répondre à cette accélération du
 2305 rythme. ORES a dès lors décidé de confier le remplacement des compteurs dans les cas « simples » à
 2306 la sous-traitance complète et de passer un marché public conjointement avec Resa. Les cas simples
 2307 sont estimés à ~ 80 % du parc à remplacer.

2308 Un programme interne a été mis en place spécifiquement pour l’accélération du déploiement avec
 2309 pour mission de préparer les évolutions nécessaires du dispositif actuel dans le but de garantir
 2310 l’atteinte de ce nouvel objectif ambitieux : conversion de 100% du parc par des compteurs
 2311 communicants.

2312 Ce programme s’est concentré sur cinq axes :

- 2313 • Achat et juridique pour préparer le marché d’attribution des remplacements aux
- 2314 entrepreneurs.
- 2315 • Informatique pour couvrir l’automatisation des échanges d’information entre ORES et les
- 2316 entrepreneurs.
- 2317 • Technique et formation pour déterminer les cas d’usage qui seront confiés aux entrepreneurs
- 2318 et d’élaborer la formation adaptée à ces cas d’usage.
- 2319 • Logistique pour mettre en place le flux cible de livraison et de stockage des compteurs
- 2320 communicant avant leur placement.

- 2321 • Client pour déterminer les balises du parcours-client et les objectifs en matière de satisfaction
 2322 Client tout au long de l’expérience de remplacement.

2323 Les principaux résultats réalisés en 2025 sont les suivants:

- 2324 • L’attribution des marchés publics d’installation des compteurs qui a eu lieu en avril 2025
 2325 • La mise en œuvre des outils d’échange d’information entre ORES et les entrepreneurs
 2326 (interfaces IT, application « Mes Missions » sans planification)
 2327 • La mise en œuvre des outils de suivi et de contrôle des entrepreneurs
 2328 • La formation des premiers techniciens
 2329 • La mise en route des flux logistiques adaptés
 2330 • La mise sur pied effective de la structure opérationnelle (création d’un service déploiement
 2331 centralisé) au début 2025
 2332 • La mise à jour du calcul du prix unitaire et du business case réglementaire

2333
 2334 Le marché de sous-traitance dédié à l’accélération du déploiement a été attribué à la société
 2335 momentanée ENZO. L’entrepreneur retenu a établi son plan de travail en vue d’atteindre l’objectif
 2336 fixé pour 2029. La version du plan d’adaptation intègre ces nouveaux éléments dans le plan de
 2337 déploiement présenté.

2338
 2339 Au niveau informatique, la mise en place d’interfaces entre ORES et ENZO a nécessité des
 2340 développements chez chacun des partenaires. Cela implique qu’il a fallu d’abord définir les flux
 2341 d’échanges au niveau métier et les spécifications d’un point de vue informatique dans le cahier spécial
 2342 des charges publié en juillet 2024. L’objectif poursuivi était que les outils d’échange d’informations et
 2343 les outils de suivi soient disponibles au début de de l’opérationnalisation des contrats avec ces
 2344 nouveaux entrepreneurs.

2345 En outre, ORES a obtenu des aides financières dans le cadre de l’octroi de subventions du
 2346 Gouvernement Wallon pour l’accélération d’investissements liés à la transition énergétique (AGW en
 2347 projet relatif à l’octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser
 2348 la transition énergétique). Ces subventions ont pour but d’accélérer le déploiement de ses compteurs
 2349 communicants. Les volumes de compteur communicant sujets à subsides sont identifiés de manière
 2350 distincte dans le plan d’adaptation. (Voir projet n°E7900) dans les différents tableurs de l’annexe
 2351 « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 ».

2352 **6.3.8. Evolution vers les réseaux « intelligents »**

2353 Comme repris dans l’introduction, la transition énergétique va modifier en profondeur le secteur du
 2354 transport, du chauffage mais aussi de la production d’énergie. Ces modifications profondes se font
 2355 sentir dès à présent : citons l’impact du PV sur la basse tension ou l’arrivée des véhicules électriques.

2356 Pour faire face à ces défis, nous vous avons présenté une série d’actions sur les réseaux. Parallèlement,
 2357 nous devons aussi mobiliser les leviers de la digitalisation (smartisation) pour amener les clients à
 2358 modifier leurs comportements et limiter de facto l’ampleur des investissements réseaux. Consommer
 2359 l’énergie au moment où elle est disponible en évitant de créer des congestions sur le réseau. Cela
 2360 suppose de mieux connaître les flux et de pouvoir mettre à disposition des clients des informations et
 2361 des outils pour agir.

2362 Le déploiement des compteurs communicants s’inscrit dans cette démarche. Le placement de
 2363 télémesures et de télécommandes dans les cabines également. Les outils informatiques doivent

2364 évidemment suivre pour permettre une exploitation de ces données. Leur mise en œuvre est décrite
2365 ci-dessous, au sein des programmes Marchés et Smart Grid.

