

ORES

PLAN D'ADAPTATION ELECTRICITÉ 2024-2029

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

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

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

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

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

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

34	Table des matières	
35	0. INTRODUCTION	3
36	1. DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE	11
37	1.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2022	11
38	1.2. Pyramide des âges	11
39	2. BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (2022)	11
40	3. ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2023)	12
41	4. PLAN D'ADAPTATION 2024-2029	13
42	4.1. Les besoins en capacité	13
43	4.1.1. Evolution de la consommation, de la production et des pointes de charge pouvant en résulter	13
44	4.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs	16
45	4.1.3. Les problèmes de congestion	20
46	4.1.4. Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions	21
47	4.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées	21
48	4.1.6. Qualité de l'onde de tension	22
49	4.2. Autres aspects à prendre en compte	23
50	4.2.1. Remplacements pour cause de vétusté	23
51	4.2.2. Interventions pour raison de sécurité	28
52	4.2.3. Environnement	30
53	4.2.4. Harmonisation des plans de tension	30
54	4.2.5. Parallèle avec les investissements ELIA	31
55	4.2.6. Amélioration de l'efficacité	32
56	4.2.7. Remplacement des compteurs	38
57	4.2.8. Evolution vers les réseaux et les marchés « intelligents »	40
58	4.2.9. Demandes d'activation de flexibilité	46
59	4.2.10. Electro mobilité	47
60	4.3. Enveloppes budgétaires	47
61	4.3.1. Années 2024-2029	47
62	4.3.2. Synthèse	48
63	5. LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION	
64	BUDGÉTAIRE PAR PROJET	48
65	6. SCHÉMAS	48
66		
67		

0. Introduction

Ce document a pour objet de transmettre et décrire les plans d'adaptation établis pour ORES pour les années 2024-2029. Il est composé de ce dossier ainsi que :

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

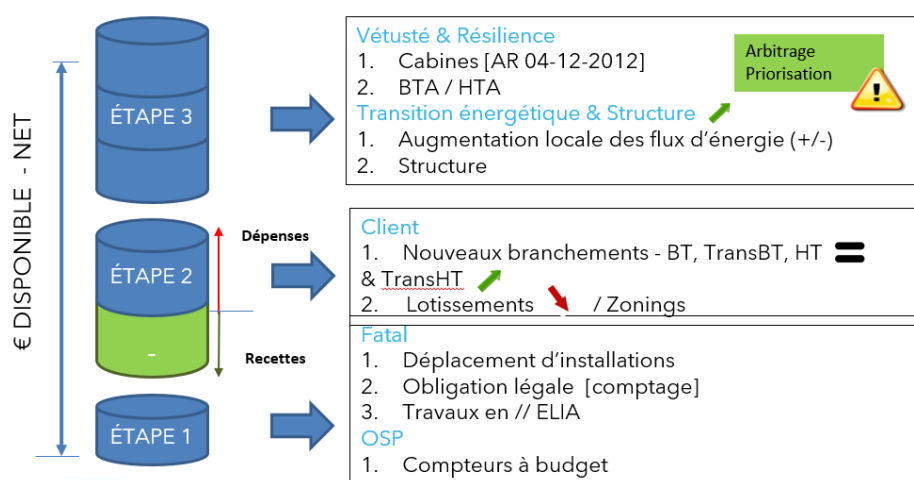
Les plans sont constitués de 2 types de projets :

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

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

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

Ces quantités sont estimées sur base de la moyenne de la réalité des 3 dernières années.



Ce plan d'adaptation est particulier à plusieurs titres.

D'abord il s'étend sur deux périodes tarifaires alors que les conditions de financement pour l'ensemble de la période 2024-2029 ne sont pas encore fixées.

ORES rappelle que la procédure de concertation formelle relative au projet de nouvelle méthodologie tarifaire a dû être prolongée par la CWaPE au vu des vives contestations formulées par les GRD dans leurs avis formels remis le 31 août 2022, afin de tenter de « rapprocher certaines positions » (selon les propres dires de la CWaPE dans son courrier du 7 mars 2023).

Les GRD ont en outre soumis à la CWaPE un document de travail en date du 8 décembre 2022 dans lequel ils ont formulé leur position commune détaillant les 11 principaux éléments de la méthodologie tarifaire posant problème aux GRD wallons, et proposant des solutions alternatives qui permettraient de rencontrer leurs préoccupations.

ORES rappelle également qu’en vertu de l’article 4, §2, 4° du Décret Tarifaire notamment, la CWaPE est tenue de s’assurer que le revenu autorisé de départ, dont les règles de détermination sont contenues dans la méthodologie tarifaire, permettra aux GRD de développer leurs réseaux de manière équilibrée et en conformité avec les plans d’adaptation et d’investissement.

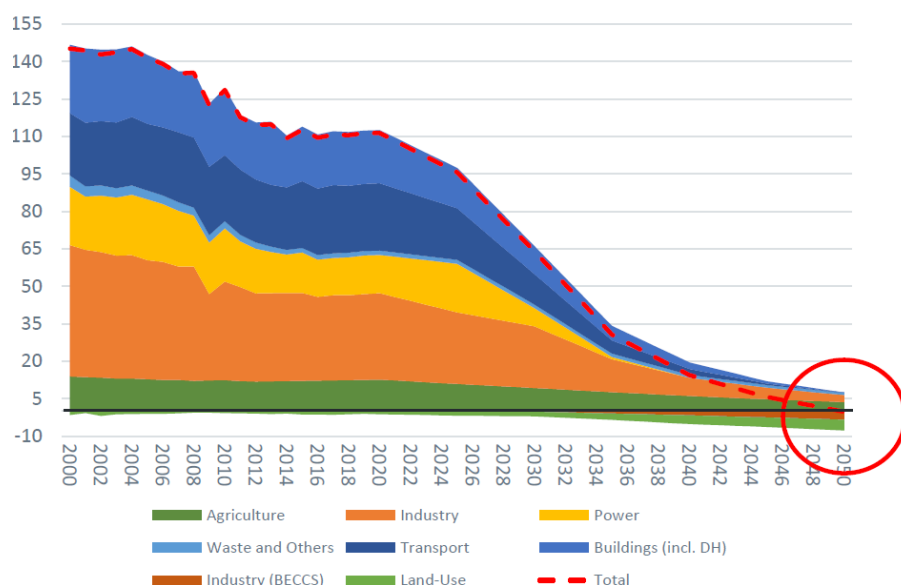
Cette exigence implique nécessairement que la CWaPE examine d’abord les plans d’adaptation et d’investissements des GRD et s’assure ensuite que les règles contenues dans la Méthodologie Tarifaire 2025-2029 créent un cadre accordant aux GRD les moyens suffisants pour réaliser ces adaptations et investissements et pour satisfaire ainsi à l’ensemble de leurs obligations légales, notamment en matière de transition énergétique.

L’approbation à venir du plan d’adaptation Electricité 2024-2029 est donc une étape essentielle dans l’élaboration de la régulation tarifaire pour la période 2025-2029. Après cette approbation, le financement des investissements prévus devra être garanti par la méthodologie tarifaire et par les décisions tarifaires ultérieures (en particulier en rapport avec le niveau du revenu autorisé). Ensuite, nous avons voulu l’inscrire dans une approche plus large tant au niveau du contexte général que de celui de l’horizon temporel.

En effet, le 3 mai 2022, nous avons eu l’opportunité de présenter à la CWaPE notre approche globale, appelée « plan industriel », reprenant notre vision des investissements nécessaires sur les réseaux d’électricité et de gaz et également dans notre plan de transformation, vision d’investissements s’étendant jusqu’en 2038 et qui s’appuie sur le trajet de la neutralité carbone à l’horizon 2050 tel que décidé par les autorités politiques et complété par une analyse d’impacts plus fine réalisée par la société Climact, analyse basée sur leur modèle BECalc qui a été développé pour le SPF Environnement. Ce plan d’adaptation en est, pour le réseau d’électricité, un extrait pour la période 2024-2029. Il est à ce titre dans la continuité du plan précédent 2023-2028.

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

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

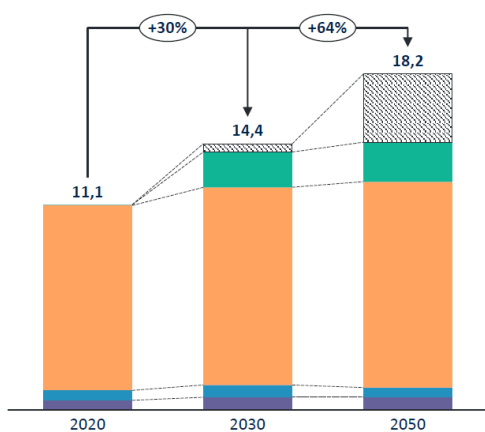
Total GHG emissions 2000-2050 (MtCO₂e) – CORE 95 scenario

141

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

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

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



44% du besoin en chauffage résidentiel est électrifié en 2050



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



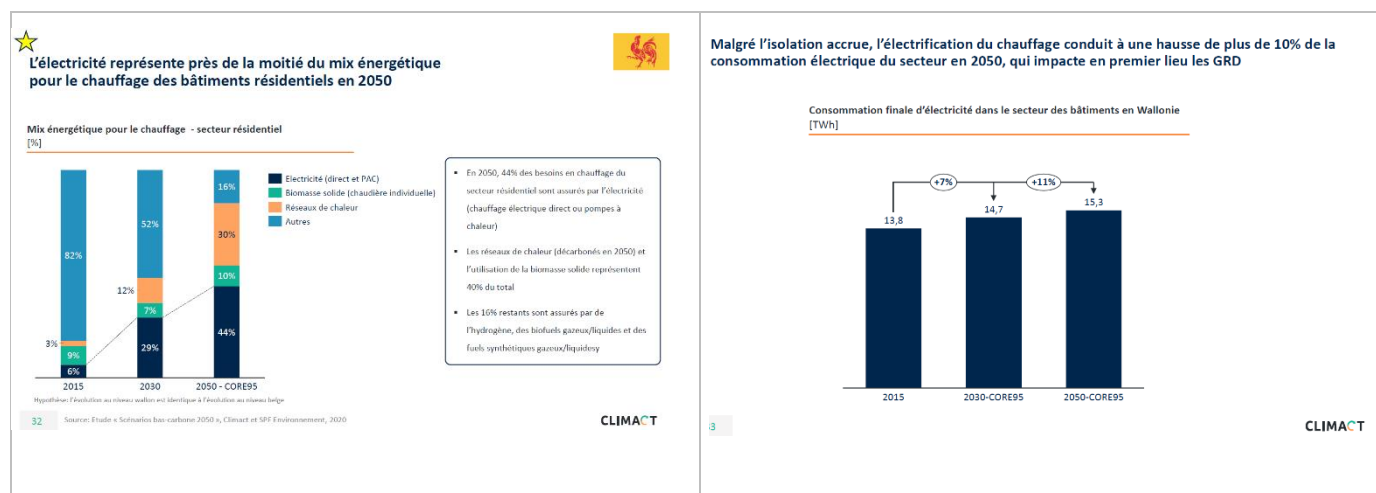
40% de l'hydrogène vert synthétisé en Belgique l'est en Wallonie. Les électrolyseurs sont connectés au réseau de distribution

145

3

CLIMACT

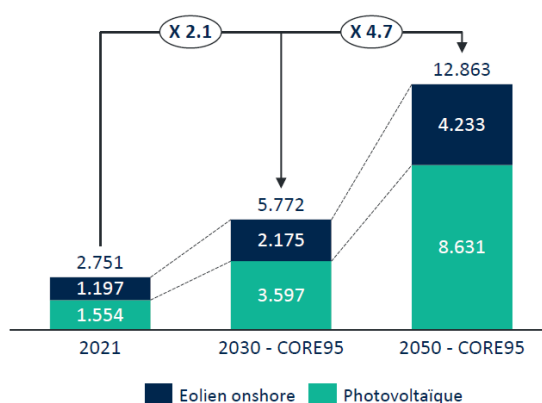
146 De manière plus progressive (car fonction, notamment, des investissements à réaliser dans l'isolation
 147 des bâtiments), le vecteur électricité va également être prépondérant pour les besoins en chauffage.



148

149 Enfin, la puissance installée en production d'électricité renouvelable devrait doubler d'ici 2030.

Evolution de la puissance renouvelable installée en Wallonie [MWc]



150

151 Il est à noter que l'impact de la production et de la consommation d'hydrogène décarboné est encore
 152 trop incertain pour être considéré. Naturellement, nous serons extrêmement attentifs à l'évolution
 153 de ce vecteur.

