



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

AVIS

CD-16j19-CWaPE-1607

concernant

*'les plans d'adaptation portant sur la période
2017-2021 ainsi que les indicateurs de qualité 2015
des gestionnaires de réseaux de distribution
d'électricité'*

*rendu suite à l'examen réalisé en application de l'article 15 du décret du
12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

Le 19 octobre 2016

**Avis de la CWaPE concernant les plans d'adaptation et programmes d'investissements
pour la période 2017-2021 ainsi que les indicateurs de qualité 2015
des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité**

Table des matières

I – Rappel du cadre législatif et de la méthodologie	4
1. Contexte législatif.....	4
1.a Les plans d'adaptation.....	4
1.b Les rapports qualité.....	5
2. Procédure d'établissement des plans d'adaptation et rapports qualité.....	7
2.a Les plans d'adaptation.....	7
2.b Les rapports qualité.....	7
3. Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE	8
4. Recevabilité des dossiers	10
5. Rappel des critères d'examen	11
II – Aperçu général des prestations et observations de la CWaPE	13
1. Composition des réseaux à la fin décembre 2015.....	13
Situation globale.....	13
Longueurs réseaux	13
Nombre de codes EAN	15
Les énergies prélevées	16
La production décentralisée.....	16
Les unités de petite puissance	17
Les autres unités de production.....	17
La transformation MT/BT	18
La flexibilité	18
Une gestion encore plus dynamique des réseaux.....	19
2. Projets et investissements réalisés / programmés	20
Liminaires	20
Synthèse des projets et postes budgétaires	20
Les projets et leurs motivations	22
Les postes budgétaires.....	26
3. Des changements significatifs qui auront une influence sur les plans introduits.....	28
4. Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans	29
5. Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités	29
III – Avis de la CWaPE	30

ANNEXES.....33

ANNEXE I : Examen des plans..... 34

I. Examen des projets rentrés 34

II. Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans 34

III. Situation des GRD en termes de longueur des réseaux et nombre de raccordements 36

 Evolution des réseaux depuis 2005..... 36

 Les raccordements 37

IV. Les projets de travaux programmés..... 38

 Les principaux moteurs d'investissements 38

 Les postes budgétaires 40

V. Les besoins en capacité 40

 L'évolution de la charge (prélèvement) 40

 Les feeders 41

 La frontière réseaux de transport (local) / réseaux de distribution..... 42

 L'évolution de la production 43

VI. La fiabilité des réseaux 43

VII. La qualité de l'alimentation..... 44

VIII. Assainissement et sécurité 45

 Le remplacement des vieilles lignes aériennes en cuivre nu 45

 Sécurité et mise en conformité aux prescriptions de l'AGW du 04/12/2012 45

IX. Les lotissements et zones d'activité économique 46

X. Les postes budgétaires 47

 Le budget global 47

 Les budgets individuels (en total brut)..... 48

Conclusions..... 62

ANNEXE II : Les indices qualité 63

Données générales 63

L'indisponibilité..... 64

La fréquence des interruptions 66

La durée de rétablissement 67

ANNEXE III: Les lignes directrices actualisées 69

ANNEXE IV (non publiée): Les plans d'adaptation 113

I – Rappel du cadre législatif et de la méthodologie

1. Contexte législatif

1.a Les plans d'adaptation

Le décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par ses amendements successifs, ci-après nommé le « Décret », définit au point 30° de son article 2, un plan d'adaptation comme :

« ... un plan envisageant les projets de remplacement, de rationalisation ou de développement du réseau, établi en application de l'article 15. »

Les prescriptions de cet article 15 décrivent les dispositions suivantes :

§ 1er. En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de gestion active de la demande, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.

Les règlements techniques précisent le planning et les modalités d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation.

Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période correspondant à la période tarifaire. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique.

...

§ 2. Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédents. Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes :

1° une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;

2° une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, de la consommation, des scénarii de développement de l'éco-mobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, et des échanges avec les autres réseaux ;

3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;

4° la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;

- 5° la liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;
- 6° l'état des études, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure, le cas échéant ;
- 7° les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;
- 8° sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;
- 9° la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.

§ 3. Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.

§ 4. Les gestionnaires de réseau sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'ils ne contrôlent pas.

§ 5. La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE peut imposer la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation.

Le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (en abrégé « RTD ») en vigueur au moment de la rédaction de cet avis correspond aux prescriptions de l'AGW du 3 mars 2011 (MB : 11 mai 2011).

Sa mise à jour est actuellement en cours afin d'intégrer les modifications nécessaires induites notamment par la modification du Décret en 2014. Pour cette raison, aucun extrait du RTD visant les plans d'adaptation n'est repris dans cet avis.

1.b Les rapports qualité

En termes d'objectifs qualité, outre les prescriptions du point 4° de l'article 15, §2 du Décret déjà citées supra, des précisions complémentaires sont détaillées dans le RTD. La mise à jour pressentie du RTD et citée à l'alinéa précédent ne devrait pas bouleverser les principes actuellement en vigueur, à savoir :

Article 2.

Pour l'application du présent règlement, il y a lieu d'entendre par : ...

54° *Qualité de l'électricité* : l'ensemble des caractéristiques de l'électricité pouvant exercer une influence sur le réseau de distribution, les raccordements et les installations d'un utilisateur du réseau de distribution, et comprenant en particulier la continuité de la tension et les caractéristiques électriques de cette tension à savoir notamment sa fréquence, son amplitude, sa forme d'onde et sa symétrie.

Article 4.

§ 5. Le gestionnaire du réseau de distribution veille à disposer des plans tenus à jour de son réseau ainsi que de l'inventaire des éléments constitutifs de celui-ci. Cependant, si ces documents n'existent pas pour les anciennes lignes aériennes basse tension, ils ne doivent pas être établis a posteriori sauf demande expresse d'une autorité publique. Le gestionnaire de réseau de distribution fait le point de sa documentation dans le rapport visé à l'article 5.

§ 6. Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre les moyens informatiques performants correspondant à l'état de la technique et nécessaires pour assurer le bon fonctionnement de son réseau et la qualité du rapportage, notamment pour les éléments suivants : qualité de la tension, relevé et transmission des données de comptage, échange d'informations et d'instructions avec les différents acteurs concernés.

Article 5.

§ 1^{er} Le gestionnaire du réseau de distribution remet chaque année à la CWaPE, en même temps que son plan d'adaptation, le rapport prévu par l'article 24 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux, dans lequel il décrit la qualité de ses prestations durant l'année calendrier écoulée.

§ 2. Ce rapport décrit :

- 1° la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès à son réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée. Ces informations sont fournies séparément pour la basse et la haute tension. Leur présentation peut être établie sur base de la méthode décrite dans la prescription technique SYNERGRID C10/14 intitulée « Indices de qualité. Disponibilité de l'accès au réseau de distribution » ou toutes autres prescriptions au moins équivalentes ;
- 2° le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160 ;
- 3° la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du présent règlement et les raisons de ceux-ci ;
- 4° l'état de la documentation visée à l'article 4, § 5.

Ce rapport reprend en annexe la liste des interruptions programmées et non programmées de l'année concernée.

§ 3. La CWaPE peut établir un modèle de rapport.

Article 7.

§ 5. Le respect des délais légaux et réglementaires et l'exactitude des messages dans le domaine de l'allocation sont monitorés par chaque gestionnaire du réseau, par fournisseur et par responsable d'équilibre. Les résultats par fournisseur, par responsable d'équilibre et pour l'ensemble du marché sont fournis par le gestionnaire du réseau sur base mensuelle à chaque fournisseur concerné et à chaque responsable d'équilibre. La façon de monitorer et de communiquer est définie en concertation entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, et peut être imposée par la CWaPE en l'absence d'accord. Une synthèse précise de ce monitoring est rédigée à l'attention de la CWaPE dans le rapport décrit à l'article 5, §2, 3°.

Remarque

Certains éléments demandés par le décret ne sont pas repris dans le plan d'adaptation mais font l'objet d'un rapportage spécifique dans le cadre du rapport qualité. A ce titre, ce dernier doit être considéré également comme une annexe au plan d'adaptation.

2. Procédure d'établissement des plans d'adaptation et rapports qualité

2.a Les plans d'adaptation

La CWaPE a rédigé, en février 2016 et en concertation avec les différents GRD, des lignes directrices constituant une mise à jour de la présentation standard définie en 2013, notamment suite au retour d'expérience et aux modifications intervenues en 2014 du Décret.

Ces lignes directrices visent à définir, de manière aussi stable que possible, un cadre standardisé pour l'établissement des plans d'adaptation ; elles visent également l'actualisation des travaux et budgets en cours. Leur première mise en application a été réalisée pour les travaux portant sur la période 2017 à 2021. La CWaPE n'a pas souhaité en effet que le plan établi par les GRD en 2016 se limite uniquement à la période tarifaire de l'année 2017 ; elle trouvait préférable que la portée du plan soit étendue aux 4 années suivantes pour que la version définitive des plans rédigés en 2016 couvre donc une période de 5 années. Par la suite, les plans d'adaptation couvriront au minimum les périodes tarifaires concernées. Ce souhait a été partagé par tous les GRD à l'exception de :

- Gaselwest qui a arrêté à fin 2019 les perspectives de son plan d'adaptation ;
- RESA dont les projets de travaux détaillés dans les annexes technico-financières portent uniquement sur l'horizon 2017.

Dans un objectif de cohérence, les GRD ont été invités à faire correspondre les budgets proposés dans leurs plans d'adaptation avec leur proposition tarifaire communiquée en septembre 2016.

Pour mémoire, le planning de travail est identique aux années précédentes, à savoir :

- a) Le projet de plan d'adaptation est remis en un seul exemplaire à la CWaPE pour le 2 mai au plus tard. A cette occasion, le GRD communique également à la CWaPE le budget définitif se rapportant au dernier plan approuvé, et justifie les révisions et reports éventuels qui sont déjà prévisibles à cette date. Ces informations sont communiquées par le biais d'un tableau dont le lay-out est imposé par la CWaPE.
- b) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan durant le mois de mai.
- c) La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et peut demander au GRD de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1^{er} juillet.
- d) Le GRD ajuste éventuellement son plan d'adaptation et remet, avant le 1^{er} septembre, la version définitive à la CWaPE en deux exemplaires. Les autres éléments et schémas unifilaires relatifs au réseau peuvent n'être remis qu'en un seul exemplaire. Ils peuvent, de même que certaines annexes jugées trop volumineuses, être remis sur support informatique.
- e) Après approbation par le Comité de direction de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1^{er} janvier de l'année suivante.

2.b Les rapports qualité

Comme pour les plans d'adaptation, la CWaPE a revu en 2016 les lignes directrices relatives au rapport qualité, tel que prévu à l'article 5, §3 du RTD. Cette révision vise également à préciser certains points d'attention sur base de l'expérience des rapports remis les années antérieures et suite aux modifications du Décret intervenues en 2014.

Pour que le rapport d'un GRD sur la qualité de ses prestations soit crédible, la CWaPE insiste fortement sur l'impérieuse nécessité de la mise en place d'un système de recueil et de gestion des données en garantissant l'exactitude et l'exhaustivité. Sans un tel système, le rapport ne repose sur rien de vérifiable et perd donc considérablement de son intérêt.

Comme pour les plans d'adaptation, le planning de travail est resté identique aux années précédentes, à savoir :

- a) Le projet de rapport qualité relatif à une année écoulée est remis en un seul exemplaire à la CWaPE en même temps que le plan d'adaptation, soit pour le 2 mai au plus tard.
- b) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan d'adaptation et son rapport qualité durant le mois de mai.
- c) La CWaPE procède ensuite à l'examen des documents et peut demander au gestionnaire du réseau de distribution de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1^{er} juillet.
- d) Le GRD ajuste éventuellement son rapport qualité et remet, avant le 1^{er} septembre, la version définitive à la CWaPE en un seul exemplaire.

3. Déroulement de la concertation entre les GRD et la CWaPE

Depuis fin 2013, ORES Assets regroupe désormais en une seule entité IDEG, IEH, Interlux, Sedilec, Simogel, Interest et Intermosane. Dans les faits cependant, la méthodologie d'établissement des plans n'a pas fondamentalement changé. Comme les années antérieures lorsque ORES était chargé de l'exploitation des sept réseaux, ORES est resté l'interlocuteur unique et a introduit des dossiers formés d'une trame commune découpée en plusieurs volets correspondant aux anciens GRD : ORES Namur, ORES Hainaut, ORES Luxembourg, ORES Brabant wallon, ORES Mouscron, ORES Est et ORES Verviers. Cette approche permet d'assurer une continuité dans l'évaluation des prestations des différentes entités, en particulier pour ce qui concerne les projets inscrits dans les plans précédents. Elle reste par ailleurs pertinente tant que les tarifs ne sont pas unifiés.

Comme expliqué au point 2 supra, des propositions d'adaptation des lignes directrices relatives à l'établissement du plan d'investissement électricité et au rapport qualité ont été rédigées par la CWaPE. L'avant-projet de ces lignes directrices a été envoyé aux GRD pour consultation le 26 janvier 2016. Une séance de présentation a été organisée le 16 février 2016 et, suite aux remarques transmises, une version finalisée de ces lignes directrices a pu être envoyée le 24 février 2016.

Par la suite et conformément aux dispositions légales, les différents GRD ont introduit auprès de la CWaPE leur projet de plan et rapport qualité. Plusieurs réunions de travail ont alors été tenues. Au cours de celles-ci, la CWaPE a rencontré tous les GRD en vue de commenter les projets de plans.

La CWaPE a fait parvenir sous forme d'un courriel adressé aux différents GRD, le résultat des discussions et un résumé des points d'attention nécessitant toujours de la part des gestionnaires un suivi particulier. Des compléments ont été apportés aux dossiers et, au terme de cette procédure, la version des plans amendés rentrés a été considérée comme finale.

Le tableau ci-dessous synthétise ces échanges :

GRD	Date de réception du projet	Date de réunion de présentation	Date de transmission des remarques sur projet	Date de réception de la version finale	Commentaires
AIEG	11/05/2016 + modif du 19/05/2016	24/05/2016	27/06/2016	1/09/2016	La visite initialement prévue le 24 mai a dû être reprogrammée le 10 juin suite à la rentrée tardive du PA
AIESH	18/05/2016 + modif du 23/05/2016	13/06/2016	27/06/2016	31/08/2016	La visite initialement prévue le 23 mai a dû être reprogrammée le 13 juin suite à la rentrée tardive du PA
GASELWEST	29/04/2016	19/05/2016	27/06/2016	31/08/2016	
ORES Brabant Wallon	28/04/2016	30/05/2016	24/06/2016	26/08/2016	
ORES Est		1/06/2016	24/06/2016	26/08/2016	La visite initialement prévue le 31 mai PM a dû être reprogrammée le 1 juin à la demande d'ORES
ORES Hainaut		26/05/2016	24/06/2016	26/08/2016	
ORES Luxembourg		27/05/2016	24/06/2016	26/08/2016	
ORES Mouscron		26/05/2016	24/06/2016	26/08/2016	
ORES Namur		27/05/2016	24/06/2016	26/08/2016	
ORES Verviers		1/06/2016	24/06/2016	26/08/2016	La visite initialement prévue le 31 mai PM a dû être reprogrammée le 1 juin à la demande d'ORES
INFRA X PBE		27/04/2016	20/05/2016	27/06/2016	7/07/2016
Reseau d'Energies de Wavre	8/06/2016 + modif du 14/06/2016	15/06/2016	28/06/2016	1/09/2016	La visite initialement prévue le 25 mai a dû être reprogrammée le 15 juin suite à la rentrée tardive du PA
RESA	2/05/2016 + modif du 17/05/2016	3/06/2016	24/06/2016	6/09/2016	La visite initialement prévue le 30 mai a dû être reprogrammée le 3 juin en raison des mouvements de grève annoncés

NB :

La CWaPE constate qu'un certain nombre de réunions ont été reportées pour diverses raisons. Lors des prochaines lignes directrices, une révision de ce planning pourrait être envisagée.

4. Recevabilité des dossiers

Au niveau des plans d'adaptation, il était demandé aux GRD de traiter les sujets suivants :

1 DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE

1.1 DONNÉES CHIFFRÉES – SITUATION DES RÉSEAUX AU 31 DÉCEMBRE 2015

1.2 PYRAMIDE DES ÂGES des éléments MT

2 BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (2015)

3 ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (2016)

4 PLAN D'ADAPTATION (POUR LES ANNÉES 2017 à 2021)

4.1 LES BESOINS EN CAPACITÉ

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

4.1.1.1 Les postes sources HT/MT

4.1.1.2 Les Feeders et autres échanges entre réseaux

4.1.1.3 Les cabines et transformateurs de distribution

4.1.2 Les nouveaux producteurs et consommateurs

4.1.2.1 Les nouveaux producteurs prioritaires

4.1.2.2 Les nouveaux gros clients industriels

4.1.2.3 Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

4.1.2.4 Les petits producteurs de max 10 kVA

4.1.2.5 Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau

4.1.3 Les problèmes de congestion

4.1.4 Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions

4.1.5 Adaptations suite aux coupures non planifiées

4.1.5.1 Les coupures en BT

4.1.5.2 Les coupures en MT

4.1.6 Qualité de l'onde de tension

4.2 AUTRES ASPECTS À PRENDRE EN COMPTE

4.2.1 Remplacements pour cause de vétusté

4.2.2 Interventions pour raison de sécurité

4.2.2.1 Sécurité générale

4.2.2.2 Distances de sécurité

4.2.2.3 Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)

4.2.3 Environnement

4.2.3.1 Politique générale

4.2.3.2 Actions spécifiques

4.2.4 Harmonisation des plans de tension

4.2.5 Parallèle avec les investissements ELIA

4.2.6 Amélioration de l'efficacité

4.2.6.1 Efficacité du réseau

4.2.6.2 Efficacité énergétique

4.2.6.3 Réduction des pertes techniques

4.2.6.4 Réduction des pertes administratives

4.2.7 Remplacement des compteurs

4.2.7.1 Compteurs à budgets

4.2.7.2 Compteurs « intelligents »

4.2.8 Evolution vers les réseaux « intelligents »

4.2.9 Electro-mobilité

5 LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET

6 SCHÉMAS

Cette liste a été développée initialement en concertation avec les GRD. Les plans s'inscrivent dans un cadre plus large, auquel doivent se conformer les GRD : plans d'adaptation, propositions tarifaires, plan stratégique... Dès lors, la CWaPE laisse aux GRD une certaine marge de manœuvre pour la présentation des dossiers, afin qu'ils puissent rester compatibles avec l'ensemble de ces obligations. Avec le temps toutefois, compte tenu du travail d'examen approfondi réalisé entre la CWaPE et les GRD, il apparaît que le plan d'adaptation constitue souvent le point de départ des autres réflexions, du moins pour ce qui concerne les investissements.

Sur cette base, un premier examen du contenu ainsi que les différents échanges qui ont suivi ont permis de déclarer recevables les dossiers transmis. Pour ce qui concerne l'année 2017, seuls quelques points de détails pourraient encore faire l'objet de compléments dans le cadre du suivi habituel. Quant aux années suivantes, étant donné qu'elles se situent hors cadre tarifaire actuel, elles devront probablement être réévaluées.

Concernant les rapports qualité, leur contenu devait aborder les thèmes suivants visant le bilan de l'année 2015 :

1 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS

1.1 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN MOYENNE TENSION (MT)

1.1.1 Les interruptions d'accès planifiées

1.1.2 Les interruptions d'accès non planifiées

1.1.3 Répartition des interruptions par tronçons MT

1.2 LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN BASSE TENSION (BT)

2 LE RESPECT DES CRITÈRES DE QUALITÉ RELATIFS À LA FORME DE L'ONDE DE TENSION

2.1 LES MESURES EFFECTUÉES EN MT

2.2 LES PLAINTES RELATIVES À LA FORME D'ONDE DE TENSION

2.2.1 Moyenne tension

2.2.2 Basse tension

3 LA QUALITÉ DES SERVICES FOURNIS AUX CLIENTS FINALS

4 PERFORMANCES DANS LE DOMAINE DE L'ALLOCATION

5. Rappel des critères d'examen

En relation directe avec les points évoqués au chapitre 4 supra, l'examen des plans porte notamment sur :

- l'adéquation entre les capacités des réseaux et les niveaux mesurés ou escomptés de flux prélevés et injectés (notamment en vue de son développement afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des réseaux), en ce compris l'analyse éventuelle des points de congestion ;
- le suivi de travaux arrêtés ou pressentis dans les plans précédents ;
- la parfaite cohérence en termes de délais et de solutions techniques au regard des travaux opérés à l'interface entre distribution et transport (local) ;
- la modernisation des réseaux pour pallier les risques liés à la vétusté de certains de ses composants ;
- l'optimisation de la mesure des flux ;
- la modernisation de la gestion des réseaux ;
- les mesures environnementales prises.

De manière complémentaire, l'analyse des renseignements repris au niveau des rapports qualité permet notamment de mieux appréhender :

- les interruptions de la fourniture ;
- l'évolution des indices qualité y afférant ;
- le maintien voire le renforcement de la qualité, tant au niveau de la fourniture (y compris la tension) que des services ;
- au regard de l'élément précédent, le niveau et le traitement des plaintes.

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

1. le suivi des plans précédents ;
2. la comparaison entre le réalisé de l'année précédente et les prévisions antérieures ;
3. la mise à jour de l'année en cours afin d'anticiper les éventuels écarts les plus significatifs et, enfin ;
4. les prévisions pour le reste des années suivantes couvrant la période des plans.

A cet égard, rappelons que la réalisation et les échéances des travaux programmés au cours des deux années à venir (année N en cours et année N+1) présente un haut degré de certitude. En revanche, les travaux dont l'exécution est prévue au-delà de cette échéance reflètent des décisions prises pour des projets à plus long terme. Ils représentent donc des investissements souvent conditionnels et évoquent des projets de renforcement qui, pour certains, doivent encore, soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au regard de l'évolution des flux estimés. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus actuellement ayant servi de base aux hypothèses formulées.

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

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

Dans son analyse, la CWaPE s'est intéressée prioritairement aux aspects techniques des plans, en ce compris la cohérence en terme de suivi des plans précédemment approuvés et les délais de planification. S'agissant de la première application d'une remise en question assez profonde des exercices précédents, certaines données détaillées, en ce compris les quantités unitaires et autres métrés n'ont pas fait l'objet d'une remise en question approfondie.

Pour les aspects budgétaires, la CWaPE a vérifié et constaté que les éléments financiers rentrés s'inscrivaient dans la continuité des propositions financières fournies dans le cadre de l'approbation des tarifs 2017. Rappelons à cet égard que le plan d'adaptation traite uniquement des investissements réseaux, à l'exclusion donc d'autres types d'investissements tels que bâtiments, outillages et mobilier, IT, matériels roulants, ...

Sont également exclus tous les investissements liés à des activités non régulées.

II – Aperçu général des prestations et observations de la CWaPE

La CWaPE a analysé les plans d'investissement 2017-2021 en intégrant dans son examen les résultats de l'année 2015 et la mise à jour du plan 2016-2019 en cours. Les pages ci-après retracent les grandes lignes de cette analyse. Les annexes regroupent des éléments complémentaires en termes d'analyse des plans, des indicateurs statistiques relatifs aux indices qualité des GRD ainsi qu'un rappel des principaux éléments des lignes directrices.

La CWaPE constate que ces plans, dans leur version finale, ont intégré la plupart des remarques formulées en juin.

1. Composition des réseaux à la fin décembre 2015

Situation globale

Le tableau ci-dessous dresse la situation des réseaux de distribution en Wallonie:

GRD	Nombre total de codes EAN (au 31/12/2015)	GWh distribués (Total 2015)	Longueur réseaux (au 31/12/2015 et EP non compris)
ORES (Total)	1.344.090	10.395	48.736
ORES Hainaut	592.488	4.375	16.629
ORES Brabant wallon	177.283	1.394	6.431
ORES Namur	239.520	1.721	10.002
ORES Mouscron	37.552	561	1.095
ORES Verviers	82.989	671	3.441
ORES Est	59.091	494	3.006
ORES Luxembourg	155.167	1.179	8.133
RESA	432.657	3.462	13.941
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	17.689	148	707*
AIEG	23.839	212	1.002
AIESH	20.040	181	1.569
INFRA X PBE	14.069	100	758
GASELWEST	16.487	285	1.032
Total Wallonie	1.868.871	14.781	67.745

* Eclairage public compris – rectificatif attendu.

Longueurs réseaux

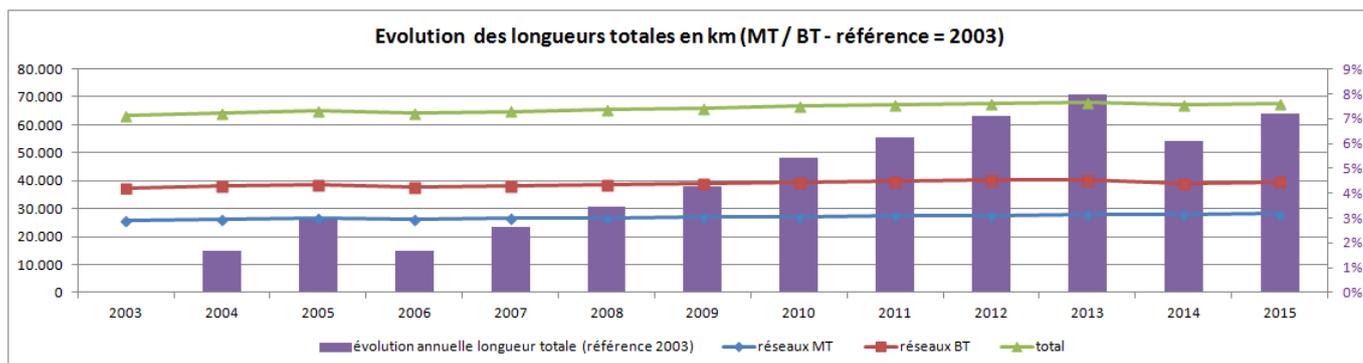
Le tableau ci-dessous reprend les statistiques principales en termes d'évolution des longueurs des réseaux wallons de distribution.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
réseau aérien MT (en Km)	7.353	7.439	7.286	6.779	6.611	6.483	6.370	6.347	6.084	5.926	5.766	5.616	5.472
réseau aérien BT (en Km)	28.931	29.202	29.281	28.602	28.546	28.524	28.506	28.585	28.558	28.547	28.541	25.929	26.005
réseau souterrain MT (en Km)	18.484	18.809	19.183	19.610	19.966	20.209	20.529	20.862	21.282	21.623	22.027	22.402	22.677
réseau souterrain BT (en Km)	8.425	8.804	9.337	9.250	9.724	10.171	10.499	10.819	11.224	11.575	11.888	13.105	13.591
total	63.193	64.254	65.087	64.242	64.846	65.387	65.904	66.612	67.148	67.671	68.222	67.051	67.745

Les variations observées dans les données relatives aux longueurs réseaux s'expliquent notamment par :

- le remplacement de lignes aériennes vétustes (notamment en cuivre nu) par de nouvelles canalisations enfouies ;
- l'extension des réseaux, notamment pour l'alimentation de nouveaux zonings, lotissements, amélioration des bouclages, ... ;
- la correction de valeurs historiques erronées.

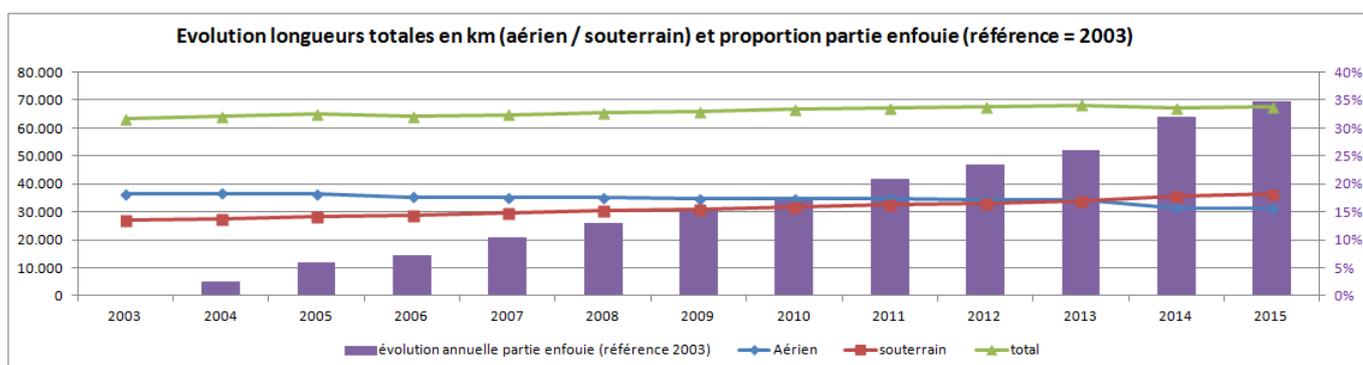
Tenant compte des éléments qui précèdent, le graphique ci-dessous dresse l'évolution en termes de longueur des réseaux en prenant 2003 comme année référence :



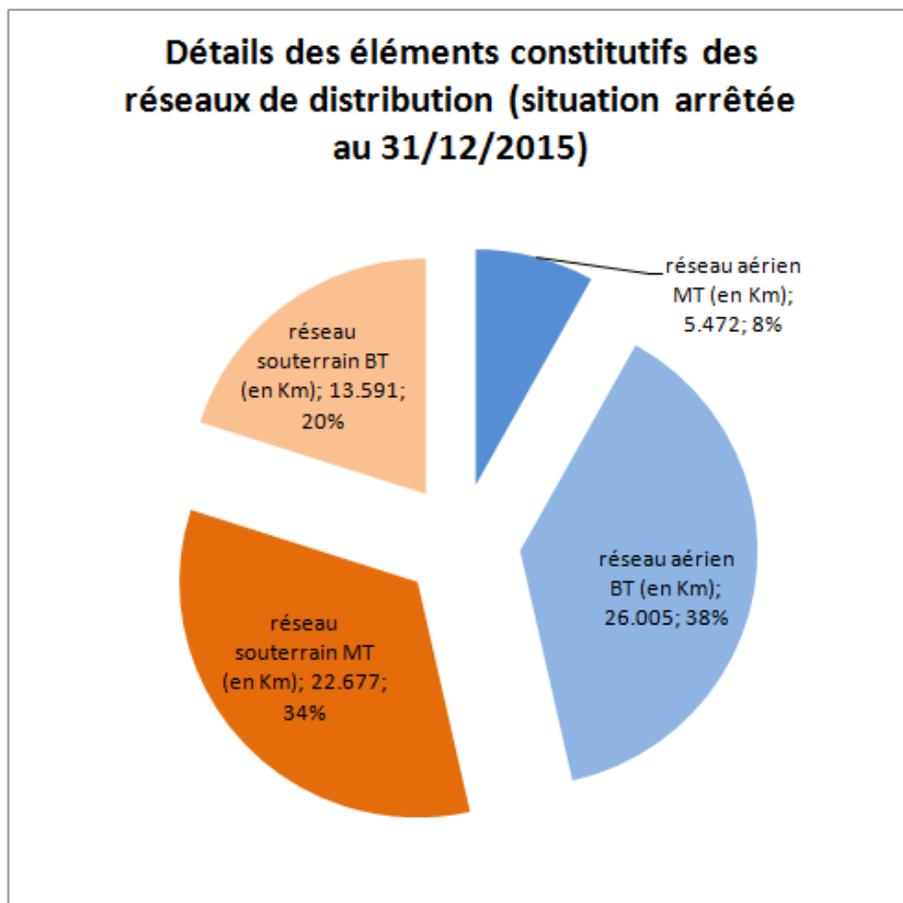
Il convient de noter que les GRD procèdent à la numérisation de leur réseau afin d'en obtenir une cartographie informatisée. Le tracé des diverses liaisons (aériennes et souterraines) est donc progressivement digitalisé et couplé à des logiciels de représentation géographique. Cette démarche explique notamment la diminution constatée en 2014 qui trouve son origine dans un alignement des bases de données d'inventaire d'ORES relatives au réseau basse tension avec les données cartographiques. Cet alignement a entraîné des corrections d'inventaire parfois importantes, notamment sur le secteur de Verviers. Il en est de même pour l'AIESH en 2016. Ces corrections n'ont toutefois pas modifié la valeur économique des réseaux concernés.

Précisons enfin que les données reprises ci-dessous correspondent à des grandeurs géographiques et non électriques. Ainsi donc, la valeur retenue pour 3 câbles unipolaires de longueur « L » est bien de « L » et non « 3 x L ». Ces deux notions différentes ont parfois pu être sources de confusion dans la constitution historique des inventaires.

En application des impositions dictées par l'article 13 du Décret, les GRD donnent la priorité à l'enfouissement des lignes électriques lors de l'amélioration, du renouvellement et de l'extension des réseaux ; le graphique ci-dessous reprend l'évolution annuelle de la partie enfouie en prenant également 2003 comme année de référence :

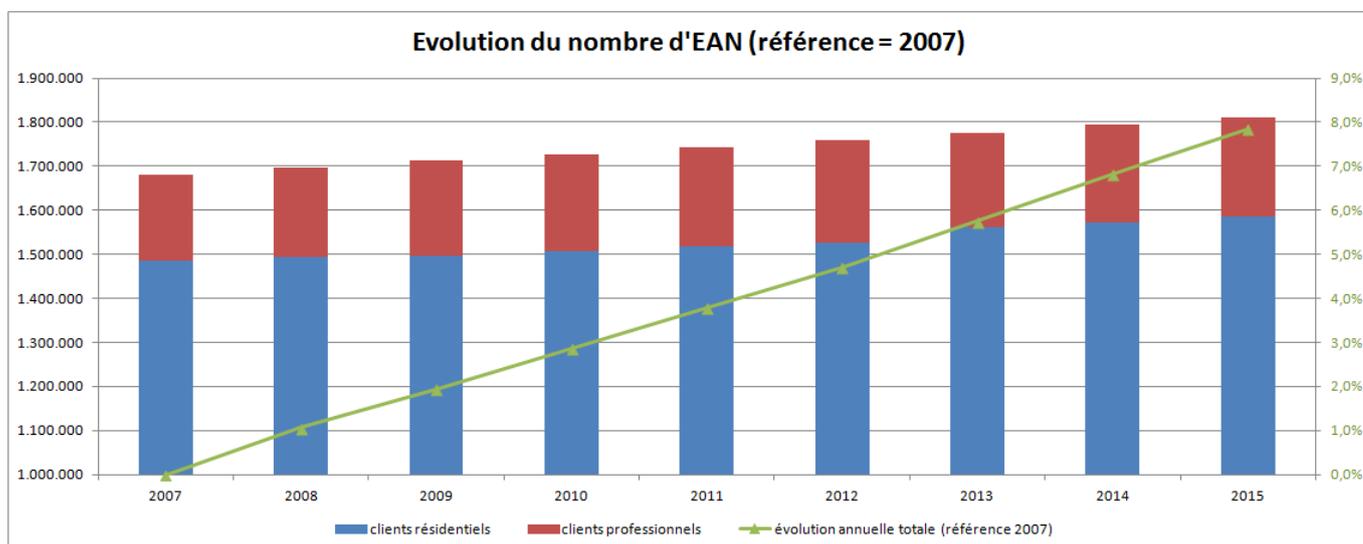


Il est intéressant de constater que, par le passé, les liaisons aériennes constituaient la partie prépondérante des réseaux de distribution. Depuis 2013, cette tendance s'est inversée : les réseaux de distribution sont maintenant donc majoritairement enterrés.