2366 **6.3.8.1. Déploiement des compteurs**

2367 Outre l'intérêt des compteurs digitaux et communiquant dans l'évolution du marché de l'énergie et
2368 de la flexibilité, ceux-ci sont également autant de capteurs sur le réseau qui permettent une meilleure
2369 observabilité du réseau basse tension. Cette observabilité conduit à une meilleure connaissance de
2370 l'état du réseau en termes de congestion et, partant, nous permet de mieux anticiper et cibler les
2371 investissements. En d'autres termes, les compteurs communicants apportent un gain sur le ciblage
2372 des investissements mais ne permettent pas une diminution des volumes d'investissements
2373 nécessaires. Une campagne de mesures permanentes a été lancée courant 2023 afin de cartographier
2374 au mieux les zones actuelles où le réseau montre un risque de congestion important. Nous avons
2375 comme repris dans l'introduction en 1.3.1 140.000 compteurs en PQ et ce nombre est encore appelé
2376 à grandir.

2377 **6.3.8.2. Programme Marchés**

2378 Nous avons regroupé au sein du programme marchés tous les projets liés aux données de comptages
2379 et à l'évolution des Marchés de l'énergie. S'y retrouvent, entre autres, les projets liés au tarifs 2026,
2380 au supplier split, et à la flexibilité de marché.

2381 **6.3.8.3. Programmes client**

2382 Le programme client regroupe les projets liés aux interactions clients. Nous n'allons pas développer
2383 ici toutes les initiatives, mais le volet B2B mérite toute notre attention. La gestion des parcours clients
2384 dans un contexte de congestion généralisé et de profilage des besoins et des nouveaux contrats
2385 exigent de revoir les outils et les processus. C'est pourquoi nous avons introduit dans notre roadmap
2386 un trajet de CRM, intégré à nos applicatifs existants (EAM/ERP) pour rendre aux clients le niveau de
2387 service attendus.

2388 **6.3.8.4. Programme Smart Grid**

2389 Le programme Smart Grid (SG), a pour objectif principal de mettre en œuvre les solutions pour faire
2390 face aux défis ORES induits par la transition énergétique.

2391
2392 Le développement des énergies renouvelables intermittentes et décentralisées (Eolien, PV),
2393 l'électrification des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, ...) et le renforcement de certains
2394 marchés (flexibilité, etc.) vont profondément impacter la manière dont le réseau doit évoluer et être
2395 géré (investissement, gestion dynamique des flux d'énergie, coordination entre acteurs de certains
2396 marchés, ...).

2397
2398 Ces modifications nécessitent la mise en place progressive de nouveaux
2399 outils/processus/compétences chez Ores dont une partie sera mise en place au travers de projet du
2400 programme SG.

2401 La suite du document reprend la description de quelques-uns de ces projets.

2402 - **SmartGrid – Projet Vectorisation des plans.**

2403 Le premier objectif du projet de vectorisation est de se conformer au décret qui impose qu'ORES ait
2404 des plans de pose au format vectoriel pour 12/2027.

2405 Le deuxième objectif de ce projet est de profiter des travaux de vectorisation pour améliorer la qualité
2406 de la documentation des réseaux existants d’ORES :

- 2407 • Enrichissement des données (complétude)
- 2408 ▪ Etablissement d’un lien informatique entre le dessin du plan de pose (un câble, une cabine...)
- 2409 et les caractéristiques techniques de chacun des assets (nature et section du câble,
- 2410 composants internes de chaque cabine, ...).
- 2411 ▪ Amélioration de la documentation de la topologie des réseaux (liens entre tous les assets
- 2412 décrivant ‘le chemin de l’électron ou de la molécule de gaz’)

2413 A l’issue de ce projet de vectorisation, le socle de données permettra notamment :

- 2414 ▪ De se conformer au nouveau format IMCC pour les réponses ‘impétrant’
- 2415 ▪ D’utiliser une solution informatique pour ‘jouer’ des scénarios prospectifs de type powerflow
- 2416 sur l’ensemble du réseau BT (simulation de l’impact sur les réseaux de l’augmentation
- 2417 prévisionnelle des charges qui seront installées à un horizon de temps donné – mesure de
- 2418 l’impact prévisionnel de la transition énergétique). Ces scénarios prospectifs permettront
- 2419 d’établir une stratégie d’investissement plus précise.

2420 - **Smart Grid GIS d’entreprise**

2421 Pour pouvoir anticiper les défis induits par la transition énergétique, il est indispensable d’avoir et de
2422 maintenir une documentation qualitative des réseaux et des charges qui y sont connectés (clients).

2423 Le projet GIS adresse plusieurs objectifs.

2424 **Le premier objectif du projet GIS d’entreprise : Qualité de la documentation des réseaux et assets.**

2425 Le projet GIS va mettre en place un système centralisé permettant de documenter l’ensemble des
2426 réseaux (représentation géométrique/spatiale de chaque asset, caractéristiques techniques de
2427 chaque asset, topologie des réseaux, connectivité client). C’est par nature un socle de documentation
2428 ‘multifluide’ (électricité, gaz, télécom).

2429 Pour pouvoir anticiper les défis induits par la transition énergétique, il est indispensable d’avoir et de
2430 maintenir une documentation qualitative des réseaux électrique et des charges qui y sont connectées
2431 (clients).