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

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

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

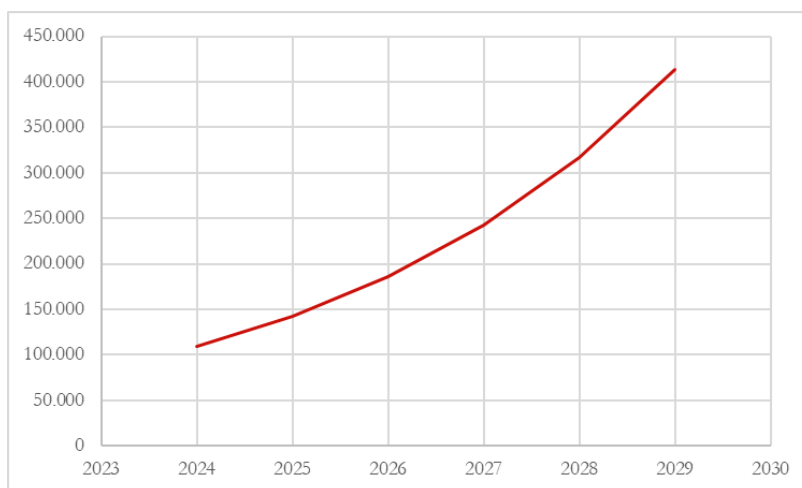


Figure 1: évolution du nombre de voitures électriques sur le réseau d'ORES

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

Sur cette base, Baringa a mis à jour son étude (Synergrid) et conclut dans un scénario en ligne avec la politique européenne FIT50 un total de 624.303 véhicules électriques en 2030 en Wallonie. Avec un ratio de 73%, cela signifie pour ORES, 455.741 véhicules électriques. Dans leur scénario High (basé sur le scénario zero emission de la FEBIAC), ce chiffre monte à 676.621 véhicules électriques wallons (493.933 pour ORES).

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

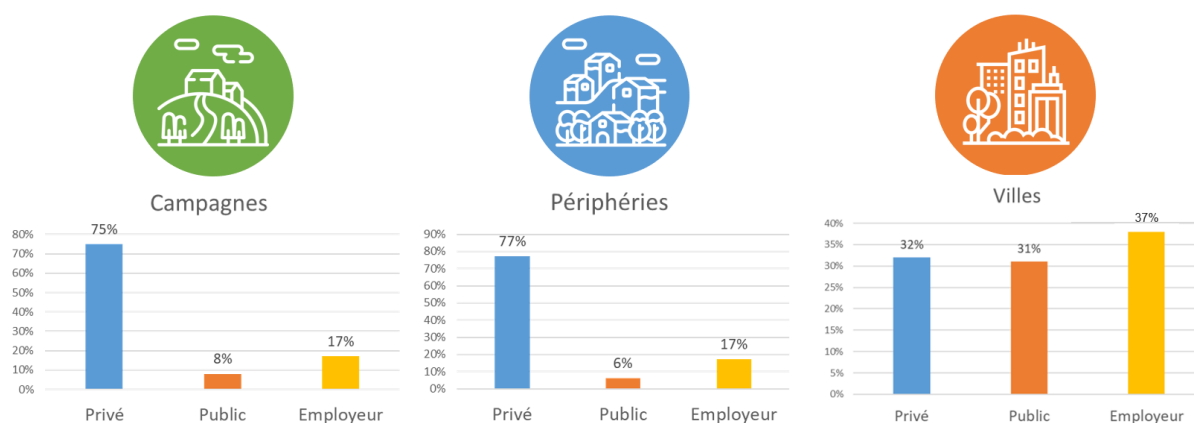


Figure 2: Répartition des événements de chargement de voiture électrique

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

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

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

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

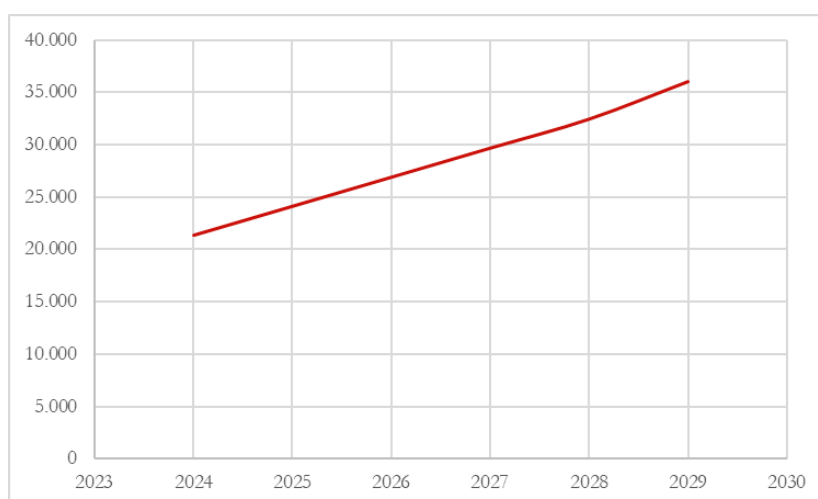


Figure 3: Evolution du nombre de pompe à chaleur sur le réseau d'ORES

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

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

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

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

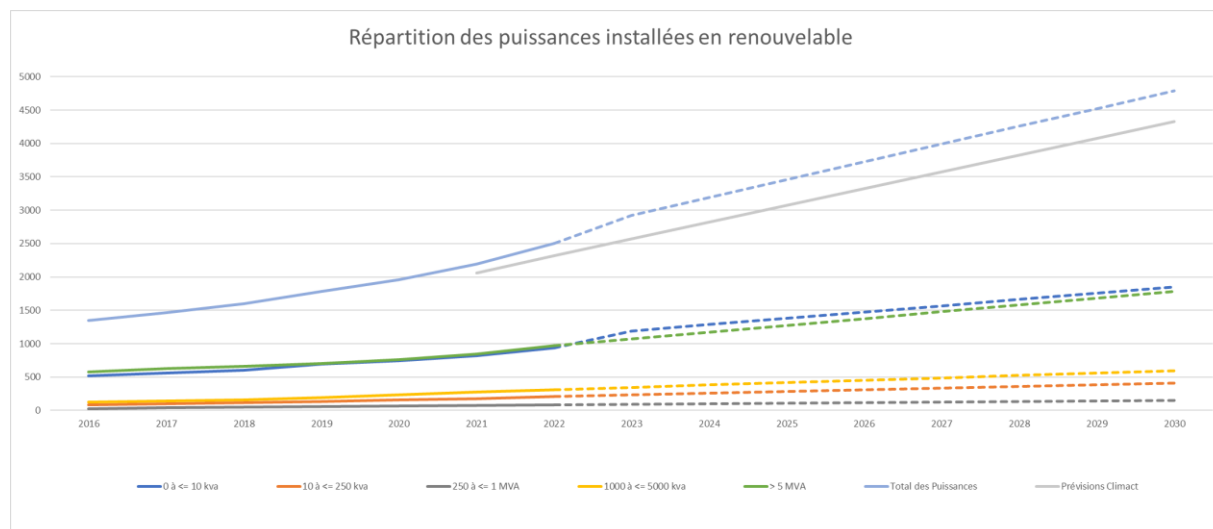


Figure 4: évolution de la puissance installée de production décentralisée en fonction de la gamme de puissance

On peut constater que :

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

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

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

Ainsi, le nombre de demandes d'intervention consécutives à des problèmes de tension remontées par la clientèle basse tension montre une progression importante (voir § 4.1.4). En outre, ces plaintes se traduisent de plus en plus par la nécessité de réaliser en urgence des investissements importants. Ces investissements sont nécessaires mais leur moment n'est pas dicté par des impératifs d'efficience et/ou de priorités globales. Constats que nous avons déjà mis en évidence lors de la version précédente du plan d'adaptation et dont les effets négatifs s'accroissent donc.

Nous constatons également la poursuite de l'augmentation du nombre de demandes de clients, que cela soit en terme d'augmentation de puissance ou de raccordements d'immeubles ou de productions décentralisées (voir § 4.1.2). Il ne faut dès lors certainement pas négliger le fait que ces éléments mobilisent des moyens matériels et humains qui ne peuvent être orientés vers d'autres besoins.

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

1. Améliorer la **résilience** du réseau : c'est-à-dire la capacité à retrouver un fonctionnement normal après une perturbation. En effet,
 - Nous constatons que les phénomènes météo extrêmes sont plus fréquents - C'est donc bien une réponse à un risque majeur identifié par les GRD et ORES en particulier.
 - L'électrification des usages (notamment leur mobilité) va rendre les clients encore plus sensibles aux coupures.
2. Soutenir la **transition énergétique**, ce qui passe par :
 - Un renforcement ciblé de la capacité du réseau afin d'éviter ou de limiter les congestions.
 - La 'Smartisation' des réseaux et des compteurs, c'est-à-dire l'augmentation de notre capacité d'observation de nos réseaux, pour anticiper les congestions et inciter les clients à déplacer leur charge.
 - L'optimisation des volumes d'énergie produite par Production Décentralisée Electrique (PDE) compte tenu des contraintes sur notre réseau mais également sur celui du réseau de transport, grâce à une gestion dynamique et intelligente telle que la fonctionnalité O-One (Ores – Operational Network Expert) intégrée à notre centre de commande (dispatching) pour la gestion des congestions.
3. Moderniser le réseau (**vétusté**) en vue :
 - D'assurer la sécurité de nos collaborateurs et clients et respecter les différentes impositions légales.
 - De gérer correctement la pyramide d'âge (vétusté des équipements).

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

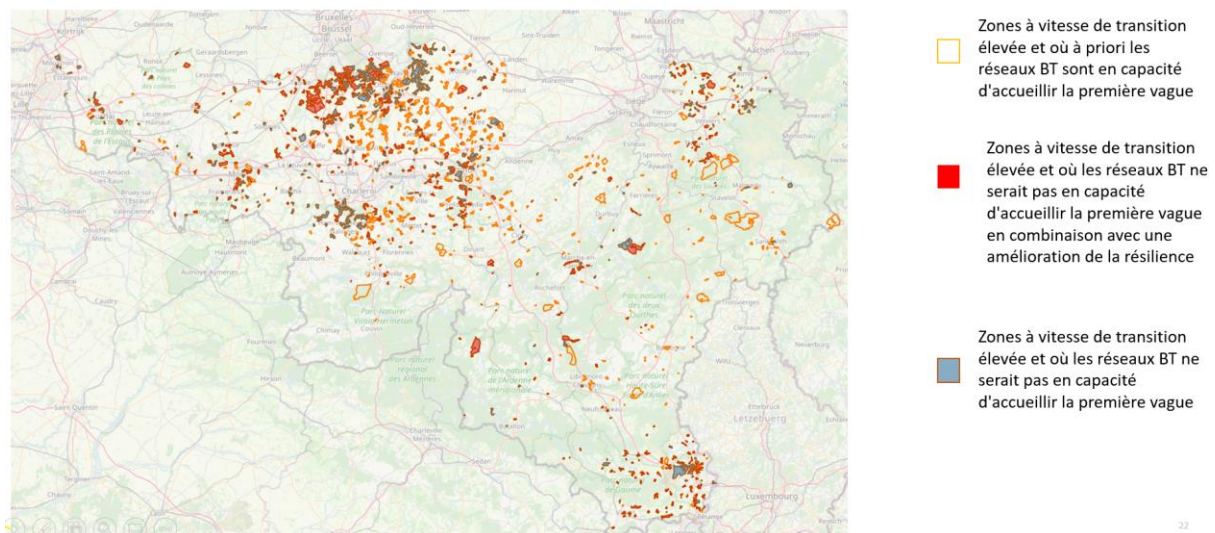


Figure 5: zone où la vitesse de transition pourrait être la plus rapide

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

Ces ambitions sont traduites dans les différents éléments de ce plan d'adaptation.

1. Descriptif de l’infrastructure existante

1.1. Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2022

Voir onglet « Tab0_descriptif infr existante » de l’annexe PA ED 2024-2029 pour ORES.

Remarque : concernant le nombre de compteur HT-AMR référencé, une correction a été réalisée en 2022 afin de tenir compte des modifications opérées au niveau des raccordements HT en 2021 (voir note justificative des plans précédents 2024-2028 : passage MIG4 → MIG6). Cette correction induit par conséquent un basculement de points de raccordements HT vers BT.

1.2. Pyramide des âges

Etat de vétusté de l’infrastructure haute tension.

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

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

Nous signalons qu’au chapitre 4.2.1, nous proposons à la CWaPE une vision de l’évolution des pyramides d’âge en fonction des politiques d’investissement telles que décrites dans le présent document.

2. Bilan des réalisations de l’année précédente (2022)

Voir tableaux (annexe PA ED 2024-2029) :

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

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

Faits marquants concernant les investissements réalisés en 2022 :

- Poses de câbles et lignes basse tension : +35%

Nous constatons une augmentation substantielle des volumes de pose de câbles et lignes basse tension et ce, essentiellement en extension (+60%). Cette augmentation s’explique en grande partie par la nécessité pour ORES de procéder à des dédoublements/renforcements de réseaux basse tension suite à l’augmentation importante des demandes d’intervention de nos utilisateurs du réseau. La couverture progressive et nécessaire des réseaux basse tension en 400V est également à l’origine de cette croissance.

- **Poses de câbles haute tension : +6%**

Nous constatons une légère augmentation des poses de câbles haute tension induite par des investissements du côté de Mouscron permettant le renforcement du réseau haute tension. Ces travaux se poursuivront par ailleurs en 2023.

- **Déploiement compteurs communicants :**

Nous pouvons observer que le budget global alloué en 2022 relatif au déploiement des compteurs communicants fut légèrement surestimé (+20%) mais le volume déployé a quant à lui bien été respecté (voir même dépassé (+5%)).