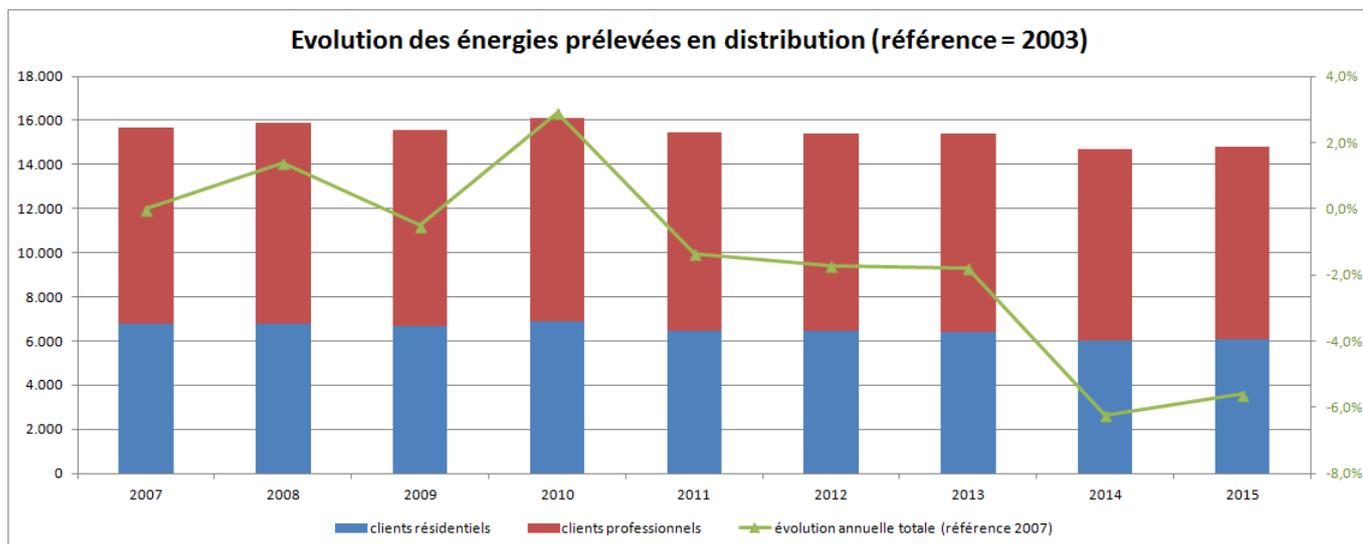
Nombre de codes EAN

Le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution continue de croître ; il est de l'ordre de 1,8 million de codes EAN. Depuis 2007, le taux de croissance annuel moyen reste stable et se chiffre à environ 1,0 %.



Les énergies prélevées

A contrario, les énergies prélevées sont en constante diminution depuis les 5 dernières années.



Par rapport à 2007, les énergies prélevées ont diminué de près de 6 % alors que le nombre d'utilisateurs a connu une augmentation de près de 8 %. Ces variations s'expliquent principalement au regard :

- du développement croissant des unités de production décentralisée (UPD) ;
- du contexte économique ;
- des conditions climatiques hivernales particulières favorables (à l'exception de 2010 marquée par un nombre de jours d'hiver (température négative) anormalement élevé (27 vs 7 j pour les années normales) et un nombre tout aussi anormal de jours de gel (74 vs 46 j pour les années normales).

La production décentralisée

Fin décembre 2015, la situation décrite par les GRD en termes de raccordement d'unités de production décentralisée (UPD) pouvait se résumer comme suit :

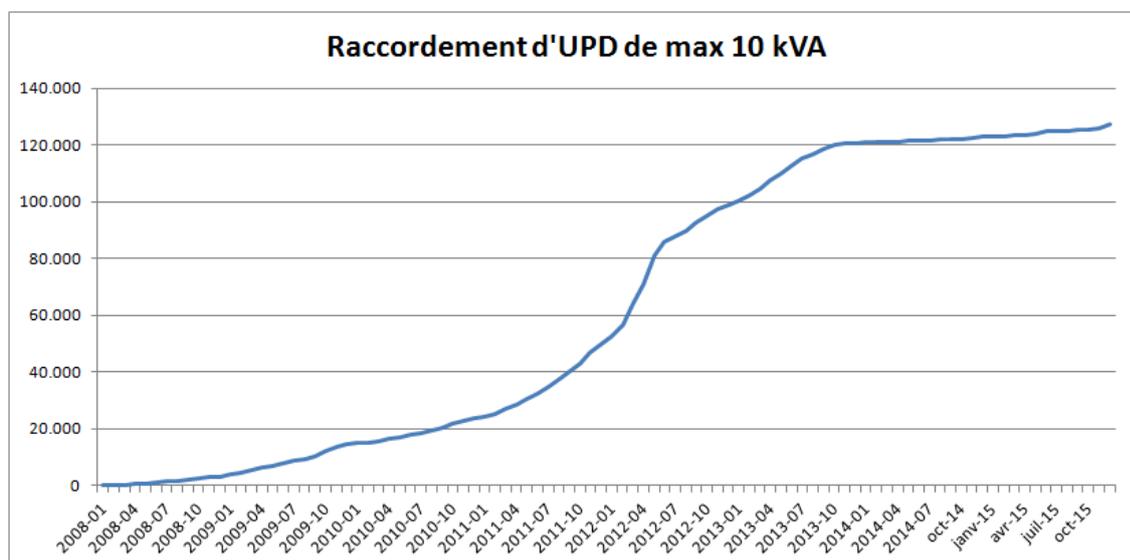
GRD	En nombre					En puissance (MVA)				
	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P	P ≤ 10 kVA	10 kVA < P ≤ 250 kVA	250 kVA < P ≤ 5 MVA	5 MVA < P ≤ 25 MVA	25 MVA < P
ORES (Total)	87.452	521	106	49	0	481	54	143	543	0
ORES Hainaut	24.930	186	32	11	0	128	22	48	123	0
ORES Brabant wallon	11.426	69	8	2	0	59	7	11	17	0
ORES Namur	20.130	82	18	18	0	111	7	17	201	0
ORES Mouscron	1.564	53	15	1	0	7	8	20	18	0
ORES Verviers	8.114	55	9	0	0	45	5	16	0	0
ORES Est	7.468	35	11	7	0	46	3	12	67	0
ORES Luxembourg	13.820	41	13	10	0	84	3	19	116	0
RESA	29.778	373	17	12	0	159	31	18	125	0
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	1.081	23	0	0	0	6	3	0	0	0
AIEG	1.947	10	1	1	0	11	2	2	6	0
AIESH	1.719	4	0	1	0	1	0	0	23	0
INFRAX PBE	1.493	7	3	3	0	8	1	9	35	0
GASELWEST	1.406	ND	ND	ND	0	ND	ND	ND	ND	0
Total Wallonie	124.876	938	127	66	0	667	89	172	731	0

- Les chiffres surlignés en orange correspondent à des données non fournies.

- Les chiffres cités dans le tableau visent à donner un ordre de grandeur. Ils sont donnés à titre purement indicatif sur base du rapportage effectué par les GRD dans le cadre des plans d'adaptation et peuvent par conséquent légèrement différer des chiffres provenant d'autres sources.

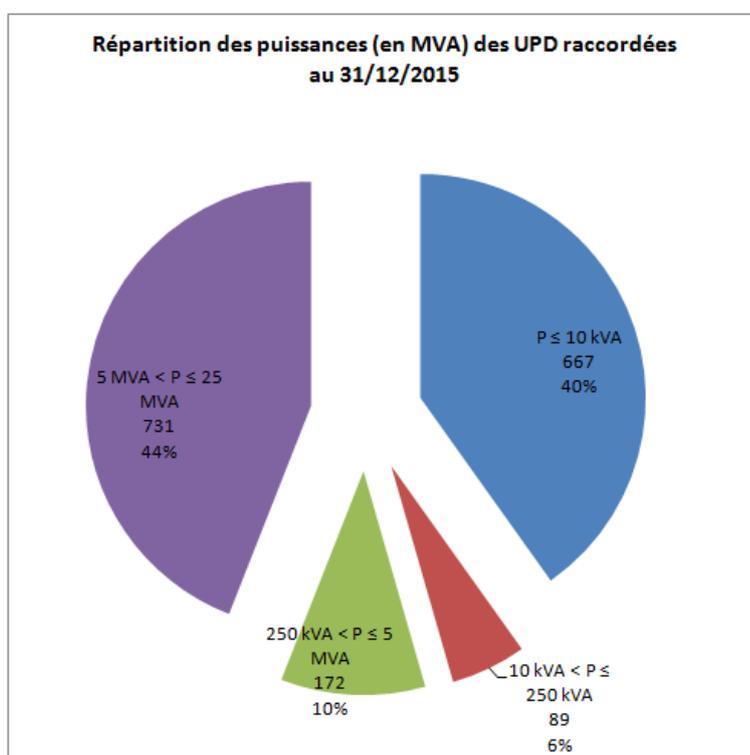
Les unités de petite puissance

La Région wallonne comptait donc environ 125.000 unités de production décentralisée de petite puissance (de maximum 10 kVA) raccordées aux réseaux de distribution :



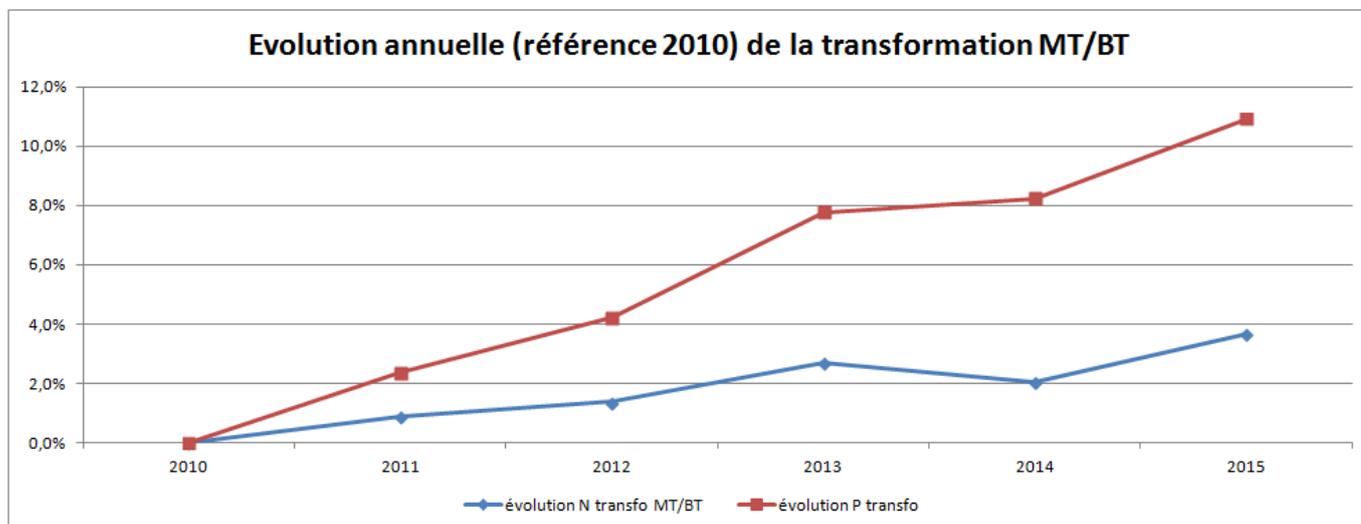
Les autres unités de production

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



La transformation MT/BT

A la même échéance, 27.532 transformateurs MT/BT étaient en service pour une puissance totale cumulée de 6.805 MVA.



Sur base de l'année de référence de 2010, on constate donc une augmentation relativement constante du nombre de transformateurs placés dans les réseaux. Cet accroissement est légitimement réalisé en vue de répondre favorablement aux demandes de raccordement de nouveaux lotissements, zonings et autres utilisateurs. Il en est de même pour les extensions de réseaux.

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

Il convient cependant de constater que des investissements réseaux toujours plus importants en termes de transformation MT/BT sont indispensables malgré des volumes d'énergie prélevée sur les réseaux en baisse constante ces dernières années, notamment en raison du développement continu des installations de production décentralisée.

La flexibilité

La flexibilité associée à la gestion plus dynamique des réseaux de distribution constituera sans aucun doute un enjeu majeur dans les années à venir. Les initiatives menées en cette matière ne sont pas neuves. En 2008, des congestions visant le raccordement d'unités de production ont commencé à naître sur le réseau d'ELIA, notamment dans la région germanophone du pays. La problématique dite « de la boucle de l'EST » est apparue. Cette succession de longues lignes aériennes assez anciennes et de faible section alimente respectivement, à partir des injecteurs de Brume et Mont-lez-Houffalize, les postes de Trois-Ponts, Bevercé, Butgenbach, Amel, Saint-Vith et Cierreux. Les conducteurs qui l'équipent avaient initialement été calculés pour alimenter exclusivement en prélèvement des zones essentiellement rurales. Constituées d'un seul terne, elles ont été dimensionnées en fonction des consommations locales, qui étaient faibles étant donné la dispersion de l'habitat et le peu d'industrie. La configuration de cette zone située au sud-est de la province de Liège et au nord de la province de Luxembourg, en a fait un endroit particulièrement attractif pour la production éolienne. Des demandes de raccordement (du type SER) se sont rapidement multipliées tant auprès d'ELIA que des GRD.

Des analyses ont été menées par ELIA et des travaux de renforcement programmés dès 2009. Des difficultés essentiellement liées aux délais d'obtention des permis ont considérablement retardé la mise en place d'une solution toujours non effective à ce jour.

Avant 2010, ELIA n'autorisait le raccordement d'un utilisateur de réseau (en prélèvement ou en injection) que si elle pouvait offrir à cet utilisateur des garanties d'accès même en situation dégradée (situation N-1). La situation rencontrée au niveau de nouveaux raccordements en aval de la boucle de l'EST ne permettait plus de remplir cette condition. Face aux nombreuses demandes pendantes de promoteurs et vu la durée escomptée des travaux, ELIA a autorisé le raccordement d'UPD pour autant que les deux conditions suivantes soient simultanément respectées :

1. que les UPD ne compromettent pas la sécurité et la fiabilité de son réseau en situation normale ;
2. que les UPD se déconnectent sans délais du réseau en situation dégradée.

D'un point de vue historique, des contrats dits « d'accès flexible en N-1 - 0 seconde » ont donc été autorisés à titre expérimental. Actuellement, une trentaine de contrats de ce type ont été signés portant sur une puissance totale interruptible d'une centaine de MVA. L'autorisation de raccordement de ces promoteurs a donc été donnée alors que les règles prévalant auparavant auraient dû conduire à un refus de raccordement. En échange de ce raccordement plus rapide, l'achèvement des travaux de renforcement n'étant pas nécessaire, les promoteurs ont accepté de ne pas bénéficier de compensation financière lorsqu'une demande de déconnexion est demandée, uniquement en situation d'urgence.

GRD	En nombre				En puissance (MVA)			
	UPD flexibles N-1 (0 sec - sans compensation)	UPD flexibles avec compensation totale ou partielle	UPD flexibles sans compensation	Clients R3DP	UPD flexibles N-1 (0 sec - sans compensation)	UPD flexibles avec compensation totale ou partielle	UPD flexibles sans compensation	Clients R3DP
Total ORES	29	0	0	17	87	0	0	42
RESA	0	0	0	5	0	0	0	27
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	0	0	0	0	0	0	0	0
AIEG	0	0	0	0	0	0	0	0
AIESH	0	0	0	0	0	0	0	0
INFRA PBE	1	0	0	0	12	0	0	0
GASELWEST	1	0	0	0	2	0	0	0
Total Wallonie	31	0	0	22	101	0	0	69

L'article 25decies du Décret (et ses amendements successifs) a depuis généralisé ce type de raccordement, même en situation non dégradée, pour les nouvelles installations raccordées en moyenne et haute tension, le producteur devant être capable de réduire sa production en cas de congestion. Cependant, sa mise en œuvre nécessite encore des arrêtés d'exécution dont la parution est attendue dans les mois à venir. Ils devraient viser tant la mise en œuvre des mesures techniques à prévoir (flexibilité technique), que les aspects liés à la compensation financière des producteurs contraints par des demandes de réduction voire d'interruption de production (flexibilité financière).

Soulignons également la possibilité offerte maintenant à des utilisateurs finals raccordés en distribution de conclure des contrats liés à la réserve tertiaire d'ELIA. Fin 2015, les GRD renseignaient 22 clients raccordés à leurs réseaux et ayant contracté dans le cadre des services R3DP. La puissance totale interruptible cumulée dans ce cadre se chiffre à 69 MVA.

Une gestion encore plus dynamique des réseaux

Un autre défi majeur que les gestionnaires des réseaux de distribution devront relever consiste en une gestion encore plus dynamique de leur réseau, une gestion plus proche du temps réel.

A cet égard, des équipements toujours plus nombreux devront équiper les réseaux, tant en termes de contrôle/commande, qu'en termes de mesure. Fin 2015, la situation en la matière pouvait se résumer comme suit :

GRD	Postes / cabines GRD télécontrôlé(e)s	Cabines clients télécontrôlées	RTU en fonction chez les Clients	RTU en fonction chez le GRD	Disjoncteurs télécommandés	Points de mesure qualité réseaux (EN 50160)	Autres points de mesure réseau en tension	Autres points de mesure réseau en courant
Total ORES)	951	41	1	194	2.123	140	Non disponible	Non disponible
RESA	285	5	5	329	2.159	29	234	1.354
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	24	0	0	2	22	2	15	15
AIEG	19	0	0	25	60	1	12	60
AIESH	32	0	0	174	90	2	97	44
INFRA PBE	5	1	0	2	14	6	3	3
GASELWEST	0	0	0	0	170	2	0	68
Total Wallonie	1.316	47	6	726	4.638	182	-	-

2. Projets et investissements réalisés / programmés

Liminaires

La redéfinition opérée en 2016 des lignes directrices dictées pour l'établissement des plans d'adaptation a induit auprès des GRD des changements importants notamment en termes de collecte de nouvelles données. Pour nombre d'entre elles, la CWaPE ne dispose donc pas d'historique permettant la comparaison. Ce constat est certainement à souligner pour les données financières qui n'étaient pas aussi détaillés dans les plans précédents.

Les chiffres cités dans le présent rapport sont donc à prendre avec une certaine réserve. Seule la répétition de cet exercice dans les années à venir devrait permettre, à terme, la constitution d'un historique fiable.

Synthèse des projets et postes budgétaires

Au cours de la période couverte, les travaux projetés sur les réseaux et ses éléments constitutifs sont détaillés dans le plan suivant les deux volets suivants :

- L'approche « projets » : tous les différents travaux sont repris dans un tableau et sont détaillés principalement selon les critères suivants :
 - L'année de réalisation prévue ;
 - La motivation selon une codification établie ;
 - La nature et le descriptif des travaux voire certains commentaires complémentaires ;
 - La localisation géographique ;
 - Les montants associés (brut, interventions de tiers et subsides, net).
- L'approche « postes budgétaires » : par année, les budgets sont détaillés selon des postes (et sous-postes) définis et identiques à ceux introduits dans le cadre des propositions tarifaires, à savoir :
 - Câbles ;
 - Lignes ;
 - Postes ;
 - Cabines ;
 - Raccordements clients ;
 - Comptages ;
 - Contrôle/transmission.

Au global et par année, le montant total d'investissement des différents projets (nominatifs et non-nominatifs) devrait correspondre au montant total alloué aux différents postes budgétaires.

En termes de projets, la situation financière communiquée est la suivante :

GRD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
AIEG	€ 4.820.965	€ 4.828.042	€ 2.523.000	€ 2.513.000	€ 2.578.000	€ 2.520.000	€ 2.530.000	€ 22.313.007
AIESH	€ 1.356.199	€ 1.471.845	€ 3.499.880	€ 1.835.200	€ 2.141.000	€ 1.867.000	€ 1.895.500	€ 14.066.624
Gaselwest	€ 1.490.843	€ 4.131.882	€ 747.049	€ 2.056.783	€ 1.721.061			€ 10.147.618
ORES BW	€ 0	€ 21.397.861	€ 21.893.345	€ 21.659.044	€ 21.448.428	€ 21.255.862	€ 21.073.397	€ 128.727.936
ORES EST	€ 0	€ 11.514.473	€ 11.625.243	€ 11.450.559	€ 11.306.803	€ 11.175.865	€ 11.007.853	€ 68.080.795
ORES Hainaut Charleroi	€ 0	€ 18.431.668	€ 19.234.893	€ 19.002.215	€ 18.803.581	€ 18.627.897	€ 18.444.942	€ 112.545.196
ORES Hainaut Mons - LL	€ 0	€ 20.747.488	€ 19.928.380	€ 19.679.416	€ 19.482.413	€ 19.339.707	€ 19.103.234	€ 118.280.638
ORES Hainaut Tournai	€ 0	€ 16.846.402	€ 16.610.049	€ 16.390.340	€ 16.228.106	€ 16.061.453	€ 15.901.609	€ 98.037.959
ORES LUX	€ 0	€ 27.383.693	€ 27.058.722	€ 26.701.130	€ 26.372.486	€ 26.059.319	€ 25.755.207	€ 159.330.557
ORES Mouscron	€ 0	€ 4.980.149	€ 5.356.186	€ 5.352.094	€ 5.288.452	€ 5.229.902	€ 5.205.071	€ 31.411.855
ORES Namur	€ 0	€ 37.593.493	€ 36.136.060	€ 35.619.191	€ 35.150.185	€ 34.806.629	€ 34.304.597	€ 213.610.156
ORES Verviers	€ 0	€ 13.780.247	€ 13.399.495	€ 13.196.126	€ 12.953.536	€ 12.769.460	€ 12.576.525	€ 78.675.389
PBE	€ 1.861.473	€ 1.466.312	€ 1.798.103	€ 1.830.287	€ 1.863.015	€ 1.896.283	€ 1.930.262	€ 12.645.735
RESA	€ 34.341.215	€ 8.246.437	€ 32.575.955					€ 75.163.606
REW	€ 4.581.588	€ 4.099.105	€ 3.342.143	€ 3.392.275	€ 3.443.159	€ 3.490.897	€ 3.547.229	€ 25.896.396
Total général	€ 48.452.282	€ 196.919.098	€ 215.728.503	€ 180.677.659	€ 178.780.225	€ 175.100.275	€ 173.275.425	€ 1.168.933.468

Les réserves suivantes doivent être exprimées :

- 2015 en raison de l'absence de bilan financier rentré par ORES ;
- 2016 en raison des difficultés générales pour les GRD de fournir des données actualisées lors d'un exercice toujours en cours et en raison des données partielles rentrées par RESA ;
- 2018 et 2019 en raison de l'absence, pour la période post 2017, des données de RESA au niveau des annexes technico-financières du fichier excel accompagnant le plan ;
- 2020 et 2021 en raison de l'alinéa précédent et l'absence des données relatives à Gaselwest.

En termes de postes budgétaires, la situation financière rentrée est la suivante :

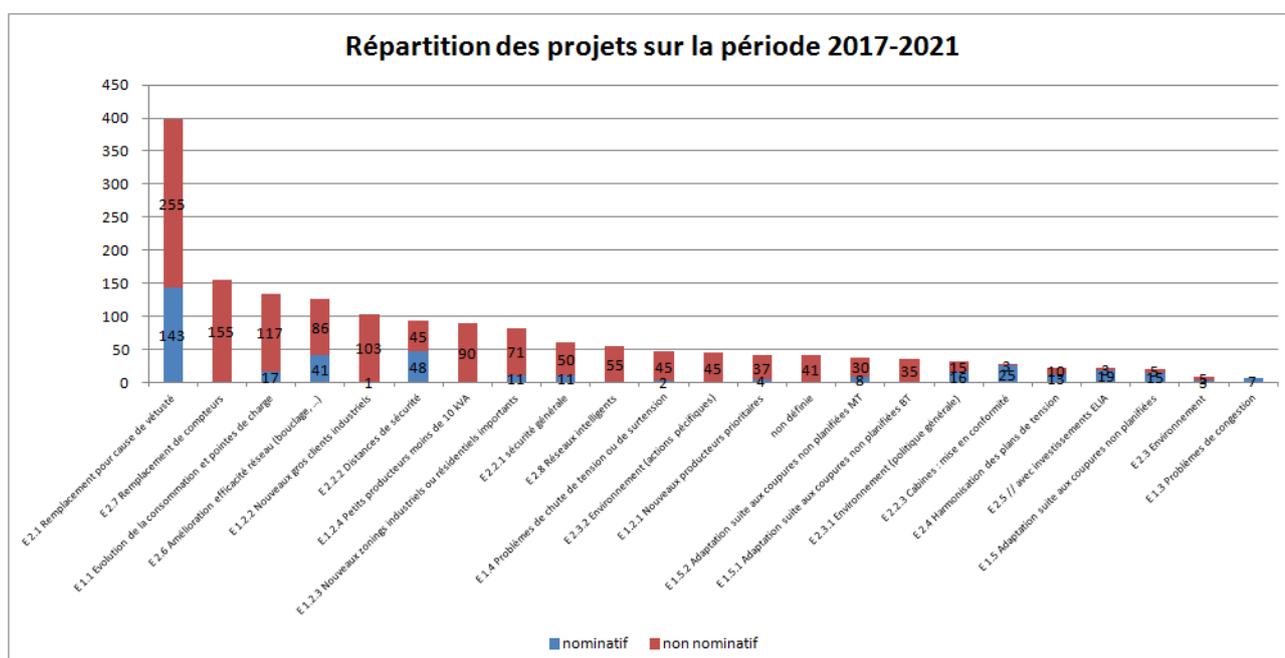
GRD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
AIEG	€ 4.240.770	€ 3.392.542	€ 3.045.000	€ 2.527.000	€ 3.138.000	€ 2.541.000	€ 2.541.000	€ 21.425.312
AIESH	€ 3.017.925	€ 1.989.897	€ 4.169.273	€ 2.709.200	€ 2.772.000	€ 2.711.800	€ 2.777.000	€ 20.147.095
GASELWEST	€ 2.250.363	€ 4.140.841	€ 801.534	€ 2.128.450	€ 1.805.054	€ 0	€ 0	€ 11.126.242
INFRA PBE	€ 1.606.000	€ 1.466.313	€ 1.552.163	€ 1.579.945	€ 1.608.197	€ 1.636.915	€ 1.666.245	€ 11.115.777
ORES Brabant Wallon	€ 22.794.502	€ 21.397.861	€ 21.893.345	€ 21.659.044	€ 21.448.428	€ 21.255.862	€ 21.073.397	€ 151.522.438
ORES Est	€ 13.638.012	€ 11.514.473	€ 11.625.243	€ 11.450.559	€ 11.306.803	€ 11.175.865	€ 11.007.853	€ 81.718.806
ORES Hainaut	€ 59.642.904	€ 56.025.559	€ 55.773.322	€ 55.071.971	€ 54.514.100	€ 54.029.057	€ 53.449.785	€ 388.506.697
ORES Luxembourg	€ 26.164.351	€ 27.383.693	€ 27.058.721	€ 26.701.129	€ 26.372.486	€ 26.059.319	€ 25.755.207	€ 185.494.906
ORES Mouscron	€ 5.302.369	€ 4.980.149	€ 5.356.186	€ 5.352.094	€ 5.288.452	€ 5.229.902	€ 5.205.071	€ 36.714.224
ORES Namur	€ 36.419.853	€ 37.593.493	€ 36.136.045	€ 35.619.185	€ 35.150.185	€ 34.806.628	€ 34.304.596	€ 250.029.986
ORES Verviers	€ 13.600.818	€ 13.780.247	€ 13.399.495	€ 13.196.126	€ 12.953.536	€ 12.769.460	€ 12.576.525	€ 92.276.208
RESA	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
Réseau d'Energies de Wavre	€ 4.581.588	€ 2.948.801	€ 3.342.143	€ 3.392.275	€ 3.443.159	€ 3.490.897	€ 3.547.229	€ 24.746.092
Total général	€ 193.259.454	€ 186.613.868	€ 184.152.470	€ 181.386.977	€ 179.800.401	€ 175.706.706	€ 173.903.907	€ 1.274.823.783

Dans ce domaine également, en raison de l'absence de données disponibles de la part de RESA sur toute la période mais également de celles de Gaselwest pour les années 2020 et 2021, il convient d'être prudent. Par rapport à la réalité attendue, les sommes annuelles cumulées au niveau de la Région (cellules sur fond orange dans le tableau supra) s'en trouvent logiquement sous-évaluées.

Pour ces raisons et en termes de projets, tenant compte des remarques formulées supra et sous les réserves formulées précédemment, seule la période 2017 à 2021 sera examinée dans les chapitres suivants.

Les projets et leurs motivations

Le tableau infra reprend, sur la période 2017-2021, un aperçu de la répartition du nombre de projets rentrés par élément de motivation. Il convient d'emblée de préciser que les décisions d'investissement sont en général dictées simultanément par plusieurs triggers. Le classement ci-dessous est opéré tenant compte du moteur jugé comme « principal » de l'investissement par le GRD concerné.



NB : RESA non compris pour la période 2018-2021 de même que Gaselwest pour 2020-2021.

Le remplacement pour cause de vétusté reste donc largement le principal moteur d'investissement :

Codes de motivation	Nombre de projets nominatif	Nombre de projets non nominatif	Nombre total de projets
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté	143	255	398
E 2.7 Remplacement de compteurs		155	155
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	17	117	134
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	41	86	127
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	1	103	104
E 2.2.2 Distances de sécurité	48	45	93
E.1.2.4 Petits producteurs moins de 10 kVA		90	90
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	11	71	82
E 2.2.1 Sécurité générale	11	50	61
E 2.8 Réseaux intelligents		55	55
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	2	45	47
E 2.3.2 Environnement (actions spécifiques)		45	45
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	4	37	41
non définie par le GRD		41	41
E 1.5.2 Adaptation suite aux coupures non planifiées MT	8	30	38
E 1.5.1 Adaptation suite aux coupures non planifiées BT		35	35
E 2.3.1 Environnement (politique générale)	16	15	31
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	25	3	28
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	13	10	23
E 2.5 // avec investissements ELIA	19	3	22
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	15	5	20
E 2.3 Environnement	3	5	8
E 1.3 Problèmes de congestion	7		7
Total général	384	1.301	1.685

Sous réserve (voir supra), le tableau ci-après donne, par élément de motivation, une estimation de l'évolution du niveau des investissements prévus dans les réseaux de distribution en Région wallonne. Ceux-ci devraient se situer en 2017 aux alentours de 215 M€ (montants bruts). Pour les années suivantes, ils devraient correspondre à un montant annuel brut d'environ 180 M€. Cette différence s'explique en partie en raison de l'absence des chiffres de RESA pour la période 2018 à 2021 (budget d'environ 32,6 M€ en 2017).

Codes de motivation	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté	€ 42.821.932	€ 47.065.252	€ 45.930.566	€ 40.164.712	€ 43.179.714	€ 219.162.175
E.1.2.4 Petits producteurs moins de 10 kVA	€ 29.585.408	€ 30.312.937	€ 31.136.056	€ 31.485.224	€ 32.670.675	€ 155.190.300
E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 14.540.514	€ 15.006.802	€ 13.454.934	€ 12.388.675	€ 13.986.625	€ 69.377.549
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 13.708.615	€ 13.477.857	€ 13.857.782	€ 14.631.644	€ 13.186.065	€ 68.861.962
E 2.2.2 Distances de sécurité	€ 15.262.034	€ 13.750.679	€ 13.957.828	€ 12.799.763	€ 12.523.790	€ 68.294.095
E 2.8 Réseaux intelligents	€ 11.212.359	€ 11.626.435	€ 11.810.958	€ 12.028.216	€ 12.294.219	€ 58.972.188
E 2.7 Remplacement de compteurs	€ 11.909.618	€ 11.213.136	€ 10.711.946	€ 11.047.129	€ 11.394.682	€ 56.276.511
E 2.2.1 sécurité générale	€ 10.284.235	€ 8.495.699	€ 8.730.219	€ 9.531.669	€ 9.360.022	€ 46.401.844
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 5.856.725	€ 5.934.622	€ 6.097.332	€ 6.276.252	€ 6.470.114	€ 30.635.045
non définie	€ 24.160.523	€ 255.573	€ 311.512	€ 1.300.000	€ 2.530.000	€ 28.557.608
E 2.3.2 Environnement (actions spécifiques)	€ 5.039.234	€ 5.403.287	€ 5.245.718	€ 5.530.142	€ 5.657.286	€ 26.875.667
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 6.358.481	€ 5.277.678	€ 4.434.960	€ 4.760.668	€ 3.446.730	€ 24.278.516
E 2.5 // avec investissements ELIA	€ 11.369.288	€ 1.234.480	€ 2.906.682	€ 1.838.165		€ 17.348.615
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 3.159.822	€ 2.152.490	€ 1.992.939	€ 2.038.829	€ 2.085.658	€ 11.429.737
E 2.3.1 Environnement (politique générale)	€ 467.950	€ 1.883.841	€ 2.103.777	€ 3.503.326	€ 1.184.630	€ 9.143.525
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 1.400.891	€ 2.122.602	€ 1.193.375	€ 1.583.486	€ 1.248.899	€ 7.549.253
E 2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 2.418.407	€ 927.675	€ 1.371.597	€ 1.622.404	€ 313.194	€ 6.653.277
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 2.938.500	€ 1.137.500	€ 1.254.000	€ 256.000	€ 100.000	€ 5.686.000
E 1.5.2 Adaptation suite aux coupures non planifiées MT	€ 1.084.243	€ 2.248.272	€ 749.259	€ 863.362	€ 700.504	€ 5.645.640
E 1.5.1 Adaptation suite aux coupures non planifiées BT	€ 431.303	€ 404.045	€ 434.660	€ 444.688	€ 454.902	€ 2.169.598
E 1.3 Problèmes de congestion	€ 863.053	€ 150.000	€ 400.000	€ 352.800	€ 1	€ 1.765.854
E 2.3 Environnement	€ 319.828	€ 238.136	€ 421.105	€ 259.368	€ 422.580	€ 1.661.017
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 535.541	€ 358.660	€ 273.024	€ 393.752	€ 65.136	€ 1.626.113
Total général	€ 215.728.503	€ 180.677.659	€ 178.780.225	€ 175.100.275	€ 173.275.425	€ 923.562.087

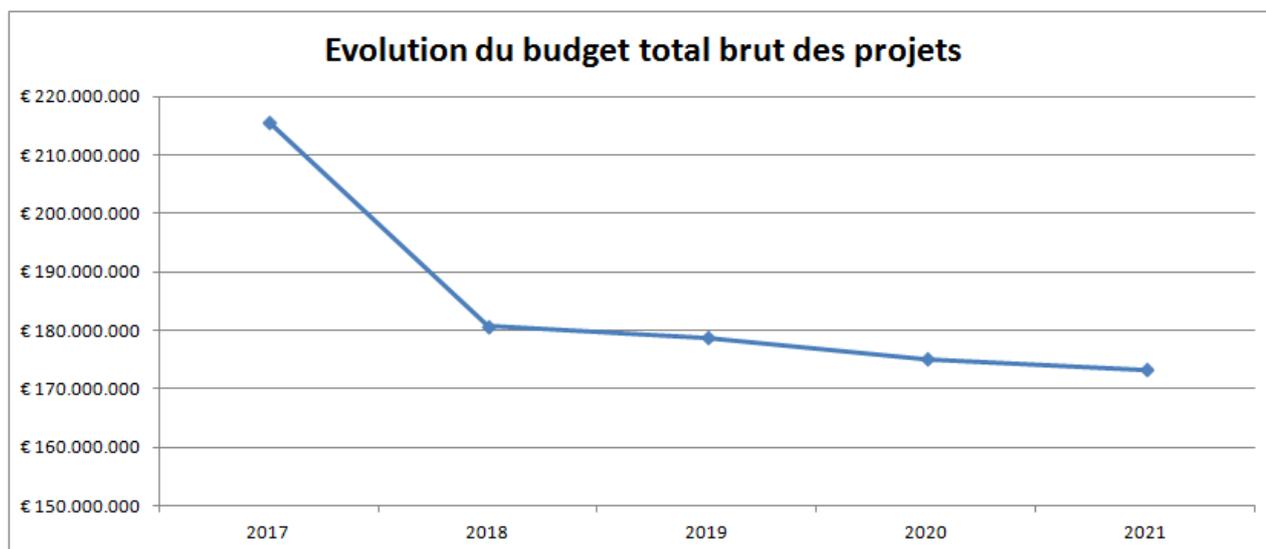
Le remplacement pour cause de vétusté est donc le trigger principal d'investissement (plus de 40 M€ sur base annuelle).

Si les investissements liés à l'accueil des petites unités de production semblent constituer le 2^{ème} moteur principal d'investissement (environ 30 M€ annuellement), il convient cependant d'insister sur le fait que ce motif d'investissement n'est évoqué que par ORES. La CWaPE ne doute pas que ce motif constitue bien un des triggers d'investissement pour les projets concernés mais une discussion sera menée en 2017 avec ORES afin de vérifier qu'il s'agit bien du motif principal d'investissement.

Les autres motifs d'investissements repris ci-dessous représentent moins de la moitié de ce deuxième motif.

Notons également que les investissements programmés pour la gestion plus dynamique des réseaux occupent la 6^{ème} place des motifs d'investissements programmés, juste après les problèmes liés au respect des distances minimales de sécurité.