2432 Historiquement les données descriptives de la structure des réseaux et des assets sont encodées au
2433 travers de différentes applications legacy ayant chacune un objectif de documentation
2434 spécifique (caractéristiques techniques des assets, positionnement géographique de ces assets,
2435 connectivité clients sur les réseaux,)

2436 Cette documentation au travers de différents systèmes amène son lot de complexité pour constituer
2437 une vue holistique des réseaux (« digital twin ») avec laquelle on peut réaliser des mesures d’impact
2438 sur les réseaux des changements d’usage induits par la transition énergétique (e.a. scénario prospectif
2439 de type powerflow explicité ci-avant).

2440 **Le deuxième objectif du projet GIS d’entreprise : Efficience opérationnelle.**

2441 Le projet GIS va mettre en place un système centralisé pour documenter les différentes phases d’un
2442 chantier d’investissement (depuis la solution technique et l’étude jusqu’au réseau en service).

2443 Historiquement, les applications utilisées chez Ores pour documenter les différentes phases d'un
2444 chantier d'investissement sont multiples et chacune poursuivant des objectifs spécifiques (une
2445 application spécifique pour la description de solution technique, une autre pour documenter les plans
2446 d'étude de chantier...).

2447 Le fait de pouvoir documenter ces différentes phases dans un seul et même système permettra
2448 d'optimiser les processus existants (évolution de la documentation 'au fil des phases' d'un chantier
2449 d'investissement).

2450 **Le troisième objectif du projet GIS d'entreprise : Soutenir le processus de maintenance et**
2451 **d'entretien.**

2452 Le projet GIS va mettre en place une application centralisée permettant de décrire l'état de conformité
2453 d'un asset sur le terrain au travers d'une application mobile.

2454 Les anomalies ainsi décelées et documentées donneront lieu à des travaux d'exploitation pour une
2455 remise en conformité.

2456 **Le quatrième objectif du projet GIS d'entreprise : des 'apps' pour la consultation de la**
2457 **documentation des réseaux et assets.**

2458 Le projet GIS va mettre en place différentes applications pour la consultation de la documentation des
2459 réseaux et assets. Ces apps seront thématiques en fonction de leur utilisation mais toutes construites
2460 sur le même socle de documentation. Parmi celles-ci, on peut citer :

- 2461 ▪ Le Portail GIS : application web permettant de consulter les informations sur les cartes, les
2462 plans et les assets en backoffice.
- 2463 ▪ Le GIS Mobile : permettant à un agent de consulter la documentation des réseaux depuis le
2464 terrain à l'aide d'une tablette aussi bien en mode offline dans une zone blanche (absence de
2465 réseau 4G, 5G) que dans des zones ayant un réseau télécom à disposition.
- 2466 ▪ L'Open Data : application permettant de diffuser de l'information pertinente sur des cartes
2467 « grand public » (client résidentiel désirant connaître la situation de son réseau, client
2468 industriel désirant avoir des informations en vue de planifier des investissements, ...).

2469 Le projet GIS d'entreprise a été découpé en phases distinctes permettant d'atteindre progressivement
2470 les objectifs définis et de traiter les obsolescences informatiques des systèmes existants.

2471 Chaque phase du projet GIS est associé un trajet de data quality (DQ) qui définit les objectifs à
2472 atteindre en termes de qualité/enrichissement de donnée à chaque Go Live (e.a. les améliorations
2473 décrites pour les projets de vectorisation et projet « anaconda »)

2474
2475

2476 La cible architecturale définie pour le GIS d’entreprise est reprise à la figure ci-dessous.

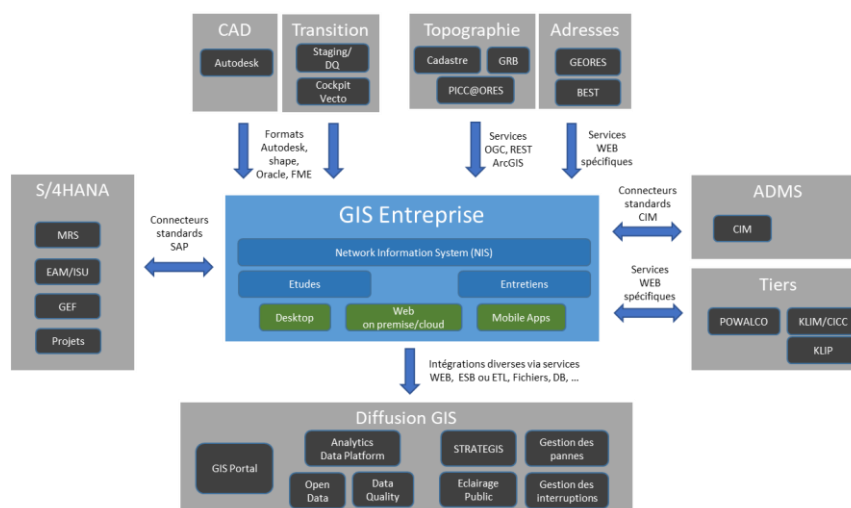


Figure 21 : Architecture-cible du GIS d’entreprise.

2477

2478

2479 6.3.8.5. Smart Grid ADMS/DERMS

2480 La transition énergétique induit également des changements nécessaires au niveau de la conduite des
2481 réseaux.

2482 Les énergies renouvelables et intermittentes injectées sur le réseau doivent pouvoir être contrôlées
2483 de manière à maintenir la sécurité/qualité d’approvisionnement et éviter les situations de congestion
2484 sur les réseaux.