- **Raccordements Trans-HT :**

Les demandes pour raccordements de type T-HT (ex : Eoliens) sont en constante augmentation et les demandes en cours confirment clairement cette tendance à la hausse. Il est néanmoins à noter que ces dépenses sont couvertes par des recettes clientèles.

3. Actualisation des plans en cours (2023)

Conformément aux lignes directrices émises par la CWaPE relatives à l'établissement du plan d'adaptation 2024-2029, ORES a réalisé une actualisation de son budget pour l'année 2023.

Voir tableau (annexe PA ED 2024-2029) : Tab 3_Actualisation N.

Synthèse des investissements prévus en 2023 :

L'enveloppe budgétaire 2023 a été actualisée en vue de se rapprocher au mieux de l'enveloppe de la proposition tarifaire 2019-2023, hors programme visant le déploiement des compteurs communicants. Des efforts seront par conséquent encore réalisés en 2023 en augmentant le rythme des chantiers et les marges libérées entre 2019 et 2021 sont donc en partie reportées sur la dernière année de la proposition tarifaire.

Les volumes ont été essentiellement alignés sur l'historique des volumes réalisés entre 2020 et 2022. Cependant, le planning des travaux réalisés en synergie avec ELIA ainsi que le programme de déploiement des compteurs communicants ont également été mis à jour.

Voici donc les faits marquants relatifs à l'actualisation du budget 2023 :

- **Evolution du prix moyen budgétaire concernant la pose de câbles haute tension :**

En 2022, nous avons constaté une augmentation de l'ordre de +22% du prix de pose de câbles HT ce qui a inexorablement impacté le budget actualisé en 2023 pour un volume quasiment similaire (+14%).

- **Augmentation du volume de poses de câbles/lignes basse tension :**

Nous avons constaté une croissance substantielle des volumes réalisés en 2022 (en extension). Cette augmentation due à un dédoublement/renforcement de nos réseaux basse tension dans le cadre de la transition énergétique a donc un impact direct sur les volumes actualisés en 2023 (Extension : +20%).

- **Raccordements clients de type T-HT :**

L’augmentation sensible du nombre de clients T-HT de ces dernières années nous amène à actualiser le budget provisionné pour ce segment de clients (+34%) générant par ailleurs davantage de recettes.

- **Augmentation du rythme de déploiement des compteurs communicants : +27%**

L’actualisation du business case relatif au déploiement des compteurs communicants (V92) a provoqué une augmentation du volume de poses en 2023.

4. Plan d’adaptation 2024-2029

4.1. Les besoins en capacité

ELIA, à partir d’un modèle qui lui est propre (cf. plan d’adaptation ELIA), estime sur base de l’évolution naturelle de la consommation et des demandes officielles des clients industriels telles que relayées par ORES, une évolution de la pointe de charge aux postes, à moins d’1 % en moyenne par an de 2023 à 2029 (onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l’annexe PA ED 2024-2029). Il est à noter que dans le cadre de la dernière version de la convention de collaboration, une révision du processus d’évolution des charges est en cours d’élaboration. Dans ce processus, ORES proposera à ELIA un scénario d’évolution de charge à valider sur base d’hypothèses convenues préalablement. En effet, force est de constater que les évolutions de charge futures reposent de moins en moins sur une évolution statistique du passé et que, par la transition énergétique, une rupture dans les flux d’énergie doit être anticipée.

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

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

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

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

a) Puissance garantie en prélèvement

Puissance garantie en prélèvement : le tableau, avec son analyse, reprenant la liste des postes avec les puissances mises à disposition par ELIA (Sn-1 dans le tableau) et l’évolution des charges modélisée par ELIA est fourni dans l’onglet Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs de l’annexe PA ED 2024-2029.

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

ORES Brabant Wallon :

On ne constate actuellement aucun problème de saturation en prélèvement.

ORES Est :

On ne constate actuellement aucun problème de saturation en prélèvement.

ORES Hainaut :

Concernant le poste de Soignies, la situation est à surveiller vu les perspectives d’augmentation de charge et le passage Sn-1 de 24 à 48 MVA est prévu à l’horizon 2026 par ELIA.

La situation du poste de Ghlin est également à surveiller au vu des demandes d’augmentation de puissance dans le zoning.

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

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

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

Plus spécifiquement pour la région de Charleroi, deux postes seront saturés à l’horizon 2023 et un poste sera proche de la saturation :

- PO de Montignies-sur-Sambre : 53,69 MVA prévus en 2023 pour 48 MVA en Sn-1. La situation sera discutée en mai 2023 avec ELIA.
- PO de Farciennes : 48,16 MVA prévu en 2023 pour 48 MVA en Sn-1. Cette situation est liée à un important raccordement provisoire pour Google. Néanmoins, de nombreux prospects sont approchés par Igretec pour occuper le zoning « Ecopole », avec des puissances de prélèvement de plusieurs MVA.
- PO de Gosselies : 23,89 MVA prévu en 2023 pour 24 MVA en Sn-1. Ce poste est suivi de près et est fortement dépendant de l’avenir du site de Caterpillar.

ORES Luxembourg :

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

- Pour le poste de Fays-les-Veneurs, passage Sn-1 à 30 MVA courant 2024.
- Pour le PO Marche-en-Famenne, ELIA ne prévoit pas de renforcement avant 2028. Néanmoins, ELIA et ORES continuent à monitorer l’évolution de charge dans l’entre-temps.

Il est important de noter que des discussions sont actuellement en cours entre ORES, ELIA et la CWaPE afin de dégager des solutions technico-économiques optimales concernant des potentiels futurs investissements au niveau des postes de Athus/Aubange et Hatrival. En outre, le risque lié à la mise à disposition de nouvelles capacités à Transinne nous amène à élaborer une solution court terme (horizon 2023-2024) au départ de Recogne. Ces investissements sont repris sous un projet nominatif au sein des plans d’adaptation.

ORES Mouscron :

Etude en cours concernant les travaux de rénovation au poste de Mouscron pour porter la puissance garantie à 48 MW d’ici 2025. En outre, concernant ce poste, ORES a reçu une demande d’avis préalable pour une augmentation de puissance de 12 MVA.

428 ORES Namur :

429 Aucun poste ne pose de problème, à l'exception des postes de :

- 430 - Marche-en-Famenne (voir supra) ;
- 431 - Romedenne : augmentation de la Sn-1. Les travaux réseaux nécessaires à cette augmentation
- 432 sont en cours de finalisation.

433

434 ORES Verviers :

435

436 On ne constate aucun problème de saturation en prélèvement. Le poste des Plenesses est proche de
437 la saturation. A ce jour, ELIA prévoit de passer la Sn-1 du poste de 15,6 MVA à 30 MVA en 2026. Le
438 dossier est actuellement en cours d'analyse.

439

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

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

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

448 **4.1.1.2. Les feeders et autres échanges entre réseaux**

449 Les charges maximales des départs des postes et sous-stations télécontrôlés sont reprises dans
450 l'onglet « Tab (4.) 1.1.2_charge feeders » de l'annexe PA ED 24_29. Ces informations sont fournies
451 annuellement par notre Centre de Conduite Distribution.

452 Les informations mesurées lors de l'hiver 2022-2023 ont été extrapolées pour l'hiver 2028-2029 avec
453 l'hypothèse d'augmentation annuelle reprise ci-dessus.

454 Compte tenu de l'hypothèse de croissance retenue (**1.5 %** par mesure de prudence), et à configuration
455 du réseau inchangée, aucun départ vers une cabine de distribution ne devrait avoir une charge
456 supérieure à **80 %** de la valeur de réglage du disjoncteur en 2029.

457 **NB:** Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 30/01/2023. La température moyenne
458 était de 6° (contre 4,9°C⁴ le 31/01/2022).

459 Echanges entre réseaux

460 Voir onglet Tab (4.) 1.1.2_charge feeders de l'annexe PA ED 2024-2029.

461 *Il est important de noter qu'ORES a procédé à des correctifs au sein de la base de données « Feeders ».*
462 *Il en résulte une légère modification du nombre de feeders (hors clients HT « directs ») sur le réseau*
463 *mentionnés dans l'annexe des plans d'adaptation 2024-2029.*

⁴ <https://www.meteobelgique.be/article/relevés-et-analyses/annee-2023/2500-bilan-climatologique-de-janvier-2023>

4.1.1.3. Les cabines et transformateurs de distribution

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

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

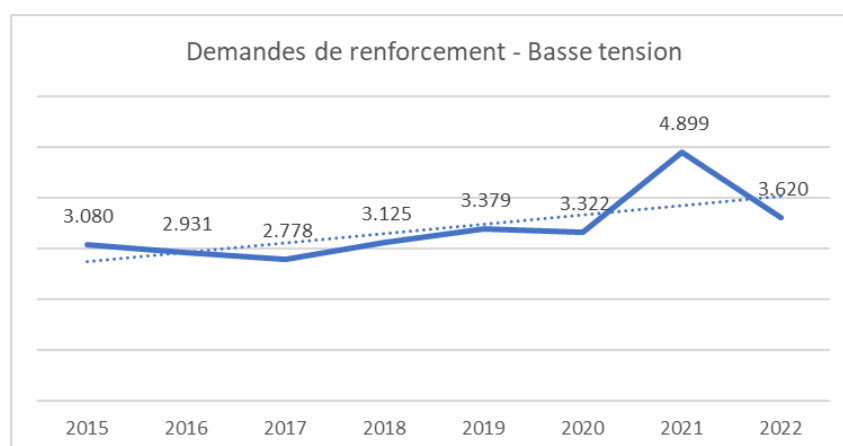
En cas de demande ponctuelle supérieure à 25 kVA, une étude technique complémentaire est menée sur site le cas échéant pour vérifier la réserve de puissance disponible au niveau du transformateur et du circuit concerné.

Signalons que toute extension basse tension est par défaut réalisée en câble de forte section (150² Alu en souterrain et 95² Alu en aérien) afin de garantir une capacité de réserve maximale pour l'avenir.

4.1.2. Les nouveaux besoins des producteurs et consommateurs

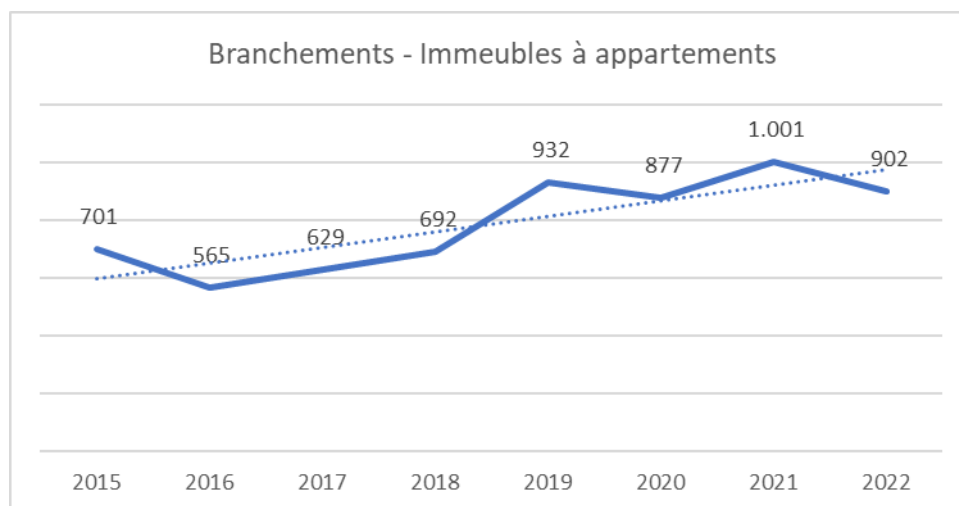
4.1.2.1. Evolution du nombre de demandes d'augmentation de puissance

Même si le niveau des demandes n'a pas égalé le résultat de 2021, nous continuons de constater une sensible augmentation des demandes de renforcement en basse tension (5% par an en moyenne). Cette tendance n'est pas fortuite mais suit le mouvement du « tout électrique » et accentuera la tension sur les réseaux basse tension.



4.1.2.2. Evolution du nombre de demandes de raccordements

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



4.1.2.3. Les nouveaux producteurs prioritaires

Une enveloppe non nominative est prévue pour répondre aux demandes non connues à ce jour. Le détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.1_UPD 100 kVA et + » de l'annexe PA ED 2024-2029)

4.1.2.4. Les nouveaux gros clients industriels

Le détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.2_cli MT 1MVA et + » de l'annexe PA ED 2024-2029)

4.1.2.5. Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

Le détail des projets en cours ou à l'étude est renseigné au sein de l'onglet « Tab (4)1.2.3_zoning lotissement » de l'annexe PA ED 2024-2029).

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

ORES Brabant Wallon

○ Zones d'Activités Economiques

- Héléciné : transformation du parking de la E42 en zoning en collaboration avec l'IBW. Les travaux d'aménagement et d'amenée des énergies sont maintenant terminés.
- Louvain-la-Neuve – SOL Athéna Lauzelle : vaste plan d'aménagement visant à la construction d'un écoquartier regroupant plus de 1.400 logements.
- Tubize : important projet visant à réaffecter le site des anciennes forges de Clabecq avec pour objectif la création de +/- 2.300 logements, PME, immeubles à appartements, commerces et entreprises tertiaires. Les projections sont de l'ordre de 18 MVA. Les travaux de déplacement d'installations existantes, les poses de câble pour l'amenée des énergies, la construction du nouveau PODE et les poses dans les nouvelles voiries sont en cours.