Sur base des données du tableau ci-dessous, l'évolution des montants totaux consacrés est donc la suivante :

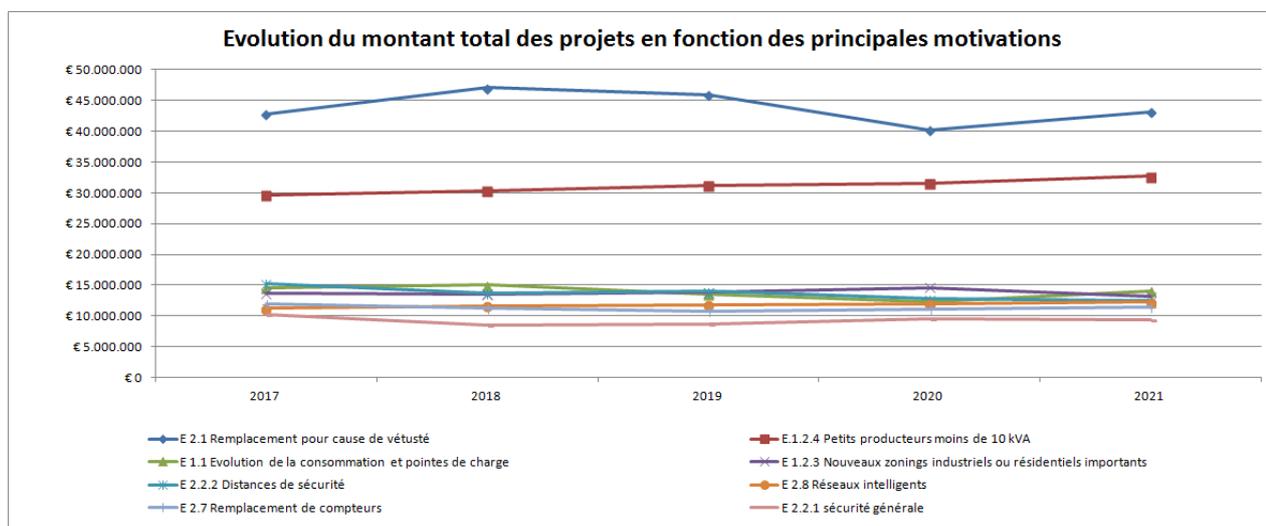


Pour les raisons déjà évoquées ci-dessus, le lecteur ne devra pas comparer la situation de 2017 aux années suivantes car ces dernières n'incluent pas les budgets de RESA (environ 32,6 M€ en 2017).

Pour la période 2018 à 2021, on constate une tendance à la baisse des investissements programmés. La non-prise en compte des projets de Gaselwest pour 2020 et 2021 n'influence que très peu ce constat. Cette tendance s'explique principalement en raison de la volonté, pour tous les GRD, de maintenir sous contrôle l'enveloppe totale des dépenses définie au niveau global. Cette politique influence donc le niveau d'investissements réseaux, tenant notamment compte dans le futur de la nécessité de prévoir des budgets extraordinaires pour des projets non liés à des investissements réseaux (ATRIAS, POWALCO, ...).

Une seconde explication à cette tendance à la baisse dans le temps des montants totaux d'investissement réside dans la volonté de certains GRD d'un retour à un niveau plus conséquent d'autofinancement. La CWaPE rappelle que cette pratique ne peut cependant être autorisée que si elle ne présente aucun risque de sous-investissement. La CWaPE y sera vigilante.

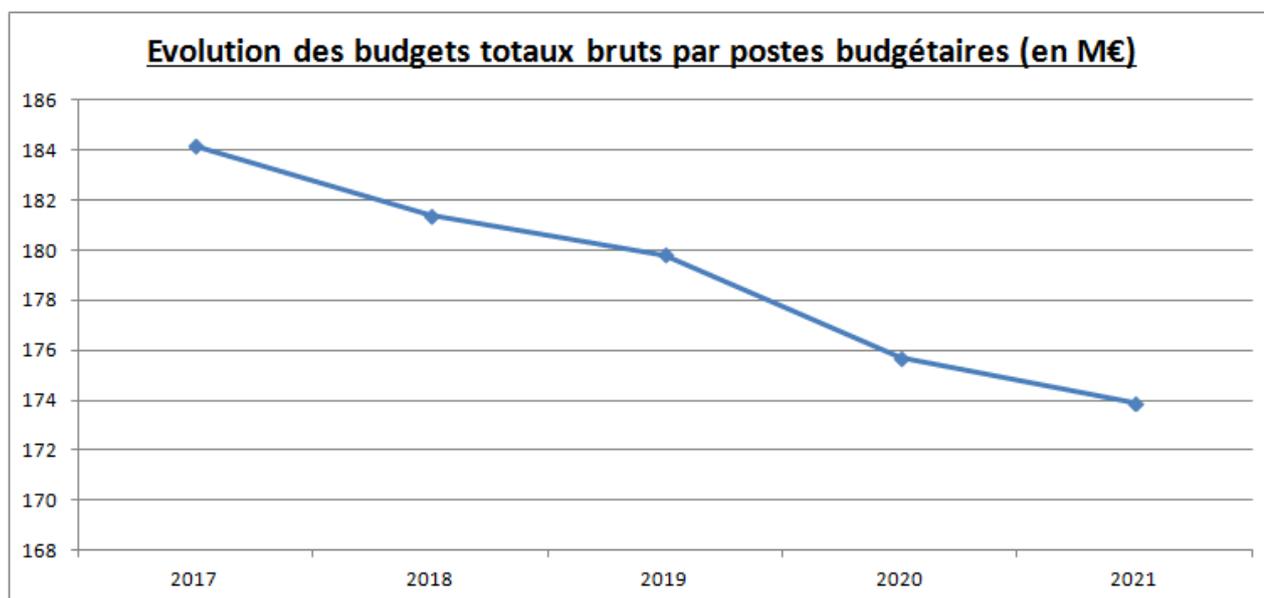
Si on se focalise sur les motivations principales (représentant au minimum 10 M€ d'investissement sur base annuelle), on constate que, de manière individuelle, l'évolution de ces investissements est assez stable dans le temps.



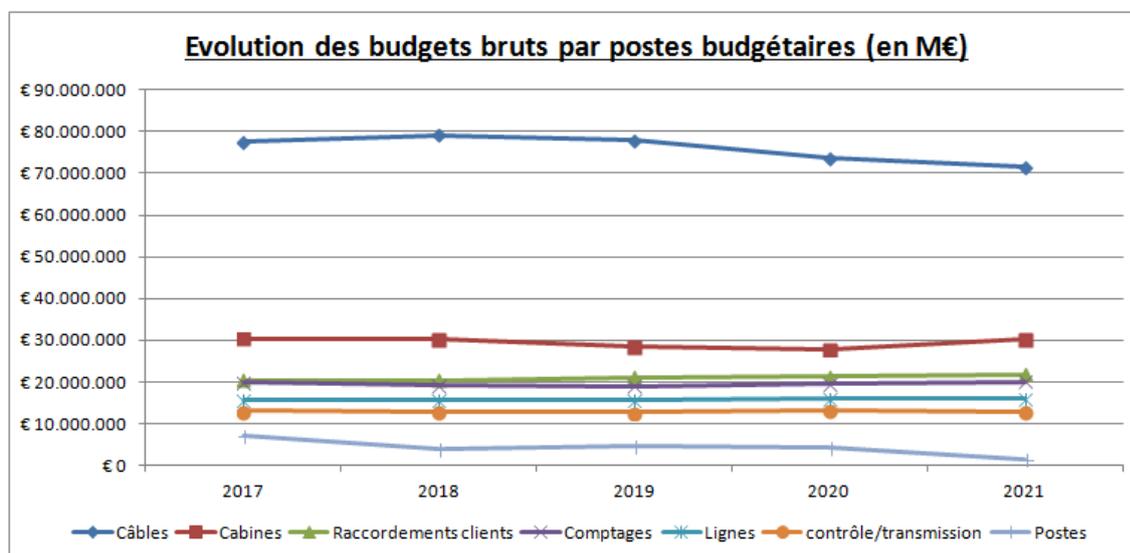
Les postes budgétaires

Sous réserve également (notamment en raison de l'absence des données de RESA sur toute la période), l'évolution des investissements réalisés/presentis en termes de postes budgétaires est la suivante :

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Câbles	€ 91.432.760	€ 78.943.107	€ 77.532.187	€ 79.253.646	€ 77.909.803	€ 73.709.621	€ 71.512.020	€ 550.293.143
Cabines	€ 31.993.547	€ 33.185.102	€ 30.404.855	€ 30.167.407	€ 28.561.821	€ 27.804.587	€ 30.154.248	€ 212.271.567
Raccordements clients	€ 21.365.626	€ 19.580.414	€ 20.463.811	€ 20.462.284	€ 21.179.761	€ 21.422.119	€ 21.885.074	€ 146.359.089
Comptages	€ 18.011.359	€ 17.495.888	€ 19.953.416	€ 19.212.113	€ 19.029.217	€ 19.474.269	€ 20.044.162	€ 133.220.424
Lignes	€ 15.553.081	€ 16.188.187	€ 15.730.304	€ 15.684.363	€ 15.841.486	€ 15.914.198	€ 15.924.447	€ 110.836.065
Contrôle/transmission	€ 8.141.334	€ 13.291.683	€ 13.038.691	€ 12.777.829	€ 12.681.996	€ 13.048.742	€ 12.951.800	€ 85.932.074
Postes	€ 6.761.748	€ 7.929.486	€ 7.029.206	€ 3.829.336	€ 4.596.317	€ 4.333.171	€ 1.432.156	€ 35.911.421
Total général	€ 193.259.454	€ 186.613.868	€ 184.152.470	€ 181.386.977	€ 179.800.401	€ 175.706.706	€ 173.903.907	€ 1.274.823.783

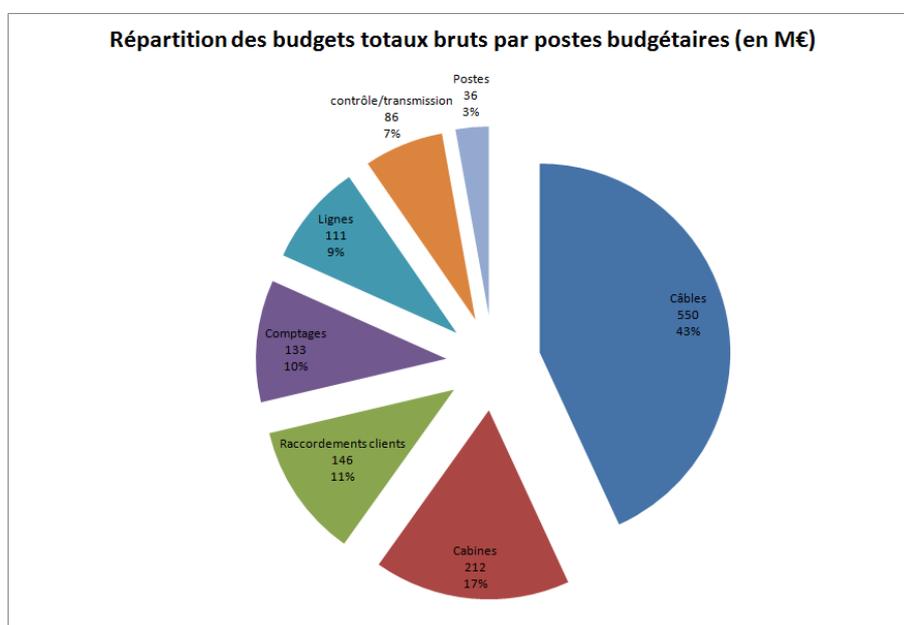


Pour les postes budgétaires et au global, on retrouve donc logiquement la même tendance à la baisse du montant total des investissements bruts que celle constatée au niveau de la découpe par projet.



Le budget « câbles » est donc, de loin, le plus important. Ce constat s'explique principalement par le fait que les remplacements pour cause de vétusté sont les plus importants en termes de budget et par l'obligation pesant sur les GRD d'accorder la priorité à l'enfouissement lors des extensions et du renouvellement des réseaux. Ce sont ensuite les cabines qui nécessitent les investissements les plus conséquents. Cumulés, ces postes budgétaires représentent environ 2/3 des investissements totaux.

On constate également que c'est le budget câbles qui sert de « tampon ». En effet, lorsqu'un GRD doit faire face à des dépenses particulièrement importantes une année déterminée, notamment, par exemple, en cas de travaux définis en coordination avec ELIA, afin de ne pas dépasser son enveloppe annuelle d'investissement, c'est le budget câbles qui est revu à la baisse. Cette baisse se traduit en général par un ralentissement du niveau de remplacement des lignes aériennes plus vétustes telles que, par exemple, des lignes en cuivre nu dont le maintien en service ne constitue pas un risque immédiat en termes de sécurité, fiabilité des réseaux voire qualité d'alimentation.



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

Pour être exhaustif, il conviendra de signaler que certains GRD avaient renseigné, dans la rubrique « autres » des postes budgétaires, des montants financiers alloués à des investissements repris sous le libellé « réseau éclairage public ». La CWaPE rappelle que même si ces montants reflètent des investissements « réseaux », ce qui est la finalité des plans d'adaptation, ils ne peuvent être associés à une activité régulée. Pour cette raison, s'agissant d'investissements associés à une activité non régulée et en l'absence de justifications détaillées, ces montants ont été rejetés.

Conformément aux OSP en matière d'éclairage public, certaines charges peuvent cependant être imputées aux tarifs.

D'autres types d'investissements avaient été également introduits sous la rubrique « outillages et mobiliers ». Pour les raisons exposées précédemment, ils ont également été retirés.

3. Des changements significatifs qui auront une influence sur les plans introduits

Plusieurs changements importants sont pressentis au niveau du fonctionnement des GRD. Ceux-ci impliqueront nécessairement des mises à jour des plans lors de la prochaine échéance.

1) La situation de Gaselwest :

a. Des changements en termes de désignation sont intervenus en 2016. En effet, un arrêté du Gouvernement wallon (AGW) du 3 mars 2016 (MB 16.3.2016) a désigné ORES Assets SCRL en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité pour le territoire de la commune de Frasnes-lez-Anvaing, entités de Anvaing, Arc-Wattripont, Dergneau et Saint-Sauveur, et ce jusqu'au 26 février 2023. Dans la foulée, les AGW désignant Gaselwest pour ces communes ont été modifiés pour tenir compte de ce changement. Des travaux ont été réalisés en 2016 par Gaselwest pour le compte d'ORES (réalisation en 2016 par Gaselwest / exploitation en 2017 par ORES). Ce changement est donc de nature à influencer le suivi des plans précédemment approuvés.

b. Les autres communes wallonnes desservies par Gaselwest pourraient voir leur situation évoluer. En effet, pour les années 2018 et 2019, les investissements prévus dans le plan sont principalement prévus en vue d'une cession du réseau vers un autre GRD (découplage des communes wallonnes du réseau de Gaselwest en Flandre). Le plan ne prévoit que très peu de dossiers classiques, propres à la gestion habituelle des réseaux. Dès lors, le plan soumis pour 2017 a été accepté sous réserve du maintien de Gaselwest en tant que GRD pour les communes wallonnes concernées durant cette même année. Par contre, compte tenu des incertitudes qui pèsent sur le futur des activités de ce GRD en Région wallonne, la CWaPE ne souhaite pas à ce stade se prononcer sur les investissements proposés au-delà de l'année 2017 (essentiellement pour 2018 et 2019, aucune donnée n'ayant été rentrée pour 2020 et 2021).

2) Les suites de la fusion des GRD d'ORES : ORES a souhaité, à l'avenir, ne plus proposer qu'un seul plan pour l'ensemble de ses régions. Cette demande suit une logique d'intégration progressive, qui conduira à terme à plus de synergies. Les années postérieures à 2017 pourraient donc connaître des adaptations progressives en conséquence. La CWaPE est toutefois d'avis que les données devront aussi longtemps que possible être déclinées par région, non seulement pour permettre un meilleur suivi des plans précédents mais également par souci de cohérence tarifaire basée sur des budgets alloués aux différents secteurs.

3) Les projets de développement spécifiques : certains projets et développements particuliers ont été présentés à la CWaPE soit directement dans le plan mais à titre indicatif soit en dehors du cadre formel des plans. A ce jour, les plans d'adaptation de certains GRD prévoient effectivement des budgets spécifiques notamment pour la réalisation de travaux visant une modernisation des réseaux en termes de gestion plus active (smartgrid). Par contre, aucun budget particulier n'a été défini dans le cadre des plans d'adaptation, notamment en vue de répondre à d'autres projets spécifiques tels que ceux visant une meilleure gestion des impétrants (ex. POWALCO) ou le déploiement à plus grande échelle des compteurs intelligents. Ces deux derniers font encore l'objet de discussions et d'analyse dans le cadre de la proposition tarifaire (budgets spécifiques).

4. Rappel des contraintes externes qui pèsent sur la bonne exécution des plans

Les GRD établissent leurs plans en ne maîtrisant pas toutes les variables. Celles-ci sont d'ordre opérationnel et budgétaire.

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

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

5. Les difficultés posées par les gestionnaires de voirie et autorités

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

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

Par ailleurs, l'entrée en vigueur du décret impétrant prévue pour le 31 décembre 2016 s'il présente des opportunités en matière de synergie ne devrait toutefois pas toujours faciliter la tâche des GRD. Car si l'opportunité d'intervenir à un endroit du réseau est manquée, la voirie ne pourra plus être ouverte avant un délai de l'ordre de cinq ans. Plusieurs GRD sont déjà confrontés à ce type de difficulté.

III – Avis de la CWaPE

Conformément à l'article 15 du Décret et de ses modifications successives, la CWaPE a examiné la version finale des plans d'adaptation présentés par les GRD en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement du réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

A l'issue de son analyse, la CWaPE constate que certains GRD n'ont pas été en mesure de respecter scrupuleusement les instructions des nouvelles lignes directrices ; la CWaPE était cependant consciente que les modifications opérées étaient susceptibles d'induire des difficultés éventuelles de mise en œuvre pour sa 1^{ère} mise en application. Sachant également que la portée du nouveau plan pouvait légalement se limiter à la future période tarifaire, soit l'année 2017, la CWaPE avait convenu avec les GRD que la rédaction du plan d'adaptation 2017 s'inscrirait dans une année de transition. Ainsi, certains GRD n'ont pas mené l'exercice des plans sur la totalité de la période 2017-2021. La CWaPE se doit donc de nuancer ses conclusions pour les adapter aux éléments techniques et financiers effectivement communiqués par les GRD.

Au niveau des postes budgétaires introduits, la CWaPE a également rejeté certains montants financiers introduits par la PBE (Infrax) et la REW dans la rubrique « autres », sommes dédiées à des investissements orientés vers les réseaux d'éclairage public. Tenant compte des nuances précisées supra, il s'agit en effet d'activités non régulées ne pouvant être précisées avec les plans d'adaptation visant les réseaux de distribution.

Contrairement aux exercices précédents, elle ne peut donc tirer de conclusion générale valable pour tous les GRD mais se doit de les nuancer de manière individuelle voire également chronologique.

En termes d'analyse des plans, les conclusions de l'analyse de la CWaPE peuvent se résumer comme suit :

	2017	2018	2019	2020	2021
AIEG	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté
AIESH	Accepté sous réserve	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision
GASELWEST	Accepté	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision
ORES	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté
PBE INFRA	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté
RESA	Accepté	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision	Pas de décision
RESEAU D'ENERGIES DE WAVRE	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté	Accepté

Pour interpréter le tableau ci-dessous, il faut comprendre par :

Codifications	Explications
Accepté	Les renseignements nécessaires fournis permettent de démontrer que les réseaux des GRD devraient être aptes à faire face aux besoins prévisibles des utilisateurs. A ce propos, dans les limites définies supra et suite à l'analyse des données fournies, la CWaPE considère que les travaux prévus dans les plans d'adaptation sont globalement de nature à permettre aux GRD de remplir les missions confiées par le Décret et les arrêtés du Gouvernement wallon, notamment en matière de capacité et de qualité de fourniture. Sur base des informations résumées ci-dessus, au terme de son examen et des échanges successifs avec les GRD, la CWaPE ne relève pas d'incohérences qui seraient de nature à entraver la bonne exécution des missions imparties aux GRD, et ce ni dans les choix techniques proposés, ni en termes de délais ou coopération avec les autres GR. Ces constats ne relèvent évidemment en rien les GRD de leur responsabilité permanente d'exploitant de réseau.

Codifications	Explications
<p>Accepté sous réserve</p>	<p>A l'analyse de la version finale du plan, la CWaPE constate que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Soit certains sujets doivent toujours être clarifiés ; • Soit certains éléments nécessitent de la part du GRD une attention particulière ou un suivi spécifique. <p>Sans que ces points soient actuellement bloquants, ils feront, de la part de la CWaPE, l'objet d'une attention particulière et seront rediscutés lors de l'analyse de la prochaine révision du plan.</p> <p>Pour les raisons évoquées ci-dessus, certaines imprécisions voire l'aspect incomplet de certaines données reçues ne permettent pas à la CWaPE d'arriver de manière indubitable aux conclusions reprises à l'alinéa précédent.</p> <p>De manière non exhaustive, ces conclusions sont essentiellement valables pour en 2017 l'AIESH : en raison du fait que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Une partie des données technico-financières sont pour partie incomplètes et ne peuvent être suffisamment recoupées. De plus, la cohérence en termes de montants financiers entre postes budgétaires et projets n'est pas démontrée ; la CWaPE peut donc accepter les projets, mais pas les montants associés aux postes budgétaires ; • Les changements opérés dans la numérotation des projets ne permettent pas de démontrer la cohérence en termes de suivi des plans précédemment analysés ; • La CWaPE constate parfois une certaine incohérence en termes de planning dans le report d'un certain nombre de projets ; • Certains projets qui avaient été pourtant programmés par le passé, sont annulés essentiellement pour des raisons budgétaires sans qu'il soit textuellement démontré que ces reports ne constituent pas des risques pour le réseau en termes de sécurité, fiabilité ou efficacité. <p>Malgré le caractère incomplet du plan, la CWaPE estime qu'il ne serait pas raisonnable de bloquer la réalisation des travaux prévus en 2017. Néanmoins, elle est d'avis que l'AIESH doit se conformer aux remarques lors de la prochaine révision. Dès lors, la CWaPE ne se prononce pas sur les années 2018 à 2021.</p>
<p>Pas de décision</p>	<p>Soit la CWaPE :</p> <ul style="list-style-type: none"> • n'a pas reçu, pour les aspects concernés, des données suffisantes permettant de se prononcer ; c'est notamment le cas pour : <ul style="list-style-type: none"> ○ Gaselwest en 2020 et 2021 pour lesquelles aucune donnée n'a été rentrée par le GRD ; ○ RESA pour les années 2018 à 2021 car les données technico-financières sont incomplètes et ne peuvent être suffisamment recoupées. La CWaPE ne dispose en effet d'aucun détail pour cette période, ni en termes technico-financiers détaillés par projet, ni en termes financiers détaillés par poste budgétaire ; ○ AIESH pour la période 2018-2021, pour les raisons évoquées ci-dessus. • ne souhaite pas se prononcer : c'est le cas pour Gaselwest pour la période 2018-2019. La CWaPE accepte la mise en œuvre des investissements portant sur l'année 2017. Pour les années suivantes, La mise en œuvre des investissements portant sur cette période est conditionnée par le maintien de Gaselwest en tant que GRD pour les communes concernées. Compte tenu des incertitudes qui pèsent sur le futur des activités de Gaselwest en Région wallonne, la CWaPE ne souhaite pas à ce stade se prononcer sur les investissements proposés au-delà de l'année 2017.

Comme déjà évoqué supra, la CWaPE rappelle qu'en application des dispositions décrétales, « *le plan d'investissement couvre une période correspondant à la période tarifaire* », laquelle porte sur la seule année 2017. Néanmoins, afin d'offrir certaine visibilité opérationnelle sur les années suivantes et d'anticiper la future période tarifaire de cinq ans, la CWaPE a pris l'option, comme les années précédentes, de prendre si possible en compte l'ensemble du plan. Cette approche, suivie par la plupart des GRD à l'exception de Gaselwest et RESA, n'est pas pénalisante, le processus de planification prévoyant une mise à jour périodique.

* *
*

ANNEXES

ANNEXE I : Examen des plans

I. Examen des projets rentrés

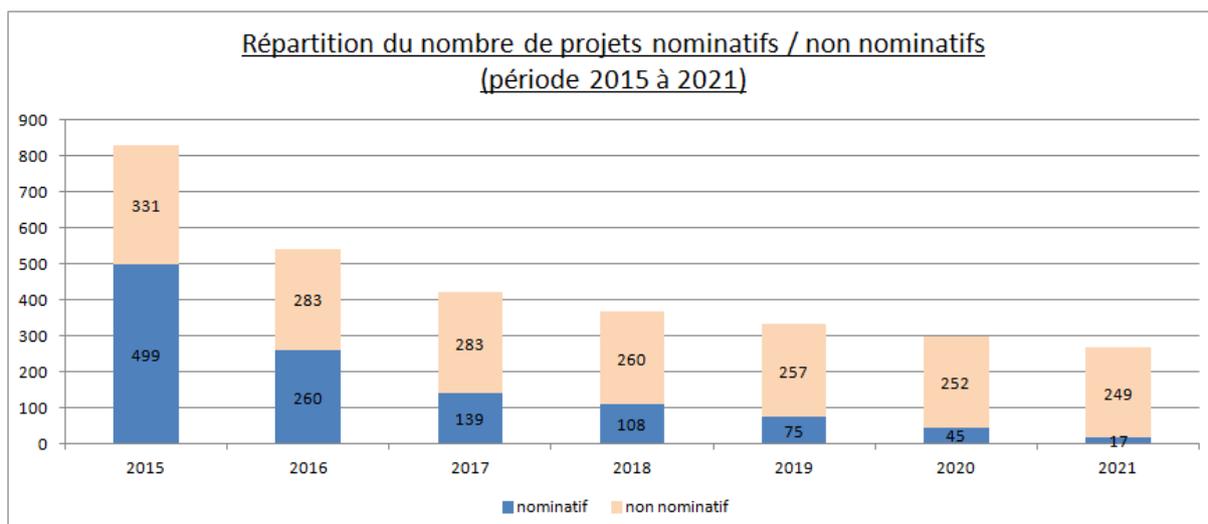
Comme stipulé au chapitre I.3, la CWaPE a analysé les projets rentrés par les différents GRD et des remarques individuelles ont été transmises aux dates mentionnées. Le tableau infra résume les items ayant, le cas échéant, fait l'objet de remarques (R : correction/ précisions). Certains éléments demandés dans les lignes directrices ne figuraient pas dans le projet de plan rentré ; ils sont repris sous le libellé NF (non fourni).

		AIEG	AIESH	GASELWEST	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	INFRAX PBE	Reseau d'Energies de Wavre	RESA
1	Descriptif de l'infrastructure existante													
1.1	Annexe 2	R	-	R	-	-	-	-	-	R	-	R	R	R
1.2	Pyramide des âges	-	R	R	-	-	-	-	-	-	R	-	NF	R
2	Bilan N-1 / N	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
3	N+1 à N+5	R	R	R	-	-	R	-	-	-	-	R	R	R
NB	Bilans et budgets	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
4	Plan d'adaptation													
4.1	Les besoins en capacité													
4.1.1	Evolution de la consommation, de production et des pointes													
4.1.1.1	Les postes sources HT/MT													
4.1.1.1.a	Puissance garantie en prélèvement	R	R	-	-	-	-	R	-	R	-	-	NF	R
4.1.1.1.b	Puissance garantie en injection	-	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	NF	R
4.1.1.2	Les Feeders et autres échanges entre réseaux	R	R	-	R	R	R	R	R	R	R	-	-	R
4.1.1.3	Les cabines et transformateurs de distribution	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	R
4.1.2	Les nouveaux producteurs et consommateurs													
4.1.2.1	Les nouveaux producteurs prioritaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.2	Les nouveaux gros clients industriels	-	-	R	-	-	-	-	R	-	-	-	-	R
4.1.2.3	Les nouveaux zonings industriels ou lotissements	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.4	Les petits producteurs	-	-	R	-	-	-	-	-	R	-	-	NF	-
4.1.2.5	Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.3	Les problèmes de congestion	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.1.4	Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	R
4.1.5	Adaptations suite aux coupures non planifiées													
4.1.5.1	Les coupures en BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.1.5.2	Les coupures en MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.1.6	Qualité de l'onde de tension	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2	Autres aspects à prendre en compte													
4.2.1	Remplacements pour cause de vétusté	R	R	R	-	-	-	-	R	-	-	-	NF	R
4.2.2	Interventions pour raison de sécurité													
4.2.2.1	Sécurité générale	-	-	-	-	-	-	R	-	-	-	-	NF	-
4.2.2.2	Distances de sécurité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.2.3	Sécurité des cabines	-	R	-	R	R	R	R	R	R	R	-	NF	-
4.2.3	Environnement													
4.2.3.1	Politique générale	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.3.2	Actions spécifiques	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.4	Harmonisation des plans de tension	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.5	Parallèle avec les investissements ELIA	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	R	NF	R
4.2.6	Amélioration de l'efficacité													
4.2.6.1	Efficacité du réseau	R	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.6.2	Efficacité énergétique	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.6.3	Réduction des pertes techniques	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.6.4	Réduction des pertes administratives	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.7	Remplacement des compteurs													
4.2.7.1	Compteurs à budgets	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.7.2	Compteurs « intelligents »	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	R
4.2.8	Evolution vers les réseaux « intelligents »	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-
4.2.9	Electro-mobilité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	NF	-

II. Remarque concernant le calendrier d'exécution des plans

Même si la plupart des plans introduits ont une portée de cinq ans, en matière de réalisation de chantiers, des prévisions à plus de six mois demeurent souvent difficiles à établir. Les incertitudes vont croissant à mesure que le terme s'allonge, rendant très illusoire des prévisions au-delà de deux à trois ans. Cette rapide dégradation dans la précision s'explique d'une part par l'interdépendance très marquée du planning de pose avec des facteurs externes non maîtrisés par le GRD (calendriers des travaux de tiers, disponibilité des entrepreneurs, affectation de zonings dans les plans de secteur, décision d'investissement des nouveaux clients, etc.). A cela s'ajoutent les arbitrages budgétaires qui peuvent encore avoir lieu en fin d'année par les instances des GRD et en cours d'exercice au gré des imprévus opérationnels.

En toute logique donc, une proportion croissante des budgets annoncés pour les années futures est généralement allouée sous forme d'enveloppes « non nominatives », c'est-à-dire non dédiées à des projets spécifiques. Ces mêmes projets sont parfois regroupés en « portefeuille » de potentiel.



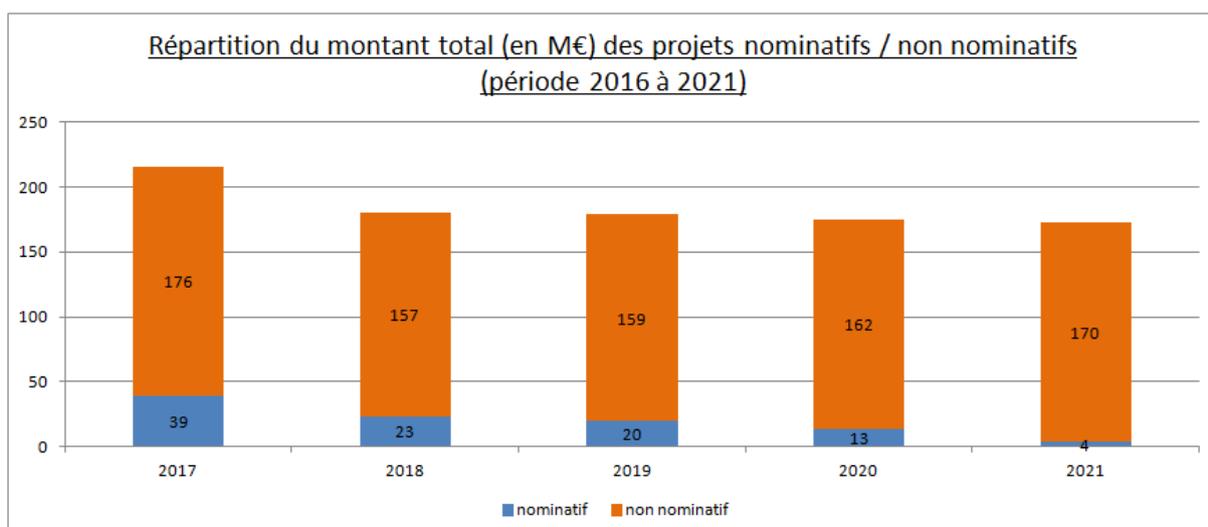
Comme détaillé dans l'avis, il convient d'insister à nouveau sur :

- le caractère non totalement exact du résultat obtenu en sommant les montants financiers essentiellement en raison de l'absence de certaines données relatives à certains GRD sur la période 2017-2021 ;
- la non-représentativité de ces cumuls pour les années 2015-2016.

NB :

Ces réserves sont à faire valoir non seulement dans ce chapitre mais également dans tous les suivants. Elles ne seront plus rappelées dans la suite de ce document.

Sous les réserves définies ci-avant, le graphique infra donne une idée de l'évolution des montants financiers relatifs à la répartition entre projets nominatifs et non nominatifs.



Rappelons enfin que seule la réalisation des travaux prévus pour la période 2017-2018 présente un haut degré de certitude. Les travaux nominatifs dont l'exécution est prévue à plus longue échéance reflètent des investissements conditionnels évoquant des programmes indicatifs de renforcement qui, pour certains, doivent encore, soit être corroborés par des études spécifiques, soit être confirmés au

regard de l'évolution des consommations. Ils restent donc sujets à d'éventuelles modifications en cas d'évolution des éléments connus actuellement ayant servi de base aux hypothèses formulées, raison pour laquelle ils sont parfois regroupés sous la forme d'enveloppes regroupant des projets non nominatifs. Seuls les grands projets échelonnés dans le temps ou les travaux identifiés avec précision sont mentionnés nominativement pour les années suivantes, comme par exemple les travaux menés aux frontières de la distribution et des réseaux de transport.