2485 Cette gestion des flux d’énergie, plus dynamique qu’historiquement, doit pouvoir se faire à l’échelle
2486 globale sur les réseaux Ores et plus à un niveau local comme c’était le cas par le passé (reprise de
2487 charge, changement de configuration du réseau d’énergie, gestion du renouvelable, ...).

2488 C’est l’objectif premier du projet ADMS, mettre en place une organisation de conduite centralisée sur
2489 l’ensemble du réseau avec de nouvelles compétences, de nouveaux processus, de nouveaux outils.

2490 Un marché public a été attribué à Schneider pour l’acquisition, l’implémentation et la maintenance
2491 d’une solution ADMS et est en cours d’exécution.

2492 Cette solution ADMS viendra en support à la nouvelle organisation de la conduite et est au cœur de la
2493 gestion du système électrique et gaz. Elle est à la fois un outil de supervision, de conduite optimisée
2494 du réseau mais aussi un outil de simulation et de gestion efficace des interventions et des incidents
2495 (cicatrisation semi-automatique des réseaux pour réalimenter le plus grand nombre de clients le plus
2496 rapidement possible en tenant compte des conditions énergétique sur les réseaux).

2497 Le projet ADMS est découpé en plusieurs phases :

2498 **La première phase du projet** vise à opérationnaliser la conduite centralisée et à configurer la solution
2499 ADMS pour superviser, conduire et dépanner les réseaux d’électricité HT1 et de gaz MP. Le
2500 déploiement de cette phase s’accompagnera d’un décommissionnement de certains applicatifs legacy
2501 existant. Cette étape a été franchie avec succès à l’été 2025.

2502 **La deuxième phase du projet** permettra d’ajouter sur le socle de base de la phase 1 les fonctionnalités
 2503 pour la gestion des ressources énergétique distribuées (DERMS – Distributed Energy Resource
 2504 Management System)

- 2505 • La gestion des raccordements flexibles en prélèvement et injection (modulation),
- 2506 • La gestion de la flexibilité en collaboration avec les FSP

2507
 2508 Cette gestion de la flexibilité permettra de maximiser l’utilisation des installations existantes et ainsi
 2509 permettre de raccorder des clients dans l’attente des investissements face aux charges
 2510 supplémentaires qui se raccordent aux réseaux par suite de l’électrification des usages induit par la
 2511 transition énergétique.

2512
 2513 **La troisième phase du projet** permettra de revoir les processus et les applications pour les activités
 2514 suivantes :

- 2515
- 2516 ■ Gestion des pannes (OMS): Etendre la gestion centralisée des pannes à tous les fluides
 2517 (ajout de la basse tension et basse pression au scope de la phase 1). Cette solution de
 2518 gestion des pannes inclura des fonctionnalités de gestions des appels client (Call Ticketing
 2519 System – CTS) et intégrera aussi des fonctionnalités avancées liées au compteurs
 2520 communicants (comme le PING compteur)
- 2521 ■ Intégration avec le GIS d’entreprise pour pouvoir transmettre à l’ADMS la version future
 2522 des réseaux (après réalisation des chantiers d’investissement) pour anticiper la
 2523 préparation et planification des manœuvres à réaliser pour les mettre en service.
- 2524

2525 Toutes ces fonctionnalités sont nativement intégrées à la solution ADMS pour former une solution
 2526 globale de gestion des réseaux de distribution.

2527 Les jalons de ce projet ADMS :

- 2528 ■ 2025 : livraison Phase 1
- 2529 ■ Années prévisionnelles de livraison pour la suite de la roadmap (dates à définir/confirmer au
 2530 fil des travaux de ‘pré cadrage/cadrage’ de chacune des phases) :
 - 2531 ○ 2026-27 : Phase DERMS raccordement flexible en prélèvement
 - 2532 ○ 2028 : Phase DERMS flexibilité commerciale
 - 2533 ○ 2030 : Phase 3 OMS BT et Intégration avec le GIS d’entreprise et OMS Gaz

2534

2535 - **Digital Twin**

2536 Le digital Twin est un socle de données complet qui met en relation toutes les informations disponibles
 2537 des réseaux :

- 2538 ■ Les données descriptives de la structure des réseaux et des assets historisées (provenant du
 2539 GIS à terme avec une data qualité améliorée à chaque étape)
- 2540 ■ Les données relatives aux flux d’énergies et de puissance transitant sur les réseaux (provenant
 2541 de l’ADMS)
- 2542 ■ Les données de consommation et d’injection, les données de ‘power quality’ (provenant des
 2543 compteurs communicants)

2544 L’ensemble de ces données combinées d’autres sources d’information (météo par exemple)
 2545 permettent de développer des modèles mathématiques qui permettent de mieux « connaître » les

2546 réseaux existant, l’utilisation qu’en font les URD et de définir les optimisation ou investissement à
 2547 consentir sur le réseau.

2548 Ce socle de données permettra également de mesurer, au travers de modèle mathématique
 2549 prévisionnel, l’impact pressenti des changements d’usage du réseau par les URD (électrification des
 2550 usages) et définir une stratégie d’investissement adaptée.