○ Projets de lotissements

Les demandes en lotissements privés ou sociaux font l'objet d'une offre et sont réparties sur le réseau. La plupart des lotissements peuvent être alimentés au départ du réseau existant. Le planning de ces projets est en constante évolution et la décision de procéder ou non aux travaux dépend uniquement de leurs promoteurs. Sauf exception, il est donc également très difficile d'intégrer ceux-ci de manière nominative dans les plans d'extension. Un grand nombre de ces lotissements sont phasés sur plusieurs exercices et sont pour certains déjà entamés.

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



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

ORES Est

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

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

ORES Hainaut

■ Région de Charleroi :

- Zones d'Activités Economiques

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

- Lotissements principaux

Pas de lotissements importants en cours d’étude.

▪ Région de Wallonie Picarde :

- Zones d’Activités Economiques

Pas de nouvelles ZAE prévues actuellement

▪ Région de Mons-La-Louvière :

- Zones d’Activités Economiques

Divers projets de ZAE sont toujours en cours d’étude à l’IDEA. Nos services travaillent en collaboration avec l’ADT afin d’évaluer les besoins d’adaptation des réseaux en fonction des puissances souhaitées et des délais envisagés. Le détail des projets en cours ou à l’étude est fourni au sein de l’onglet « Tab (4)1.2.3 » de l’annexe PA ED 2024-2029.

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

ORES Luxembourg

La liste des demandes concernant les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels est reprise dans l’onglet « Tab (4)1.2.3 » de l’annexe PA ED 2024-2029.

Des enveloppes provisionnelles sont prévues pour effectuer les adaptations nécessaires.

ORES Namur

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

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

ORES Mouscron

La ZAE du « Pont Bleu », sur la commune de Pecq, sera réalisée dans le courant de cette année 2023.

ORES Verviers

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

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour effectuer les adaptations nécessaires.

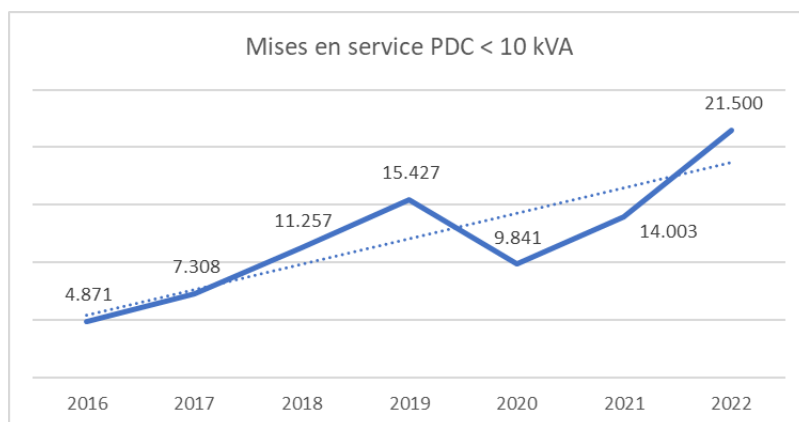
4.1.2.6. Les petits producteurs de max 10 kVA

Un projet non nominatif est prévu dans le plan d’adaptation (motivation E.2.1) pour résoudre les problèmes de tension provoqués par l’augmentation de la puissance installée sur nos réseaux.

Cas des productions photovoltaïques :

Les productions photovoltaïques concernent au 01/01/2023 **12,4%** des EAN basse tension.

La progression du nombre d'installations montre une vigueur qui ne semble pas s'essouffler (+54% en 2022 par rapport à 2021), probablement poussée par l'annonce du gouvernement de la fin de la compensation pour les nouvelles installations en 2024 et surtout par la hausse vertigineuse des prix de l'électricité.



Pour la période considérée, nous estimons que cela va se poursuivre selon un rythme au moins équivalent.

En raison de leur faible taux de pénétration attendu (e.a. microéolien) ou de leurs caractéristiques (p.ex. microcogénération), les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc issues d'une autre filière ne devraient pas impacter les réseaux basse tension à court et moyen terme.

4.1.2.7. Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau

Il s'agit donc ici, par définition, d'entreprises qui subsidiairement à leur activité principale, produisent elles-mêmes l'énergie électrique destinées en totalité ou en partie à leurs besoins propres.

Voir onglet « Tab (4.)1.2.5_autoproducteurs » de l'annexe PA ED 2024-2029.

4.1.3. Les problèmes de congestion

La congestion est l'impossibilité de reprendre la charge lorsque l'alimentation normale n'est plus disponible. Une congestion peut être causée par une surcharge et également par une modification des flux réseau.

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

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

Aucun projet nominatif n'est repris au plan sous cette motivation.

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

4.1.4. Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions

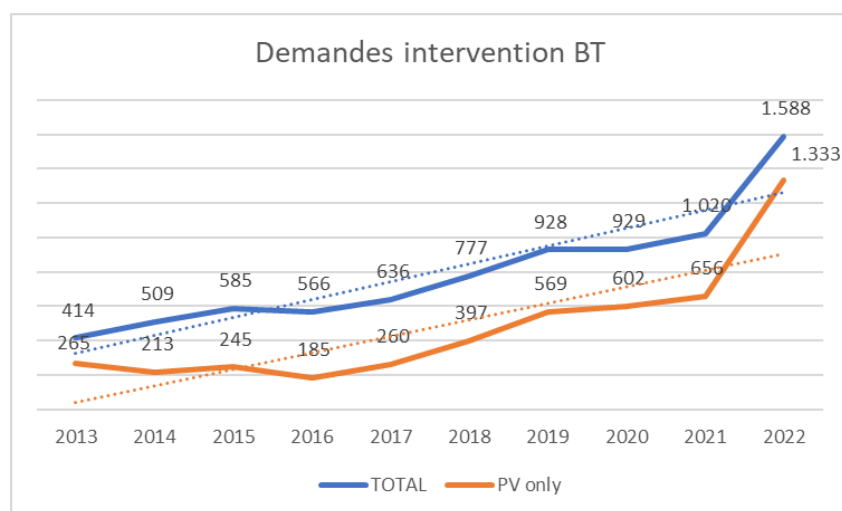
Les critères contractuels utilisés par ORES sont ceux de la norme EN50160.

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

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

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

La figure suivante montre la progression du nombre de plaintes :



Comme annoncé au sein de l'introduction, si les plaintes restent sous contrôle par rapport aux nombres d'installation PV, il n'en demeure pas moins que leur croissance continue depuis 2013 nécessite une attention toute particulière. Elles sont pour nous l'un des indicateurs montrant que le réseau basse tension, bien qu'ayant supporté les premières vagues de la décentralisation de la production, montre que les capacités restantes ne seront pas suffisantes pour assurer l'intégration des productions décentralisées tel que montrée au § 4.1.2.6 sans oublier l'arrivée des nouvelles charges.

4.1.5. Adaptations suite aux coupures non planifiées

4.1.5.1. Les coupures en basse tension

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

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

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

Une enveloppe provisionnelle est également prévue pour ces travaux.

4.1.5.2. Les coupures en HT

Incidents sur câbles souterrains :

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

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

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

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

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

Incidents sur lignes aériennes :

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

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

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

- le type et l'état des armatures et des supports ;
- la nature des conducteurs ;
- l'âge des lignes ;
- la proximité des habitations.

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

4.1.6. Qualité de l'onde de tension

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

4.2. Autres aspects à prendre en compte

4.2.1. Remplacements pour cause de vétusté

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

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

Réseau HT aérien :

Les données d'inventaire relatives au réseau HT vous sont fournies au sein de l'onglet « Tab 0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2024-2029.

Le réseau HT aérien fait l'objet :

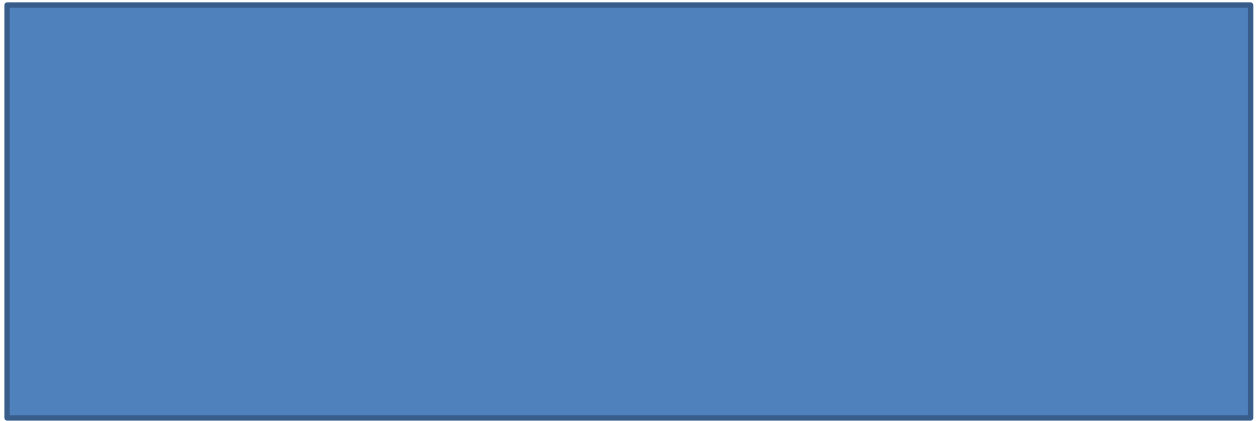
- d'un monitoring de plus en plus précis (cfr. l'utilisation de drones pour l'inspection des lignes aériennes) ;
- d'une visite de contrôle annuelle par un SECT ;
- d'un grand entretien tous les 25 ans.

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

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



708
709



710

711 **Réseaux basse tension aérien :**

712 Les données d'inventaire relatives au réseau HT vous sont fournies au sein de l'onglet « Tab
713 0_descriptif infr existante » de l'annexe PA ED 2024-2029.

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

- 715 - les interventions suite aux appels de la clientèle, à l'exclusion des appels pour les incidents sur
- 716 raccordements et comptages ou pour les installations intérieures des clients ;
- 717 - les anomalies relevées sur le réseau cuivre.

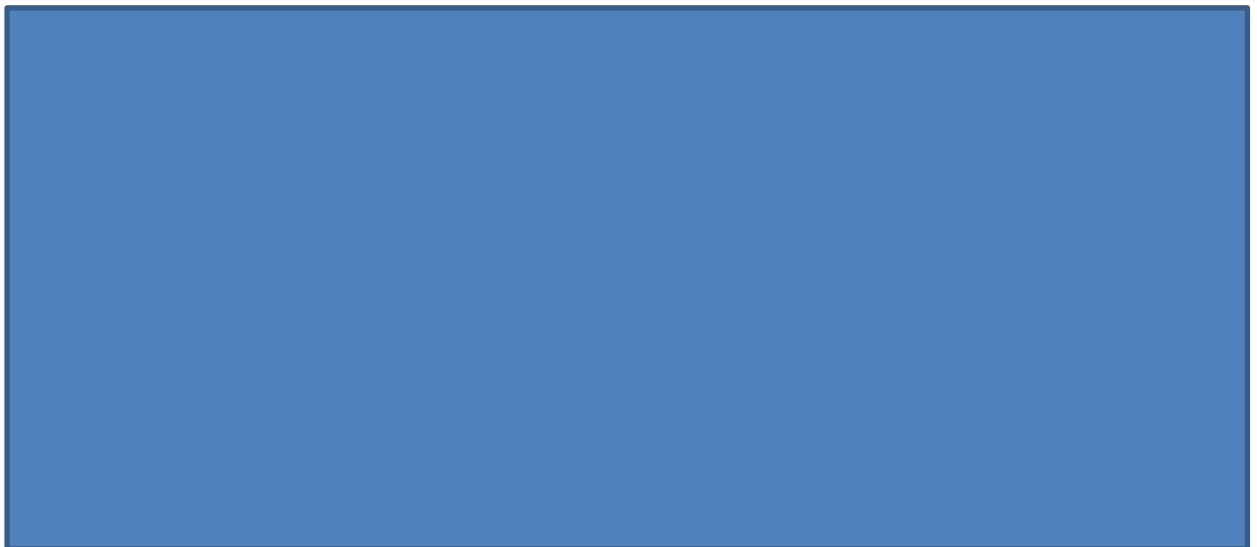
718 Les pannes sur les réseaux préassemblés et cuivre sont réparées immédiatement.