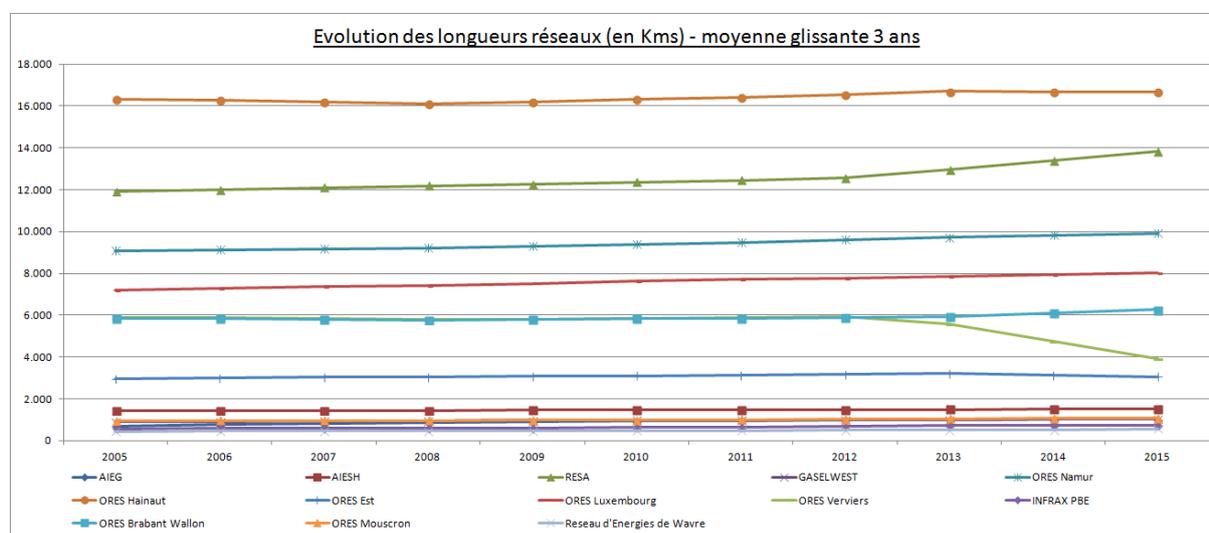
III. Situation des GRD en termes de longueur des réseaux et nombre de raccordements

Outre les statistiques reprises au chapitre II, les données ci-dessous donnent un aperçu global, pour la Wallonie et par GRD :

Evolution des réseaux depuis 2005

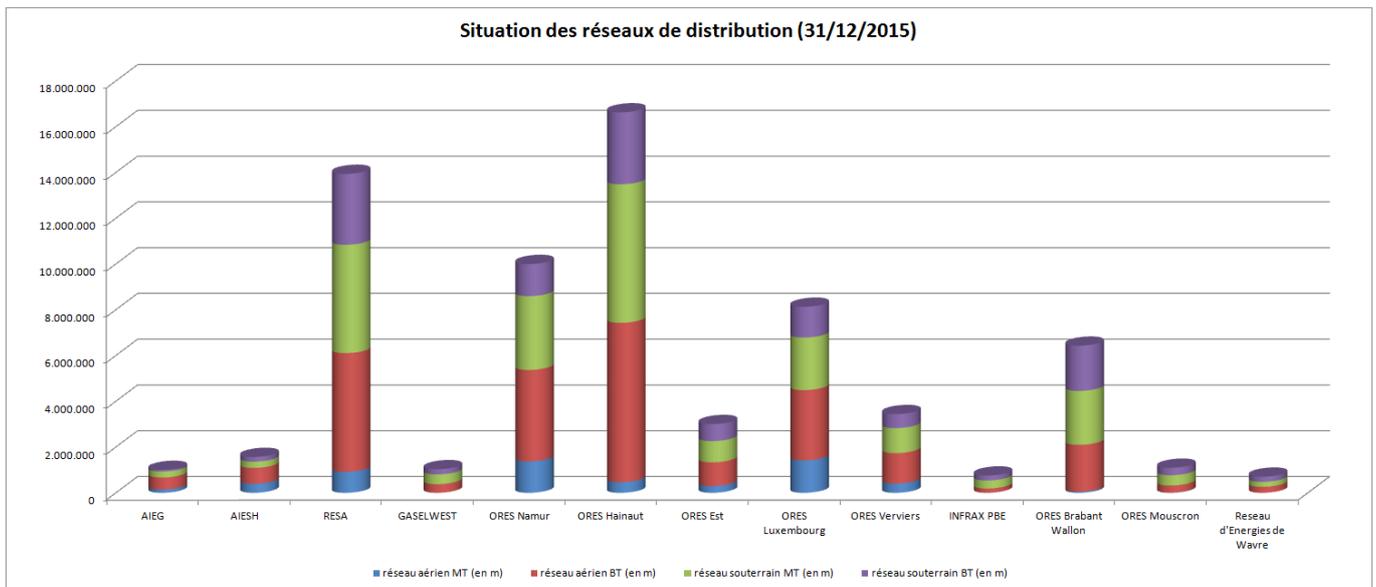
Les graphiques suivants montrent l'évolution des longueurs totales des réseaux de distribution. Afin de s'affranchir des variations liées aux années particulières et autres rectifications opérés dans les inventaires, ces graphiques reprennent l'évolution d'une moyenne glissante sur trois années.

	AIEG	AIESH	RESA	GASELWEST	ORES Namur	ORES Hainaut	ORES Est	ORES Luxembourg	ORES Verviers	INFRA PBE	ORES Brabant Wallon	ORES Mouscron	Reseau d'Energies de Wavre	TOTAL RW
2005	676	1.448	11.900	903	9.082	16.330	2.953	7.199	5.871	579	5.847	946	445	64.178
2006	767	1.441	11.992	926	9.137	16.297	2.998	7.280	5.865	586	5.835	952	452	64.528
2007	833	1.438	12.103	940	9.163	16.210	3.036	7.350	5.833	595	5.804	960	461	64.725
2008	860	1.447	12.183	959	9.216	16.106	3.029	7.423	5.793	608	5.764	967	472	64.825
2009	896	1.461	12.252	972	9.295	16.212	3.071	7.520	5.820	617	5.808	978	478	65.379
2010	932	1.474	12.368	987	9.383	16.316	3.094	7.613	5.863	639	5.830	987	483	65.968
2011	969	1.485	12.457	999	9.487	16.431	3.135	7.700	5.900	655	5.848	998	491	66.554
2012	1.002	1.492	12.556	1.005	9.607	16.547	3.163	7.775	5.921	688	5.870	1.019	499	67.143
2013	1.009	1.496	12.964	1.011	9.718	16.696	3.202	7.830	5.583	712	5.912	1.042	506	67.680
2014	1.022	1.512	13.395	1.018	9.821	16.692	3.126	7.927	4.732	739	6.087	1.067	509	67.648
2015	1.020	1.536	13.837	1.026	9.910	16.677	3.062	8.025	3.909	750	6.261	1.082	576	67.673

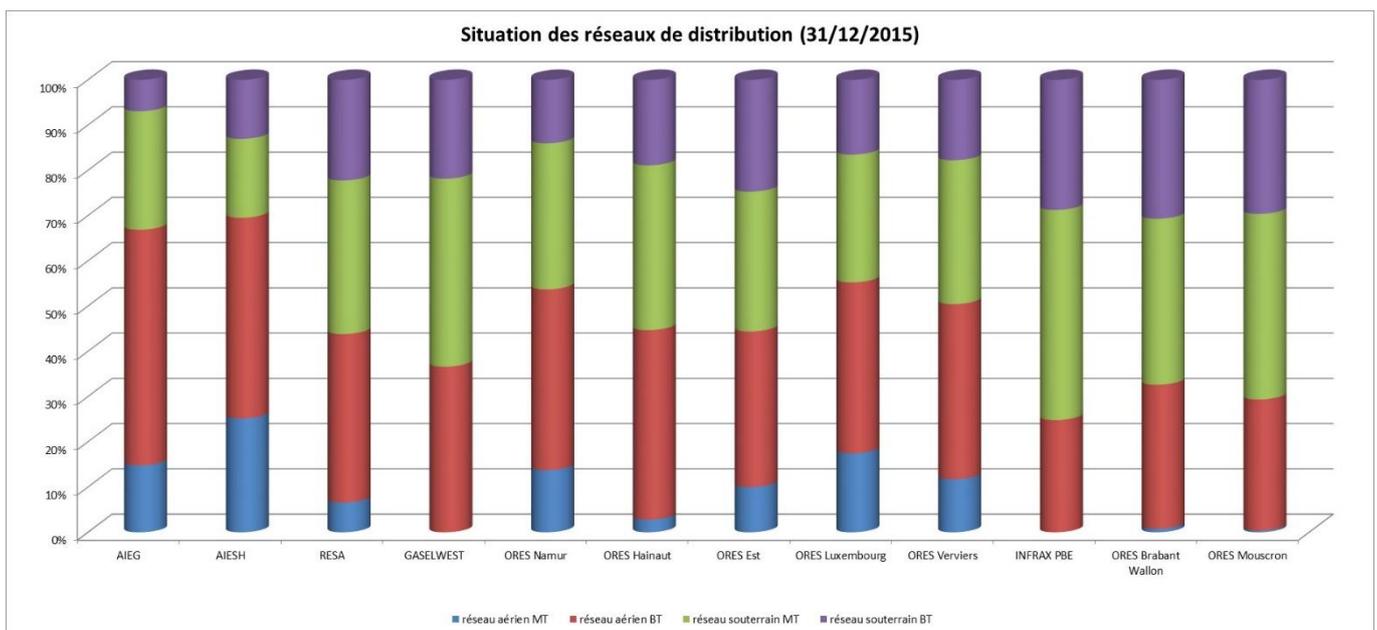


Les variations enregistrées sur RESA et ORES Verviers correspondent à la reprise de Liège centre par RESA dans le courant de l'année 2013.

La situation figée au 31 décembre 2015 peut se résumer comme suit :



Pour des raisons historiques, la composition des réseaux varie entre GRD ; certains ne comptant plus de réseaux aériens MT.



Les raccordements

Le tableau ci-dessous reprend le nombre et type des raccordements en date du 31/12/2015 :

	AIEG	AIESH	GASELWEST	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	INFRA PBE	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	total
niveau HT (70/36/30 kV)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
niveau Trans MT	0	2	3	9	11	64	22	6	25	5	4	0	35	186
niveau MT	182	95	103	963	352	3.580	1.089	409	1.765	468	45	99	2.042	11.192
niveau Trans BT	35	19	30	404	352	1.711	748	264	707	246	30	109	749	5.404
niveau BT	23.622	19.923	16.351	175.907	58.376	587.133	153.308	36.873	237.023	82.270	13.990	17.481	429.831	1.852.088
sous-total Raccordements clients	23.839	20.040	16.487	177.283	59.091	592.488	155.167	37.552	239.520	82.989	14.069	17.689	432.657	1.868.871

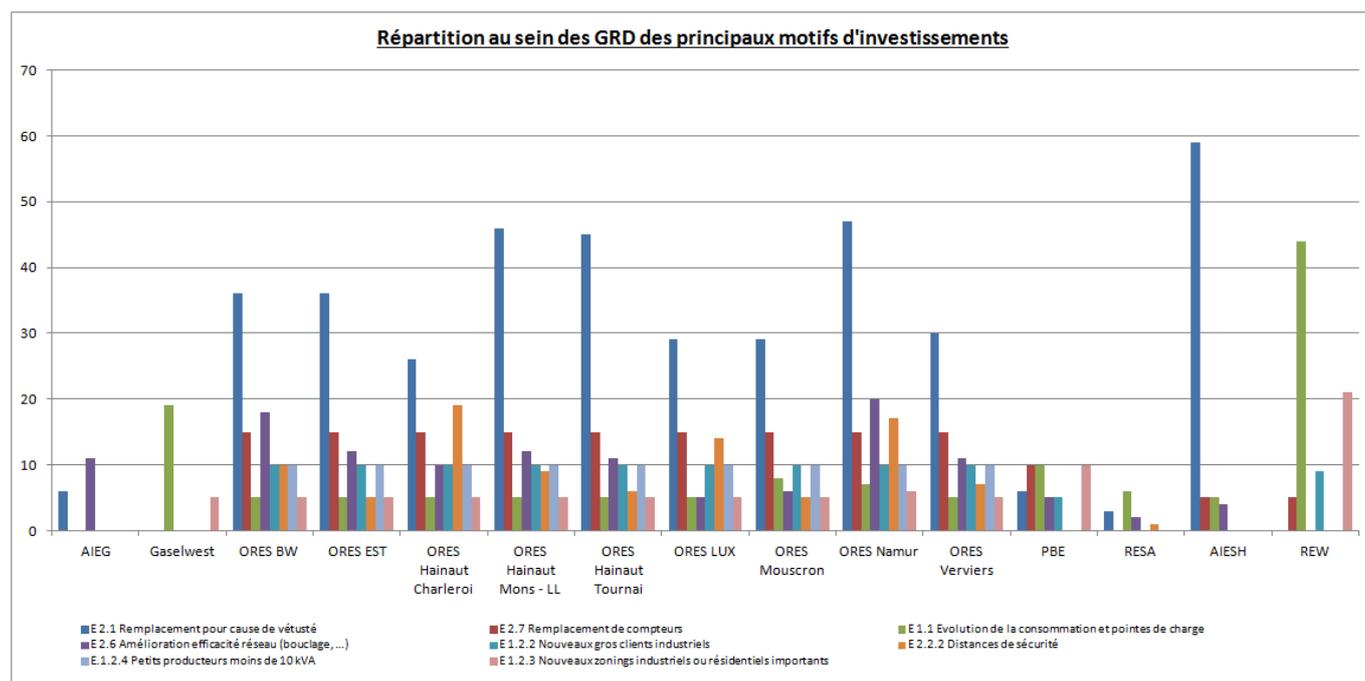
IV. Les projets de travaux programmés

Les principaux moteurs d'investissements

En termes de nombre total de projets rentrés (nominatifs et non nominatifs) pour la période 2017-2021, la situation est la suivante :

	AIEG	Gaselwest	ORES BW	ORES EST	ORES Hainaut Charleroi	ORES Hainaut Mons - LL	ORES Hainaut Tournai	ORES LUX	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verriers	PBE	RESA	AIESH	REW	Total général	en %
E.2.1 Remplacement pour cause de vétusté	6	0	36	36	26	46	45	29	30	47	30	6	3	59	0	308	24%
E.2.7 Remplacement de compteurs	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	10	0	5	5	155	9%
E.1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	0	19	5	5	5	5	5	8	7	5	10	6	5	44	0	134	8%
E.2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	11	0	18	12	10	12	11	5	6	20	11	5	2	4	0	127	8%
E.1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5	0	0	9	104	6%
E.2.2 Distances de sécurité	0	0	10	5	19	9	6	14	5	17	7	0	1	0	0	93	6%
E.1.2.4 Petits producteurs moins de 10 kVA	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0	90	5%
E.1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	0	5	5	5	5	5	5	5	5	6	5	10	0	0	21	82	5%
E.2.2.1 sécurité générale	0	0	7	5	5	6	5	10	5	7	5	0	6	0	0	61	4%
E.2.8 Réseaux intelligents	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	5	5	5	55	3%
E.1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	0	0	5	6	5	5	5	5	5	6	5	0	0	0	0	47	3%
E.2.3.2 Environnement (actions pécunifiques)	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	45	3%
E.1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires non définie	1	0	0	5	1	5	5	5	5	7	5	0	0	0	2	41	2%
E.1.5.2 Adaptation suite aux coupures non planifiées MT	12	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	41	2%
E.1.5.1 Adaptation suite aux coupures non planifiées BT	0	0	5	0	12	5	5	1	5	5	0	0	0	0	0	38	2%
E.2.3.1 Environnement (politique générale)	0	0	6	0	0	5	12	0	0	8	0	0	0	0	0	35	2%
E.2.3 Cabines : mise en conformité	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	3	1	28	2%
E.2.4 Harmonisation des plans de tension	0	0	11	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	1	0	23	1%
E.2.5 // avec investissements ELIA	0	0	0	0	5	6	0	1	0	2	1	0	4	1	2	22	1%
E.1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	0	20	1%
E.2.3 Environnement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	8	0%
E.1.3 Problèmes de congestion	3	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	1	0	0	7	0%
Total général	45	41	158	124	143	159	168	125	123	183	124	61	51	91	89	1.685	100%

Si nous nous focalisons sur les motivations totalisant au moins 5 % du nombre total de projets sur la période 2017-2021, la répartition est la suivante :

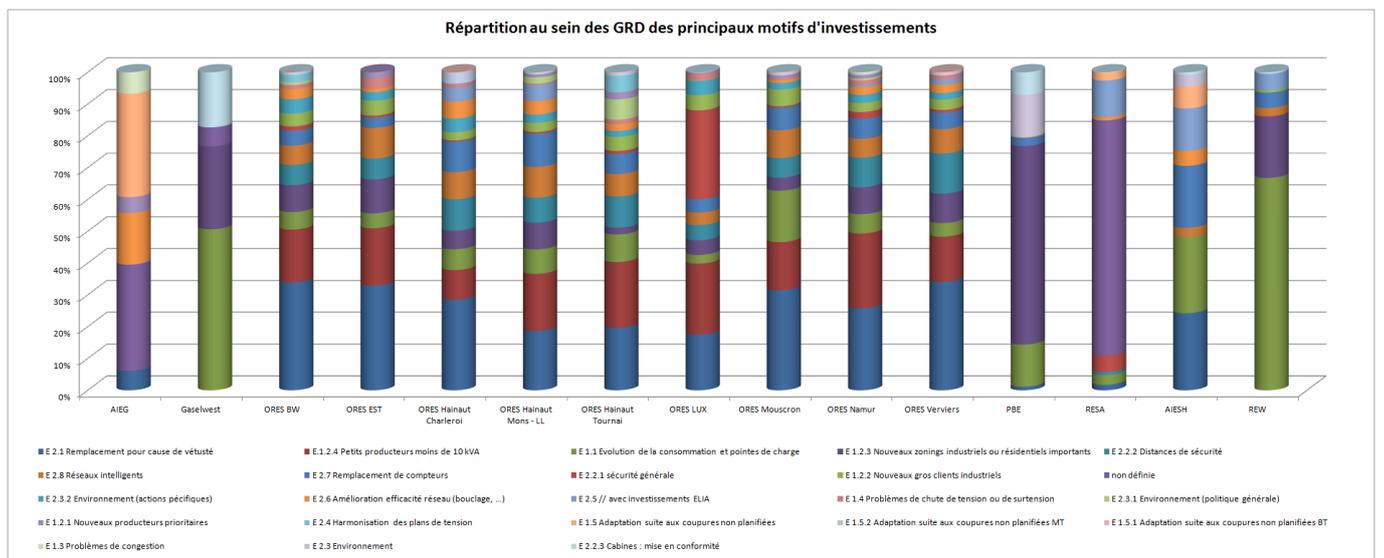


Tenant compte de la difficulté de parfois faire valoir le trigger principal d'investissement au regard des autres avantages techniques apportés par les différents travaux, on observe cependant une certaine disparité dans les motivations mises en avant. Les remplacements pour cause de vétusté constituent souvent le moteur principal d'investissement sauf pour les GRD ne possédant, par exemple, plus de réseaux aériens en MT. Contrairement aux autres GRD, ils ne sont en effet pas confrontés à la nécessité d'enfouissement des anciennes lignes aériennes MT en cuivre nu.

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

	AIEG	Gaselvest	ORES BW	ORES EST	ORES Hainaut Charleroi	ORES Hainaut Mons - LL	ORES Hainaut Tournai	ORES LUX	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verriers	PBE	RESA	AIESH	REW	Total général	en %
E.1.1 Remplacement pour cause de vétusté	€ 777.000	€ 0	€ 36.429.473	€ 18.642.050	€ 26.834.298	€ 18.228.085	€ 15.922.307	€ 23.110.509	€ 8.322.613	€ 45.410.485	€ 22.099.762	€ 106.395	€ 554.000	€ 2.725.200	€ 0	€ 219.162.175	24%
E.1.2.4 Petits producteurs moins de 10 kVA	€ 0	€ 0	€ 17.320.331	€ 10.191.345	€ 8.762.960	€ 17.504.348	€ 16.832.638	€ 29.468.068	€ 3.996.022	€ 41.364.209	€ 9.250.380	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 155.190.300	17%
E.1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge	€ 0	€ 2.292.401	€ 5.925.479	€ 2.635.129	€ 6.143.517	€ 7.493.135	€ 7.044.794	€ 3.613.585	€ 4.276.455	€ 10.747.122	€ 2.767.977	€ 1.235.662	€ 1.004.000	€ 2.700.000	€ 11.498.333	€ 69.377.549	8%
E.1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants	€ 0	€ 1.178.333	€ 9.051.528	€ 6.050.283	€ 5.506.230	€ 8.192.960	€ 1.698.391	€ 6.062.507	€ 1.076.345	€ 14.875.234	€ 6.029.127	€ 5.813.653	€ 0	€ 0	€ 3.327.371	€ 68.861.962	7%
E.2.2 Distances de sécurité	€ 0	€ 0	€ 6.819.387	€ 3.716.271	€ 9.295.279	€ 7.644.572	€ 7.976.688	€ 6.338.132	€ 1.640.416	€ 16.363.713	€ 8.173.638	€ 0	€ 326.000	€ 0	€ 0	€ 68.294.095	7%
E.2.8 Réseaux intelligents	€ 0	€ 0	€ 6.530.840	€ 5.427.087	€ 8.034.761	€ 9.481.062	€ 5.771.829	€ 5.185.154	€ 2.304.338	€ 10.491.498	€ 4.969.053	€ 0	€ 0	€ 318.750	€ 457.816	€ 58.972.188	6%
E.2.7 Remplacement de compteurs	€ 0	€ 0	€ 5.034.001	€ 1.834.202	€ 9.093.168	€ 10.150.458	€ 5.108.213	€ 5.473.816	€ 1.868.223	€ 11.069.653	€ 3.381.129	€ 241.730	€ 0	€ 2.188.750	€ 833.168	€ 56.276.511	6%
E.2.1 sécurité générale	€ 0	€ 0	€ 1.458.197	€ 370.253	€ 319.466	€ 534.027	€ 766.232	€ 36.904.472	€ 125.753	€ 3.668.993	€ 550.451	€ 0	€ 1.704.000	€ 0	€ 0	€ 46.401.844	5%
E.1.2.2 Nouveaux gros clients industriels	€ 0	€ 0	€ 4.270.376	€ 2.637.578	€ 2.400.788	€ 2.799.786	€ 5.395.690	€ 6.227.407	€ 1.386.420	€ 5.082.236	€ 2.104.249	€ 6.986	€ 0	€ 0	€ 123.529	€ 30.635.045	3%
non définie	€ 4.230.000	€ 270.693	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 24.056.355	€ 0	€ 28.557.608	3%	
E.2.3.2 Environnement (actions pécifiques)	€ 0	€ 0	€ 4.883.382	€ 1.532.868	€ 4.036.828	€ 2.511.295	€ 1.502.685	€ 6.041.317	€ 540.101	€ 4.473.803	€ 1.353.288	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 26.875.668	3%
E.2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)	€ 2.056.000	€ 0	€ 3.458.568	€ 587.196	€ 5.063.839	€ 4.178.488	€ 1.693.975	€ 315.000	€ 229.484	€ 4.153.035	€ 1.668.164	€ 8.767	€ 336.000	€ 530.000	€ 0	€ 24.278.516	3%
E.2.5 // avec investissements ELIA	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 4.040.227	€ 4.953.346	€ 0	€ 95.308	€ 0	€ 1.136.573	€ 983.362	€ 0	€ 3.750.000	€ 1.500.000	€ 890.000	€ 17.248.615	2%
E.1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension	€ 0	€ 0	€ 1.300.514	€ 1.847.465	€ 846.131	€ 372.163	€ 1.158.260	€ 2.398.588	€ 171.774	€ 2.665.495	€ 669.347	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 11.429.737	1%
E.2.3.1 Environnement (politique générale)	€ 0	€ 0	€ 957.336	€ 0	€ 0	€ 1.934.179	€ 5.204.417	€ 0	€ 0	€ 1.047.593	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 9.143.525	1%
E.1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires	€ 630.000	€ 0	€ 0	€ 1.094.594	€ 362.683	€ 875.083	€ 1.791.251	€ 483.679	€ 227.506	€ 1.856.451	€ 227.506	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 7.549.253	1%
E.2.4 Harmonisation des plans de tension	€ 0	€ 0	€ 2.448.164	€ 0	€ 0	€ 0	€ 4.205.113	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 6.653.277	1%
E.1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées	€ 4.120.500	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 803.000	€ 762.500	€ 0	€ 5.886.000	1%
E.1.5.2 Adaptation suite aux coupures non planifiées MT	€ 0	€ 0	€ 693.465	€ 0	€ 3.010.460	€ 435.391	€ 570.984	€ 229.324	€ 116.774	€ 589.242	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 5.645.640	1%
E.1.5.1 Adaptation suite aux coupures non planifiées BT	€ 0	€ 0	€ 249.035	€ 0	€ 362.894	€ 244.572	€ 295.329	€ 0	€ 149.480	€ 200.277	€ 667.611	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 2.169.398	0%
E.1.3 Problèmes de congestion	€ 850.000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 52.801	€ 0	€ 0	€ 821.053	€ 0	€ 42.000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 1.765.854	0%
E.2.3 Environnement	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 1.237.637	€ 423.380	€ 0	€ 1.661.017	0%
E.2.2.3 Cabines : mise en conformité	€ 0	€ 783.507	€ 107.330.076	€ 56.566.321	€ 94.113.528	€ 97.533.150	€ 81.191.557	€ 131.946.864	€ 26.431.705	€ 176.016.663	€ 64.895.142	€ 9.317.950	€ 32.575.955	€ 11.238.580	€ 17.215.703	€ 923.562.087	100%

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



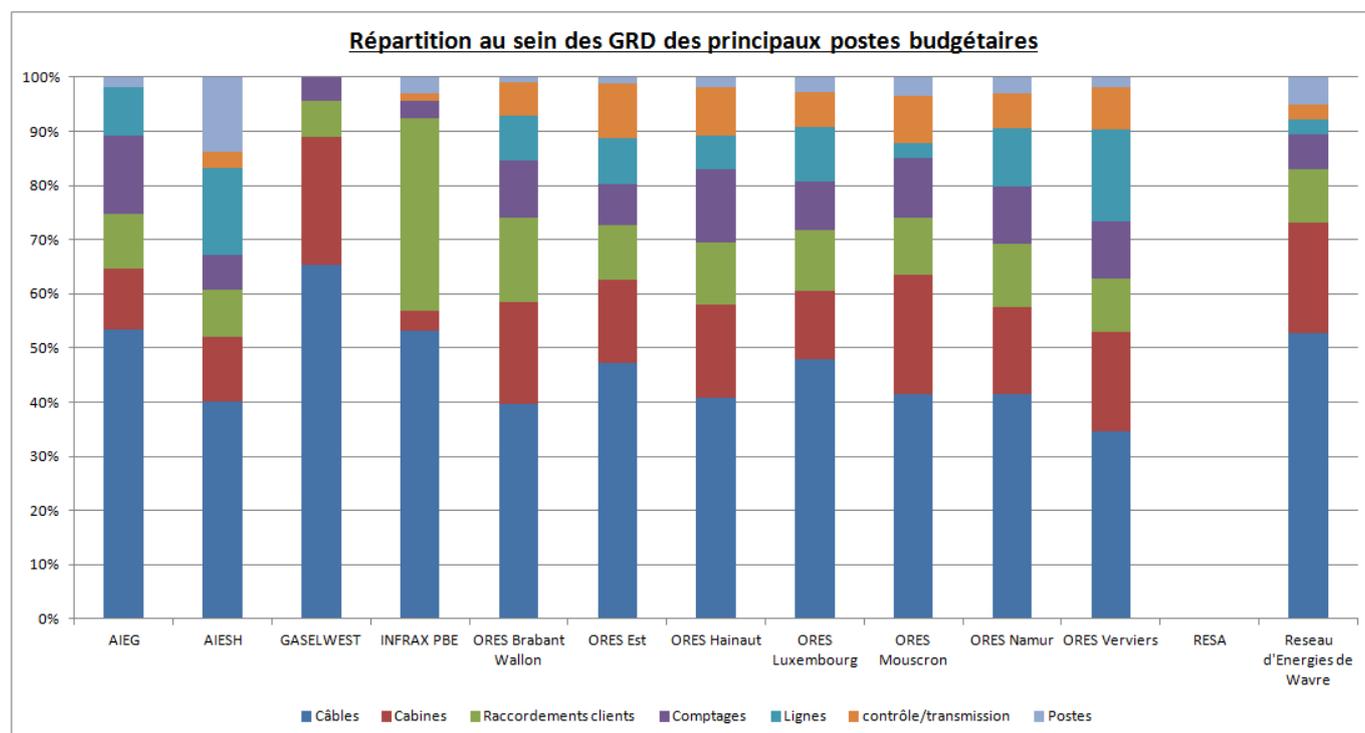
Il faut cependant être conscient que cet exercice de comparaison présente des limites. Si, objectivement, les nécessités d'investissement sont légitimement influencées par des conditions historiques induisant des motivations techniques spécifiques, il faut également reconnaître qu'il n'est pas toujours aisé d'isoler nommément le trigger principal d'investissement. Comme déjà signalé précédemment, les travaux sont souvent le fruit de la conjugaison de multiples facteurs. On ne peut donc nier un certain risque de subjectivité dans la définition de la motivation dite « principale ».

Les postes budgétaires

Sur la même période 2017-2021, la répartition des budgets par GRD est la suivante :

	AIEG	AIESH	GASELWEST	INFRA PBE	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	RESA	Reseau d'Energies de Wavre	Total général	%
Câbles	7.353.000	6.076.073	3.090.361	4.274.218	42.666.063	26.669.881	111.240.657	63.105.316	10.947.199	73.023.385	22.395.562	0	9.075.562	379.917.277	42%
Cabines	1.564.000	1.785.000	1.117.184	289.804	19.975.662	8.760.269	47.144.258	16.706.501	5.860.665	28.389.713	11.989.297	0	3.510.563	147.092.918	16%
Raccordements clients	1.395.000	1.321.000	315.507	2.876.247	16.920.685	5.633.854	30.839.503	15.015.552	2.737.993	20.307.370	6.335.677	0	1.714.660	105.413.049	12%
Comptages	1.982.000	988.750	209.166	258.759	11.204.758	4.348.165	37.488.422	11.665.343	2.946.257	18.709.228	6.820.483	0	1.091.845	97.713.177	11%
Lignes	1.250.000	2.437.200	2.820	0	9.002.600	4.816.073	16.900.581	13.185.826	741.948	19.173.300	11.109.192	0	475.257	79.094.797	9%
contrôle/transmission	0	431.250	0	96.876	6.576.368	5.693.066	24.308.284	8.487.619	2.304.338	11.174.386	4.969.053	0	457.816	64.499.057	7%
Postes	248.000	2.100.000	0	247.561	983.939	645.013	4.916.530	3.780.705	893.305	5.239.257	1.275.877	0	890.000	21.220.186	2%
Total général	13.792.000	15.139.273	4.735.038	8.043.465	107.330.076	56.566.321	272.838.235	131.946.862	26.431.705	176.016.640	64.895.142	0	17.215.703	894.950.461	100%
%	2%	2%	1%	1%	12%	6%	30%	15%	3%	20%	7%	0%	2%	100%	

A l'instar de la situation rencontrée en termes d'éléments de motivation, dans ce domaine également, les différents GRD possèdent des besoins légèrement différents :



V. Les besoins en capacité

L'évolution de la charge (prélèvement)

Pour s'assurer de l'adéquation des plans en termes de prélèvements, la CWaPE a accordé une attention particulièrement vigilante à l'analyse :

- des mesures effectuées par les GRD au niveau des principaux feeders MT ;
- de la dernière version disponible du plan de prévision des consommations électriques à 7 ans (également appelé « PP7 » ou « cahiers noirs ») au niveau des postes ELIA. Fruit d'une concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution et basé sur les données de l'hiver 2015-2016, ce document constitue un pilier essentiel sur lequel l'examen est fondé. Un second examen de ces données sera mené fin 2016 lors de l'examen du projet de plan à rentrer par ELIA pour le 15 octobre 2016.

Les feeders

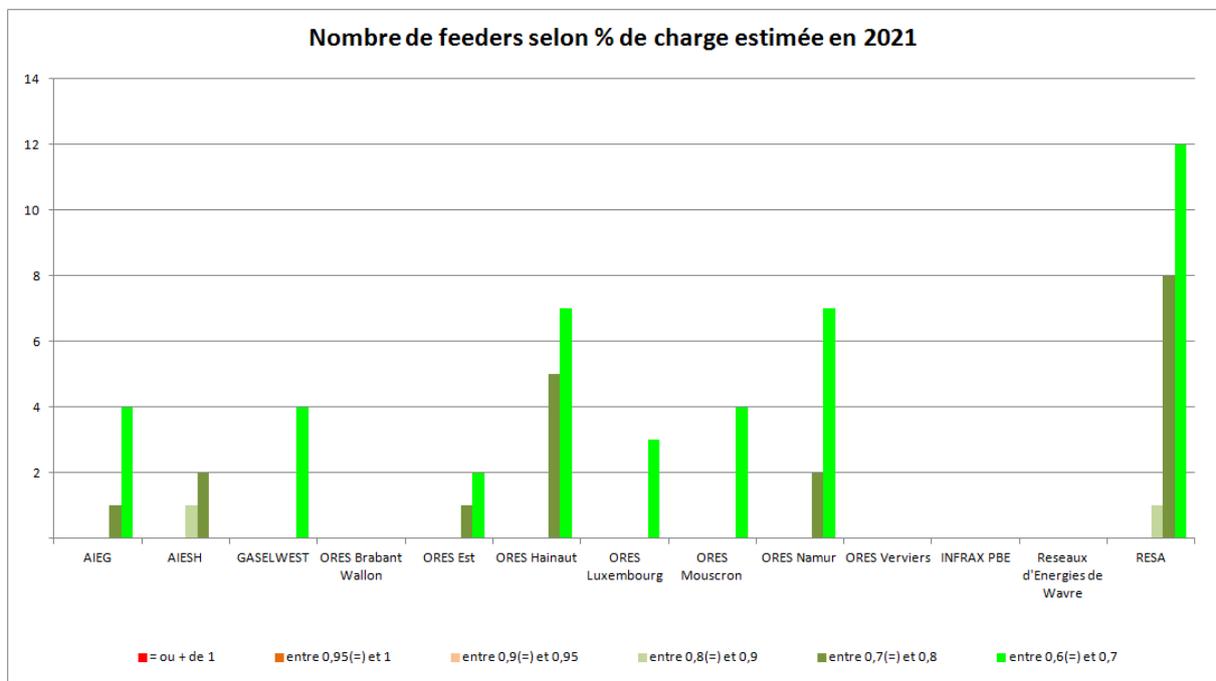
L'appellation « feeder » est donnée à un câble ou une ligne partant d'un poste MT. Dans presque la totalité des cas, cette liaison est protégée par un disjoncteur motorisé et télé-signalé. Elle alimente soit :

- les nœuds de « PODE » ou de « dispersion » ;
- deux nœuds de dispersion ;
- le réseau MT de distribution à partir de nœuds de dispersion.

Concernant les feeders, les mesures effectuées lors de l'hiver 2015 sont comparées au regard de la capacité maximale admissible des feeders, à savoir le réglage nominal du disjoncteur. Tenant compte d'une estimation annuelle des prélèvements, ce coefficient est extrapolé à l'horizon de la fin de la période couverte par le plan, soit 2021. Les résultats sont repris dans les tableaux et schémas ci-dessous.

	N feeders monitorés	mesuré en 2015						estimé en 2021							
		= ou + de 1	entre 0,95(=) et 1	entre 0,9(=) et 0,95	entre 0,8(=) et 0,9	entre 0,7(=) et 0,8	entre 0,6(=) et 0,7	moins de 0,6	= ou + de 1	entre 0,95(=) et 1	entre 0,9(=) et 0,95	entre 0,8(=) et 0,9	entre 0,7(=) et 0,8	entre 0,6(=) et 0,7	moins de 0,6
AIEG	27							27							
AIESH	23						2	21				1	2	4	20
GASELWEST	27						3	24						4	23
ORES Brabant Wallon	371							370							370
ORES Est	259						2	257				1	2	256	
ORES Hainaut	752				3	9	740				5	7	740		
ORES Luxembourg	319					2	317						3	316	
ORES Mouscron	70					2	68						4	66	
ORES Namur	531				1	7	523				2	7	522		
ORES Verviers	355						355							355	
INFRA PBE	11						11							11	
Reseaux d'Energies de Wavre	21						21							21	
RESA	525			1	4	9	511			1	8	12	504		
total	3.291	0	0	0	1	8	36	3.245	0	0	0	2	19	43	3.226

Faisant abstraction de la plage inférieure à 60 % pour faciliter la lecture :



Lors de l'analyse, la seule situation problématique constatée touchait à l'alimentation de la commune de Rumes par l'AIEG. Des travaux sont d'ores et déjà programmés à partir de 2018 pour y faire face ; ils consistent en la mise en place d'une nouvelle alimentation directement à partir du poste de Marquain. Ces travaux ont été pris en compte, raison pour laquelle ils n'apparaissent pas dans les tableaux et graphes ci-dessus.

In fine, plus de 98 % des feeders devraient, à l'horizon 2021, connaître une charge de moins de 60 % de leur capacité maximale.

	= ou + de 1	entre 0,95(=) et 1	entre 0,9(=) et 0,95	entre 0,8(=) et 0,9	entre 0,7(=) et 0,8	entre 0,6(=) et 0,7	moins de 0,6
Nombre de feeders concernés	0	0	0	2	19	43	3.226
en %	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	1,3%	98,0%

La frontière réseaux de transport (local) / réseaux de distribution

L'analyse a également été complétée par la comparaison entre les données fournies :

- par des GRD concernés par certains travaux à l'interface des réseaux de transport ;
- par ELIA en se basant sur les données telles que reprises dans le dernier plan d'adaptation 2016-2023.

Leur cohérence technique et leur synchronisation en termes de délais ont été vérifiées. Certaines divergences ont été identifiées mais elles s'expliquent essentiellement en raison du fait que les hypothèses prévalant lors de l'établissement du dernier plan d'ELIA (soit celles définies en septembre 2015) ont été actualisées et revues en concertation avec les GRD lors de nouvelles réunions de concertation. Ce point sera également examiné lors de l'examen du futur plan d'ELIA touchant le RTL.