2551 Les jalons de ce projet Digital Twin (GRAF) : ce digital Twin se construira progressivement au fil des
 2552 livraisons des projets GIS et ADMS

2553 - **Smart Grid Anaconda**

2554 Le projet Anaconda vise à mettre en place de nouveaux processus et une solution innovante basée
 2555 sur la technologie IA exploitant les données des compteurs communicants pour répondre à deux
 2556 objectifs :

- 2557
- 2558 • Enrichissement des données du réseau basse tension : le traitement des données Power
 2559 Quality des compteurs communiquant par l’algorithme IA permettra de savoir sur quelle(s)
 2560 phase(s) de chaque circuit sont connectés les clients (actuellement la documentation ne se
 2561 fait qu’au niveau câble). Cette information sera reprise dans le GIS d’entreprise.
- 2562 • Proposition de rééquilibrage de phase : le traitement des données Power Quality et Energie
 2563 des compteurs communiquant par l’algorithme IA permettra de définir comment rééquilibrer
 2564 les clients sur les différentes phases d’un circuit basse tension. Ce rééquilibrage permettra
 2565 d’optimiser le réseau basse tension pour répondre à la problématique des anomalies de
 2566 tension (pouvant mener au décrochage d’onduleur) et d’éviter/de retarder un certain nombre
 2567 d’investissement sur les réseaux.

2568 - **COSMOS (Consolidation of Orientation Studies For MODernization of LV System)**

2569 Afin de répondre efficacement à la problématique des problèmes de tension sur nos réseaux basses
 2570 tension (décrochages d’onduleur, sous-tensions, ...) et apporter des solutions techniques efficaces
 2571 pour résoudre et anticiper les plaintes clients, le projet Cosmos a vu le jour.

2572 Plus concrètement, le projet Cosmos assure la coordination des interventions en cas d’anomalies de
 2573 tension susceptibles notamment de déclencher la mise en sécurité des onduleurs chez les clients
 2574 équipés de panneaux photovoltaïques. En surveillant de près ces anomalies, Cosmos garantit, entre
 2575 autres, la fiabilité du réseau et la sécurité des installations photovoltaïques des clients.

2576 Par anomalie de tension, nous entendons tout dépassement de tension en dehors des plages
 2577 légalement admissibles (230V +/- 10%).

2578 Les finalités du projet sont :

- 2579 ▪ La définition d’un délai de la solution technique à proposer aux clients lors d’une demande
 2580 d’intervention par suite d’un problème de tension.
- 2581 ▪ La mise à disposition de l’information de la recevabilité ou de la non-recevabilité de la
 2582 demande d’intervention par suite d’un problème de tension.
- 2583 ▪ Une aide à un retour rapide par courrier vers le client afin de l’avertir de la suite et du délai
 2584 des opérations qui seront envisagées pour résoudre son problème.
- 2585 ▪ Une aide aux exploitants par la proposition concrète de solutions techniques à appliquer par
 2586 circuits ainsi qu’une priorisation en termes de réalisation et d’investissement.

2587 Cet outil se base sur de nombreuses données notamment les données de tension quart horaire
 2588 provenant des compteurs communicants ainsi que la topologie de nos réseaux basse tension. Il est en
 2589 cours d’adaptation afin de pouvoir également intégrer les problèmes de sous-tensions et proposer
 2590 des solutions concrètes d’action sur le réseau.

2591 Le projet Cosmos est divisé en 4 livrables :

2592 1) PEPS1²² :

2593 • Définition d’un délai de solution technique (court terme (CT), moyen terme (MT), long
 2594 terme (LT)) par circuit basse tension basé sur l’analyse des données provenant des
 2595 compteurs communicants et de la topologie des réseaux basse tension.

2596 • Proposition de 1.250 circuits basse tension sur lesquels travailler par année avec une
 2597 orientation forte sur les plaintes clients et les topologies de réseau à risque.
 2598

2599 2) PEPS2 :

2600 • Ajout d’une proposition de solution technique concrète (placement d’un
 2601 compensateur de neutre sur le circuit, modification du plot du transformateur en
 2602 cabine, ...) au délai CT, MT, LT sur base de l’analyse des données de tension des
 2603 compteurs communicants

2604 • Suivi des actions réalisées sur le terrain.
 2605

2606 3) Merit Order Opti :

2607 • Priorisation de réalisation des solutions techniques provenant de PEPS2 par circuits
 2608 basse tension.
 2609

2610 4) Merit Order Invest :

2611 • Priorisation des coûts d’investissement.

2612 **6.3.8.6. Réseau de télécommunication**

2613 ORES dispose déjà d’un réseau de télécommunication : soit sur fibres optiques, sur cuivre ou soit sur
 2614 réseau de type téléphonique (quartes). L’ossature du réseau de fibres optiques d’ORES est
 2615 principalement bouclée ou en antenne sur une boucle et relie les centres d’exploitation et les postes
 2616 HT/HT (ELIA-ORES), cette ossature doit être autant que possible black-out proof (ce que n’offre aucun
 2617 opérateur externe) mais doit aussi permettre la gestion de délestages en cas de pénuries (situation
 2618 connue en hiver 2018-2019 et rien n’indique que ce risque va aller en diminuant).