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

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

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

727



728

729
730



731
732
733
734
735

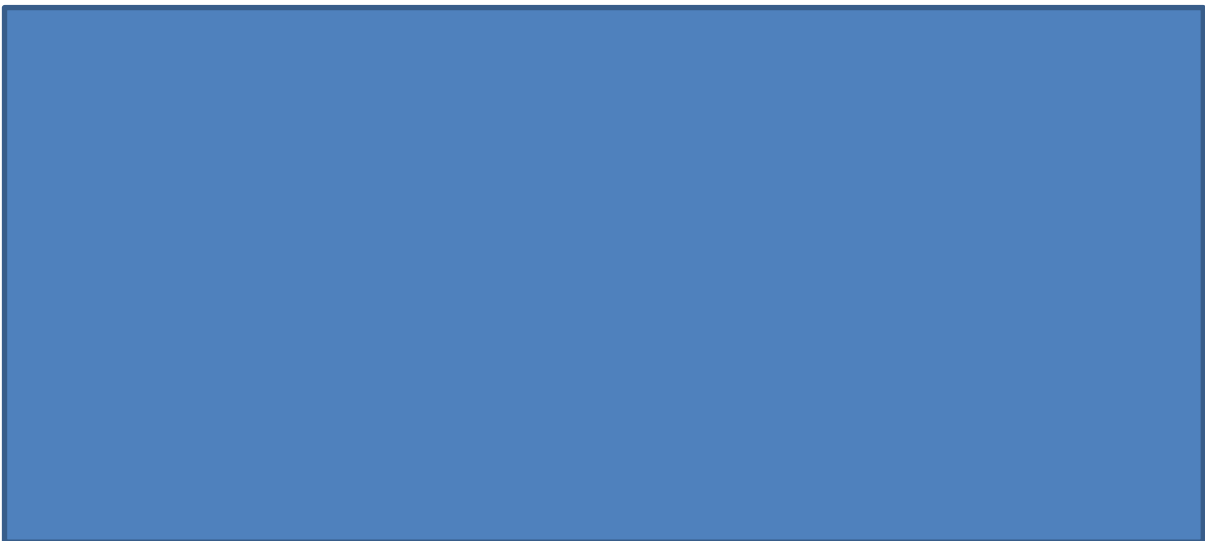


736 **Réseaux HT et BT souterrain :**

737 Des enveloppes non nominatives sont prévues pour le remplacement des câbles les plus vétustes
738 (câbles < 1980) en vue de maintenir une moyenne d'âge des réseaux acceptable.

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

740



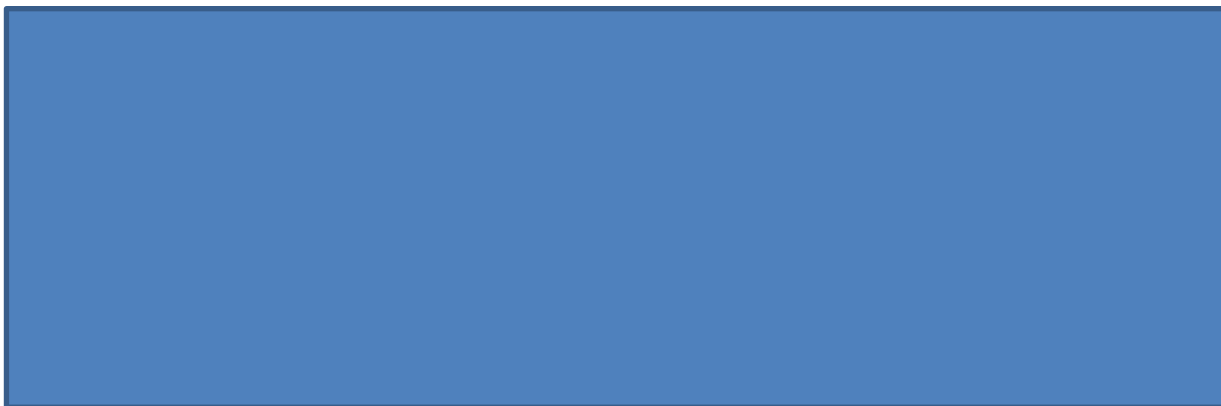
741

742

743

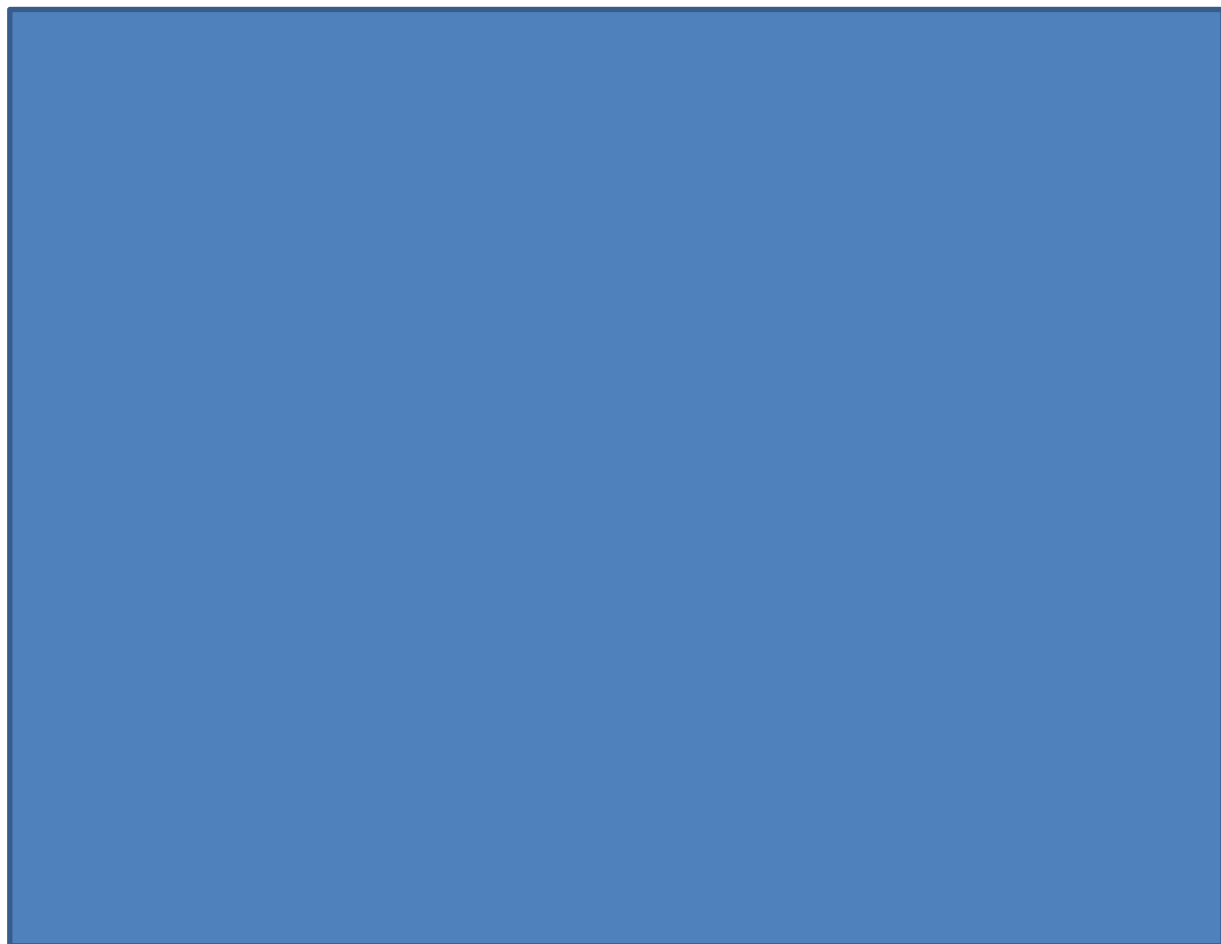
744

745
746



747

748



749

750

751

752

753

Equipements cabines :

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

A titre d'exemple, nous retiendrons :

- La campagne de remplacement de relais de protection au sein des cabines HT/BT mais également dans les postes HT/HT (interfaces ELIA-ORES).
- Le remplacement de transformateurs HT/BT suite à la parution du règlement (UE) 2019/1021 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 20 juin 2019 : ce règlement porte sur les Polluants Organiques Persistants (POP) et impacte les GRD au niveau des transformateurs dont le niveau des polluants (PCB) est supérieur à 50 ppm. A cet égard, les GRD prennent le postulat que les transformateurs dont la date de fabrication est antérieure à 1987 sont les seuls potentiellement concernés. Ce règlement impose par ailleurs le recensement et le retrait des transformateurs concernés (Taux de PCB > 50 ppm) pour le 31/12/2025. (Au total, chez ORES, ce ne sont pas moins de 850 transformateurs vétustes à remplacer dans le cadre de cette réglementation). Il est cependant important de préciser que le recensement et l'élimination des transformateurs concernés par ce règlement endéans le délai susmentionné est particulièrement difficile à mettre en place. ORES a donc décidé de se focaliser, dans un premier temps, sur les transformateurs dans les zones de captage d'eau ainsi que les zones Natura 2000.

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

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



784
785

786

787 **4.2.2. Interventions pour raison de sécurité**

788 **4.2.2.1. Sécurité générale**

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

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

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

794 Les infractions sont quasi exclusivement mineures (continuité terre, éclairage, accès, panneaux
795 d'instruction, nettoyage, ...).

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

797 **Lignes HT aériennes :**

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

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

804 **4.2.2.2. Distances de sécurité**

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

807 **4.2.2.3. Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)**

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

812

Politique de mise en conformité des cabines :

La visite de routine des cabines (réalisée par ORES) permettant de réaliser l’analyse de risque individuelle et *in situ*⁵ débutée en 2009 a été réalisée pour toutes les cabines.

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

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

Ces travaux indispensables pour assurer la sécurité des agents, améliorer l’indisponibilité et la qualité de service, impliqueront une charge financière importante pour ORES (remplacement du matériel dans environ 3.500 cabines en 15 ans).

Scores obtenus pour les cabines ORES en service

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

Nous souhaitons mettre à niveau environ **500** cabines* par an en moyenne entre 2023 et 2029.

**Il est à noter que ce chiffre reprend un ensemble de politiques techniques (Magnéfix MD, Unerg, Tyke, RM6/VM6, Matériel ouvert, ...).*

En 2022, pas moins de 273 cabines avec du matériel ouvert ont été remplacées (contre 290 cabines en 2021).

Postes – état des lieux

Voir onglet « Tab (4)1.1.1.a_cahiers noirs » de l’annexe PA ED 2024-2029.

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

⁵ 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.

4.2.3. Environnement

4.2.3.1. Politique générale

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

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

4.2.3.2. Actions spécifiques

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

4.2.4. Harmonisation des plans de tension

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

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

- Ciblée : des zones à fort potentiel de croissance de la consommation (pompes à chaleur et véhicules électriques) telles que les zones péri-urbaines ont été sélectionnées. La détermination de ces zones (secteurs statistiques) a fait l'objet d'un travail collaboratif avec l'UCLOUVAIN.
- Pragmatique : En fonction de la situation sur place, la politique peut globalement se résumer comme suit :
 - Si le réseaux 230V a plus de 50 ans : il est remplacé par un réseau 3N400V et les clients sont également convertis (conversion totale avec pose) ;
 - Si le réseau 230V a un âge compris entre 25 et 50 ans : un nouveau câble alimenté en 3N400V est posé en parallèle de l'infrastructure existante. Les clients passent progressivement, en fonction de leur demande, d'une alimentation à une autre jusqu'à atteindre une « masse critique » où l'ensemble des clients restants est converti et l'ancien câble désaffecté (couverture) ;
 - Si le réseau 230V a moins de 25 ans : il est déjà compatible pour être alimenté en 3N400V (câble et ligne avec 4 conducteurs). Cette conversion est réalisée en une fois et les clients passent en 3N400V (conversion totale sans pose).

Le choix sera donc toujours guidé par l'optimum technico-économique entre couverture/renforcement vs. conversion en fonction des réalités locales et des principes exposés ci-dessus.

Une enveloppe provisionnelle est prévue pour les réseaux concernés.

4.2.5. Parallèle avec les investissements ELIA

Comme déjà abordé, des travaux dans plusieurs postes sont en cours et prévus suite à des demandes d'ELIA, avec un impact non négligeable, tant d'un point de vue financier que technique sur le Gestionnaire du Réseau de Distribution. Ces travaux font l'objet de concertations avec le GRT et sont planifiés lors des réunions de suivi travaux postes entre les deux parties. Le caractère parfois incertain du calendrier de réalisation complique par ailleurs l'organisation et la planification budgétaire des autres travaux.

Voici une synthèse des investissements sur postes prévus sur la période 2024-2029 :

Dénomination poste de transformation	Période d'investissement
Binche	2023
Bas Warneton	2023
Lixhe	2024
Mouscron 2	2023-2025
Farciennes	2024-2025
Ciney	2024-2025
Amel	2024-2026
Elouges	2024-2026
Braine-L'alleud	2024-2026
Monceau	2024-2026
Athus/Aubange	2025
Quevaucamps	2025-2027
Mons	2025-2027
Herbaimont	2025-2027
Hatrival	2025-2027
Ways	2026-2028
Marche-en-Famenne	2026-2028
Villers-sur-Semois	2027-2029
Lobbès	2027-2029
Tertre	2027-2029
Jemappes	2028-2030
Braine-le-Compte	2028-2030
Harmignies	2028-2030
Fosses-la-Ville	2028-2030
Abee-Scry	2028-2029
Tournai 6/15 kV	2029-2031

Il est important de noter que les délais de réalisation tels que renseignés dans ce plan d'adaptation peuvent légèrement différer par rapport à ceux annoncés par ELIA dans ses propres plans d'adaptation. En effet, les délais annoncés ci-dessus peuvent éventuellement avoir été actualisés en étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Transport en fonction des derniers échanges survenus fin 2022.