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

En nombre de projets :

	2017	2018	2019	2020	Total général
AIESH	1	0	0	0	1
ORES Hainaut Charleroi	3	1	1	0	5
ORES Hainaut Mons - LL	3	1	1	1	6
ORES LUX	0	0	0	1	1
ORES Namur	1	1	0	0	2
ORES Verviers	1	0	0	0	1
RESA	3	0	0	0	3
Total général	12	3	2	2	19

En montant (euros) d'investissements :

	2017	2018	2019	2020	Total général
AIESH	€ 1.500.000	€ -	€ -	€ -	€ 1.500.000
ORES Hainaut Charleroi	€ 2.156.089	€ 120.000	€ 1.764.138	€ -	€ 4.040.227
ORES Hainaut Mons - LL	€ 2.791.689	€ 166.056	€ 1.142.544	€ 852.857	€ 4.953.146
ORES LUX	€ -	€ -	€ -	€ 95.308	€ 95.308
ORES Namur	€ 188.149	€ 948.424	€ -	€ -	€ 1.136.573
ORES Verviers	€ 983.362	€ -	€ -	€ -	€ 983.362
RESA	€ 2.100.000	€ -	€ -	€ -	€ 2.100.000
Total général	€ 9.719.288	€ 1.234.480	€ 2.906.682	€ 948.165	€ 14.808.615

Travaux concernés :

GRD concerné	Année de dépense	Description des travaux
AIESH	2017	Remplacement poste de distribution MT
ORES Hainaut Charleroi	2017	Abandon alimentation 6 kV Elia - Nouvelle alimentation ACEC
ORES Hainaut Charleroi	2017	Poste Charleroi NORD
ORES Hainaut Charleroi	2017	Poste Charleroi SUD
ORES Hainaut Mons - LL	2017	Poste La Croyere
ORES Hainaut Mons - LL	2017	PODE Bureaux
ORES Hainaut Mons - LL	2017	PODE D'Houdeng
ORES Namur	2017	Poste de Champion: remplacement complet cabine
ORES Verviers	2017	Poste de Battice: remplacement complet
RESA	2017	BEHT3387 - Nouvelle Sous-Station de distribution dénommée ANS à ANS
RESA	2017	BEHT5593 - Création d'un nouveau POSTE ELIA 150 kV à Ans à ANS
RESA	2017	BEHT5692 - Nouvelle Sous-Station de distribution dénommée SERAING à SERAING
ORES Hainaut Charleroi	2018	Poste de Gilly: rénovation complète du poste
ORES Hainaut Mons - LL	2018	Pode de Binche
ORES Namur	2018	Poste de Champion: remplacement complet cabine
ORES Hainaut Charleroi	2019	Poste de Gilly: rénovation complète du poste
ORES Hainaut Mons - LL	2019	Pode de Binche
ORES LUX	2020	Poste de Marche: remplacement TCC
ORES Hainaut Mons - LL	2020	nouveau poste de Ciplly

L'évolution de la production

Une attention particulière a également été accordée à l'examen des disponibilités en termes de capacité d'accueil de nouveaux projets de production décentralisée et notamment d'injection, sur les réseaux d'ELIA, à partir des postes sources assurant une liaison directe avec les réseaux de distribution. Dans le but de disposer d'une situation précise en la matière, les infrastructures potentiellement sources de saturation ont été listées. Ont ainsi été mis en lumière, outre leur identification, la nature des problèmes posés (en termes de capacité de transformation, d'alimentation et d'encombrement des postes), les solutions envisagées et les délais escomptés pour y mettre un terme. Ces données seront également recoupées avec celles précisées par ELIA lors de l'examen à mener en octobre 2015 dans le cadre de l'analyse du projet de plan du RTL et des « cahiers verts » qui, à l'instar des cahiers noirs pour les prélèvements, traitent des prévisions en termes d'injection de futures unités de production actuellement au stade de projet (études détaillées réalisées).

VI. La fiabilité des réseaux

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

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

En nombre de travaux :

	2017	2018	2019	2020	Total général
AIEG	4	4	3	1	12
AIESH	1	0	0	0	1
ORES Hainaut Charleroi	1	4	1	1	7
ORES LUX	1	0	0	0	1
RESA	2	0	0	0	2
Total général	9	8	4	2	23

En montant brut (€) d'investissement :

	2017	2018	2019	2020	Total général
AIEG	€ 1.773.000	€ 1.037.500	€ 1.154.000	€ 156.000	€ 4.120.500
AIESH	€ 262.500	€ 0	€ 0	€ 0	€ 262.500
ORES Hainaut Charleroi	€ 294.980	€ 1.593.322	€ 79.905	€ 178.616	€ 2.146.823
ORES LUX	€ 229.324	€ 0	€ 0	€ 0	€ 229.324
RESA	€ 803.000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 803.000
Total général	€ 3.362.804	€ 2.630.822	€ 1.233.905	€ 334.616	€ 7.562.147

A ceux-ci s'ajoutent également d'autres projets non nominatifs pour un montant total de 5,9 M€ brut.

VII. La qualité de l'alimentation

Des mesures particulières sont également prises en termes de qualité de tension mise à disposition des utilisateurs finals. Des travaux tout aussi conséquents que ceux décrits à l'alinéa précédent sont programmés pour solutionner des problèmes causés par des chutes de tension ou des surtensions :

Sur les divers projets identifiés, deux sont des projets nominatifs répertoriés en ORES EST et NAMUR en vue de résoudre des problèmes ponctuels décelés.

En montant brut (€) d'investissement (nominatifs et non-nominatifs confondus) :

	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
ORES BW	€ 249.348	€ 254.103	€ 259.687	€ 265.637	€ 271.739	€ 1.300.514
ORES EST	€ 1.305.195	€ 131.076	€ 133.961	€ 137.039	€ 140.194	€ 1.847.465
ORES Hainaut Charleroi	€ 162.229	€ 165.309	€ 168.945	€ 172.837	€ 176.811	€ 846.131
ORES Hainaut Mons - LL	€ 75.431	€ 55.594	€ 78.553	€ 80.368	€ 82.216	€ 372.163
ORES Hainaut Tournai	€ 278.309	€ 212.692	€ 217.364	€ 222.394	€ 227.502	€ 1.158.260
ORES LUX	€ 459.876	€ 468.631	€ 478.928	€ 489.960	€ 501.193	€ 2.398.588
ORES Mouscron	€ 32.934	€ 33.561	€ 34.298	€ 35.087	€ 35.894	€ 171.774
ORES Namur	€ 468.163	€ 700.758	€ 487.555	€ 498.777	€ 510.242	€ 2.665.495
ORES Verviers	€ 128.336	€ 130.766	€ 133.647	€ 136.731	€ 139.867	€ 669.347
Total général	€ 3.159.822	€ 2.152.490	€ 1.992.939	€ 2.038.829	€ 2.085.658	€ 11.429.737

VIII. Assainissement et sécurité

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

Le remplacement des vieilles lignes aériennes en cuivre nu

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

- si leur section est relativement faible, ils peuvent engendrer, outre des problèmes de congestion, des problèmes liés à la qualité de la tension ;
- constituées de conducteurs dépourvus d'isolation, elles peuvent être sources de problème de sécurité si les distances de sécurité minimales ne devaient plus être respectées. Elles sont également plus facilement susceptibles d'être l'objet de déclenchements.

Fin 2015, l'inventaire de ces lignes cuivre nu pouvait se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	GASELWEST	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	INFRAX PBE	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	TOTAL RW
MT	Longueur totale (Kms)	148	363	0	49	300	466	1.418	4	1.373	403	0	0	916	5.440
	Long en cuivre nu (Kms)	103	35	0	21	41	161	287	0	379	36	0	0	148	1.211
	% cuivre nu	70%	10%	-	43%	14%	35%	20%	4%	28%	9%	-	-	16%	22%
	Taux remplacement (Kms/an)	5	ND	0	4	8	17	19	0	15	10	-	-	16	
	Assainissement	20 ans	ND	-	5 ans	5 ans	9 ans	15 ans	-	25 ans	4 ans	-	-	9 ans	
BT	Longueur totale (Kms)	521	696	380	2.048	1.035	6.964	3.074	318	3.997	1.332	188	264	5.191	26.008
	Long en cuivre nu (Kms)	38	170	6	276	12	480	822	4	541	214	0	0	290	2.853
	long cuivre nu vétuste	38	70	0	75	12	85	0	0	212	98	0	0	0	590
	% cuivre nu	7%	24%	2%	13%	1%	7%	27%	1%	14%	16%	-	-	6%	11%
	Taux remplacement (Kms/an)	3	10	1	30	9	26	20	3	15	10	-	-	15	
Assainissement	11 ans	17 ans	6 ans	9 ans	1 ans	18 ans	41 ans	1 ans	36 ans	21 ans	-	-	19 ans		

A noter cependant que toutes ces lignes ne sont pas systématiquement problématiques en termes de sécurité, congestion ou problème de tension.

Sécurité et mise en conformité aux prescriptions de l'AGW du 04/12/2012

Un autre chantier très conséquent entamé ces dernières années vise la mise en conformité des installations électriques (dont les cabines) aux prescriptions minimales de sécurité définies par l'AR du 4 décembre 2012 (paru au MB 21 décembre 2012).

La situation en termes d'analyses des risques menées dans ce cadre peut se résumer comme suit :

		AIEG	AIESH	GASELWEST	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	INFRAX PBE	Reseau d'Energies de Wavre	RESA	TOTAL RW
cabines	feu vert	29	0	141	663	201	2.329	1.133	94	659	348	189	0	0	5.786
	feu orange	30	0	155	1.578	406	3.348	471	205	1.624	505	0	0	0	8.322
	feu rouge	34	0	0	74	4	50	6	4	58	40	13	0	0	283
PTA	sans anomalies	-	0	-	9	133	127	443	0	430	242	4	0	0	1.388
	avec anomalies	-	0	-	0	0	8	2	0	7	2	0	0	0	19
	Total à visiter	359	628	296	2.990	1.238	7.376	3.490	485	4.679	1.552	206	263	5.446	29.008
	Total visité	93	0	296	2.338	876	6.011	2.895	303	3.321	1.339	206	0	0	17.678
	solde à visiter	266	628	0	652	362	1.365	595	182	1.358	213	0	263	5.446	11.330
	en %	74%	100%	0%	22%	29%	19%	17%	38%	29%	14%	0%	100%	100%	39%

Si nous regroupons les trois motivations principales (à savoir les problématiques de sécurité générale, le respect des distances minimales de sécurité et la mise en conformité de la sécurité des cabines), ce sont plus de 116 M€ d'investissements qui sont programmés pour couvrir les cinq années à venir :

	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
AIESH	€ 0	€ 22.500	€ 45.000	€ 22.500	€ 0	€ 90.000
Gaselwest	€ 338.191	€ 222.292	€ 223.024	€ 0	€ 0	€ 783.507
ORES BW	€ 2.153.049	€ 1.665.678	€ 1.532.877	€ 1.446.567	€ 1.479.412	€ 8.277.584
ORES EST	€ 783.516	€ 798.380	€ 815.972	€ 834.726	€ 853.931	€ 4.086.524
ORES Hainaut Charleroi	€ 1.946.590	€ 1.889.935	€ 1.655.597	€ 2.038.166	€ 2.084.457	€ 9.614.745
ORES Hainaut Mons - LL	€ 1.430.203	€ 1.923.498	€ 1.469.468	€ 1.652.502	€ 1.702.929	€ 8.178.599
ORES Hainaut Tournai	€ 2.054.332	€ 1.554.657	€ 1.612.173	€ 1.542.167	€ 1.979.591	€ 8.742.920
ORES LUX	€ 7.898.417	€ 8.792.811	€ 9.452.647	€ 8.801.757	€ 8.296.971	€ 43.242.603
ORES Mouscron	€ 312.698	€ 369.470	€ 412.116	€ 332.274	€ 339.611	€ 1.766.169
ORES Namur	€ 4.949.642	€ 3.645.662	€ 4.004.667	€ 4.003.867	€ 3.428.869	€ 20.032.706
ORES Verviers	€ 1.987.824	€ 1.606.288	€ 1.732.529	€ 1.679.406	€ 1.718.042	€ 8.724.089
PBE	€ 111.864	€ 113.868	€ 5.000	€ 371.252	€ 65.136	€ 667.120
RESA	€ 2.030.000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 2.030.000
REW	€ 85.486	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 85.486
Total général	€ 26.081.809	€ 22.605.039	€ 22.961.070	€ 22.725.185	€ 21.948.948	€ 116.322.051

IX. Les lotissements et zones d'activité économique

Un certain nombre de zonings et lotissements résidentiels sont retenus dans les plans des différents GRD. Il s'agit, la plupart du temps, de projets portés par des promoteurs qui se sont fait connaître, notamment par le biais d'une demande d'étude. La réalisation de travaux nécessaires à l'alimentation de ces nouveaux centres est subordonnée à la commande ferme du demandeur, laquelle n'est jamais garantie. C'est essentiellement pour cette raison que, pour ce genre de travaux, les GRD travaillent par enveloppes budgétaires estimées sur base des réalisations des années précédentes et des projets immobiliers connus. Seuls trois projets nominatifs sont clairement identifiés pour la période 2017-2021. Le solde est constitué exclusivement de projets non nominatifs.

	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
Gaselwest	€ 38.250	€ 49.829	€ 1.090.254	€ 0	€ 0	€ 1.178.333
ORES BW	€ 1.499.771	€ 1.794.830	€ 2.010.595	€ 1.860.170	€ 1.886.161	€ 9.051.528
ORES EST	€ 1.265.944	€ 1.289.971	€ 1.138.409	€ 1.164.580	€ 1.191.379	€ 6.050.283
ORES Hainaut Charleroi	€ 1.055.721	€ 1.075.765	€ 1.099.431	€ 1.124.743	€ 1.150.570	€ 5.506.230
ORES Hainaut Mons - LL	€ 1.539.438	€ 1.491.955	€ 1.603.170	€ 1.880.672	€ 1.677.725	€ 8.192.960
ORES Hainaut Tournai	€ 325.631	€ 331.835	€ 339.121	€ 346.916	€ 354.889	€ 1.698.391
ORES LUX	€ 1.162.382	€ 1.184.425	€ 1.210.496	€ 1.238.397	€ 1.266.805	€ 6.062.507
ORES Mouscron	€ 233.606	€ 153.548	€ 185.709	€ 248.877	€ 254.605	€ 1.076.345
ORES Namur	€ 2.960.544	€ 2.861.126	€ 2.469.640	€ 3.999.265	€ 2.584.659	€ 14.875.234
ORES Verviers	€ 1.155.959	€ 1.177.888	€ 1.203.886	€ 1.231.583	€ 1.259.811	€ 6.029.127
PBE	€ 1.117.377	€ 1.137.379	€ 1.164.215	€ 1.188.442	€ 1.206.240	€ 5.813.653
REW	€ 1.353.992	€ 929.306	€ 342.856	€ 347.999	€ 353.219	€ 3.327.371
Total général	€ 13.708.615	€ 13.477.857	€ 13.857.782	€ 14.631.644	€ 13.186.065	€ 68.861.962

X. Les postes budgétaires

Le budget global

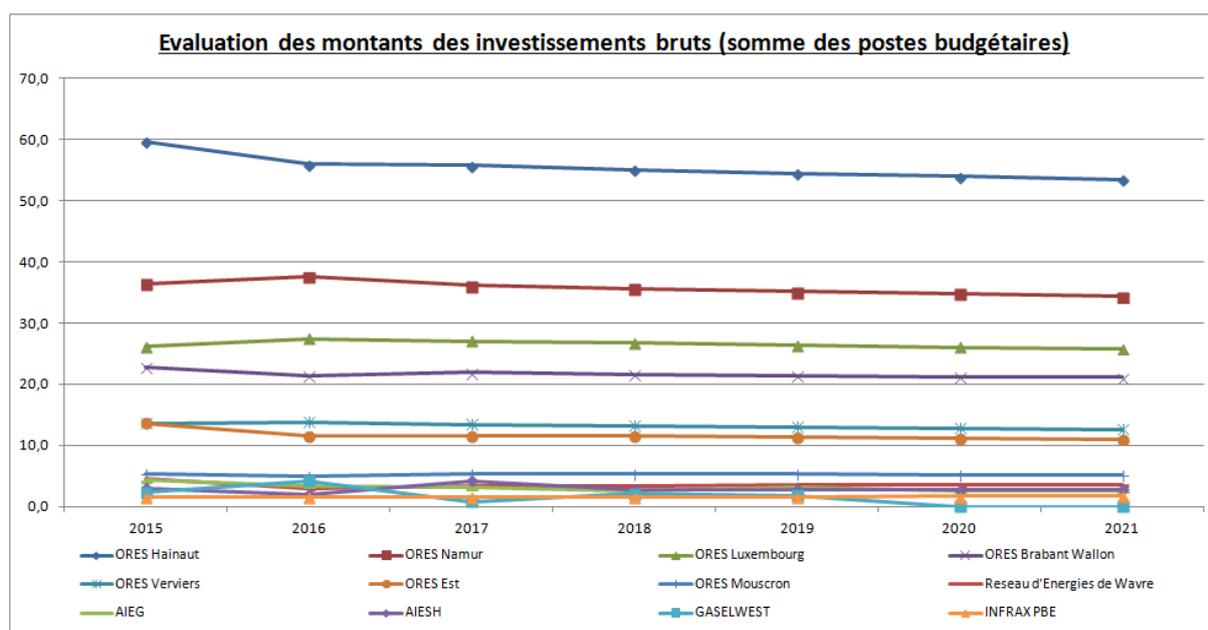
Il convient à nouveau de rappeler en liminaires que tous les GRD n'ont pas fourni à la CWaPE tous les éléments souhaités. Les cellules surlignées de rouge dans le tableau ci-dessous mettent en avant les éléments manquants.

Tenant compte de cette réserve, environ 183 M€ d'investissements (montants bruts) sont programmés par les GRD (hors RESA) en Wallonie en 2017. A cette somme, il convient d'ajouter également environ 32,6 M€ programmés par RESA, ce chiffre apparaît dans les projets rentrés et la proposition tarifaire 2017, mais n'a pas été repris par RESA dans les postes tarifaires du plan d'adaptation, raison pour laquelle ce montant ne figure pas dans le tableau ci-dessous.

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

- sur le réalisé pour 2015 ;
- sur le budget 2016 éventuellement corrigé ;
- sur les valeurs des postes budgétaires repris dans les plans d'adaptation pour la période 2017 à 2021.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total général
ORES Hainaut	59,6	56,0	55,8	55,1	54,5	54,0	53,4	388,5
ORES Namur	36,4	37,6	36,1	35,6	35,2	34,8	34,3	250,0
ORES Luxembourg	26,2	27,4	27,1	26,7	26,4	26,1	25,8	185,5
ORES Brabant Wallon	22,8	21,4	21,9	21,7	21,4	21,3	21,1	151,5
ORES Verviers	13,6	13,8	13,4	13,2	13,0	12,8	12,6	92,3
ORES Est	13,6	11,5	11,6	11,5	11,3	11,2	11,0	81,7
ORES Mouscron	5,3	5,0	5,4	5,4	5,3	5,2	5,2	36,7
Reseau d'Energies de Wavre	4,6	2,9	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	24,7
AIEG	4,2	3,4	3,0	2,5	3,1	2,5	2,5	21,4
AIESH	3,0	2,0	4,2	2,7	2,8	2,7	2,8	20,1
GASELWEST	2,3	4,1	0,8	2,1	1,8	0,0	0,0	11,1
INFRAX PBE	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	11,1
RESA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total général	193,3	186,6	184,2	181,4	179,8	175,7	173,9	1.274,8



Les budgets individuels (en total brut)

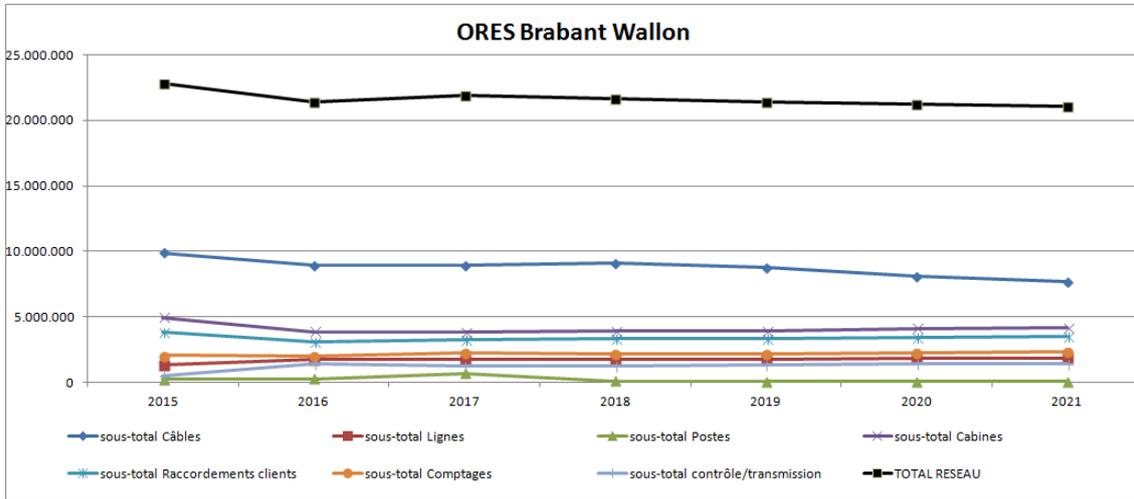
Ce chapitre détaille, pour les différents GRD, les évolutions chronologiques suivantes :

- les valeurs détaillées des postes budgétaires tels que définis précédemment ;
- ces mêmes valeurs reprises sous forme d'évolution graphique ;
- le détail des catégories en « sous-postes budgétaires ». Dans les tableaux y relatifs, pour les cellules surlignées de :
 - mauve : le montant d'investissement s'écarte de manière significative de la moyenne calculée sur la période 2015 à 2021 ;
 - rouge : la valeur est négative.

Pour ces cellules, la CWaPE a demandé et obtenu des GRD des explications précises. Les valeurs négatives s'expliquent notamment par une régularisation ex-post suite à une sur-imputation l'année précédente.

ORES Brabant wallon

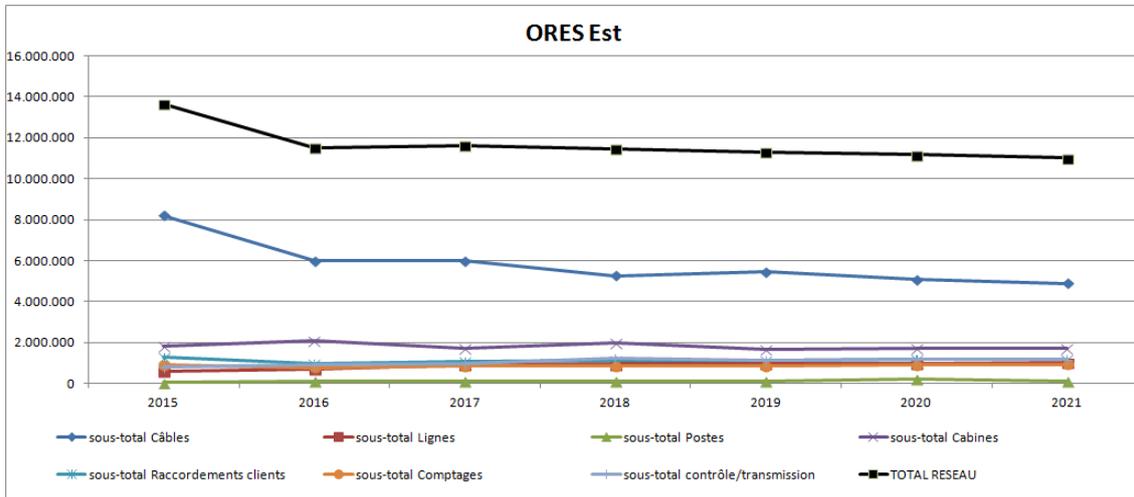
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	9.905.519	8.982.865	8.912.990	9.137.283	8.769.035	8.144.890	7.701.866	61.554.446
sous-total Lignes	1.325.215	1.731.928	1.725.762	1.758.678	1.797.318	1.840.173	1.880.670	12.059.743
sous-total Postes	258.726	283.982	688.939	115.000	60.000	60.000	60.000	1.526.647
sous-total Cabines	4.954.417	3.886.304	3.825.515	3.919.847	3.931.454	4.112.005	4.186.841	28.816.384
sous-total Raccordements clients	3.814.128	3.131.977	3.241.364	3.317.768	3.375.612	3.453.267	3.532.675	23.866.790
sous-total Comptages	2.048.604	1.996.314	2.279.669	2.168.163	2.187.418	2.247.418	2.322.091	15.249.677
sous-total contrôle/transmission	487.893	1.384.490	1.219.107	1.242.305	1.327.591	1.398.110	1.389.255	8.448.751
TOTAL RESEAU	22.794.502	21.397.861	21.893.345	21.659.044	21.448.428	21.255.862	21.073.397	151.522.438



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	4.720.815	4.993.229	4.790.393	5.052.686	4.606.702	3.929.351	3.389.439	31.482.615
Réseau BT	5.184.704	3.989.635	4.122.597	4.084.597	4.162.333	4.215.539	4.312.427	30.071.831
sous-total Câbles	9.905.519	8.982.865	8.912.990	9.137.283	8.769.035	8.144.890	7.701.866	61.554.446
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	8.658	66.542	70.508	71.850	73.425	75.116	76.810	442.909
Réseau BT	1.316.557	1.665.386	1.655.254	1.686.828	1.723.894	1.765.057	1.803.859	11.616.834
sous-total Lignes	1.325.215	1.731.928	1.725.762	1.758.678	1.797.318	1.840.173	1.880.670	12.059.743
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	25.492	70.000	440.466	70.000	0	0	0	605.958
Cellules Poste - Télécontrôle	30.174	0	127.550	0	0	0	0	157.724
Cellules TCC	203.060	213.982	120.924	45.000	60.000	60.000	60.000	762.966
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	258.726	283.982	688.939	115.000	60.000	60.000	60.000	1.526.647
Cabines Terrains	179.552	0	0	0	0	0	0	179.552
Bâtiments	673.045	1.074.633	391.624	398.731	407.118	416.079	425.246	3.786.477
Cellules MT	3.275.406	2.228.498	2.840.799	2.916.755	2.953.788	2.951.612	3.000.162	20.167.018
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	826.415	583.173	593.093	604.361	570.548	744.314	761.433	4.683.337
sous-total Cabines	4.954.417	3.886.304	3.825.515	3.919.847	3.931.454	4.112.005	4.186.841	28.816.384
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	337.402	166.360	271.616	276.784	282.863	289.377	296.030	1.920.431
Niveau Trans BT	52.835	143.325	72.666	88.856	75.676	77.416	79.197	589.971
Niveau BT	3.423.892	2.822.292	2.897.081	2.952.128	3.017.073	3.086.474	3.157.448	21.356.387
sous-total Raccordements clients	3.814.128	3.131.977	3.241.364	3.317.768	3.375.612	3.453.267	3.532.675	23.866.790
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	172.680	208.089	336.876	185.555	161.191	174.599	198.461	1.437.451
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	7.425	6.782	6.911	7.063	7.225	7.392	42.797
BT AMR	10.527	2.733	5.708	8.725	8.917	9.122	12.442	58.173
YMR	1.424.295	1.308.740	1.526.239	1.555.229	1.589.449	1.625.994	1.663.416	10.693.364
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	441.102	469.328	404.064	411.743	420.798	430.477	440.380	3.017.891
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	2.048.604	1.996.314	2.279.669	2.168.163	2.187.418	2.247.418	2.322.091	15.249.677
contrôle/transmission Câble téléphonique	16.632	130.614	157.212	160.222	163.706	167.508	171.310	967.204
Gaine Fibres optiques	244.696	569.350	470.682	479.663	490.301	501.522	513.035	3.269.249
Fibre optique	0	0	42.420	43.200	44.160	45.180	46.200	221.160
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	15.834	622.479	476.595	485.651	554.235	606.982	580.023	3.341.800
Télécontrôle - cab. Réseau	210.731	62.047	72.198	73.570	75.188	76.917	78.687	649.339
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	487.893	1.384.490	1.219.107	1.242.305	1.327.591	1.398.110	1.389.255	8.448.751
TOTAL RESEAU	22.794.502	21.397.861	21.893.345	21.659.044	21.448.428	21.255.862	21.073.397	151.522.438

ORES Est

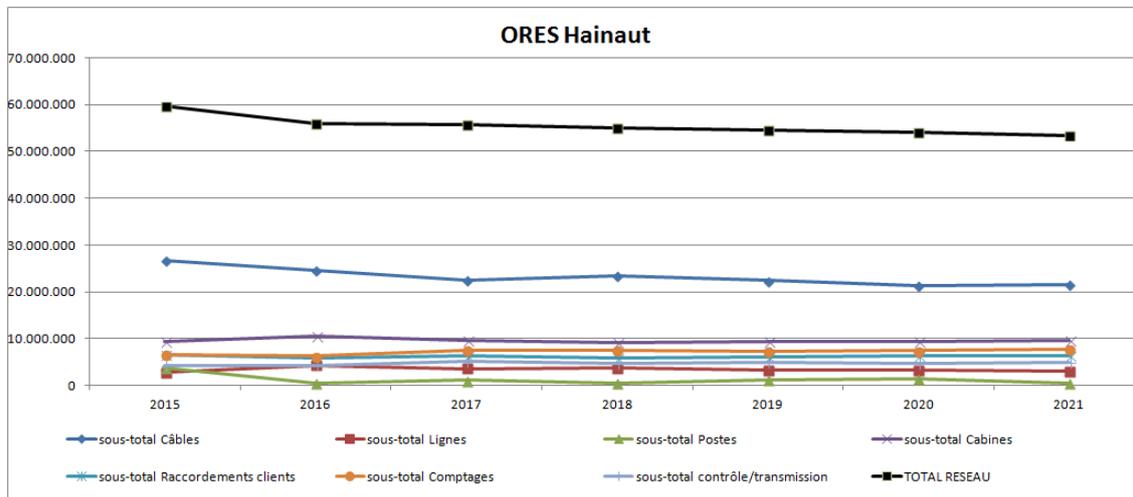
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	8.198.849	5.995.839	5.991.976	5.260.896	5.452.638	5.072.573	4.891.799	40.864.569
sous-total Lignes	602.258	717.540	923.421	940.971	961.642	983.755	1.006.284	6.135.871
sous-total Postes	39.878	105.785	117.240	103.897	105.853	207.943	110.080	790.676
sous-total Cabines	1.825.343	2.063.138	1.715.166	1.978.802	1.670.324	1.690.938	1.705.039	12.648.750
sous-total Raccordements clients	1.264.299	970.045	1.080.179	1.100.695	1.124.928	1.150.798	1.177.253	7.868.198
sous-total Comptages	899.592	767.062	839.689	837.092	855.507	897.622	918.256	6.014.819
sous-total contrôle/transmission	807.793	895.065	957.573	1.228.206	1.135.911	1.172.235	1.199.141	7.395.924
TOTAL RESEAU	13.638.012	11.514.473	11.625.243	11.450.559	11.306.803	11.175.865	11.007.853	81.718.806



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	5.626.175	3.756.614	3.815.470	3.373.170	3.144.170	2.900.908	2.754.597	25.371.105
Réseau BT	2.572.674	2.239.224	2.176.506	1.887.725	2.308.467	2.171.665	2.137.202	15.493.464
sous-total Câbles	8.198.849	5.995.839	5.991.976	5.260.896	5.452.638	5.072.573	4.891.799	40.864.569
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	279.002	401.004	345.102	351.664	359.386	367.658	375.990	2.479.806
Réseau BT	323.256	316.536	578.318	589.307	602.257	616.097	630.293	3.656.065
sous-total Lignes	602.258	717.540	923.421	940.971	961.642	983.755	1.006.284	6.135.871
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	1.434	72.703	73.721	75.122	76.774	78.540	80.347	458.641
Cellules Poste - Télécontrôle	19.902	18.082	13.519	13.776	14.079	14.402	14.734	108.493
Cellules TCC	18.542	15.000	30.000	15.000	15.000	115.000	15.000	223.542
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	39.878	105.785	117.240	103.897	105.853	207.943	110.080	790.676
Cabines Terrains	141.514	0	0	0	0	0	0	141.514
Bâtiments	559.040	752.347	534.810	660.862	533.272	545.537	533.294	4.119.162
Cellules MT	861.442	1.009.799	807.138	923.268	821.761	822.859	841.784	6.088.051
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	263.347	300.993	373.219	394.672	315.290	322.542	329.961	2.300.023
sous-total Cabines	1.825.343	2.063.138	1.715.166	1.978.802	1.670.324	1.690.938	1.705.039	12.648.750
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	282.805	119.051	111.395	113.507	116.015	118.681	121.400	982.854
Niveau MT	52.183	73.821	67.201	68.475	69.986	71.597	73.240	476.504
Niveau Trans BT	18.403	72.178	73.188	74.579	76.220	77.973	79.766	472.306
Niveau BT	910.908	704.995	828.395	844.134	862.707	882.548	902.847	5.936.534
sous-total Raccordements clients	1.264.299	970.045	1.080.179	1.100.695	1.124.928	1.150.798	1.177.253	7.868.198
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	182.819	133.221	91.048	74.222	75.855	97.000	99.231	753.394
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	11.137	6.782	6.911	7.063	7.225	7.392	46.510
BT AMR	228	547	2.854	2.908	2.972	6.081	6.221	21.811
YMR	567.926	508.886	607.211	618.753	632.364	646.906	661.774	4.243.820
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	148.619	113.271	131.794	134.298	137.253	140.410	143.639	949.284
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	899.592	767.062	839.689	837.092	855.507	897.622	918.256	6.014.819
contrôle/transmission Câble téléphonique	60.744	59.154	65.472	66.739	85.206	78.467	80.249	496.033
Gaine Fibres optiques	607.264	359.436	348.099	304.051	271.894	278.111	284.486	2.453.342
Fibre optique	0	69.700	28.280	28.800	29.440	30.120	30.800	217.140
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	4.977	366.088	464.152	734.028	652.700	686.643	702.437	3.611.022
Télécontrôle - cab. Réseau	134.807	40.686	51.570	94.590	96.671	98.894	101.169	618.387
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	807.793	895.065	957.573	1.228.206	1.135.911	1.172.235	1.199.141	7.395.924
TOTAL RESEAU	13.638.012	11.514.473	11.625.243	11.450.559	11.306.803	11.175.865	11.007.853	81.718.806

ORES Hainaut

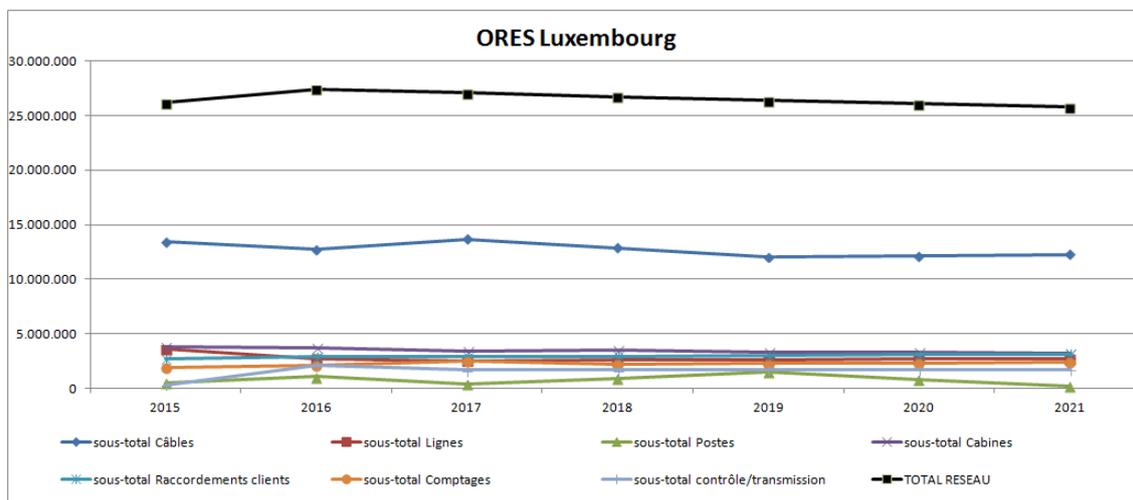
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	26.640.409	24.537.439	22.444.671	23.399.347	22.401.508	21.421.638	21.573.493	162.418.504
sous-total Lignes	2.729.964	4.304.500	3.610.851	3.684.939	3.363.470	3.253.279	2.988.042	23.935.045
sous-total Postes	3.721.719	496.157	1.105.479	570.790	1.275.695	1.506.811	457.755	9.134.406
sous-total Cabines	9.292.222	10.467.071	9.703.833	9.111.659	9.320.157	9.444.134	9.564.474	66.903.550
sous-total Raccordements clients	6.445.770	5.737.090	6.203.426	5.938.869	6.136.191	6.209.113	6.351.904	43.022.363
sous-total Comptages	6.613.719	6.264.548	7.571.871	7.587.476	7.213.940	7.435.752	7.679.384	50.366.690
sous-total contrôle/transmission	4.199.101	4.218.754	5.133.190	4.778.891	4.803.140	4.758.330	4.834.733	32.726.139
TOTAL RESEAU	59.642.904	56.025.559	55.773.322	55.071.971	54.514.100	54.029.057	53.449.785	388.506.697