2619 La poursuite de la consolidation d’un réseau de télécommunication propre à ORES est stratégique et
 2620 se justifie pour différentes raisons :

2621

2622 1. La sécurité contre les agressions informatiques (piratages) ou cybersecurity : un réseau propre
 2623 permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur.

2624 2. Une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de
 2625 services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce,
 2626 sans valeur ajoutée en termes de fonctionnalité). On se référera, à titre d’exemple, à la
 2627 suppression du service des lignes louées ou du service GSM-CSD (2021) de l’opérateur
 2628 Proximus impliquant des frais de remplacement de modem tant pour la télérelève des
 2629 compteurs industriels que pour des équipements de télécontrôle/télémesure tout en
 2630 mobilisant des ressources à cet effet.

²² PEPS : Performance Energétique des Panneaux Solaires

- 2631 3. Une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de
2632 réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5 minutes pour
2633 les mesures).
- 2634 4. Une fiabilité et une disponibilité sont nécessaires en particulier pour les postes HT/HT et les
2635 relais radio en cas :
- 2636 ○ De black-out (ce qu'aucun opérateur télécom externe ne garantit), ou de pénuries.
 - 2637 ○ De congestion nécessitant des actions en temps quasi réel sans quoi des assets
2638 pourraient être mis en danger avec le risque de devoir couper le client (de telles
2639 occurrences commencent à apparaître).
- 2640 5. Des coûts qui restent maitrisables sur le long terme.

2641 Notre activité de télécommunication s'intègre donc à la gestion des réseaux et est une activité
2642 stratégique.

2643 **6.3.9. Mesures de flexibilité**

2644 Les mesures de flexibilité sont abordées dans la section 5.6 « Raccordements flexibles ».

2645 **6.3.10. Investissements en sûreté**

2646



2647 **6.3.11. Autre motivation (uniquement pour bilan année N-1)**

2648 ORES a utilisé cette rubrique afin de décrire tout autre investissement qui ne rentre dans aucune des
2649 catégories décrite ci-avant (cfr. Dégâts sur équipements).

2650 En outre, ORES garantit que cette motivation n’est utilisée que pour le réalisé N-1.

2651 **6.3.12. Projets subventionnés**

2652 Courant 2023, ORES a introduit auprès du Gouvernement Wallon, une demande relative à l’octroi de
2653 subventions en vue de favoriser la transition énergétique (Cfr. Décret du 29.06.2023 relatif à l’octroi
2654 de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition
2655 énergétique). Ces investissements sont répertoriés sous la motivation d’investissements « Subvention
2656 GW pour accélérer la transition énergétique » dans le présent plan d’adaptation.

2657 ORES intègre ces projets en tant que projets subsidiés dans le présent plan d’adaptation,
2658 conformément aux dispositions prévues actuellement dans les arrêtés du Gouvernement wallon
2659 actuellement en vigueur. ORES considère aussi l’allocation complète des subsides RePOWER à des
2660 investissements dans les compteurs communicants (AGW en cours de finalisation).

2661 Si le statut de ces projets venait à évoluer, par exemple à la suite d’une décision des autorités
2662 compétentes de réattribuer ces subventions, ORES pourrait malgré tout mener à bien ces
2663 investissements, à condition que son revenu autorisé soit ajusté en conséquence afin de financer ces
2664 projets sans les subventions initiales.

2665 **1. Déploiement accéléré de compteurs communicants (projet E7900 – RePOWER EU 2023)**

2666
2667 Afin de permettre une gestion active du réseau, il est indispensable d’avoir des données
2668 techniques en temps réel (tensions courant, voltage, etc.). Chez les clients du réseau basse
2669 tension, les compteurs communicants permettent cette remontée d’information auprès des
2670 plateformes informatiques d’ORES. La généralisation du déploiement chez le plus grand
2671 nombre de client participe à la création d’un jumeau numérique du réseau. Ces données
2672 faciliteront l’optimisation de la gestion du réseau et les interventions proactives, par exemple
2673 pour réduire les phénomènes de limitation d’injection. Cette approche permet notamment
2674 de rassurer le citoyen sur la capacité d’utilisation de la production de ses panneaux
2675 photovoltaïques et donc de rendre toujours plus désirable l’investissement dans cette
2676 technologie. «

2677
2678 L’investissement subsidié en compteur communicant s’élève à de 57.3 M€.

2679

2680 **2. Renforcement des réseaux haute tension souterrains (HTS) congestionnés**
2681 **(projet E7900 – Plan de Relance Wallon 2024)**

2682 Les investissements visés par ce projet vont permettre au réseau haute tension d’ORES de
2683 faire face à la transition énergétique :

- 2684 • En pouvant absorber la forte augmentation de charge, tant en prélèvement qu’en
- 2685 injection ;
- 2686 • En s’adaptant aux besoins d’une conduite intelligente par le logiciel ADMS.

2687 Ces investissements concernent essentiellement des travaux de conversion des réseaux HTS
2688 de 6 kV en 15 kV ou des remplacements de câbles et lignes de faibles sections.

2689 Ils comprennent également des travaux de restructuration/simplification du réseau pour
 2690 permettre une conduite plus efficace par le futur logiciel d’ADMS en cours d’installation.