4.2.6. Amélioration de l'efficacité

4.2.6.1. Efficacité du réseau et résilience

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

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

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

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

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

4.2.6.2. Efficacité énergétique

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

4.2.6.3. Réduction des pertes techniques

4.2.6.3.1. Introduction

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

4.2.6.3.2. Mesures d'investissement réduisant les pertes réseau

4.2.6.3.2.1. Evolution vers une tension de réseau supérieure

En Basse Tension :

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

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

En Haute Tension :

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

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

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

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

4.2.6.3.2.2. Choix optimal des sections de câbles

En Basse Tension :

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

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

- en réseau souterrain, la section utilisée est du 150mm² Alu, la pose de câbles en 240 mm² est à l'étude.
- en réseau aérien, la section utilisée pour les torsades est du 95mm² Alu. En outre, la pose de torsades en 150 mm² Alu est en cours d'étude.

Ce choix unique est largement surdimensionné dans plus de 90 % des cas (I_{max} du circuit $\ll I_z$ du câble) et contribue donc à l'efficacité énergétique grâce à la réduction des pertes.

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

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

987 En Haute Tension :

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

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

995 Après analyse, le remplacement proactif des câbles uniquement dans l'optique d'une réduction des
996 pertes sur le réseau n'est pas rentable.

997 Une politique de surdimensionnement des sections des liaisons HT conduit bien à une réduction
998 significative des pertes avec un impact réduit sur les investissements (car les coûts prédominants sont
999 les coûts fixes de pose). A contrario, une politique de remplacement systématique des liaisons HT
1000 entraîne des coûts d'investissement non amortissables dans un délai économiquement raisonnable
1001 (moins de 10 ans).

1002 Depuis 2015, ORES met en place une politique de déploiement du smart grid prévoyant de transformer
1003 les réseaux pour accueillir un maximum de productions décentralisées.

1004 A cet effet, il prévoit des colonnes vertébrales en section 400² Alu, réduisant la longueur de réseau
1005 entre la production et la consommation.

1006 En outre, le réseau s'équipant de plus en plus de capteurs des flux d'énergie, il devient possible de
1007 mieux suivre l'évolution des charges et de les anticiper sur le long terme. Ainsi l'investissement réalisé
1008 et donc le choix du câble tient mieux compte également des courants prévus aux horizons 2030 voire
1009 même 2050.

1010 ***4.2.6.3.2.3. Emploi des transformateurs à pertes réduites***

1011 D'une manière générale, ORES a toujours choisi la technologie la plus récente, permettant des niveaux
1012 de pertes en constante diminution, dans le respect des normes et réglementations en vigueur.

1013 Depuis le 1^{er} juillet 2015, la réglementation de l'UE N°548/2014 (publiée le 21 mai 2014) sur l'éco-
1014 conception des transformateurs est entrée en vigueur (couramment appelée Eco-design). Les pertes
1015 maximales par puissance de transformateur stipulées dans cette réglementation doivent être
1016 respectées.

1017 Un marché prenant en compte les nouvelles exigences a été attribué. Les nouvelles livraisons
1018 répondent à l'Eco-design.

1019 Le remplacement d'un transformateur existant n'est envisagé qu'en cas d'incident ou lors d'un
1020 renforcement.

1021 ORES ne dispose pas d'un inventaire précis reprenant la répartition des transformateurs sur son parc
1022 par niveau de perte.

1023 Nous constatons qu'en moyenne les pertes cuivre représentent 26 % du total des pertes relatives au
1024 transformateur.

1025 De même que pour le dimensionnement des câbles HT, il est économique de choisir la puissance du
1026 transformateur au-delà de celle prévisible si le gain sur les pertes (fer + cuivre) compense le
1027 surinvestissement. L'instruction donnée aux bureaux d'étude d'ORES est de diviser la puissance
1028 estimée par un coefficient de 0,8 et de choisir le standard le plus proche. En conséquence, la
1029 diminution des pertes cuivre l'emporte sur la légère augmentation des pertes fer.

1030 En moyenne, les coûts liés au remplacement d'un transformateur existant équivalent à un surcoût
1031 minimum de 4.000 € par rapport au transformateur lui-même.

1032 Le remplacement dans le but unique de la réduction des pertes est donc économiquement
1033 injustifiable.

1034 De plus, il est également à noter que lorsqu'un transformateur en bon état est remplacé pour des
1035 raisons de puissance par un nouveau transformateur, les règles autorisant sa réutilisation sont édictées
1036 dans la prescription C2/112 de SYNERGRID – édition 2015. Elles étaient néanmoins d'ORES et déjà
1037 d'application au sein d'ORES, à savoir l'interdiction de réutilisation dans le cadre d'une rénovation de
1038 cabine d'un transfo de pertes supérieures à R85.

1039 **4.2.6.3.2.4. Réduction de la consommation propre dans les cabines et postes de**
1040 **fourniture**

1041 De manière générale, la consommation d'énergie propre aux cabines réseau est faible. Elle est
1042 néanmoins en évolution constante en raison de l'augmentation des outils liés à la motorisation ainsi
1043 qu'à la télésignalisation. Il est évident que le gain réalisé en augmentant la motorisation des cabines
1044 est bien supérieur aux pertes liées au fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les
1045 batteries,

1046 Des pistes avaient été dégagées en vue d'augmenter l'autonomie énergétique des cabines.
1047 Néanmoins, la structure des bâtiments cabines n'est pas compatible au placement de panneaux
1048 photovoltaïques. Le risque de vandalisme y serait d'ailleurs beaucoup trop important dû à
1049 l'accessibilité aisée et la non-surveillance.

1050 Seule une production de type éolien centralisée est envisageable mais ne génère aucun gain sur la
1051 consommation d'énergie.

1052 **4.2.6.3.2.5. Télécommande/télérelève permettant de réduire le nombre de**
1053 **déplacements**

1054 Tous les points névralgiques et les cabines de grande ampleur sont déjà télécontrôlées (télémessure et
1055 télécommande des organes de coupure). Néanmoins, l'impact sur la réduction du nombre de
1056 déplacement est marginal puisque à tout incident, le déplacement d'un agent manœuvrant est requis
1057 pour isoler l'élément défectueux.

1058 Notre programme Smart Grid prévoit également le télécontrôle et la motorisation d'une cabine sur 5
1059 par boucle mais cette décision est davantage motivée par la rapidité de rétablissement d'alimentation
1060 des clients lors d'un défaut, la rapidité des manœuvres programmées ou la gestion maîtrisée des
1061 boucles dans le cadre des enjeux de pénurie.

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

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

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

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

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

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

4.2.6.3.3. Mesures d'exploitation pour réduire la consommation d'énergie

4.2.6.3.3.1. Optimisation de l'emplacement des points de coupure sur le réseau de distribution

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

- L'accessibilité de la cabine,
- Le nombre de cabines par feeder HT,
- L'exploitation du réseau,
- La typologie du réseau,
- Les points aéro-souterrains,
- L'état de l'appareillage,
- L'évaluation de la situation en n-1.

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

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

4.2.6.3.3.2. Mise en parallèle des transformateurs du GRT alimentant un même poste

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

1104 Toutefois, dans le cadre de l'accueil des productions décentralisées, cette technique est mise en
1105 œuvre où cela est possible (typiquement pour les réseaux 70 kV avec des transformateurs de moins
1106 de 40 MVA).

1107 **4.2.6.3.4. Mesures d'investissement et d'exploitation pour gérer les besoins** 1108 **d'investissements futurs**

1109 **4.2.6.3.4.1. Utilisation de transformateurs BT/BT auto-régulants**

1110 ORES dispose d'environ 1.000 régulateurs BT-BT sur ses réseaux basse tension de grande longueur (>
1111 800 m). Ceux-ci maintiennent la tension en aval égale à la tension de consigne (230 V) et ce quelle que
1112 soit la charge transitée.

1113 La très grande majorité des régulations actuellement installées n'est pas compatible avec une
1114 production en aval excédentaire d'origine photovoltaïque. Une adaptation ou un remplacement de
1115 ces régulations s'impose en cas de déploiement des productions décentralisées à grande échelle. Des
1116 réflexions sont en cours pour trouver sur le marché un matériel adéquat.

1117 Ces productions photovoltaïques ont un effet positif sur la diminution des pertes sur les réseaux haute
1118 tension puisque l'énergie produite n'est pratiquement plus transportée sur le réseau HT.

1119 **4.2.6.3.4.2. Effets de la flexibilité implicite induite par les tarifs**

1120 Lors des différentes études sur la mobilité électrique, il a pu être démontré que le report de la charge
1121 des voitures électriques de la période de pointe à la nuit avait un impact significatif sur la pointe au
1122 niveau des réseaux HT et, plus particulièrement basse tension.

1123 Par exemple, lors des simulations réalisées par Baringa dans le cadre d'une étude avec l'ensemble des
1124 gestionnaires de réseau, les résultats ont montré que l'augmentation du risque de congestion pouvait
1125 être doublé pour les feeders basse tension si aucune mesure n'est prise pour inciter les clients à
1126 charger leur véhicule en dehors des périodes de pointe (typiquement vers 19h00).

1127 Ces résultats sont par ailleurs corroborés par d'autres études au niveau européen (p.ex. CIREN
1128 Distribution Planning in EV ERA).

1129 **4.2.6.3.5. Conclusions**

1130 Bien qu'ORES apporte déjà la réflexion nécessaire en termes d'efficacité énergétique et de réduction
1131 de pertes dans ces différents choix technologiques déployés sur son réseau, plusieurs projets en vue
1132 de continuer à progresser dans ces objectifs sont en cours.

1133 Mais il est également vrai de dire que peu de politiques pro-actives de remplacement sont menées en
1134 vue du seul objectif énergétique, et ce pour les raisons économiques démontrées dans ce document.

1135 Les différents projets qui sont mis en application depuis 2015 tels le déploiement du smart grid, auront
1136 néanmoins un impact direct sur l'efficacité énergétique.

1137 Outre ces projets, nous restons donc sur une politique visant des investissements en termes
1138 d'opportunité comme par exemple le basculement d'un réseau 400 V s'il existe un besoin de
1139 renforcement, le remplacement d'un transformateur vers un nouveau à perte réduite en cas de besoin
1140 d'augmentation de puissance, etc.

4.2.6.4. Réduction des pertes administratives

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

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

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

4.2.7. Remplacement des compteurs

4.2.7.1. Compteurs standards

Le Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie demande à ORES de procéder régulièrement à des prélèvements de compteurs sur le réseau et d'identifier les modèles ne répondant plus aux critères minimaux de précision. Les séries incriminées doivent alors être retirées du réseau dans un délai imposé par le Service de la Métrologie.

Parallèlement à ces campagnes métrologiques, ORES procède progressivement de sa propre initiative au remplacement des compteurs équipés de cadrans à quatre roues. Ce type de compteur peut occasionner des litiges de facturation (si consommation de plus de 10.000 kWh sur une année).

4.2.7.2. Compteurs à budgets

4.2.7.3. Compteurs « communicants »

L’environnement légal pour le déploiement des compteurs en électricité se base sur la publication du 6 septembre 2018 du décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux Gestionnaires de Réseau de Distribution de gaz et d’électricité en vue du déploiement des compteurs communicants et de la flexibilité. Depuis le décret du 1^{er} Octobre, Décret relatif à la fin de la compensation entre les quantités d’électricité prélevées et injectées sur le réseau à partir de 2024 et à l’octroi de primes pour promouvoir l’utilisation rationnelle de l’énergie et la production d’électricité au moyen de sources d’énergie renouvelable, permet également à des clients prosumers et non prosumers de demander le placement d’un compteur communicant et de recevoir en échange une prime de la Région wallonne couvrant les frais de pose du compteur (hors travaux complémentaires)

ORES a démarré le déploiement de compteurs communicants en électricité le 1^{er} Janvier 2020 et aura posé, à ce jour, un peu moins de 120.000 compteurs sur son réseau. Depuis le mois de décembre 2020, ORES a débuté le remplacement des compteurs à budget à carte par des compteurs communicants, dans une première phase pilote sur sa zone d’exploitation de « Namur ».

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

ORES a introduit auprès de la CWaPE en septembre 2021 un nouveau business case contenant un nouveau plan de déploiement, et ce pour répondre à la période tarifaire 19-23. En décembre 2021, d’autres échanges ont eu lieu entre ORES et Schwartz & Co. pour fournir les futures projections de déploiement des compteurs communicants jusqu’à l’horizon de 2028.

Ce nouveau plan de déploiement prévoit pour 2023 la pose de 105.000 compteurs communicants en électricité :

- Clients demandeurs résidentiels faisant partie de nos activités dites quotidiennes (nouveau raccordement, renforcement, déplacement de compteur, etc) ;
- clients demandeurs résidentiels voulant bénéficier de la prime de la Région wallonne (prosumers et non prosumers) ;
- clients « SPF / Métrologie » ;
- clients équipés de compteurs communicants issus d’expériences pilotes historiques ;
- clients en défaut de paiement ;
- clients avec consommation annuelle de + de 6.000 kWh ;
- clients avec un compteur à budget à carte.