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	21.415.223	18.741.388	16.756.207	17.486.848	16.409.467	15.533.667	15.464.195	121.806.996
Réseau BT	5.225.186	5.796.051	5.688.463	5.912.498	5.992.041	5.887.971	6.109.298	40.611.509
sous-total Câbles	26.640.409	24.537.439	22.444.671	23.399.347	22.401.508	21.421.638	21.573.493	162.418.504
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	383.693	420.613	206.300	193.961	205.165	202.780	485.520	2.098.032
Réseau BT	2.346.271	3.883.887	3.404.552	3.490.978	3.158.305	3.050.499	2.502.522	21.837.014
sous-total Lignes	2.729.964	4.304.500	3.610.851	3.684.939	3.363.470	3.253.279	2.988.042	23.935.045
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	6.412	0	0	0	0	52.800	0	59.212
Cellules Poste	2.415.384	254.461	737.210	312.926	877.412	1.051.022	281.214	5.929.629
Cellules Poste - Télécontrôle	553.117	65.368	117.275	122.864	209.555	212.681	56.541	1.337.401
Cellules TCC	746.806	176.327	250.994	135.000	188.728	190.308	120.000	1.808.163
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	3.721.719	496.157	1.105.479	570.790	1.275.695	1.506.811	457.755	9.134.406
Cabines Terrains	319.929	0	0	0	0	0	0	319.929
Bâtiments	1.811.641	2.970.413	1.753.356	1.602.350	1.656.078	1.575.131	1.566.611	12.935.580
Cellules MT	5.741.399	5.846.835	6.306.298	5.914.158	6.020.748	6.215.721	6.306.556	42.351.715
Transformateurs MT/MT	0	160.700	65.200	0	0	0	0	225.900
Transformateurs MT/BT	1.419.253	1.489.122	1.578.979	1.595.151	1.643.330	1.653.283	1.691.307	11.070.426
sous-total Cabines	9.292.222	10.467.071	9.703.833	9.111.659	9.320.157	9.444.134	9.564.474	66.903.550
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	564.191	511.756	510.501	301.138	307.763	314.829	322.077	2.832.256
Niveau MT	1.097.646	534.945	641.839	654.034	668.418	683.786	699.506	4.980.174
Niveau Trans BT	153.785	375.577	380.835	388.071	396.608	405.730	415.062	2.515.668
Niveau BT	4.630.148	4.314.812	4.670.251	4.595.626	4.763.402	4.804.767	4.915.258	32.694.265
sous-total Raccordements clients	6.445.770	5.737.090	6.203.426	5.938.869	6.136.191	6.209.113	6.351.904	43.022.363
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	793.975	834.558	1.374.817	1.243.219	730.102	824.496	912.921	6.714.088
MMR	0	17.842	18.635	18.989	19.406	19.853	20.309	115.034
Frontière autres GRD	0	44.548	23.737	24.188	24.720	25.289	25.870	168.352
BT AMR	2.606	14.756	14.270	20.358	20.806	24.325	27.995	125.116
YMR	3.724.354	2.906.425	3.579.440	3.671.065	3.751.848	3.813.413	3.901.146	25.347.692
intelligents	47.221	0	0	0	0	0	0	47.221
à budget	2.045.563	2.446.419	2.560.972	2.609.658	2.667.057	2.728.377	2.791.142	17.849.188
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	6.613.719	6.264.548	7.571.871	7.587.476	7.213.940	7.435.752	7.679.384	50.366.690
contrôle/transmission Câble téléphonique	1.521.083	1.355.895	1.348.838	1.138.340	1.081.141	1.069.187	1.093.686	8.608.168
Gaine Fibres optiques	2.195.909	829.198	1.245.600	1.291.656	1.344.153	1.361.881	1.368.055	9.636.451
Fibre optique	34.843	202.130	219.170	223.200	228.160	233.430	231.000	1.371.933
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	19.948	1.669.803	2.159.715	1.962.791	1.982.123	1.923.515	1.967.757	11.685.652
Télécontrôle - cab. Réseau	427.319	161.728	159.867	162.905	167.563	170.317	174.236	1.423.935
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	4.199.101	4.218.754	5.133.190	4.778.891	4.803.140	4.758.330	4.834.733	32.726.139
TOTAL RESEAU	59.642.904	56.025.559	55.773.322	55.071.971	54.514.100	54.029.057	53.449.785	388.506.697

ORES Luxembourg

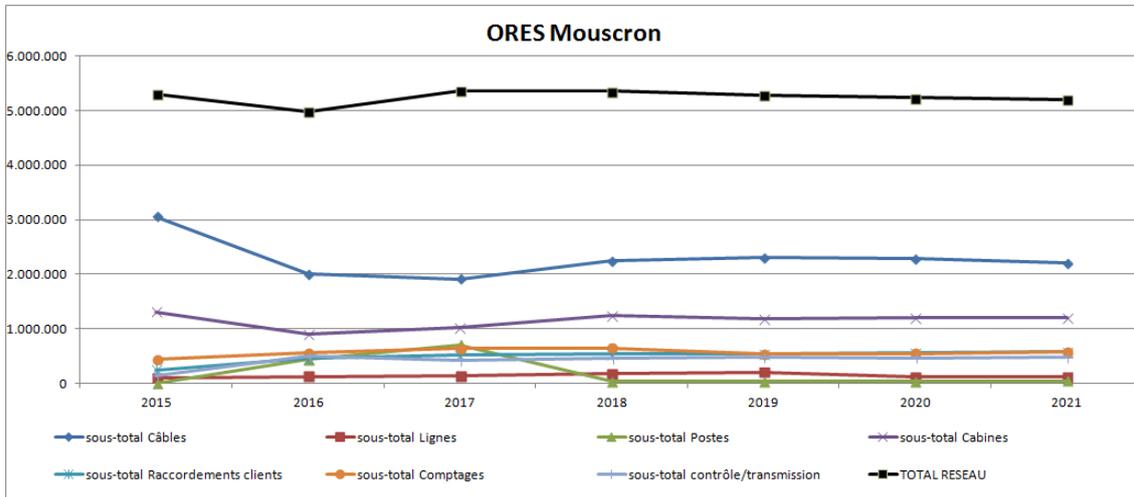
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	13.423.723	12.711.939	13.692.811	12.894.368	12.044.750	12.181.758	12.291.629	89.240.978
sous-total Lignes	3.590.578	2.748.926	2.537.031	2.585.359	2.627.072	2.687.608	2.748.755	19.525.329
sous-total Postes	499.889	1.062.473	381.719	900.692	1.471.174	824.499	202.620	5.343.066
sous-total Cabines	3.776.715	3.684.732	3.416.119	3.505.366	3.270.314	3.262.371	3.252.331	24.167.949
sous-total Raccordements clients	2.682.541	2.887.005	2.878.920	2.933.642	2.998.175	3.067.132	3.137.684	20.585.098
sous-total Comptages	1.887.054	2.152.909	2.475.444	2.197.743	2.265.059	2.326.854	2.400.242	15.705.306
sous-total contrôle/transmission	303.852	2.135.709	1.676.677	1.683.959	1.695.942	1.709.096	1.721.945	10.927.180
TOTAL RESEAU	26.164.351	27.383.693	27.058.721	26.701.129	26.372.486	26.059.319	25.755.207	185.494.906



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	9.701.974	8.727.129	10.880.191	10.053.534	9.164.621	9.242.466	9.292.362	67.062.277
Réseau BT	3.721.749	3.984.811	2.812.620	2.840.833	2.880.129	2.939.292	2.999.267	22.178.701
sous-total Câbles	13.423.723	12.711.939	13.692.811	12.894.368	12.044.750	12.181.758	12.291.629	89.240.978
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.578.036	1.258.976	1.226.522	1.249.865	1.277.267	1.306.677	1.336.223	9.233.565
Réseau BT	2.012.542	1.489.950	1.310.509	1.335.494	1.349.806	1.380.931	1.412.532	10.291.764
sous-total Lignes	3.590.578	2.748.926	2.537.031	2.585.359	2.627.072	2.687.608	2.748.755	19.525.329
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	-60.299	250.000	0	0	0	0	0	189.701
Cellules Poste	115.625	518.445	281.163	618.291	1.062.905	511.971	120.520	3.228.920
Cellules Poste - Télécontrôle	345.024	137.701	40.556	140.153	210.813	86.912	22.100	983.259
Cellules TCC	99.539	156.327	60.000	142.248	197.455	225.616	60.000	941.186
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	499.889	1.062.473	381.719	900.692	1.471.174	824.499	202.620	5.343.066
Cabines Terrains	175.360	0	0	0	0	0	0	175.360
Bâtiments	1.119.483	1.090.233	829.822	895.902	797.211	791.314	784.724	6.308.689
Cellules MT	1.687.107	1.715.284	1.713.244	1.692.166	1.592.155	1.569.848	1.545.671	11.515.475
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	794.765	879.216	873.053	917.298	880.947	901.210	921.937	6.168.425
sous-total Cabines	3.776.715	3.684.732	3.416.119	3.505.366	3.270.314	3.262.371	3.252.331	24.167.949
Raccordements clients Niveau HT (70/30)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	-155.479	53.764	49.117	50.048	51.150	52.325	53.533	154.457
Niveau MT	351.538	429.739	480.388	489.535	500.300	511.804	523.585	3.286.888
Niveau Trans BT	152.165	198.060	200.833	204.649	209.151	213.961	218.882	1.397.701
Niveau BT	2.334.317	2.205.442	2.148.582	2.189.410	2.237.574	2.289.042	2.341.684	15.746.052
sous-total Raccordements clients	2.682.541	2.887.005	2.878.920	2.933.642	2.998.175	3.067.132	3.137.684	20.585.098
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	345.585	531.783	464.342	148.444	170.673	184.299	208.384	2.053.511
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	37.123	6.782	6.911	7.063	7.225	7.392	72.496
BT AMR	2.609	2.186	5.708	5.817	5.945	6.081	6.221	34.567
YMR	1.165.709	1.104.081	1.501.351	1.529.867	1.563.523	1.599.484	1.636.292	10.100.306
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	373.151	477.736	497.261	506.705	517.856	529.765	541.954	3.444.427
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	1.887.054	2.152.909	2.475.444	2.197.743	2.265.059	2.326.854	2.400.242	15.705.306
contrôle/transmission Câble téléphonique	15.206	130.621	29.462	30.017	30.677	31.390	32.116	299.488
Gaine Fibres optiques	154.676	983.136	549.738	560.290	572.724	585.795	599.184	4.005.543
Fibre optique	15.344	174.257	56.560	57.600	58.880	60.240	61.600	484.481
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	7.224	766.322	921.274	916.239	913.360	910.802	907.643	5.342.863
Télécontrôle - cab. Réseau	111.401	81.373	119.642	119.814	120.301	120.870	121.403	794.805
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	303.852	2.135.709	1.676.677	1.683.959	1.695.942	1.709.096	1.721.945	10.927.180
TOTAL RESEAU	26.164.351	27.383.693	27.058.721	26.701.129	26.372.486	26.059.319	25.755.207	185.494.906

ORES Mouscron

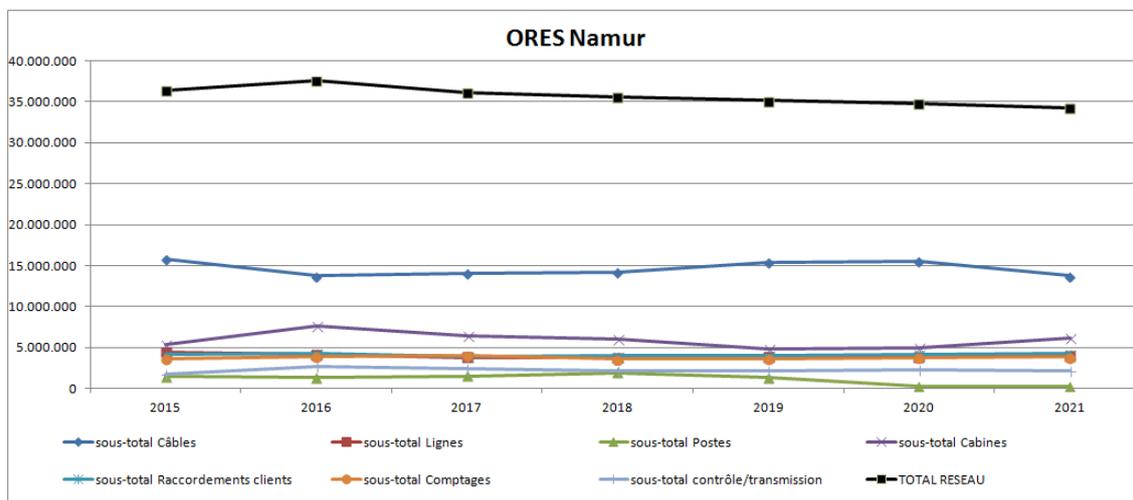
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	3.055.839	1.998.226	1.915.241	2.249.032	2.303.800	2.281.432	2.197.694	16.001.264
sous-total Lignes	95.017	126.383	131.578	174.311	202.099	115.652	118.309	963.349
sous-total Postes	0	434.514	709.418	44.449	45.426	46.471	47.540	1.327.819
sous-total Cabines	1.313.936	900.667	1.023.345	1.241.048	1.180.959	1.208.131	1.207.182	8.075.268
sous-total Raccordements clients	250.391	464.383	524.960	534.935	546.699	559.267	572.132	3.452.767
sous-total Comptages	438.764	558.985	633.624	645.662	536.606	548.943	581.421	3.944.006
sous-total contrôle/transmission	148.423	496.991	418.019	462.657	472.863	470.005	480.794	2.949.752
TOTAL RESEAU	5.302.369	4.980.149	5.356.186	5.352.094	5.288.452	5.229.902	5.205.071	36.714.224



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	2.410.393	1.384.277	1.353.246	1.613.180	1.709.853	1.693.147	1.595.883	11.759.979
Réseau BT	645.446	613.949	561.995	635.852	593.947	588.284	601.811	4.241.284
sous-total Câbles	3.055.839	1.998.226	1.915.241	2.249.032	2.303.800	2.281.432	2.197.694	16.001.264
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.256	0	0	0	0	0	0	1.256
Réseau BT	93.761	126.383	131.578	174.311	202.099	115.652	118.309	962.093
sous-total Lignes	95.017	126.383	131.578	174.311	202.099	115.652	118.309	963.349
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	300.000	0	0	0	0	0	300.000
Cellules Poste	0	108.473	533.680	37.561	38.387	39.270	40.173	797.544
Cellules Poste - Télécontrôle	0	9.041	160.739	6.888	7.039	7.201	7.367	198.275
Cellules TCC	0	17.000	15.000	0	0	0	0	32.000
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	434.514	709.418	44.449	45.426	46.471	47.540	1.327.819
Cabines Terrains	39.800	0	0	0	0	0	0	39.800
Bâtiments	160.110	194.961	169.279	195.422	199.431	203.715	183.306	1.306.224
Cellules MT	878.341	514.615	611.826	798.783	715.393	732.161	745.358	4.996.476
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	235.685	191.091	242.240	246.843	266.135	272.256	278.518	1.732.768
sous-total Cabines	1.313.936	900.667	1.023.345	1.241.048	1.180.959	1.208.131	1.207.182	8.075.268
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	4.284	55.453	168.854	172.062	175.844	179.883	184.021	940.402
Niveau Trans BT	6.968	35.487	35.984	36.667	37.474	38.336	39.218	230.133
Niveau BT	239.138	373.443	320.122	326.205	333.381	341.048	348.893	2.282.231
sous-total Raccordements clients	250.391	464.383	524.960	534.935	546.699	559.267	572.132	3.452.767
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	135.423	227.619	231.944	113.782	116.399	138.923	964.090
MMR	84.803	0	0	0	0	0	0	84.803
Frontière autres GRD	0	7.425	13.564	13.822	14.126	14.451	14.783	78.170
BT AMR	7.774	547	2.854	2.908	2.972	3.041	3.111	23.206
YMR	239.025	265.628	242.615	247.222	252.665	258.471	264.421	1.770.046
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	107.162	149.963	146.973	149.767	153.061	156.581	160.183	1.023.691
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	438.764	558.985	633.624	645.662	536.606	548.943	581.421	3.944.006
contrôle/transmission Câble téléphonique	3.246	142.893	25.740	26.228	26.809	13.708	14.025	252.649
Gaine Fibres optiques	119.570	112.566	101.845	103.798	106.102	108.524	111.005	763.410
Fibre optique	0	13.940	14.140	21.600	22.080	22.590	23.100	117.450
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	1.134	212.335	239.164	268.990	274.908	281.231	287.699	1.565.461
Télécontrôle - cab. Réseau	24.473	15.257	37.130	42.040	42.965	43.953	44.964	250.782
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	148.423	496.991	418.019	462.657	472.863	470.005	480.794	2.949.752
TOTAL RESEAU	5.302.369	4.980.149	5.356.186	5.352.094	5.288.452	5.229.902	5.205.071	36.714.224

ORES Namur

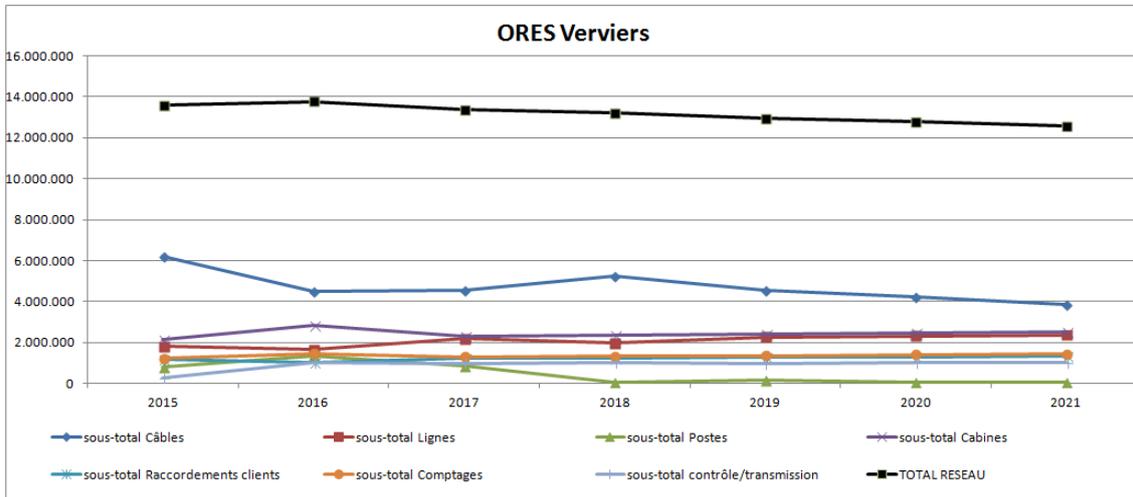
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	15.757.868	13.728.236	14.066.525	14.216.089	15.447.600	15.553.076	13.740.096	102.509.489
sous-total Lignes	4.443.851	4.146.203	3.794.750	3.738.575	3.791.948	3.879.542	3.968.485	27.763.354
sous-total Postes	1.444.899	1.292.534	1.525.273	1.900.060	1.351.890	229.414	232.620	7.976.690
sous-total Cabines	5.409.730	7.574.723	6.423.788	6.046.853	4.784.659	4.981.029	6.153.385	41.374.166
sous-total Raccordements clients	4.094.168	4.298.179	3.893.528	3.967.520	4.054.811	4.148.042	4.243.469	28.699.717
sous-total Comptages	3.587.836	3.874.414	3.967.885	3.560.823	3.623.184	3.725.906	3.831.430	26.171.478
sous-total contrôle/transmission	1.681.502	2.679.204	2.464.297	2.189.265	2.096.093	2.289.620	2.135.111	15.535.092
TOTAL RESEAU	36.419.853	37.593.493	36.136.045	35.619.185	35.150.185	34.806.628	34.304.596	250.029.986



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	10.170.116	9.610.496	9.744.799	9.880.035	10.924.591	10.950.704	9.023.366	70.304.108
Réseau BT	5.587.752	4.117.739	4.321.726	4.336.054	4.523.008	4.602.371	4.716.730	32.205.381
sous-total Câbles	15.757.868	13.728.236	14.066.525	14.216.089	15.447.600	15.553.076	13.740.096	102.509.489
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.867.044	2.032.063	1.264.458	1.288.497	1.316.800	1.347.106	1.377.737	10.493.705
Réseau BT	2.576.807	2.114.140	2.530.292	2.450.078	2.475.149	2.532.437	2.590.748	17.269.649
sous-total Lignes	4.443.851	4.146.203	3.794.750	3.738.575	3.791.948	3.879.542	3.968.485	27.763.354
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	900.144	753.861	1.047.792	1.412.139	947.480	117.810	120.520	5.299.746
Cellules Poste - Télécontrôle	440.469	392.346	336.487	196.177	176.955	21.604	22.100	1.586.138
Cellules TCC	104.286	146.327	140.994	291.744	227.455	90.000	90.000	1.090.807
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	1.444.899	1.292.534	1.525.273	1.900.060	1.351.890	229.414	232.620	7.976.690
Cabines Terrains	114.595	0	0	0	0	0	0	114.595
Bâtiments	1.136.296	2.041.151	1.426.340	1.331.238	1.055.931	1.078.563	1.352.966	9.422.486
Cellules MT	3.109.020	4.001.270	3.692.337	3.585.283	2.828.372	2.993.949	3.729.811	23.940.042
Transformateurs MT/MT	0	321.400	0	0	0	0	0	321.400
Transformateurs MT/BT	1.049.818	1.210.902	1.305.110	1.130.332	900.356	908.517	1.070.607	7.575.642
sous-total Cabines	5.409.730	7.574.723	6.423.788	6.046.853	4.784.659	4.981.029	6.153.385	41.374.166
Raccordements clients Niveau HT (70/30)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	-7.448	666.019	86.914	88.565	90.514	92.593	94.731	1.111.889
Niveau MT	471.256	365.627	402.935	410.610	419.639	429.269	439.151	2.938.487
Niveau Trans BT	75.151	102.551	103.987	105.963	108.294	110.785	113.333	720.064
Niveau BT	3.555.208	3.163.982	3.299.691	3.362.382	3.436.365	3.515.395	3.596.254	23.929.278
sous-total Raccordements clients	4.094.168	4.298.179	3.893.528	3.967.520	4.054.811	4.148.042	4.243.469	28.699.717
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	411.909	497.652	783.009	315.444	303.419	329.798	357.230	2.998.461
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	37.123	10.173	10.366	10.594	10.838	11.087	90.182
BT AMR	3.300	2.733	2.854	2.908	5.945	6.081	6.221	30.042
YMR	2.396.775	2.554.651	2.360.873	2.405.728	2.458.653	2.515.206	2.573.034	17.264.920
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	775.851	782.255	810.976	826.378	844.573	863.983	883.858	5.787.873
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	3.587.836	3.874.414	3.967.885	3.560.823	3.623.184	3.725.906	3.831.430	26.171.478
contrôle/transmission Câble téléphonique	-16.169	556.874	151.177	159.399	32.280	58.766	16.116	958.443
Gaine Fibres optiques	1.234.283	706.490	602.659	614.170	666.695	788.382	656.885	5.269.564
Fibre optique	74.687	139.400	42.420	43.200	44.160	45.180	46.200	435.247
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	9.576	1.141.157	1.646.381	1.350.425	1.331.476	1.375.316	1.393.428	8.247.759
Télécontrôle - cab. Réseau	379.124	135.282	21.659	22.071	21.482	21.976	22.482	624.078
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	1.681.502	2.679.204	2.464.297	2.189.265	2.096.093	2.289.620	2.135.111	15.535.092
TOTAL RESEAU	36.419.853	37.593.493	36.136.045	35.619.185	35.150.185	34.806.628	34.304.596	250.029.986

ORES Verviers

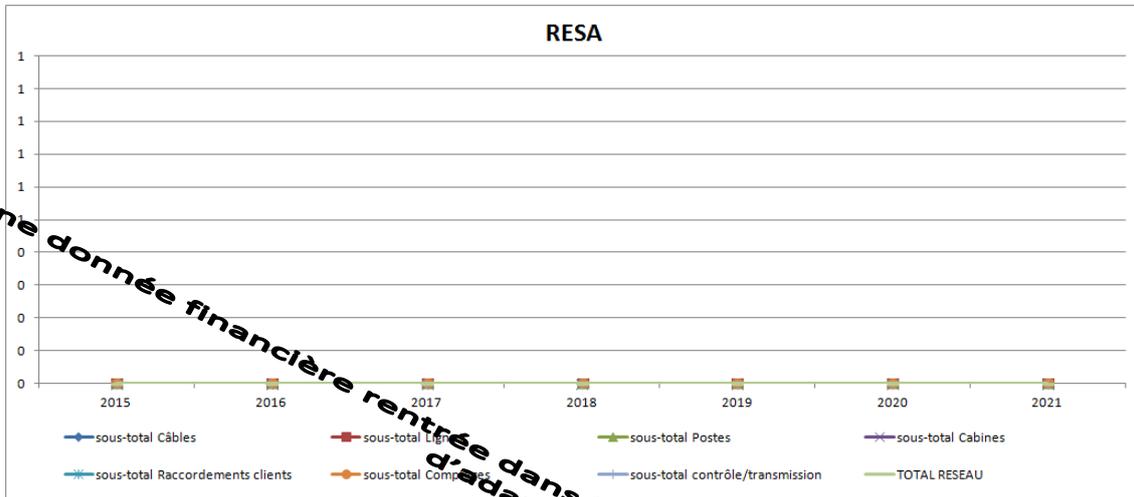
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	6.181.977	4.470.130	4.547.378	5.237.497	4.537.442	4.230.756	3.842.489	33.047.669
sous-total Lignes	1.813.186	1.648.243	2.177.469	1.971.294	2.267.496	2.319.934	2.373.000	14.570.621
sous-total Postes	776.835	1.363.583	881.138	74.449	166.279	76.471	77.540	3.416.296
sous-total Cabines	2.142.980	2.829.345	2.298.710	2.342.386	2.393.918	2.448.978	2.505.305	16.961.622
sous-total Raccordements clients	1.184.428	1.019.711	1.214.741	1.237.817	1.265.050	1.294.161	1.323.909	8.539.817
sous-total Comptages	1.214.765	1.451.733	1.291.630	1.325.438	1.354.615	1.408.206	1.440.594	9.486.981
sous-total contrôle/transmission	286.648	997.502	988.429	1.007.246	968.735	990.954	1.013.689	6.253.202
TOTAL RESEAU	13.600.818	13.780.247	13.399.495	13.196.126	12.953.536	12.769.460	12.576.525	92.276.208



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	3.665.128	2.578.591	2.541.346	3.432.721	2.692.760	2.343.663	1.912.111	19.166.320
Réseau BT	2.516.849	1.891.539	2.006.032	1.804.777	1.844.683	1.887.093	1.930.377	13.881.350
sous-total Câbles	6.181.977	4.470.130	4.547.378	5.237.497	4.537.442	4.230.756	3.842.489	33.047.669
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	513.487	725.990	641.587	653.778	668.161	683.530	699.192	4.585.726
Réseau BT	1.299.699	922.252	1.535.882	1.317.516	1.599.334	1.636.404	1.673.808	9.984.895
sous-total Lignes	1.813.186	1.648.243	2.177.469	1.971.294	2.267.496	2.319.934	2.373.000	14.570.621
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	17.342	0	0	0	0	0	0	17.342
Cellules Poste	383.694	1.085.542	669.768	37.561	115.162	39.270	40.173	2.371.169
Cellules Poste - Télécontrôle	184.158	248.042	115.376	6.888	21.118	7.201	7.367	590.149
Cellules TCC	191.641	30.000	95.994	30.000	30.000	30.000	30.000	437.635
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	776.835	1.363.583	881.138	74.449	166.279	76.471	77.540	3.416.296
Cabines Terrains	32.182	0	0	0	0	0	0	32.182
Bâtiments	620.660	1.187.429	683.121	696.100	711.414	727.777	744.516	5.371.016
Cellules MT	1.247.164	1.274.586	1.256.417	1.280.289	1.308.455	1.338.550	1.369.336	9.074.796
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	242.974	367.330	359.173	365.997	374.049	382.652	391.453	2.483.628
sous-total Cabines	2.142.980	2.829.345	2.298.710	2.342.386	2.393.918	2.448.978	2.505.305	16.961.622
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	45.287	97.313	225.205	229.482	234.531	239.936	245.441	1.317.195
Niveau Trans BT	1.022	57.415	58.219	59.325	60.630	62.025	63.451	362.087
Niveau BT	1.138.120	864.983	931.317	949.009	969.889	992.200	1.015.017	6.860.534
sous-total Raccordements clients	1.184.428	1.019.711	1.214.741	1.237.817	1.265.050	1.294.161	1.323.909	8.539.817
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	124.457	225.705	100.152	111.333	113.782	135.799	138.923	950.151
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	14.849	6.782	6.911	7.063	7.225	7.392	50.222
BT AMR	84	2.186	5.708	5.817	5.945	9.122	9.332	38.193
YMR	664.947	774.761	796.620	811.747	829.620	848.694	868.217	5.594.606
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	425.277	434.232	382.367	389.631	398.206	407.365	416.731	2.853.810
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	1.214.765	1.451.733	1.291.630	1.325.438	1.354.615	1.408.206	1.440.594	9.486.981
contrôle/transmission Câble téléphonique	61.897	18.995	21.212	21.622	22.097	22.598	23.113	191.534
Gaine Fibres optiques	100.376	479.487	394.680	402.230	411.154	420.552	430.188	2.638.667
Fibre optique	0	69.700	35.350	36.000	36.800	37.650	38.500	254.000
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	3.654	378.462	485.617	494.844	444.978	455.213	465.683	2.728.451
Télécontrôle - cab. Réseau	120.721	50.858	51.570	52.550	54.911	56.206	56.205	440.551
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	286.648	997.502	988.429	1.007.246	968.735	990.954	1.013.689	6.253.202
TOTAL RESEAU	13.600.818	13.780.247	13.399.495	13.196.126	12.953.536	12.769.460	12.576.525	92.276.208

RESA

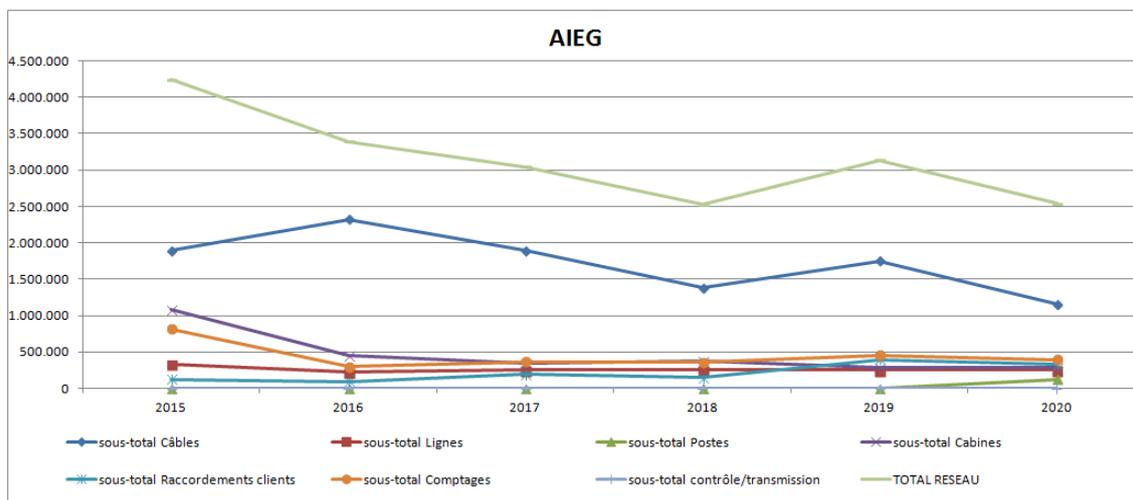
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Lignes	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Cabines	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Raccordements clients	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESEAU	0							



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Câbles	0							
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Lignes	0							
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0							
Cabines Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Cabines	0							
Raccordements clients Niveau HT (70/30)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Raccordements clients	0							
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
YMR	0	0	0	0	0	0	0	0
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	0							
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	0							
TOTAL RESEAU	0							

AIEG

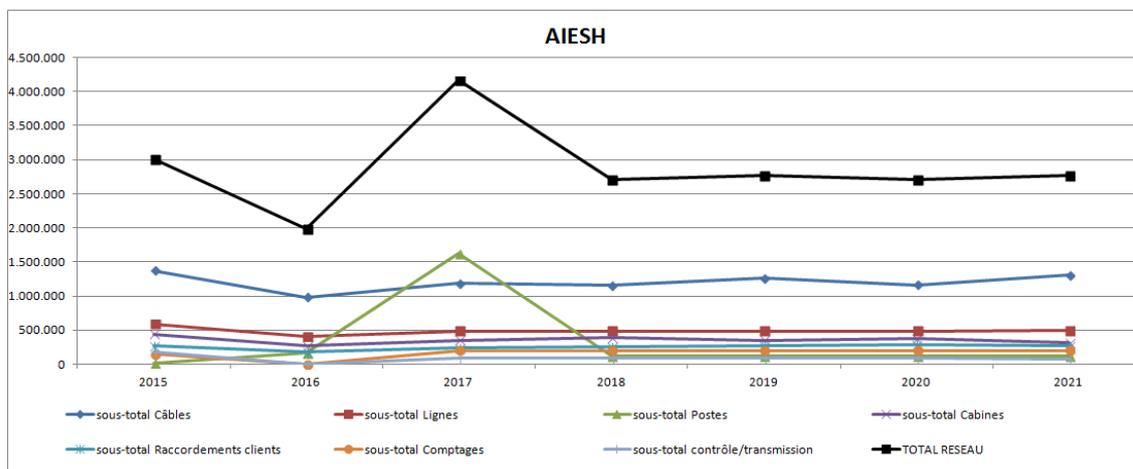
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	1.892.677	2.325.000	1.890.000	1.390.000	1.753.000	1.160.000	1.160.000	11.570.677
sous-total Lignes	325.437	220.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	1.795.437
sous-total Postes	0	0	0	0	0	124.000	124.000	248.000
sous-total Cabines	1.079.047	454.000	340.000	380.000	280.000	282.000	282.000	3.097.047
sous-total Raccordements clients	126.165	97.000	197.000	147.000	397.000	327.000	327.000	1.618.165
sous-total Comptages	817.443	296.542	368.000	360.000	458.000	398.000	398.000	3.095.985
sous-total contrôle/transmission	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESEAU	4.240.770	3.392.542	3.045.000	2.527.000	3.138.000	2.541.000	2.541.000	21.425.312



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	1.556.477	2.200.000	1.700.000	1.200.000	1.363.000	900.000	900.000	9.819.477
Réseau BT	336.200	125.000	190.000	190.000	390.000	260.000	260.000	1.751.200
sous-total Câbles	1.892.677	2.325.000	1.890.000	1.390.000	1.753.000	1.160.000	1.160.000	11.570.677
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	22.687	15.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	212.687
Réseau BT	302.750	205.000	215.000	215.000	215.000	215.000	215.000	1.582.750
sous-total Lignes	325.437	220.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	1.795.437
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	124.000	124.000	248.000
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	0	0	0	0	124.000	124.000	248.000
Cabines Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules MT	983.528	204.000	180.000	250.000	150.000	200.000	200.000	2.167.528
Transformateurs MT/MT	95.520	10.000	0	0	0	0	0	105.520
Transformateurs MT/BT	0	240.000	160.000	130.000	130.000	82.000	82.000	824.000
sous-total Cabines	1.079.047	454.000	340.000	380.000	280.000	282.000	282.000	3.097.047
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	250.000	80.000	80.000	410.000
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	126.165	97.000	197.000	147.000	147.000	247.000	247.000	1.208.165
sous-total Raccordements clients	126.165	97.000	197.000	147.000	397.000	327.000	327.000	1.618.165
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
YMR	728.187	195.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	1.973.187
intelligents	3.845	4.000	8.000	8.000	8.000	48.000	48.000	127.845
à budget	85.411	97.542	150.000	142.000	240.000	140.000	140.000	994.953
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	817.443	296.542	368.000	360.000	458.000	398.000	398.000	3.095.985
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	0							
TOTAL RESEAU	4.240.770	3.392.542	3.045.000	2.527.000	3.138.000	2.541.000	2.541.000	21.425.312