2691 Les travaux de renforcement dans le cadre de ce projet concernent environ 300 km de
 2692 réseaux, pour un budget global de 63,1 M€.

2693 **3. Développement IT - Projet Smart Grid – (projet E7901 - Plan de Relance Wallon 2023)**

2694 L’investissement dans des outils complémentaires de pilotage et la transition énergétique
 2695 entraînent un changement fondamental dans les modes de conduite nécessitant la mise en
 2696 place de modes de conduites plus intelligents que par le passé et une connaissance plus fine
 2697 et en temps réels des paramètres du réseau.

2698 De nouvelles exigences dans le pilotage du réseau apparaissent telles que :

- 2699 ▪ Optimisation en temps réel de l'injection d'énergie renouvelable ;
- 2700 ▪ Gestion de la flexibilité technique et de la flexibilité de marché ;
- 2701 ▪ Gestion dynamique du chargement des véhicules électriques ;
- 2702 ▪ Etc.

2703 Ces nouvelles exigences impliquent un investissement dans de nouveaux outils de pilotage du
 2704 réseau.

2705 En parallèle et pour permettre et optimiser le fonctionnement de ces outils, il est nécessaire
 2706 de disposer d'une documentation unique, automatisée et de qualité sur les assets réseau.

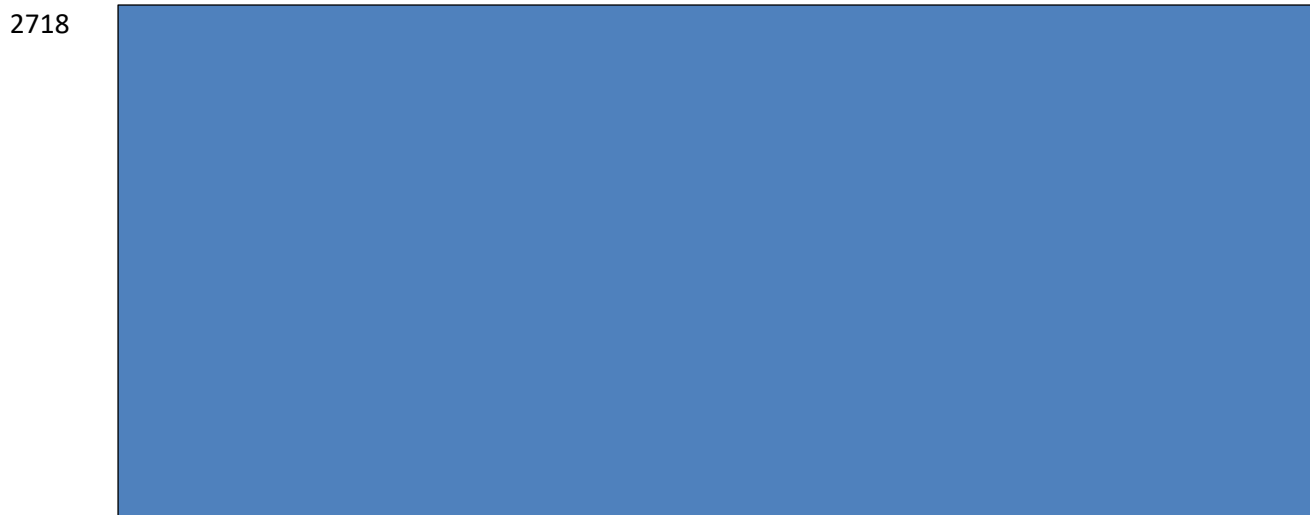
2707 Ce projet vise à amplifier les outils existants ou accélérer leur industrialisation.

2708 L’investissement subventionné s’élève à 5.6M€.

2709 Plus d’informations relatives à ce projet sont communiquées dans l’Annexe 6 – Projet
 2710 subventionné SmartGrid
 2711

2712
 2713 **4. Récapitulatif des enveloppes de subsides associées aux projets :**

2714 Le Tableau ci-dessous synthétise les projets subventionnés en termes de quantités prévues et des
 2715 interventions financières associées sous forme de subsides, sur base des subsides unitaires prévus
 2716 dans les AGW en vigueur. Les montants présentés ne sont donc pas les coûts des projets qui sont,
 2717 quant à eux, repris, dans les rubriques correspondantes des annexes au plan.



2719 6.4. Enveloppes budgétaires

2720 Voir l’annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 1_Postes budgétaires

2721 Les différents budgets sont calculés sur base de prix unitaires des travaux tels que décrits dans
2722 l’Annexe 7 – Méthodologie pour l’établissement des prix unitaires

2723 6.4.1. Années 2027-2031

2724 L’enveloppe reprise est basée sur :

- 2725 • Des investissements visant à soutenir la **transition énergétique** : passage à 400V des réseaux
2726 basse tension, abandon du 6kV, accélération du déploiement des compteurs communicants
2727 initié en 2020, etc.
- 2728 • Une accélération en termes de **modernisation des réseaux**. En particulier, les équipements
2729 en cabines HT/BT et les réseaux HT/BT, etc.
- 2730 • Amélioration de la **résilience** des réseaux : enfouissement des lignes aériennes, cabines
2731 télécontrôlées, etc.