Dans le cadre de son plan d’adaptation 2024-2029, ORES a adopté une approche ambitieuse en visant le déploiement de 75% des compteurs communicants à déployer d’ici 2030. Les volumes repris dans le présent plan sont donc par conséquent supérieurs à ceux présentés lors des dernier échanges entre ORES et Schwartz & Co. de décembre 2021.

Il est à noter que des échanges entre ORES et la CWaPE continueront à avoir lieu à ce sujet.

1216 Par ailleurs, dans le cadre de l'octroi de potentielles subventions du Gouvernement Wallon pour
 1217 l'accélération d'investissements liés à la transition énergétique (AGW en projet relatif à *l'octroi de*
 1218 *subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique*),
 1219 ORES souhaiterait le cas échéant utiliser cette subside en vue d'accélérer le rythme de
 1220 déploiement de ses compteurs communicants.

1221 En effet, ORES proposerait donc une accélération du déploiement visant à équiper 98% des foyers et
 1222 PME sur le territoire d'ORES d'ici 2030 (soit 1,5 M de compteurs communicants).

1223 Plus concrètement, en ce qui concernerait l'opérationnalisation de cette accélération, avec plus de
 1224 moyens humains et matériels, l'augmentation de cette activité se réaliserait dès 2025. Il s'agirait
 1225 principalement de convertir les points de fourniture hors segments du décret durant la période 2025-
 1226 2027, et de compléter nos objectifs entre 2028 et 2029 afin de répondre au décret. Il s'agirait donc de
 1227 plus de 450.000 points de fourniture supplémentaires (hors segments du décret) qui s'ajouteraient
 1228 dans la conversion des compteurs par des compteurs communicants.



1229

1230 Cependant, à ce stade, au vu de l'incertitude actuelle quant à l'adoption de ce projet au sein du
 1231 Gouvernement, ORES a préféré ne pas introduire de nouveaux projets sous la motivation
 1232 d'investissement « *Subvention GW pour accélérer la transition énergétique* » et a, par conséquent,
 1233 conservé un business case de déploiement sans accélération du rythme de poses visant à déployer
 1234 75% de compteurs à l'horizon 2030.

1235 **4.2.8. Evolution vers les réseaux et les marchés « intelligents »**

1236 Comme repris dans l'introduction, la transition énergétique va modifier en profondeur le secteur du
 1237 transport, du chauffage mais aussi de la production d'énergie. Ces modifications profondes se font
 1238 sentir dès à présent : citons l'impact du PV sur la basse tension ou l'arrivée des véhicules électriques.

1239 Pour faire face à ces défis, nous vous avons présenté une série d'actions sur les réseaux. Parallèlement,
 1240 nous devons aussi mobiliser les leviers de la digitalisation (smartisation) pour amener les clients à
 1241 modifier leurs comportements et limiter de facto l'ampleur des investissements réseaux. Consommer
 1242 l'énergie au moment où elle est disponible en évitant de créer des congestions sur le réseau. Cela
 1243 suppose de mieux connaître les flux et de pouvoir mettre à disposition des clients des informations et
 1244 des outils pour agir.

1245 Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans cette démarche. Le placement de
 1246 télémesures et de télécommandes dans les cabines également. Les outils informatiques doivent
 1247 évidemment suivre pour permettre une exploitation de ces données. Leur mise en œuvre est décrite
 1248 ci-dessous, au sein des programmes Marchés et Smart Grid.

1249 **4.2.8.1. Déploiement des compteurs**

1250 Outre l’intérêt des compteurs digitaux et communiquant dans l’évolution du marché de l’énergie et
1251 de la flexibilité, ceux-ci sont également autant de capteurs sur le réseau qui permettent une meilleure
1252 observabilité du réseau basse tension. Cette observabilité conduit à une meilleure connaissance de
1253 l’état du réseau en terme de congestion et par là nous permet de mieux anticiper et cibler les
1254 investissements à réaliser. Une campagne de mesures spécifiques sera lancée avant l’été 2023 afin de
1255 cartographier au mieux les zones actuelles où le réseau montre un risque de congestion important.

1256 **4.2.8.2. Programme Marchés**

1257 Nous avons regroupé au sein du programme marchés tous les projets liés aux données de comptages
1258 et à l’évolution des Marchés de l’énergie. Outre Switch et Atrias, s’y retrouvent les projets liés à la
1259 mobilité électrique (e-Mob), au partage d’énergie (Part-Ener) et à la flexibilité de marché.

1260 **4.2.8.3. Programme Smart Grid**

1261 Les actions retenues et à mener pour rendre le réseau ‘*smart*’ s’articulent autour des axes suivants :

1262 **4.2.8.3.1. Digital Twin**

1263 ORES vise à disposer d’un jumeau digital (Digital Twin) de nos réseaux de manière à pouvoir mieux
1264 les gérer, les opérer et les planifier. Ce Digital Twin comprend 3 éléments :

1265 **4.2.8.3.1.1. Premièrement la vectorisation des plans.**

1266 La vectorisation contribuera globalement à l’amélioration des données des réseaux par la
1267 digitalisation des plans des réseaux (plans raster).

1268 Une fois digitalisées, ces données pourront être utilisées par les systèmes informatiques
1269 qu’ambitionne de mettre en place ORES pour répondre aux défis et aux enjeux de la transition
1270 énergétique. En outre, cette vectorisation permettra de répondre aux impératifs du Décret
1271 Impétrants.

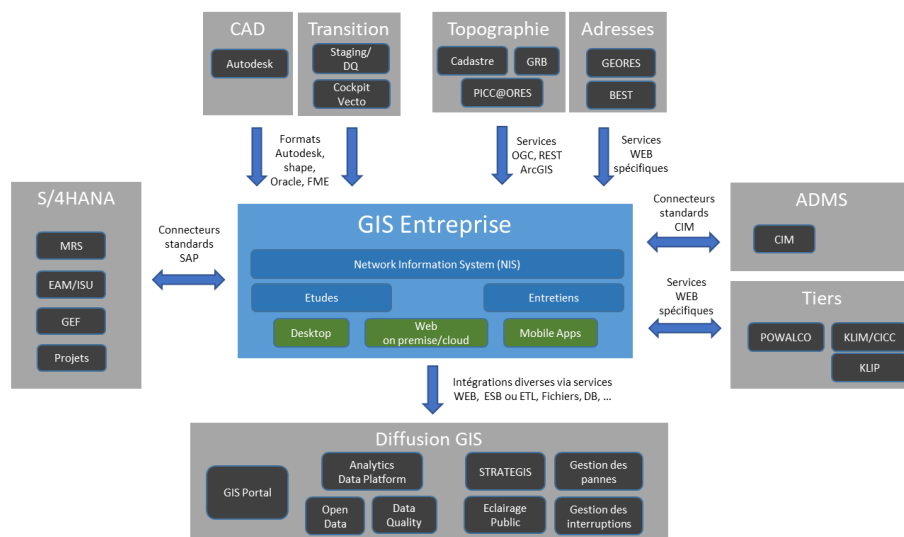
1272 **4.2.8.3.1.2. Le GIS**

1273 Actuellement, la gestion des données des réseaux chez ORES souffre de l’hétérogénéité des outils mis
1274 en place il y a plus d’une quinzaine d’années. Cela se traduit par une multiplication des applications
1275 (parfois non liées entre elles) et des sources de données ce qui nuit fortement à la qualité de ces
1276 données. De plus, les caractéristiques géographiques et attributaires des données de référence des
1277 réseaux restent encore gérées au sein de filières de production différentes dont la réconciliation ne
1278 se fait qu’a posteriori et ne pouvant actuellement garantir la qualité et l’intégralité des données. En
1279 outre, un certain nombre de ces applications sont également à un stade d’obsolescence du fait d’un
1280 trop grand recours à la « customisation » ce qui constitue désormais un frein majeur à leur évolutivité.

1281 ORES désire donc mettre en place un GIS d’entreprise basé sur un référentiel des données d’assets
1282 réseaux centralisé et unique — single version of the truth — et se doter de l’ensemble des outils
1283 nécessaires pour l’administration, la gestion, la consultation et la diffusion de ces données cœur de
1284 métiers pour l’ensemble de l’entreprise.

Le GIS deviendra donc à terme l'application maître et unique pour la description des réseaux, leurs topologies fines (le chemin par lequel passe l'électron - ou la molécule de gaz) et les assets qui les composent, assurant ainsi une plus grande complétude et qualité des données nécessaires pour l'activation et l'utilisation de fonctionnalités avancées de gestion dynamique et prévisionnelle des flux d'énergie sur les réseaux.

Comme présenté sur le schéma ci-dessous, le GIS d'entreprise aura une position centrale dans l'écosystème ORES. En outre, il jouera également un rôle prédominant dans l'intégration et la diffusion des données d'assets au sein et hors de l'entreprise.



4.2.8.3.1.3. Projet ADMS

Si le Système GIS permet de documenter la configuration nominale du réseau, l'ADMS (Advance Distribution Management System) est le système 'temps réel' qui permet sa supervision et sa conduite optimisée.

La solution ADMS est véritablement le cœur du système d'un réseau Smart Grid.

Grâce à cet outil et en intégrant de plus en plus de signalements et mesures captés sur le réseau (Cabines Smart, Compteurs Communicants, IOT,...), ORES sera en mesure d'optimiser la configuration et l'utilisation du réseau suite à la mise à disposition d'outils efficaces et intelligents dans le contexte de flux d'énergies complexes et intermittents.

Il apportera certains automatismes (basés sur des algorithmes) pour la localisation de pannes et la restauration des réseaux (réalimenter un maximum de clients en un minimum de temps), la prédiction de la configuration optimale des réseaux pour acheminer adéquatement l'énergie en tenant compte des injections prévues (réseau de transport, productions locales), des prévisions météorologiques, des nouveaux modèles d'usages des utilisateurs des réseaux (renouvelable, l'autoconsommation, l'usage des véhicules électriques, électrification des moyens de chauffage,...).

La mise en place d'un ADMS permettra d'assurer (seul ou en combinaison avec d'autres systèmes) la fiabilité de la distribution de l'énergie, la gestion dynamique des flux d'énergie, la réduction des investissements à consentir sur les réseaux et la maximisation de l'injection et la consommation de l'énergie renouvelable.

Parmi les nombreuses fonctionnalités nativement intégrées à la solution ADMS pour les réseaux d’électricité et de gaz, nous retrouvons notamment :

- Fonctionnalités de base d’un ADMS:
 - SCADA : acquisition des données, supervision des réseaux et télécommandes ;
 - DMS : fonctionnalités de conduite du réseau et de manœuvres ;
 - OMS : gestion des appels, pannes et des interventions sur le réseau.
- Simulation de manœuvres sur le réseau et de leurs impacts dans différents contextes, localisation de défaut, isolation et restauration du réseau, estimation des flux d’énergie... .
- Un environnement dédié pour la formation des utilisateurs au travers une mise en situation très proche d’un scénario réel du réseau (essentiel pour la formation continue des agents en charge de la conduite et supervision).
- Un portail de consultation de la situation temps réel des réseaux ainsi qu’une solution de mobilité pour une utilisation sur le terrain.
- La gestion de l’assignation des équipes terrains (pour les interventions planifiées ou non).
- Interface pour la prise d’appel clients.
- La capacité d’utiliser les données en provenance des compteurs communicants et d’autres capteurs installés sur les réseaux.
- Des interfaces pour s’intégrer avec un GIS (qui documente le réseau, sa topologie, sa configuration nominale – ‘single version of the true’) pour reprendre dans l’ADMS les données nécessaires à son fonctionnement (vue géographique des réseaux, les caractéristiques techniques des assets qui les composent, leurs topologies, leur configuration nominale – GIS = ‘single version of the true’).
- Des interfaces avec des systèmes prédictifs (cfr. Projet O-One, Odesa, Orehoop) pour le calcul de l’énergie attendue (via transport et unité de production décentralisée) et/ou pour le calcul de risque de congestion. Le résultat de ces calculs permettra à l’ADMS de déterminer et d’appliquer la configuration optimale des réseaux à mettre en place pour acheminer l’énergie sans mettre « à risque » le réseau, la sécurité d’alimentation et de distribution.
- Des outils de mobilité qui permettront d’indiquer aux agents les opérations qu’ils doivent réaliser mais aussi de permettre aux agents de notifier les opérations qu’ils ont effectuées de manière à garder dans l’ADMS une « situation temps réel » de la configuration du réseau.

4.2.8.3.2. *Projet Outils de gestion dynamique et prévisionnelle*

L’application O-ONE (ORES - Operational Network Expert) a été mise en production en Janvier 2021. O-ONE a permis d’apporter une réponse à la notion de la flexibilité technique reprise dans l’AGW et le décret du 11/04/2014.

La détermination de la flexibilité repose sur la capacité permanente du réseau, c’est-à-dire ce que le réseau peut fournir comme accès de base et la capacité flexible qui est la capacité maximum que le réseau peut accepter. Il s’agit donc de pouvoir moduler les productions dans les limites de capacité du réseau.