AIESH

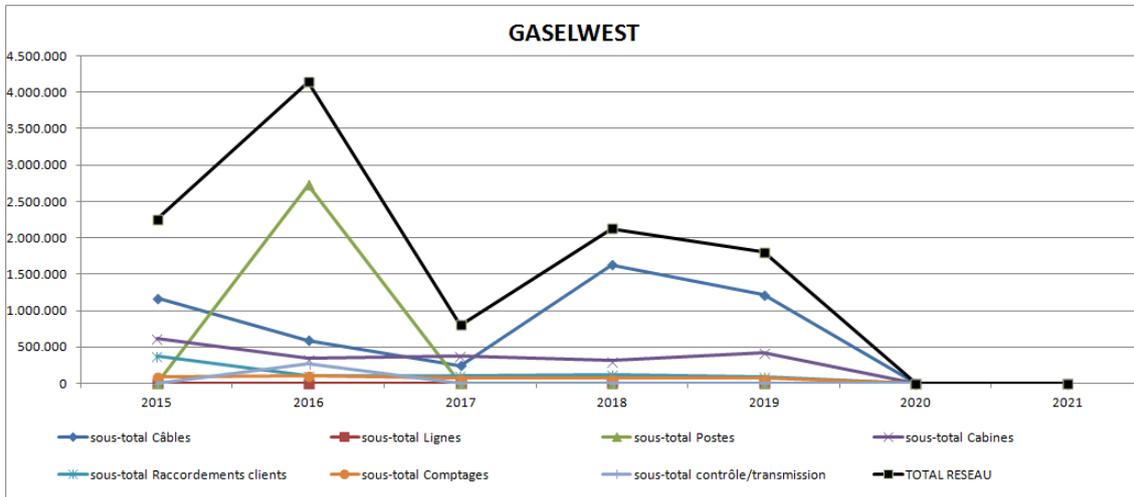
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	1.371.858	981.771	1.185.573	1.160.500	1.262.500	1.165.000	1.302.500	8.429.702
sous-total Lignes	587.927	405.000	487.200	485.200	484.000	487.800	493.000	3.430.127
sous-total Postes	19.802	161.240	1.620.000	120.000	120.000	120.000	120.000	2.281.042
sous-total Cabines	442.192	266.886	350.000	392.500	352.500	375.000	315.000	2.494.078
sous-total Raccordements clients	275.601	175.000	240.000	262.000	269.000	280.000	270.000	1.771.601
sous-total Comptages	143.079	0	197.750	197.750	197.750	197.750	197.750	1.131.829
sous-total contrôle/transmission	177.465	0	88.750	91.250	86.250	86.250	78.750	608.715
TOTAL RESEAU	3.017.925	1.989.897	4.169.273	2.709.200	2.772.000	2.711.800	2.777.000	20.147.095



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	860.279	782.377	828.073	778.000	825.000	780.000	905.000	5.758.729
Réseau BT	511.579	199.394	357.500	382.500	437.500	385.000	397.500	2.670.973
sous-total Câbles	1.371.858	981.771	1.185.573	1.160.500	1.262.500	1.165.000	1.302.500	8.429.702
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	150.000
Réseau MT	170.295	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	890.295
Réseau BT	417.632	260.000	342.200	340.200	339.000	342.800	348.000	2.389.832
sous-total Lignes	587.927	405.000	487.200	485.200	484.000	487.800	493.000	3.430.127
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	500.000	0	0	0	0	500.000
Cellules Poste	19.802	161.240	800.000	120.000	120.000	120.000	120.000	1.461.042
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	320.000	0	0	0	0	320.000
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	19.802	161.240	1.620.000	120.000	120.000	120.000	120.000	2.281.042
Cabines Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	138.614	0	105.000	120.000	105.000	112.500	90.000	671.114
Cellules MT	177.495	266.886	105.000	120.000	105.000	112.500	90.000	976.881
Transformateurs MT/MT	126.083	0	0	0	0	0	0	126.083
Transformateurs MT/BT	0	0	140.000	152.500	142.500	150.000	135.000	720.000
sous-total Cabines	442.192	266.886	350.000	392.500	352.500	375.000	315.000	2.494.078
Raccordements clients Niveau HT (70/30)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	275.601	175.000	240.000	262.000	269.000	280.000	270.000	1.771.601
sous-total Raccordements clients	275.601	175.000	240.000	262.000	269.000	280.000	270.000	1.771.601
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
YMR	54.696	0	108.750	108.750	108.750	108.750	108.750	598.446
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	88.383	0	89.000	89.000	89.000	89.000	89.000	533.383
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	143.079	0	197.750	197.750	197.750	197.750	197.750	1.131.829
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	5.000	17.500	7.500	12.500	10.000	52.500
Télécontrôle - cab. Réseau	177.465	0	83.750	73.750	78.750	73.750	68.750	556.215
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	177.465	0	88.750	91.250	86.250	86.250	78.750	608.715
TOTAL RESEAU	3.017.925	1.989.897	4.169.273	2.709.200	2.772.000	2.711.800	2.777.000	20.147.095

GASELWEST

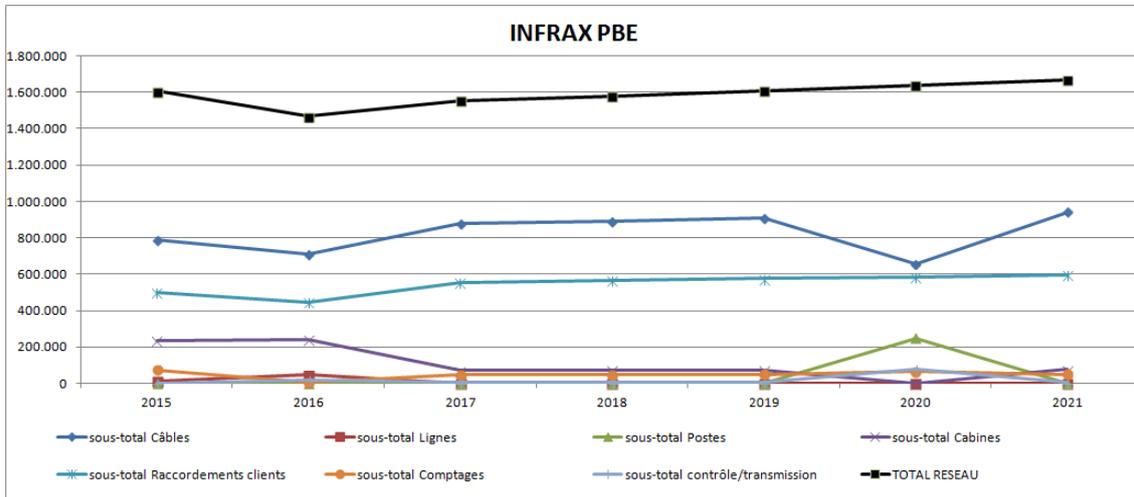
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	1.172.974	592.199	247.078	1.628.579	1.214.704	0	0	4.855.534
sous-total Lignes	0	0	0	1.410	1.410	0	0	2.820
sous-total Postes	0	2.729.218	0	0	0	0	0	2.729.218
sous-total Cabines	615.999	341.527	383.303	309.792	424.089	0	0	2.074.710
sous-total Raccordements clients	371.124	103.211	101.861	119.279	94.367	0	0	789.842
sous-total Comptages	90.266	102.085	69.292	69.390	70.484	0	0	401.517
sous-total contrôle/transmission	0	272.601	0	0	0	0	0	272.601
TOTAL RESEAU	2.250.363	4.140.841	801.534	2.128.450	1.805.054	0	0	11.126.242



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	297.340	282.405	105.574	1.502.119	785.306	0	0	2.972.744
Réseau BT	875.634	309.794	141.504	126.460	429.398	0	0	1.882.790
sous-total Câbles	1.172.974	592.199	247.078	1.628.579	1.214.704	0	0	4.855.534
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	0	0	0	1.410	1.410	0	0	2.820
sous-total Lignes	0	0	0	1.410	1.410	0	0	2.820
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	599.595	0	0	0	0	0	599.595
Cellules Poste	0	2.129.623	0	0	0	0	0	2.129.623
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	2.729.218	0	0	0	0	0	2.729.218
Cabines Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	177.265	220.557	154.205	220.996	0	0	773.023
Cellules MT	615.999	55.792	55.376	61.545	67.983	0	0	856.695
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	0	108.470	107.370	94.042	135.110	0	0	444.992
sous-total Cabines	615.999	341.527	383.303	309.792	424.089	0	0	2.074.710
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	371.124	103.211	101.861	119.279	94.367	0	0	789.842
sous-total Raccordements clients	371.124	103.211	101.861	119.279	94.367	0	0	789.842
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	60.426	84.981	54.807	54.433	54.889	0	0	309.536
YMR	0	0	0	0	0	0	0	0
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	29.840	17.104	14.485	14.957	15.595	0	0	91.981
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	90.266	102.085	69.292	69.390	70.484	0	0	401.517
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	272.601	0	0	0	0	0	272.601
Télécontrôle - cab. Réseau	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	0	272.601	0	0	0	0	0	272.601
TOTAL RESEAU	2.250.363	4.140.841	801.534	2.128.450	1.805.054	0	0	11.126.242

INFRA PBE

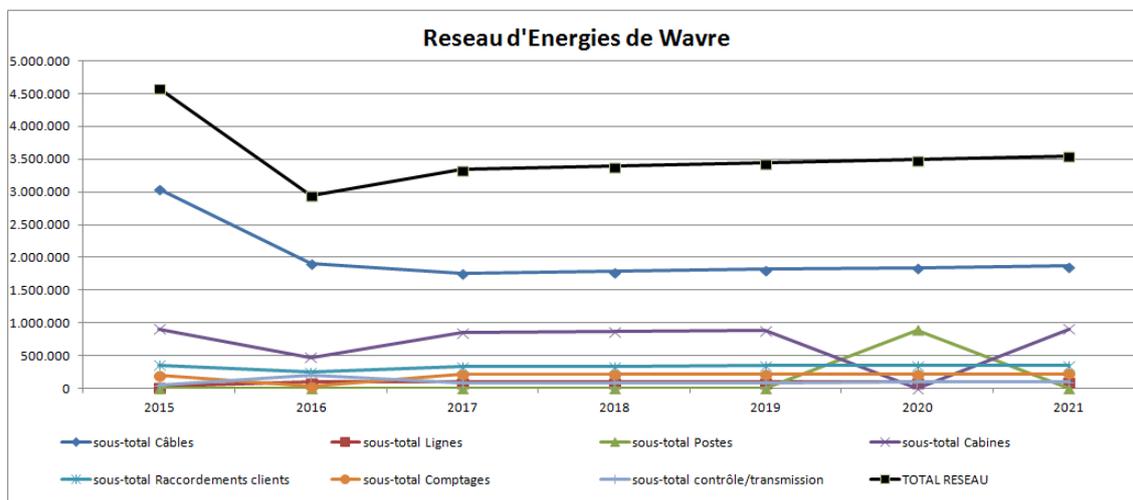
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	788.239	709.681	876.475	892.164	908.116	656.567	940.896	5.772.139
sous-total Lignes	10.599	45.270	0	0	0	0	0	55.869
sous-total Postes	0	0	0	0	0	247.561	0	247.561
sous-total Cabines	234.922	240.663	70.214	71.469	72.748	0	75.373	765.389
sous-total Raccordements clients	499.940	447.521	555.035	564.970	575.072	585.340	595.830	3.823.707
sous-total Comptages	72.299	5.171	46.647	47.482	48.332	66.223	50.075	336.229
sous-total contrôle/transmission	0	18.007	3.792	3.860	3.929	81.224	4.071	114.883
TOTAL RESEAU	1.606.000	1.466.313	1.552.163	1.579.945	1.608.197	1.636.915	1.666.245	11.115.777



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	10.619	159.373	300.235	305.609	311.074	52.043	322.302	1.461.256
Réseau BT	777.620	550.308	576.240	586.555	597.042	604.524	618.594	4.310.883
sous-total Câbles	788.239	709.681	876.475	892.164	908.116	656.567	940.896	5.772.139
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	10.599	45.270	0	0	0	0	0	55.869
sous-total Lignes	10.599	45.270	0	0	0	0	0	55.869
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	221.763	0	221.763
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	25.798	0	25.798
Cellules TCC	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	0	0	0	0	247.561	0	247.561
Cabines Terrains	0	4.000	0	0	0	0	0	4.000
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules MT	178.580	236.663	40.576	41.302	42.041	0	43.558	582.720
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	56.343	0	29.638	30.167	30.707	0	31.815	178.670
sous-total Cabines	234.922	240.663	70.214	71.469	72.748	0	75.373	765.389
Raccordements clients Niveau HT (70/30)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	0	0	1.348	1.372	1.397	1.422	1.447	6.986
Niveau Trans BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau BT	499.940	447.521	553.687	563.598	573.675	583.918	594.383	3.816.721
sous-total Raccordements clients	499.940	447.521	555.035	564.970	575.072	585.340	595.830	3.823.707
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	17.029	0	17.029
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	0	0	6.454	6.570	6.687	6.806	6.928	33.445
YMR	-9.668	0	0	0	0	0	0	-9.668
intelligents	0	0	0	0	0	0	0	0
à budget	81.967	5.171	40.193	40.912	41.645	42.388	43.147	295.422
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	72.299	5.171	46.647	47.482	48.332	66.223	50.075	336.229
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	0	0	0	0	0	0	0	0
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	0	0	0	0	0	77.225	0	77.225
Télécontrôle - cab. Réseau	0	18.007	3.792	3.860	3.929	3.999	4.071	37.658
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	0	18.007	3.792	3.860	3.929	81.224	4.071	114.883
TOTAL RESEAU	1.606.000	1.466.313	1.552.163	1.579.945	1.608.197	1.636.915	1.666.245	11.115.777

Réseau d'Energies de Wavre

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
sous-total Câbles	3.042.827	1.909.783	1.761.470	1.787.892	1.814.710	1.841.931	1.869.560	14.028.172
sous-total Lignes	29.048	94.193	92.242	93.626	95.030	96.456	97.903	598.498
sous-total Postes	0	0	0	0	0	890.000	0	890.000
sous-total Cabines	906.044	476.047	854.861	867.684	880.699	0	907.318	4.892.654
sous-total Raccordements clients	357.072	249.293	332.797	337.789	342.856	347.999	353.219	2.321.025
sous-total Comptages	197.938	26.125	211.916	215.094	218.321	221.595	224.919	1.315.908
sous-total contrôle/transmission	48.659	193.360	88.857	90.190	91.543	92.916	94.310	699.835
TOTAL RESEAU	4.581.588	2.948.801	3.342.143	3.392.275	3.443.159	3.490.897	3.547.229	24.746.092



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Câbles Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	966.802	1.250.429	930.903	944.867	959.040	973.425	988.027	7.013.491
Réseau BT	2.076.026	659.354	830.567	843.025	855.670	868.506	881.533	7.014.681
sous-total Câbles	3.042.827	1.909.783	1.761.470	1.787.892	1.814.710	1.841.931	1.869.560	14.028.172
Lignes Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Réseau BT	29.048	94.193	92.242	93.626	95.030	96.456	97.903	598.498
sous-total Lignes	29.048	94.193	92.242	93.626	95.030	96.456	97.903	598.498
Postes Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	0	0	0	0	0	0	0	0
Cellules Poste	0	0	0	0	0	720.000	0	720.000
Cellules Poste - Télécontrôle	0	0	0	0	0	80.000	0	80.000
Cellules TCC	0	0	0	0	0	90.000	0	90.000
Transformateurs HT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Postes	0	0	0	0	0	890.000	0	890.000
Cabines Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0
Bâtiments	150.870	139.356	199.080	199.080	199.080	0	199.080	1.086.546
Cellules MT	651.398	289.589	647.071	659.763	672.645	0	698.993	3.619.459
Transformateurs MT/MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformateurs MT/BT	103.776	47.102	8.711	8.841	8.974	0	9.245	186.648
sous-total Cabines	906.044	476.047	854.861	867.684	880.699	0	907.318	4.892.654
Raccordements clients Niveau HT (70/36)	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau Trans MT	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau MT	11.976	9.427	11.189	11.357	11.527	11.700	11.875	79.051
Niveau Trans BT	16.091	0	5.040	5.115	5.192	5.270	5.349	42.058
Niveau BT	329.006	239.865	316.569	321.317	326.137	331.029	335.994	2.199.916
sous-total Raccordements clients	357.072	249.293	332.797	337.789	342.856	347.999	353.219	2.321.025
Comptages HT AMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
MT AMR	4.997	500	11.262	11.431	11.602	11.776	11.953	63.521
MMR	0	0	0	0	0	0	0	0
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
BT AMR	3.902	0	0	0	0	0	0	3.902
YMR	58.156	9.375	41.615	42.240	42.873	43.516	44.169	281.944
intelligents	69.399	12.500	103.255	104.804	106.376	107.972	109.591	613.897
à budget	61.484	3.750	55.783	56.620	57.469	58.331	59.206	352.645
Frontière autres GRD	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total Comptages	197.938	26.125	211.916	215.094	218.321	221.595	224.919	1.315.908
contrôle/transmission Câble téléphonique	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaine Fibres optiques	0	0	0	0	0	0	0	0
Fibre optique	14.269	0	0	0	0	0	0	14.269
Télécontrôle - cab. Client	0	0	0	0	0	0	0	0
RTU et autres équipements télécom	32.970	0	88.857	90.190	91.543	92.916	94.310	490.786
Télécontrôle - cab. Réseau	1.420	193.360	0	0	0	0	0	194.780
Autres équipements "smart"	0	0	0	0	0	0	0	0
sous-total contrôle/transmission	48.659	193.360	88.857	90.190	91.543	92.916	94.310	699.835
TOTAL RESEAU	4.581.588	2.948.801	3.342.143	3.392.275	3.443.159	3.490.897	3.547.229	24.746.092

Conclusions

A l'issue de l'analyse des versions définitives rentrées, la CWaPE arrête la situation telle que reprise dans le tableau infra :

		AIEG	AIESH	GASELWEST	ORES Brabant Wallon	ORES Est	ORES Hainaut	ORES Luxembourg	ORES Mouscron	ORES Namur	ORES Verviers	INFRAX PBE	Reseau d'Energies de Wavre	RESA
1	Descriptif de l'infrastructure existante													
1.1	Annexe 2	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	rectif	R
1.2	Pyramide des âges	-	R	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Bilan N-1 / N	R	R	R	-	-	-	R	-	R	-	R	R	R
3	N+1 à N+5	R	R	R	-	-	R	-	-	-	-	R	R	R
NB	Bilans et budgets	R	R	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
4	Plan d'adaptation													
4.1	Les besoins en capacité													
4.1.1	Evolution de la consommation, de production et des pointes													
4.1.1.1	Les postes sources HT/MT													
4.1.1.1.a	Puissance garantie en prélèvement	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
4.1.1.1.b	Puissance garantie en injection	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.1.2	Les Feeders et autres échanges entre réseaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.1.3	Les cabines et transformateurs de distribution	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2	Les nouveaux producteurs et consommateurs													
4.1.2.1	Les nouveaux producteurs prioritaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.2	Les nouveaux gros clients industriels	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.3	Les nouveaux zonings industriels ou lotissements	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.4	Les petits producteurs	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.2.5	Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.3	Les problèmes de congestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.4	Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.5	Adaptations suite aux coupures non planifiées													
4.1.5.1	Les coupures en BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.5.2	Les coupures en MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.1.6	Qualité de l'onde de tension	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2	Autres aspects à prendre en compte													
4.2.1	Remplacements pour cause de vétusté	R	R	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.2	Interventions pour raison de sécurité													
4.2.2.1	Sécurité générale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.2.2	Distances de sécurité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.2.3	Sécurité des cabines	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R	-
4.2.3	Environnement													
4.2.3.1	Politique générale	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.3.2	Actions spécifiques	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.4	Harmonisation des plans de tension	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.5	Parallèle avec les investissements ELIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.6	Amélioration de l'efficacité													
4.2.6.1	Efficacité du réseau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.6.2	Efficacité énergétique	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.6.3	Réduction des pertes techniques	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.6.4	Réduction des pertes administratives	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.7	Remplacement des compteurs													
4.2.7.1	Compteurs à budgets	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.7.2	Compteurs « intelligents »	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.8	Evolution vers les réseaux « intelligents »	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.2.9	Electro-mobilité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R	-

Toutes les remarques reprises dans le tableau ci-dessus ont été communiquées de manière individuelle aux différents GRD au moyen de courriers spécifiques.

ANNEXE II : Les indices qualité

La CWaPE a analysé les rapports qualité rentrés par les GRD pour l'exercice 2015. Dans ce cadre également, de nouvelles lignes directrices ont été rédigées en 2015 en concertation avec les GRD. Une application stricte de ces dernières sera exigée pour le rapportage 2017 (données 2016). Un des buts poursuivis dans la réécriture de ces lignes directrices visait essentiellement à rappeler aux GRD le contenu exact et la définition précise des indices à monitorer, de manière à pouvoir obtenir des GRD des renseignements recoupant exactement les mêmes notions. Il s'agit ici d'une première étape. La CWaPE est en effet parfaitement consciente que pour que le rapport du GRD sur la qualité de ses prestations soit crédible, il est crucial que celui-ci dispose d'un système de collecte et de gestion des données qui en garantisse l'exactitude et l'exhaustivité. Sans un tel système, le rapport ne repose sur rien de vérifiable et perd donc considérablement de son intérêt. Un audit de ces systèmes de rapportage sera programmé de manière à pouvoir en contrôler la bonne adéquation.

Sur base des interruptions non programmées, l'évolution des principaux indices qualité peut se résumer comme suit :

Données générales

Les GRD renseignent les principaux indices qualité dans la littérature de leur rapport qualité. Ils complètent également un tableau reprenant les détails et les différentes natures des interruptions enregistrées au cours de l'exercice. Le tableau permettant le recueil de ces détails est tiré de la prescription technique C10/14 éditée par Synergrid.

La CWaPE se base sur ce tableau complété individuellement par les GRD, non seulement pour recalculer individuellement les différents indices qualité mais également pour pouvoir calculer précisément des valeurs pondérées au niveau de la Région. Le tableau ci-dessous résume les trois principaux indices qualité en comparant les valeurs citées par les GRD et celles recalculées par la CWaPE. Certaines légères divergences sont inévitablement liées à des valeurs arrondies dans les calculs. Lorsque des divergences plus importantes sont rencontrées, la CWaPE privilégie les valeurs issues des calculs à celles simplement citées par les GRD.

	2015					
	Indisponibilité totale		Fréquence		Durée de rétablissement	
	rapports	calculs	rapports	calculs	rapports	calculs
AIEG	00:56:00	00:56:15	0,58	0,58	01:37:48	01:37:48
AIESH	00:19:00	00:19:54	0,32	0,32	01:19:00	01:02:11
RESA	00:33:00	00:33:07	1,07	1,07	00:31:00	00:31:00
Ville de Liège	00:21:00	00:21:06	0,62	0,62	00:33:52	00:33:50
GASELWEST	00:13:40	00:13:36	0,44	0,44	00:31:02	00:30:56
ORES Namur	01:01:00	01:01:23	1,30	1,30	00:46:55	00:47:06
ORES Hainaut	00:58:00	00:58:13	1,17	1,17	00:55:00	00:49:47
ORES Est	00:34:00	00:34:09	0,71	0,71	00:47:53	00:47:48
ORES Luxembourg	01:05:00	01:05:21	1,34	1,34	00:48:30	00:48:56
ORES Verviers	00:34:00	00:33:55	1,08	1,08	00:31:29	00:31:20
Infrax PBE	00:20:53	00:21:03	0,68	0,69	00:30:54	00:30:44
ORES Brabant Wallon	00:49:00	00:49:02	0,69	0,69	01:11:01	01:10:38
ORES Mouscron	00:41:00	00:41:21	0,68	0,68	01:00:18	01:01:08
Reseau d'Energies de Wavre	00:18:00	00:15:33	0,30	0,30	01:00:00	00:51:47
Région Wallonne		00:49:24		1,06		00:46:35

L'indisponibilité

Il convient de distinguer l'indisponibilité :

- dite « totale », à savoir celle impactant les URD quelle que soit l'origine ou la cause des interruptions ;
- de celle dite « propre », c'est-à-dire celle dépendant directement d'éléments sur lesquels le GRD peut éventuellement avoir une influence.

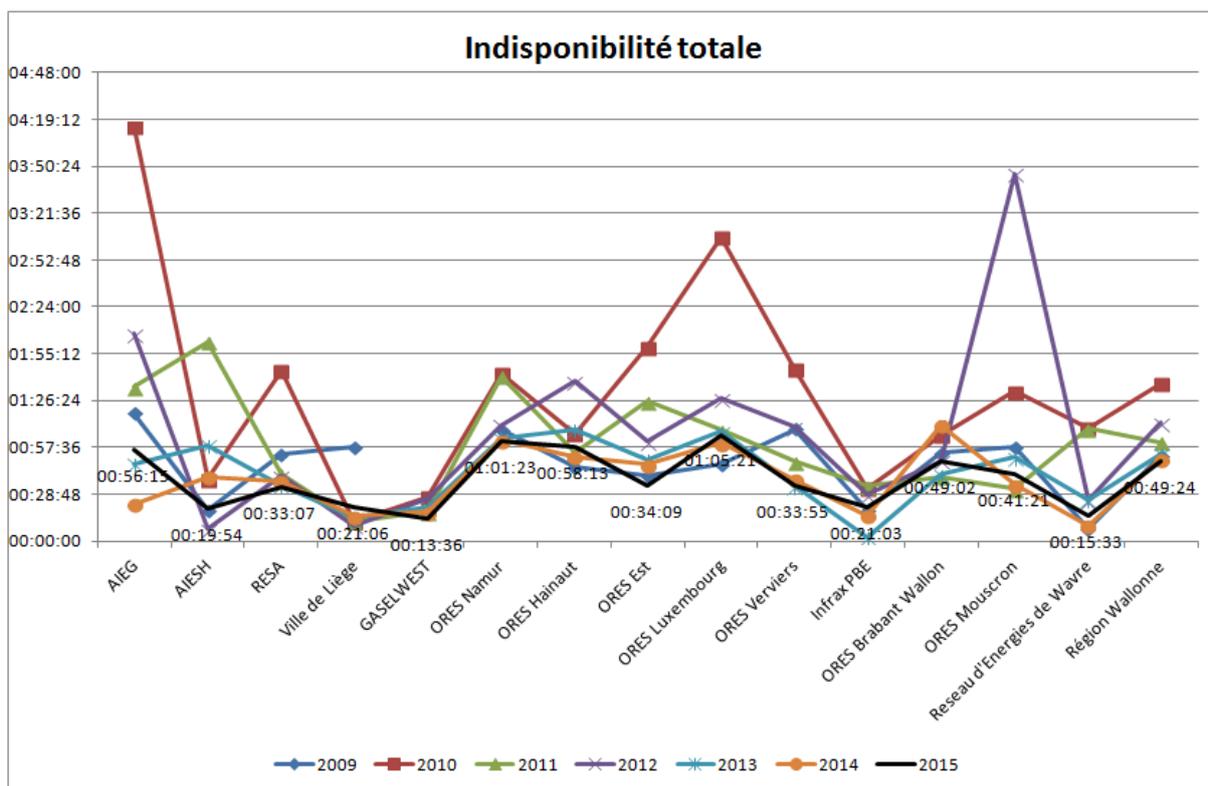
Les interruptions sont ainsi répertoriées en 7 classes :

	Intervenant dans le calcul de l'indisponibilité propre	Intervenant dans le calcul de l'indisponibilité totale
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers	X	X
2 : défaut de câble MT causé par tiers	-	X
3 : défaut de ligne MT en conditions atmosphériques normales et non causé par tiers	X	X
4 : défaut de ligne MT en mauvaises conditions atmosphériques ou causé par tiers	-	X
5 : défaut en cabine MT GRD	X	X
6 : défaut en cabine MT utilisateur	-	X
7 : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD	-	X

Ces deux notions sont importantes car l'une représente les interruptions telles que vécues par les utilisateurs et l'autre représente les facteurs à prendre en compte dans une éventuelle bonification des indices qualité du GRD. A titre d'exemple, il serait mal venu de juger les résultats d'un GRD au regard d'indices incluant des interruptions d'alimentation rencontrées en raison de défauts sur les réseaux de transport (local).

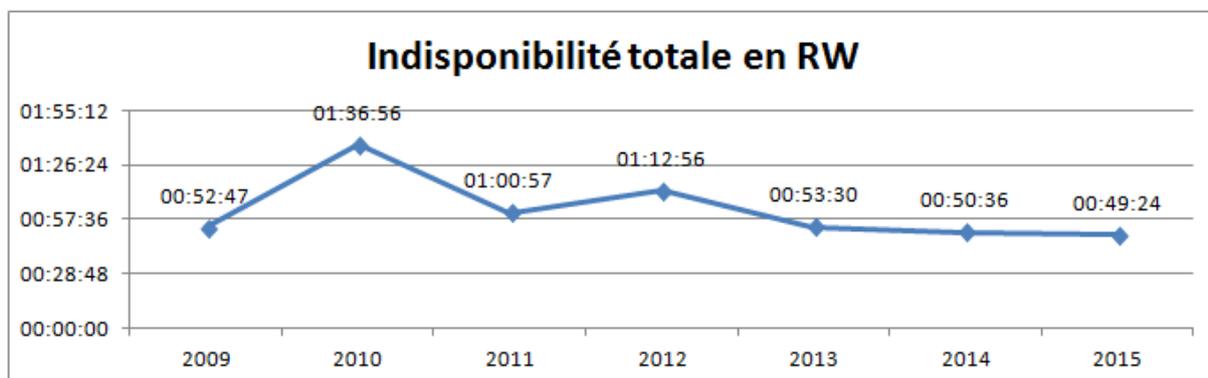
Ces demandes de distinction selon les 7 classes évoquées supra ont été introduites dans le cadre de la révision en 2016 des lignes directrices touchant la rédaction du rapport qualité. La CWaPE ne dispose pas d'historique visant spécifiquement les indisponibilités propres.

En termes d'indisponibilité totale, l'historique peut se résumer comme suit :



NB : Les années 2010 et 2012 ont connu des phénomènes climatiques particuliers (ex. galloping sur lignes 150 et 70 kV sur réseau ELIA dans la région de Tournai en 2012 ayant entraîné la chute de plusieurs pylônes).

L'évolution de la moyenne au niveau de la Région est donc la suivante :

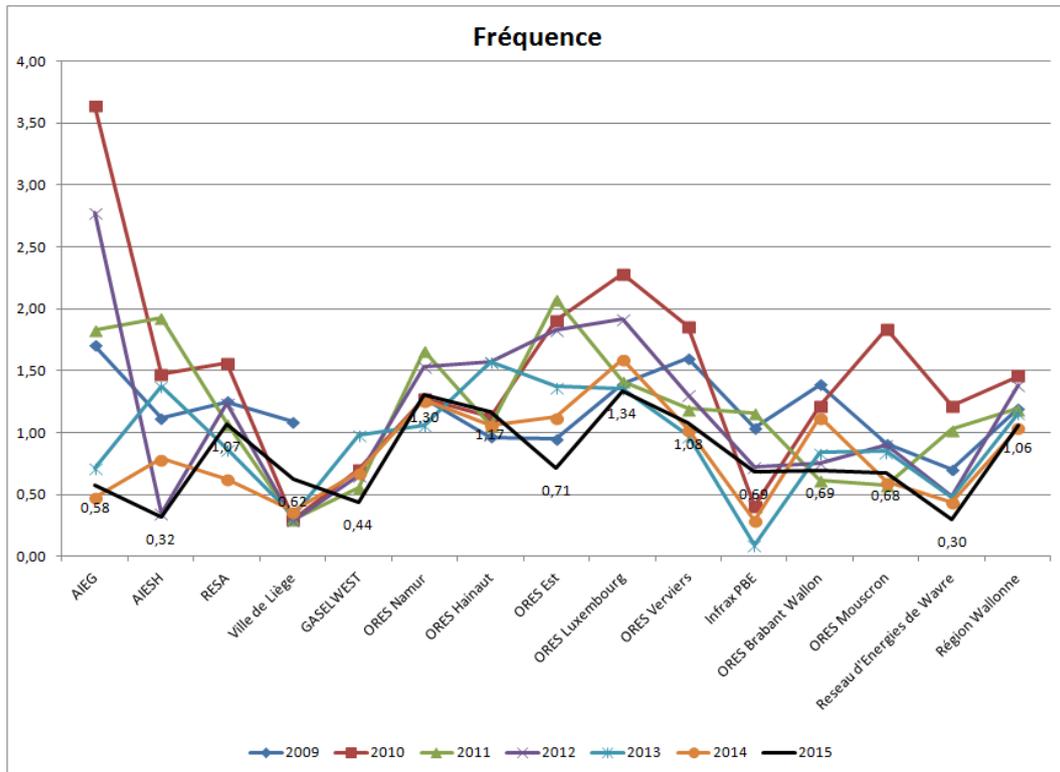


Conclusion :

En Région wallonne et pour l'année 2015, le temps moyen annuel total d'interruption par utilisateur était de 49 minutes 24 secondes.

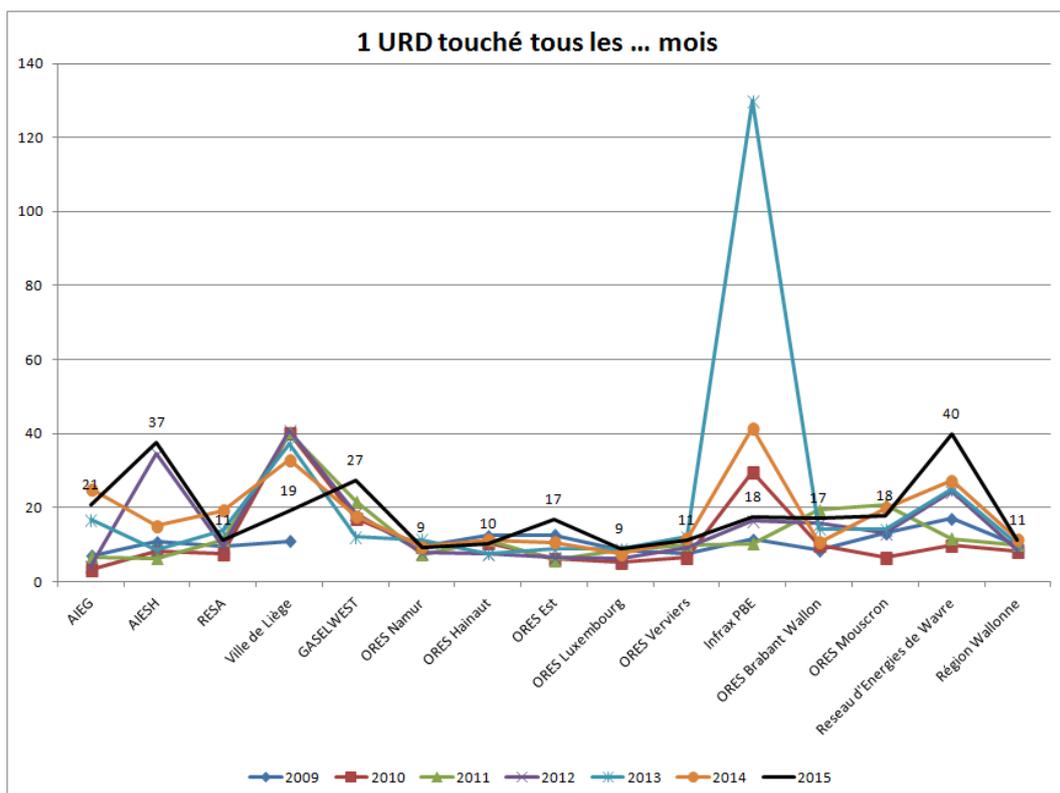
La fréquence des interruptions

En termes de fréquence, l'historique peut se résumer comme suit :

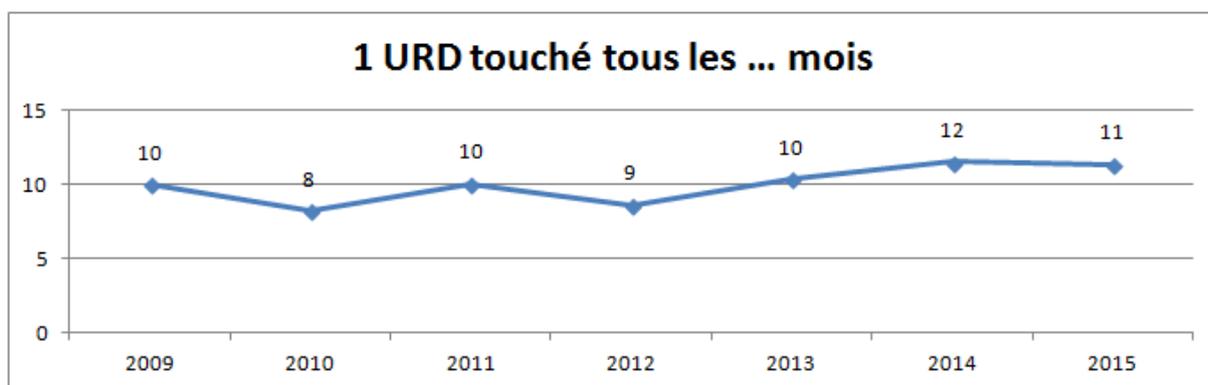
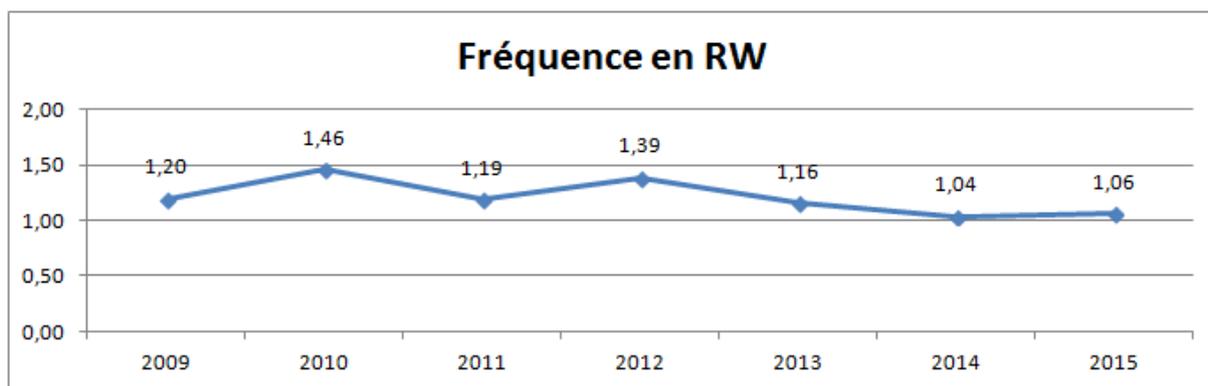


Conclusion :

En 2015, la fréquence moyenne annuelle des interruptions par utilisateur en RW était de 1,06. Pour un URD, cela correspond donc statistiquement à une coupure en moyenne tous les 11 mois.