2732
2733 Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l’élaboration des plans
2734 d’adaptation et d’extension d’ORES sont fournies ci-dessous.

2735 Lors de l’introduction du plan d’adaptation précédent, couvrant la période 2026-2030, nous avons
2736 mis en évidence une progression marquée des besoins d’investissements dans les infrastructures de
2737 réseau, évaluée à 418 M€. Cette évolution résultait essentiellement de l’augmentation des coûts
2738 pratiqués par les entreprises, dont l’ampleur dépassait significativement les taux d’inflation observés
2739 à cette époque.

2740 Dans ce contexte, et conformément aux principes de la méthodologie tarifaire applicable, nous avons
2741 précisé qu’en cas de confirmation durable de cette pression à la hausse sur les coûts, une révision du
2742 revenu autorisé pourrait être sollicitée. Une telle démarche visait à préserver la capacité
2743 d’investissement nécessaire au maintien de la fiabilité du réseau, tout en permettant de relever les
2744 défis liés à la transition énergétique.

2745 Les analyses réalisées sur les projets engagés en 2025 confirment aujourd’hui cette augmentation des
2746 coûts : le dépassement cumulé des budgets est estimé à 521 M€ sur la période 2025-2029. Ces
2747 éléments ont été présentés de manière détaillée à la CWaPE lors d’une réunion dédiée tenue le 12
2748 mars 2026.

2749 Dans ces conditions, la réalisation du présent plan d’adaptation est conditionnée à une revue du
2750 revenu autorisé. Cette révision doit, en premier lieu, permettre d’intégrer l’augmentation de 521 M€
2751 des investissements programmés sur la période concernée. Elle doit, en outre, créer les conditions
2752 nécessaires au déploiement par ORES d’initiatives complémentaires indispensables, tant en charges
2753 d’exploitation qu’en investissements.

2754 Ces initiatives concernent notamment, à titre d’exemple, le pilotage avancé du réseau et la gestion
2755 des ressources énergétiques décentralisées (DERMS), l’évolution des outils de gestion de la relation
2756 client pour les segments professionnels (CRM B2B), ainsi que le renforcement des dispositifs de
2757 cybersécurité.

2758 Leur déploiement est en effet indispensable pour que les investissements prévus dans le présent plan
2759 puissent produire pleinement leurs effets, tant en termes d’efficacité que de valeur à long terme. À

2760 défaut, une part significative de la portée et de l'impact attendus de ces investissements serait
2761 inévitablement réduite.

2762 Une demande formelle de revue du revenu autorisé portant sur ces différents éléments est introduite
2763 auprès de la CWaPE ce 30 avril 2026.

2764 **6.4.2. Synthèse**



2769 **7. Liste des travaux nominatifs programmés et évaluation budgétaire par** 2770 **projet**

2771 Voir l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » :

- 2772 ▪ Tab 1_Postes budgétaires
- 2773 ▪ Tab 3_Actualisation N
- 2774 ▪ Tab 7_Projets N+x

2775 **8. Plan de déploiement des compteurs communicants**

2776 Voir la section 6.3.7.2 *Compteurs « communicants »* du présent document ainsi que l'annexe « ORES
2777 Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » ;

- 2778 ▪ Tab 8 - Déploiement CC
- 2779 ▪ Tab 8b - CC Défaut de paiement
- 2780 ▪ Tab 8c - Refus URD – GRD

2781 **9. Suivi des transformateurs de distribution**

2782 Voir l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 » : Tab 9 - Suivi P Tfos

2783 **10. Annexes – selon lignes directrices**

2784 Voir l'annexe « ORES Assets - Annexes PA ED 2027_2031 ».

2785 **11. Annexes Additionnelles**

2786 **11.1. Annexe 1 – Pyramides des âges**

2787 **11.2. Annexe 2 – Pointes et prévisions de charges (cahiers noirs)**

2788 **11.3. Annexe 3 – Evaluation des besoins en flexibilité**

2789 **11.4. Annexe 4 – Rapport T-Flex (reporting_art_28 (AGW 10_11_2016))**

2790 **11.5. Annexe 5 – Description des plans directeurs**

2791 **11.6. Annexe 6 – Projet subventionné SmartGrid**

2792 **11.7. Annexe 7 – Méthodologie pour l'établissement des prix unitaires**

2793 **11.8. Annexe 8 – Stratégie en termes de cybersécurité**

2794

2795 Le GRD se permet d'insister sur le caractère confidentiel de ces informations, celles-ci n'étant pas destinées à
2796 être publiées ou communiquées à d'autres personnes que celles qui, par leurs fonctions au sein d'une autorité
2797 administrative compétente, sont amenées à en disposer pour les besoins de l'exercice de leurs missions légales
2798 et qui s'engagent à en garantir la confidentialité.

2799 Le GRD ne peut être tenu responsable d'une diffusion induite de ces informations.

2800 De plus, le chiffrage définitif 2027 devra être approuvé par l'assemblée générale du GRD qui se tiendra en
2801 décembre 2026. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour
2802 dont le budget 2027 constitue un des éléments principaux (*Art. L1523-13.54 du Code de la démocratie locale et*
2803 *de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)*).