Cette application ‘real-time’ fait des prédictions de congestion à 5 minutes (intelligence artificielle) et transmet les instructions de modulation en fonction du résultat obtenu.

1357 En terme de bénéfices déjà observés suite à sa mise en production en Q4/2020 :

- 1358 • Avant O-One, nous étions capables d'agir uniquement lorsqu'une congestion apparaissait sur
1359 nos réseaux. Dans ces cas, nous agissions de manière très simple. En quelque sorte, nous
1360 stoppions certaines productions. Cette manière de faire ne permettait donc pas de maximiser
1361 l'énergie produite dans ces conditions particulières .
- 1362 • Avec O-One, nous sommes aujourd'hui capables d'une part de prédire une congestion et
1363 d'autre part, de moduler très finement la puissance produite par les productions afin d'utiliser
1364 tout le potentiel de notre réseau à chaque instant et ainsi augmenter la part de renouvelable.
- 1365 • A titre d'exemple, sur le champs éolien de Lierneux, O-One a permis en 2020 d'augmenter la
1366 production de 7 % par rapport à une même situation sans O-One. Cela représente la
1367 consommation équivalente de 750 ménages.
- 1368 • En complément d'O-One, ORES investit avec ELIA sur ses réseaux et continue à innover via
1369 d'autres projets liés à de l'intelligence artificielle pour accélérer la transition énergétique et
1370 accueillir encore plus de productions d'énergie verte.
- 1371 • En effet, d'ici 2028, nous estimons que cela nous permettra de tripler la part de renouvelable
1372 raccordée sur nos réseaux de distribution.

1373 A l'avenir, cette application doit subir des modifications :

- 1374 • Pour tenir compte des informations suite à l'arrivée de l'application I-Caros développée par
1375 ELIA. Cette application I-Caros prévoit le développement du module JOPA (Joint Outage
1376 Planning Agent) pour toutes les installations techniques de 1MW. Etant donné que ce module
1377 permet aux producteurs de communiquer la date de maintenance de leur installation, une
1378 adaptation de l'algorithme O-One est nécessaire afin de tenir compte de cette information
1379 dans l'outil de calcul pour donner des instructions de modulation adéquates aux producteurs
1380 éoliens.
- 1381 • Pour s'interfacer avec la nouvelle solution ADMS (en remplacement de l'interfaçage avec le
1382 SCADA actuel).
- 1383 • Pour s'adapter à la révision du décret et de l'AGW de 2014. Les travaux autour de la définition
1384 des nouvelles fonctionnalités commenceront dans le courant du second trimestre de 2023
1385 avec la CWaPE.

1386 **4.2.8.3.3. *Projet Odesa***

1387 Dans le cadre du futur processus ODESA, ORES utilisera les prévisions de productions décentralisées
1388 et de consommation pour détecter les congestions au niveau des sous-stations HT/HT1 et ainsi en
1389 informer les différents acteurs de marché.

1390 Ces prévisions seront faites la veille pour une détection de la congestion le lendemain.

1391 Basé sur les prévisions de charge nette, ORES décide de la couleur des feux de signalisation pour
1392 activer/empêcher la flexibilité et prend des mesures pour atténuer cette congestion.

1393 La méthode de prévision de la congestion devra tenir compte de la combinaison entre les prévisions
1394 de la charge et les prévisions de production. Ces prévisions devront tenir compte de la configuration
1395 attendue du réseau le lendemain (c'est-à-dire la topologie tenant compte des opérations prévues et
1396 des pannes en cours qui ne seraient pas résolues définitivement – groupe électrogène temporaire par
1397 exemple).

ORES s'attend à ce que les niveaux de congestion augmentent à l'avenir en raison de la pénétration croissante des RES décentralisées (en particulier éoliennes). Par conséquent, le système de feux de circulation devrait être déployé sur environ 50 sous-stations HT/HT1 à l'horizon 2026-2028.

Il est fondamental pour ORES d'avoir des prévisions précises pour anticiper ces « embouteillages » et prendre les mesures adéquates.

Sans entrer dans davantage de détails, ORES prévoit également la mise en place d'une solution équivalente à ODESA dénommée OreHoOP qui permettra une prévision de congestion intra-day.

ORES prévoit ainsi deux phases successives :

- Jusqu'en 2024 : mise en place de solutions semi-industrielles pour ODESA et OreHop (phase transitoire sur certaines parties du réseau).
- En 2025 : des solutions industrialisées interfacées avec le nouvel ADMS.

4.2.8.3.4. *Projet Outils modélisation basse tension*

Afin de faire face aux changements liés à la transition énergétique, ORES prévoit des investissements conséquents sur le réseau basse tension (modernisation, renforcement, conversion).

Afin de faire le bon choix sur les travaux à réaliser, ORES a mis en place un outil qui permettra aux agents d'étude d'établir le bon dimensionnement du réseau en fonction de l'évolution prévisionnelle des charges qu'il devra supporter (changement de comportement attendu des utilisateurs dans les années futures sur la partie de réseau concerné), des retours des demandes d'intervention des clients, et des campagnes de mesure de la qualité de l'onde de tension sur base des enregistrements des compteurs communicants.

4.2.8.4. *Réseau de télécommunication*

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

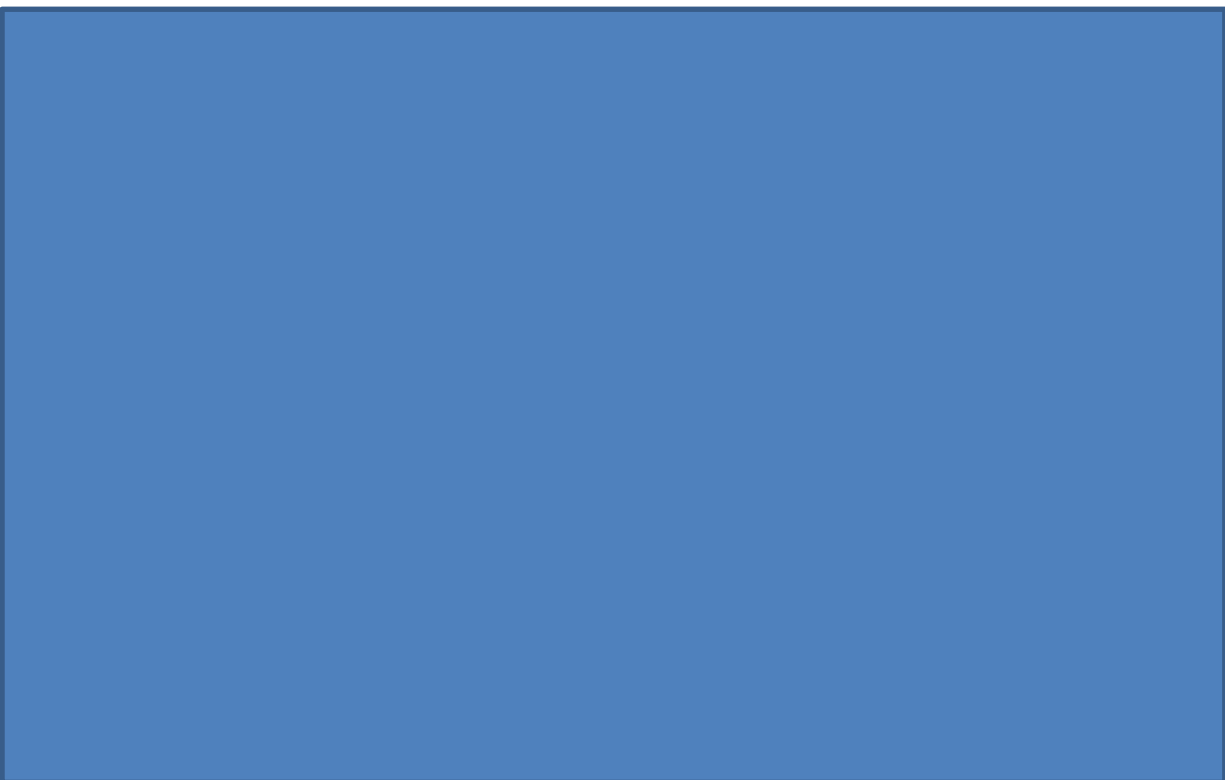
La poursuite de la consolidation d'un réseau de télécommunication propre à ORES est stratégique et se justifie pour différentes raisons :

- La sécurité contre les agressions informatiques (piratages) ou cybersecurity : un réseau propre permet de créer une barrière physique avec le monde extérieur.
- Une technologie viable sur le long terme (les modifications fréquentes ou suppression de services des opérateurs télécom occasionnent des coûts non négligeables pour ORES et ce, sans valeur ajoutée en terme de fonctionnalité). On se référera, à titre d'exemple, à la suppression du service des lignes louées ou du service GSM-CSD (2021) de l'opérateur Proximus impliquant des frais de remplacement de modem tant pour la télérelève des compteurs industriels que pour des équipements de télécontrôle/télémessure tout en mobilisant des ressources à cet effet.
- Une faible latence, c'est-à-dire un délai court entre la commande et son exécution (temps de réponse proche du temps réel pour les télécommandes, temps différé limité à 5 minutes pour les mesures).

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

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

4.2.9. Demandes d’activation de flexibilité



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

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

4.2.10. Electro mobilité

Nous vous avons exposé dans l'introduction les aspects disruptifs de la transition énergétique sur la mobilité et au chapitre 4.2.6 l'importance de la flexibilité implicite.

La flexibilité implicite ne va pas permettre de résoudre tous les problèmes rencontrés. Des investissements liés au développement de la mobilité électrique seront nécessaires. Ils ont été intégrés dans le plan d'adaptation et comprennent :

- Le déploiement des compteurs communicants.
- L'adaptation de certains endroits spécifiques du réseau basse tension (renforcement, passage en 400 V de réseaux 230 V).

En outre, le nombre croissant de demandes relatives à l'augmentation de puissance chez les utilisateurs de réseau de distribution (Cfr. 4.1.2.1) nous incite à repenser la tarification non périodique permettant d'introduire une certaine tempérance quant à leurs besoins de capacité.

Enfin, dans les recommandations internationales sur les plans de défense du système électrique face aux risques graves d'instabilité voire de blackout⁶, les gestionnaires de réseaux devraient avoir la possibilité de limiter voire d'interdire le chargement des voitures électriques quand ces conditions exceptionnelles sont rencontrées. La mise en place de systèmes de gestion intelligents – à partir du GRD - pour l'étalement des charges fait également partie des options étudiées.

Annexes du chapitre 4 :

Tab (4)1.1.1.a : Pointes et prévisions de charge aux points d'interconnexion ELIA-GRD

Tab (4)1.1.2 : Feeders les plus chargés

Tab (4)1.2.1 : Raccordements productions décentralisées ≥ 100 kVA

Tab (4)1.2.2 : Raccordements clients HT ≥ 1 MVA

Tab (4)1.2.3 : Raccordements Zonings/Lotissements ≥ 1 MV

Tab (4)1.2.5 : Liste des auto-producteurs ≥ 100 kVA n'injectant pas sur le réseau

4.3. Enveloppes budgétaires

Voir onglet « Tab 1_Global-Postes budgétaires » de l'annexe PA ED 2024-2029.

4.3.1. Années 2024-2029

Pour les années 2024-2029, années qui ne sont pas couvertes par des tarifs approuvés, l'enveloppe reprise est basée sur :

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

⁶ System operation emphasizing DSO/TSO interaction and coordination, CIGRE TB733 C6 et INTEGRATION OF ELECTRIC VEHICLES IN ELECTRIC POWER SYSTEMS CIGRE TB632

1508 Les enveloppes budgétaires annuelles prises en considération lors de l’élaboration des plans
1509 d’adaptation et d’extension d’ORES sont fournies ci-dessous :

1510 **4.3.2. Synthèse**



1513 **5. Liste des travaux nominatifs programmés et évaluation budgétaire par**
1514 **projet**

1515 Voir tableau : Tab 1 - Global - Postes budgétaires

1516 Voir tableau : Tab 5 - Détails N+1 à N+6 (années N à N+6)

1517 **6. Schémas**

1518 Sur demande.

1519

1520

1521

1522

1523

1524

1525

1526 Le GRD se permet d’insister sur le caractère confidentiel de ces informations, celles-ci n’étant pas destinées à
1527 être publiées ou communiquées à d’autres personnes que celles qui, de par leurs fonctions au sein d’une autorité
1528 administrative compétente, sont amenées à en disposer pour les besoins de l’exercice de leurs missions légales
1529 et qui s’engagent à en garantir la confidentialité.

1530 Le GRD ne peut être tenu responsable d’une diffusion induite de ces informations.

1531 De plus, le chiffrage définitif 2024 devra être approuvé par l’assemblée générale du GRD qui se tiendra en
1532 décembre 2023. Celle-ci est seule autorisée statutairement à approuver le plan stratégique ou sa mise à jour
1533 dont le budget 2024 constitue un des éléments principaux (*Art. L1523-13.§4 du Code de la démocratie locale et*
1534 *de la décentralisation (M.B. du 12/08/2004)).*