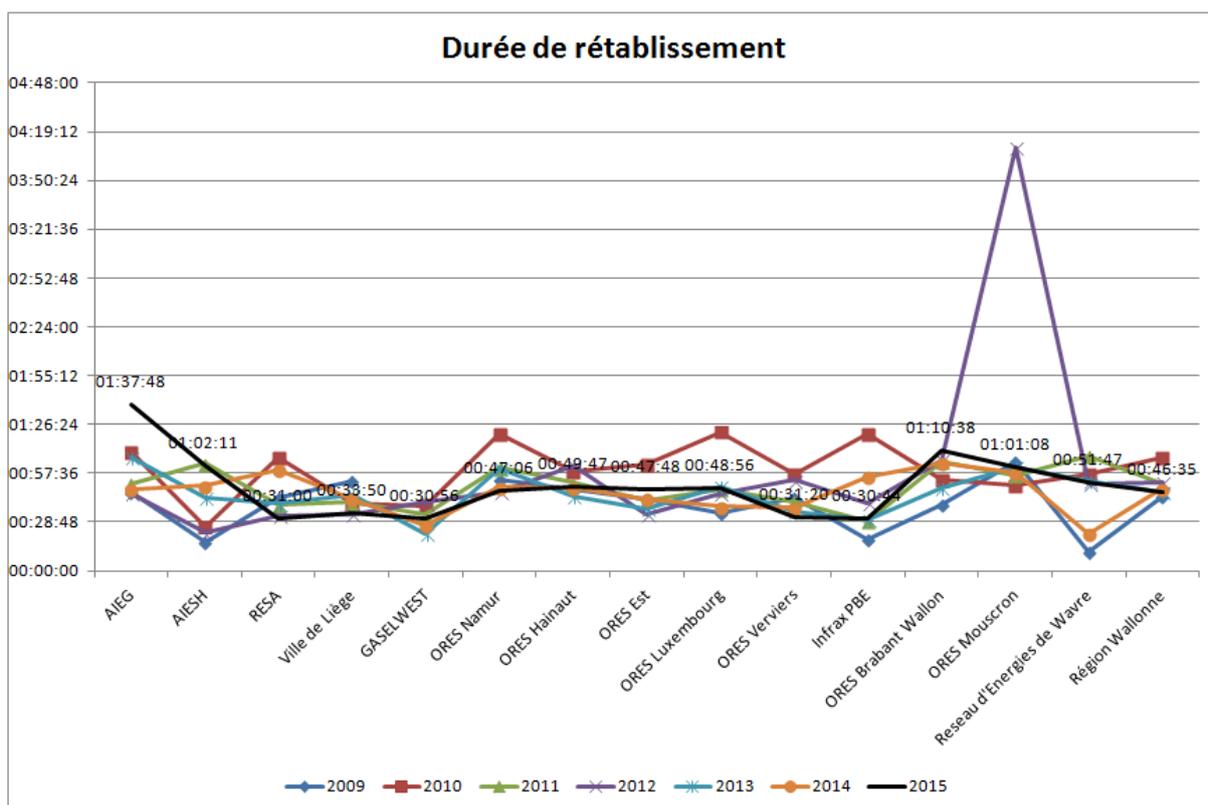


Au niveau de la Région, l'évolution de la fréquence est la suivante :



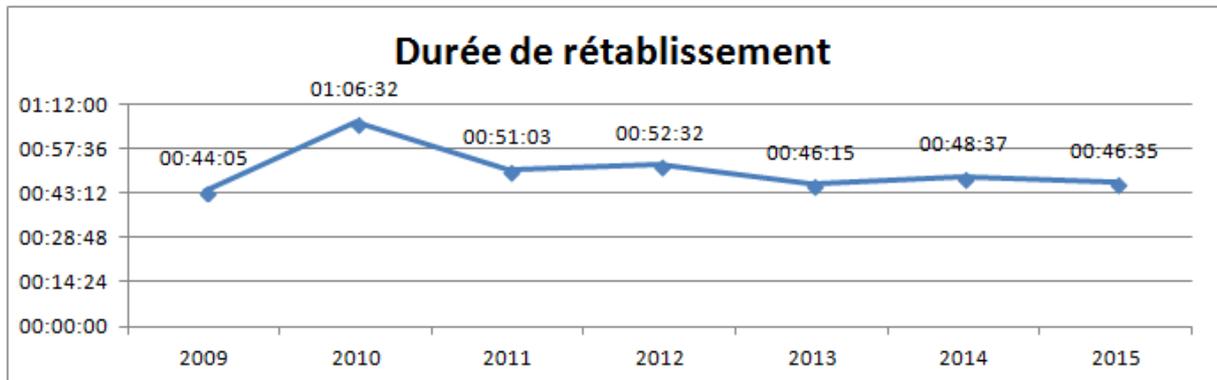
La durée de rétablissement

En termes de durée de rétablissement, l'historique peut se résumer comme suit :



Conclusion :

Lorsqu'un URD a connu une interruption d'alimentation en 2015, la durée moyenne de cette interruption a été de 46 minutes 35 secondes.



ANNEXE III: Les lignes directrices actualisées



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

LIGNES DIRECTRICES

CD-16b23-CWaPE-0002

relatives à

*‘ l'établissement des plans d'adaptation pour la
gestion des réseaux de distribution
d'électricité et l'accès à ceux-ci ’*

*prises en application l'article 27 du Règlement technique pour la gestion
des réseaux de distribution d'électricité et l'accès à ceux-ci.*

Le 23 février 2016

Lignes directrices relatives à l'établissement des plans d'adaptation pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et l'accès à ceux-ci

Liminaires

Les présentes lignes directrices constituent une mise à jour de la présentation standard définie en concertation avec les GRD en 2013, notamment suite au retour d'expérience et aux modifications intervenues en 2014 du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Elles visent à définir, de manière aussi stable que possible, un cadre standardisé pour l'établissement des plans d'adaptation ; elles visent également l'actualisation des travaux et budgets en cours. Leur première mise en application est attendue pour les travaux portant sur la période 2017 à 2021. La CWaPE souhaite en effet que le prochain plan ne se limite pas uniquement à la période tarifaire de l'année 2017 mais que cette dernière soit étendue aux 4 années suivantes. La portée du prochain plan couvrirait donc une période de 5 années. Par la suite, les plans d'adaptation couvriront au minimum les périodes tarifaires concernées.

Dans un objectif de cohérence, le GRD veillera à faire correspondre le budget proposé dans les plans d'adaptation avec sa proposition tarifaire.

Afin d'éviter la réécriture annuelle de ces lignes directrices, aucune année n'est précisément citée. Pour faciliter la compréhension du lecteur, pour la mise en œuvre de la présente à la période 2017-2021, il faut entendre par :

- Année N : l'année d'écriture du plan soit 2016 ;
- Année N-1 : 2015 ;
- Années N+1 à N+5 : la période 2017 à 2021.

Pour simplifier la rédaction du plan et faciliter le traitement des données, un « tableur » (dénommé comme tel dans la suite du document) a été développé. Ce dernier est à considérer comme faisant partie intégrante du plan. Dûment complété, sa transmission est obligatoire via un support informatique, et ce de manière concomitante à la transmission du projet de plan proprement dit.

Remarques importantes

- Rappel du planning de travail (identique aux années précédentes) :
 - a) Le projet de plan d'adaptation est remis en un seul exemplaire à la CWaPE pour le 2 mai au plus tard. A cette occasion, le GRD communique également à la CWaPE le budget définitif se rapportant au dernier plan approuvé, et justifie les révisions et reports éventuels qui sont déjà prévisibles à cette date. Ces informations sont communiquées par le biais d'un tableau dont le lay-out est imposé par la CWaPE.

- b) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan durant le mois de mai.
 - c) La CWaPE procède ensuite à l'examen du plan et peut demander au GRD de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1^{er} juillet.
 - d) Le GRD ajuste éventuellement son plan d'adaptation et remet, avant le 1^{er} septembre, la version définitive à la CWaPE en deux exemplaires. Les autres éléments et schémas unifilaires relatifs au réseau peuvent n'être remis qu'en 1 seul exemplaire. Ils peuvent, de même que certaines annexes jugées trop volumineuses, être remis sur support informatique.
 - e) Après approbation en septembre par le Comité de direction de la CWaPE, le plan est mis en application dès le 1^{er} janvier de l'année suivante.
- Afin d'assurer le lien avec les propositions tarifaires, chaque projet nominatif, réalisé ou planifié, et chaque enveloppe de projet non nominative mentionnés dans le plan doivent être accompagnés de leurs estimations budgétaires ainsi que des métrés associés. Ces informations sont communiquées par le biais d'un tableau dont le lay-out est imposé par la CWaPE.
 - Une fois le plan d'adaptation approuvé, il devient engageant pour le GRD. Celui-ci est donc tenu d'exécuter les investissements dont il mentionne la réalisation dans son plan d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas. Dans ce cas, si le GRD est confronté à la nécessité de postposer de manière « significative » la réalisation d'un investissement ayant préalablement fait l'objet d'une approbation, le GRD est tenu de fournir à la CWaPE, au plus tard lors de la demande d'approbation du prochain plan, en précisant de manière circonstanciée les raisons justifiant ce changement. Le cas échéant, il démontre que le report de cet investissement ne diminue en rien la sécurité ni la fiabilité de son réseau. Si l'adaptation reportée avait été jugée importante pour la sécurité et la fiabilité du réseau, il en avertit préalablement la CWaPE.
 - La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE peut imposer la réalisation par les GRD de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation.
 - En termes de structure, le respect strict de la présentation standard est requis. Le tableur fait également partie intégrante du plan.
Il reprend des annexes de 2 types :
 - les onglets surlignés de **rouge** sont des annexes dont le lay-out est imposé par la CWaPE, essentiellement dans un souci de standardisation et de possibilité de recoupement avec des données à caractère budgétaire ;
 - les tableaux repris dans les onglets surlignés de **vert** constituent des suggestions ; le GRD est libre d'en changer la présentation pour autant qu'in fine, les informations figurant dans l'exemple soient bien reprises. Ces exemples constituent essentiellement un moyen sûr de répondre aux demandes de la CWaPE mais peuvent être adaptés si des applications informatiques spécifiques ont été développées par le passé dans ce but.

Contexte législatif

Décret du 12 avril 2001 (version consolidée) relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

Article 2.

Pour l'application du présent décret, il y a lieu d'entendre par : ...

30° " plan d'adaptation " : plan envisageant les projets de remplacement, de rationalisation ou de développement du réseau, établi en application de l'article 15.

Article 15.

§ 1er. En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de gestion active de la demande, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.

Les règlements techniques précisent le planning et les modalités d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation.

Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période correspondant à la période tarifaire. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique.

...

§ 2. Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins [2 et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédent.

Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes :

- 1° une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;*
- 2° une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, de la consommation, des scénarii de développement de l'éco-mobilité, des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, et des échanges avec les autres réseaux ;*
- 3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;*
- 4° la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;*
- 5° la liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;*
- 6° l'état des études, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure, le cas échéant ;*
- 7° les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de*

production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;

8° sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;

9° la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.

§ 3. Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.

§ 4. Les gestionnaires de réseau sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'ils ne contrôlent pas.

§ 5. La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE peut imposer la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation.

Règlement technique électricité pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci

Le règlement technique (RTD) en vigueur au moment de la rédaction de la cette note correspond aux prescriptions de l'AGW du 3 mars 2011 (MB : 11 mai 2011).

Sa mise en jour est actuellement en cours afin d'intégrer les modifications nécessaires induites notamment par la modification du Décret en 2014. Pour cette raison, aucun extrait du RTD n'est repris dans ces lignes directrices.

Remarque

Certains éléments demandés par le décret ne sont pas repris dans le plan d'adaptation mais font l'objet d'un rapportage spécifique dans le rapport qualité. A ce titre, ce dernier doit être considéré également comme une annexe au plan d'adaptation.

Table des matières

1	DESCRIPTIF DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE.....	8
1.1	DONNÉES CHIFFRÉES – SITUATION DES RÉSEAUX AU 31 DÉCEMBRE	8
1.2	PYRAMIDE DES ÂGES	8
2	BILAN DES RÉALISATIONS DE L'ANNÉE PRÉCÉDENTE (ANNÉE N-1)	10
3	ACTUALISATION DES PLANS EN COURS (ANNÉE N)	11
4	PLAN D'ADAPTATION (POUR LES ANNÉES N+1 À + 5).....	13
4.1	LES BESOINS EN CAPACITÉ	13
4.1.1	Evolution de la consommation, de production et des pointes de charge pouvant en résulter.	13
4.1.1.1	Les postes sources HT/MT.....	13
4.1.1.2	Les Feeders et autres échanges entre réseaux.....	14
4.1.1.3	Les cabines et transformateurs de distribution.....	14
4.1.2	Les nouveaux producteurs et consommateurs.....	14
4.1.2.1	Les nouveaux producteurs prioritaires.....	14
4.1.2.2	Les nouveaux gros clients industriels	15
4.1.2.3	Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants	15
4.1.2.4	Les petits producteurs de max 10 kVA	16
4.1.2.5	Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau	16
4.1.3	Les problèmes de congestion	16
4.1.4	Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions	17
4.1.5	Adaptations suite aux coupures non planifiées	17
4.1.5.1	Les coupures en BT.....	17
4.1.5.2	Les coupures en MT.....	17
4.1.6	Qualité de l'onde de tension.....	17
4.2	AUTRES ASPECTS À PRENDRE EN COMPTE	17
4.2.1	Remplacements pour cause de vétusté.....	17
4.2.2	Interventions pour raison de sécurité	18
4.2.2.1	Sécurité générale.....	18
4.2.2.2	Distances de sécurité.....	18
4.2.2.3	Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)	18
4.2.3	Environnement	18
4.2.3.1	Politique générale	18
4.2.3.2	Actions spécifiques	18
4.2.4	Harmonisation des plans de tension	18
4.2.5	Parallèle avec les investissements ELIA	19
4.2.6	Amélioration de l'efficacité.....	19
4.2.6.1	Efficacité du réseau	19
4.2.6.2	Efficacité énergétique.....	19
4.2.6.3	Réduction des pertes techniques	19
4.2.6.4	Réduction des pertes administratives	19

4.2.7	Remplacement des compteurs	19
4.2.7.1	Compteurs à budgets	19
4.2.7.2	Compteurs « intelligents »	19
4.2.8	Evolution vers les réseaux « intelligents »	20
4.2.9	Electro-mobilité	20
5	LISTE DES TRAVAUX NOMINATIFS PROGRAMMÉS ET ÉVALUATION BUDGÉTAIRE PAR PROJET.....	22
6	SCHÉMAS	23

1 Descriptif de l'infrastructure existante

1.1 Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre

Outre un rapportage trimestriel permettant simultanément la transmission des données de marché et le respect des acteurs en termes de retour de quotas de CV (connu actuellement sous la dénomination « annexe 1 »), le GRD transmet, déjà actuellement à la CWaPE et de manière annuelle, toute une série de données chiffrées dans le cadre d'un rapportage prévu pour le 31 mars au plus tard. Il s'agit concrètement de 2 fichiers en format Excel à transmettre par courriel et reprenant successivement :

- Sous le vocable « annexe 2 » : les données chiffrées sur le réseau ;
- Sous le vocable « annexe 3 » : l'énergie transitant par le réseau.

Comme par le passé, la transmission de ces données, au plus tard 3 mois après une année échue et via les formulaires précités (dont le lay-out est imposé), reste d'actualité.



Le fichier dénommé « annexe 2 » qui visait déjà à dresser un descriptif de l'infrastructure existante au 31 décembre de l'année écoulée, sera supprimé et remplacé par une nouvelle annexe du plan d'adaptation. Son contenu sera amendé afin de recueillir certains renseignements techniques complémentaires, notamment en termes de gestion active des réseaux.

Cette nouvelle annexe est reprise à la page suivante et dans le fichier Excel dans l'onglet « Tab 0_descriptif infr existante ».

Sa transmission des GRD vers la CWaPE n'est donc plus attendue pour le 31 mars mais bien de manière concomitante avec les autres renseignements du plan.

1.2 Pyramide des âges



De manière complémentaire et en adéquation avec les prescriptions du Décret, il est demandé au GRD de détailler dans ce §, la pyramide des âges des principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension (MT).

Le GRD fournira une description de l'état de vétusté de son infrastructure MT. Il décrira ensuite la stratégie à long terme de renouvellement de son réseau qu'il compte mettre en œuvre au regard de l'état de vétusté.

Nom du GR : Descriptif de l'infrastructure existante au 31 décembre 2015

			Quantité (longueur géographique ou unité)	Puissance cumulée en MVA	
Réseau souterrain	Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km		
	Réseau MT		Km		
	Réseau BT		Km		
	sous-total Réseau souterrain		Km	0,000	
Réseau aérien	Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km		
	Réseau MT		Km		
	Réseau BT		Km		
	sous-total Réseau aérien		Km	0,000	
Postes	Connections postes ELIA		pc		
	Postes Nom du GR		pc		
	TCC		pc		
	sous-total Postes		pc	0	
Cabines	Clients		pc		
	Nom du GR	Transformation au sol	pc		
		PTA	pc		
		Autres cabines	pc		
	sous-total Cabines		pc	0	
Raccordements clients (préèvement)	niveau HT (70/36/30 kV)		pc		
	niveau Trans MT		pc		
	niveau MT		pc		
	niveau Trans BT		pc		
	niveau BT		pc		
	sous-total Raccordements clients		pc	0	
Raccordements d'UPD	P ≤ 10 kVA		pc		
	10 kVA < P ≤ 250 kVA		pc		
	250 kVA < P ≤ 5 MVA		pc		
	5 MVA < P ≤ 25 MVA		pc		
	25 MVA < P		pc		
	sous-total Raccordements d'UPD		pc	0,000	
Interconnexions	avec ELIA		pc		
	avec autres GRD		pc		
	sous-total Interconnexions		pc	0	
Les transformateurs de Nom du GR	HT/MT		pc		
	HT/BT		pc		
	BT/HT		pc		
	sous-total Postes		pc	0,000	
Comptages	HT	AMR	pc		
		Frontière autres GRD	pc		
	MT	AMR	pc		
		MMR	pc		
		Frontière autres GRD	pc		
	BT	AMR	pc		
		YMR	actifs	pc	
			inactifs / plombés fermés	pc	
		à budget	avec limitation puissance activée	pc	
			autres actifs	pc	
		inactifs	pc		
		intelligents	pc		
	Frontière autres GRD	pc			
sous-total Comptages		pc	0		
Contrôle/transmission	Câble téléphonique		Km		
	Gaine Fibres optiques		Km		
	Fibre optique		Km		
	Postes/cabines GRD télécontrôlé(e)s		pc		
	Cabines clients télécontrôlées		pc		
	RTU en fonction	Clients	pc		
		Nom du GR	pc		
	Disjoncteurs télécommandés		pc		
	Points de mesure qualité réseaux (EN 50160)		pc		
	Autres points de mesure réseau en tension		pc		
	Autres points de mesure réseau en courant		pc		
	Flexibilité	UPD flexibles N-1 (0 sec - sans compensation)		pc	
		UPD flexibles	avec compensation totale ou partielle	pc	
sans compensation			pc		
Clients R3DP		pc			
sous-total Flexibilité		pc	0,000		



voir onglet spécifique dans tableur

version : 16 février 2016

Illustration de l'annexe 2 (mise à jour) pour 2015 : Données chiffrées – Situation des réseaux au 31 décembre 2015

2 Bilan des réalisations de l'année précédente (année N-1)

Dans ce chapitre, le GRD dresse le bilan des projets et investissements :

- clôturés au cours de l'année N-1 ;
- en cours au 31 décembre de l'année N-1 ;
- reportés (retard non significatif) ;
- reportés de manière significative ou annulés : sous réserve de la démonstration que cela ne met pas en péril la sécurité ni l'efficacité du réseau.

Cette situation est dressée, pour l'année écoulée (N-1), en complétant les tableaux 1.a et 2 repris dans les onglets spécifiques du tableur joint à la présentation standardisée.



Tab 1	Global - Postes budgétaires (tab 1.a : réalisé pour année N-1)
Tab 2	Tab 2.a : bilan N-1 Tab 2.b : bilan N-1 détails

Postes budgétaires		Année 2015									
		Réalisé : Nom du GR - 2016				Interventions de tiers et subides	TOTAL (Réalisé net)				
		Adaptation		Extension							
QRS	Quantité	montants (€) (1)		Quantité	montants (€) (1)		montants (€) (1)	montants (€) (1)			
Câbles	Réseau HT (30 kV <= U < 70 kV)	Km						€	-		
	Réseau MT	Km						€	-		
	Réseau BT	Km						€	-		
	sous-total Câbles	Km	0,000	€	0,000	€	€	-	€	-	
Lignes	Réseau HT (30 kV <= U < 70 kV)	Km						€	-		
	Réseau MT	Km						€	-		
	Réseau BT	Km						€	-		
	sous-total Lignes	Km	0,000	€	0,000	€	€	-	€	-	
Postes	Termins	na	na		na			€	-		
	Éléments	no						€	-		
	Cellules Poste	pc						€	-		
	Cellules Poste - Télécom	pc						€	-		
	Cellules TIC	pc						€	-		
	Transformateurs HT/MT	no						€	-		
	Transformateurs MT/MT	no						€	-		
sous-total Postes			€		€		€	-	€	-	
Cabines	Termins	na	na		na			€	-		
	Éléments	no						€	-		
	Cellules MT	pc						€	-		
	Transformateurs HT/MT	no						€	-		
	Transformateurs MT/BT	no						€	-		
sous-total Cabines			€		€		€	-	€	-	
Raccordements clients	Niveau HT (70/36/30 kV)	pc						€	-		
	Niveau Trans HT	pc						€	-		
	Niveau MT	pc						€	-		
	Niveau Trans pc	pc						€	-		
	Niveau BT	pc						€	-		
sous-total Raccordements clients	pc						€	-	€	-	
Comptages	HT	AMR	no					€	-		
	MT	Frontière autres GRD	no					€	-		
		AMR	no					€	-		
	BT	AMR	no					€	-		
		Frontière autres GRD	no					€	-		
		AMR	no					€	-		
		Frontière autres GRD	no					€	-		
	sous-total Comptages	no	0	€	0	€	€	-	€	-	
	contrôle/transmission	Câble téléphonique	Km						€	-	
		Autre Filaires optiques	Km						€	-	
Fibre optique		Km						€	-		
Téléphonie - pas de papiers		pc						€	-		
RTU et autres équipements telecom		pc						€	-		
Télécom - pas de papiers		pc						€	-		
Autres équipements smart		pc						€	-		
sous-total contrôle/transmission			€		€		€	-	€	-	
autres (à préciser)	autre 1	u1						€	-		
	autre 2	u2						€	-		
	autre 3	u3						€	-		
	autre 4	u4						€	-		
	autre 5	u5						€	-		
	autre 6	u6						€	-		
	autre 7	u7						€	-		
sous-total autres			€		€		€	-	€	-	
TOTAL RESEAU				€		€		€	-	€	-

(1) tels que valorisés dans SAS

Illustration du Tab 1.a : Global - Postes budgétaires : réalisé de 2015



voir onglet spécifique dans tableur

Tab 2.a - Bilan des réalisations de l'année précédente (Nom du GR - 2015)

Détails par projet (nominal et/ou nominal) ; comparé à projet et deux, année à, report

		Total projets nominatifs		€ 0		€ 0		€ 0		€ 0		€ 0		€ 0		
		Total à projet nominal		€ 200		€ 200		€ 400		€ 200		€ 0		€ 0		
Année N-1	Etat d'avancement	Motivation	N° de projet	Nominal ?	Année budget initiale	Description des travaux	Localisation du projet	Caractéristiques (nucléaire et réseau aggr. P. ou autre)	Budget global à l'état du projet		Coût réel au 31/12/2015		Montants réalisés au 31/12/2015		Différence entre Budget global initial et projet réel au 31/12/2015	
									Budget (€)	De l'année précédente(€)	Budget (€)	De l'année précédente(€)	Budget (€)	De l'année précédente(€)	Budget (€)	De l'année précédente(€)
2015	à court terme	E.1.1 Evolution de la consommation et pointe de charge	55200	x					€ 200		€ 400		€ 200		€ 200	
		E.1.2 Nouveaux gros clients industriels	55201	x					€ 200	€ 200	€ 400	€ 200	€ 200	€ 200	€ 200	€ 200
		E.1.3 Nouveaux producteurs prioritaires	55300													
			55301													
			55302													
			55303													
			55304													



voir onglet spécifique dans tableur

Illustration du Tab 2.a : bilan N-1 : bilan des réalisations de l'année précédente (2015)

Bilan des réalisations de l'année précédente (Nom du GR - 2015) - Montant et quantitatif

Détails par projet (nominal ou non nominal)

							Total net réalisé 2015								
							Tab 2.a	Tab 1.a	Delta						
							110	10	1-10						
Incohérence entre Tab 1.a et Tab 2.a							total								
							0,000	1,95	0,000	1,0	0,000	1,0	0,000	1,0	
Année N-1	N° projet	Nominal ?	Motivation	Localisation	Description des travaux	Commentaires éventuels	Câbles				Lignes				
							Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)		Réseau MT		Réseau BT		Réseau HT (30 kV ≤ U < 70 kV)		Réseau MT
							km	km	km	km	km	km	km	km	
2015	55200	x	E.1.1 Evolution de la consommation et pointe de charge												
	55201	x													
	55202	x													
	54300		E.1.2 Nouveaux gros clients industriels												
	55300														
	55302														
			E.1.3 Nouveaux producteurs prioritaires												

Extrait du Tab 2.b : bilan N-1 : bilan des réalisations de l'année précédente (2015) – Montant et quantitatif

3 Actualisation des plans en cours (année N)

Dans ce chapitre, le GRD dresse le bilan des travaux significatifs en précisant ceux :

- confirmés pour de l'année N ;
- reportés à l'année N+1 ;
- reportés à une échéance plus lointaine ;
- annulés.

Comme prévu au chapitre 2, concernant les travaux reportés de manière significative ou annulés, l'approbation sera conditionnée à la démonstration que cela ne met pas en péril la sécurité et l'efficacité du réseau.

A l'instar du chapitre précédent, cette situation est résumée en complétant les tableaux 1.b et 3 repris dans les onglets spécifiques du tableur joint à la présentation standardisée.



Tab 1	Global - Postes budgétaires (tab 1.b : budget approuvé pour année N)
Tab 3	Actualisation N : actualisation des plans en cours (année N)

Postes budgétaires		Année 2016						Interventions de tiers et subides montants (€) (1)	TOTAL (Budget net) montants (€) (1)
		Budget Nom du GR 2016 - approuvé			Extension				
		Quantité	montants (€) (1)		Quantité	montants (€) (1)			
Câbles	Réseau HT (30 kV > U < 70 kV)	Km		180,00				10,00	180,00
	Réseau MT	Km							
	Réseau BT	Km							
	sous-total Câbles	Km	0,000	€ 180,00	0,000	€ -	€ 10,00	€ 180,00	
Lignes	Réseau HT (30 kV > U < 70 kV)	Km							
	Réseau MT	Km							
	Réseau BT	Km							
	sous-total Lignes	Km	0,000	€ -	0,000	€ -	€ -	€ -	
Postes	Termis	nb	nb		nb				
	Cellules Poste	pc							
	Cellules Poste - Télécom	pc							
	Cellules TCC	pc							
	Transformateurs HT/MT	pc							
	Transformateurs MT/MT	pc							
	sous-total Postes	nb	nb	€ -	nb	€ -	€ -	€ -	
Cabines	Termis	nb	nb		nb				
	Cellules MT	pc							
	Transformateurs HT/MT	pc							
	Transformateurs MT/MT	pc							
	sous-total Cabines	nb	nb	€ -	nb	€ -	€ -	€ -	
Raccordements clients	Niveau HT (70/35/30 kV)	pc							
	Niveau Trais MT	pc							
	Niveau MT	pc							
	Niveau Trais BT	pc							
	Niveau BT	pc							
sous-total Raccordements clients	pc	0	€ -	0	€ -	€ -	€ -		
Comptes	HT AMR	pc							
	Endicrite autres GRD	pc							
	MT AMR	pc							
	MVR	pc							
	Frontière autres GRD	pc							
	BT AMR	pc							
	MVR	pc							
	Frontière autres GRD	pc							
	sous-total Comptes	pc	0	€ -	0	€ -	€ -	€ -	
	Contrôle/transmission	Câble téléphonique	Km						
Gaine fibres optiques		Km							
Fibre optique		Km							
Téléphonie des clients		pc							
RTU et autres équipements telecom		pc							
sous-total contrôle/transmission	pc	0	€ -	0	€ -	€ -	€ -		
autres (à préciser)	autre 1								
	autre 2								
	autre 3								
	autre 4								
	autre 5								
	autre 6								
	autre 7								
sous-total autres		€	180,00	€	-	€	10,00	€ 180,00	
TOTAL RESEAU			€ 180,00		€ -		€ 10,00	€ 180,00	

voir onglet spécifique dans tableur

Illustration du Tab 1.b : Global - Postes budgétaires : budget 2016 approuvé

Actualisation des plans en cours (Nom du GR - 2016)										Budget net 2016		
<small>Données par projet (nom du GR non nominatif) y compris à priori en cours, annulé, reporté</small>										Tab 2	Tab 3.a	Delta
										€ 180	€	€ 0
Année	Statut	Utilisation	N° de projet	Nominatif	Année	Description du Travaux	Localisation du projet	Quantité	Tel. pour le réseau plan	Budget net 2016	Delta	
2016	actif	111							€ 200,00	€ 180	€ 20	

voir onglet spécifique dans tableur

Illustration du Tab 3 : actualisation N des plans en cours (2016)

4 Plan d'adaptation (pour les années N+1 à + 5)

4.1 Les besoins en capacité

Cette première partie reprend les données et les hypothèses de base, en explique l'analyse et explicite les résultats qui seront mentionnés dans les chapitres suivants. Elle répond aux différentes phases reprises dans l'article 28 § 1^{er} du RTD.

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

4.1.1.1 Les postes sources HT/MT

4.1.1.1.a) Puissance garantie en prélèvement

Le GRD précise le taux d'accroissement général de charge qu'il prend en considération pour les 5 années à venir :



	Année N+1	Année N+2	Année N+3	Année N+4	Année N+5
Taux annuel moyen d'augmentation (en %)					

Le GRD reprend la liste des postes ELIA auxquels il est connecté ainsi que les prévisions de charges attendues pour la période du plan (extrait des prévisions de consommation à 7 ans d'ELIA (également appelées « cahiers noirs »)).

Tab (4.)1.1.1.a

Pointes et prévisions de charges aux points d'interconnexion avec les réseaux HT (extraits cahiers noirs)

Dans le cadre de l'examen de la puissance garantie pour la mise à disposition d'énergie dans le réseau de distribution, le GRD identifie les situations qui pourraient devenir critiques dans les 5 ans. Il énumère les actions prévues et, le cas échéant, fait l'état des demandes adressées à ELIA pour couvrir l'augmentation de puissance.

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

En ce qui concerne l'injection dans le réseau de transport/transport local, le GRD dresse un résumé des situations problématiques telles que décrites dans le dernier cahier vert dressé en collaboration avec ELIA et qui fait référence pour la rédaction du plan d'adaptation concerné. Dans un souci de standardisation, une annexe spécifique est rédigée à cet effet sous la forme d'un tableau dont la forme est imposée par la CWaPE.



Tab (4.)1.1.1.b

Situation des postes/cabines en termes d'accueil des unités de production

4.1.1.2 Les Feeders et autres échanges entre réseaux

Le GRD dresse un tableau reprenant la charge maximum par feeder jusqu'à la 4e année et le pourcentage par rapport à la charge maximum admissible (qui n'est pas nécessairement le seuil de déclenchement du disjoncteur). De plus, un tableau séparé reprend les mêmes données pour les feeders qui participent à des échanges avec des réseaux de distribution voisins, ainsi que les projets éventuels de nouveaux feeders d'échange.

Tab (4.)1.1.2

Charge maximum par feeder (tableau trié par état de charge du feeder extrapolé au terme de la période couverte par le plan)

4.1.1.3 Les cabines et transformateurs de distribution

Le GRD reprend la méthodologie utilisée pour mesurer les charges par rapport aux charges admissibles, liste les cabines qui pourraient devenir critiques pour cet aspect ou pour cause de saturation des tableaux, et énumère les actions éventuelles décidées.

4.1.2 Les nouveaux producteurs et consommateurs

4.1.2.1 Les nouveaux producteurs prioritaires

Le GRD dresse la liste des projets pour raccordement d'unités de production ($P \geq 100$ kVA) ayant fait l'objet d'un avis préalable, étude d'orientation ou étude détaillée. Les demandes d'augmentation de puissance de producteurs existants sont également visées. ; Il précise notamment :

- le poste HT concerné ;
- la localisation du projet ;
- l'identité du demandeur ;
- le type de production ;
- le niveau de puissance ;
- les principales dates importantes dans le traitement du dossier (depuis l'avis préliminaire jusque la mise en service) ;
- le statut actuel ;
- si une adaptation du réseau est nécessaire ; si cette dernière est déjà programmée, la référence en est fournie de même que les échéances retenues.

Lorsque les demandes de raccordement nécessitent une réponse d'ELIA, le GRD les mentionne avec leurs dates ainsi que leur statut et une prévision de leur évolution.

Le GRD indique également si des problèmes de capacité d'accueil dans son réseau ou sur le réseau de transport / transport local sont à craindre et, le cas échéant, quelles sont les adaptations prévues.

Tab (4.)1.2.1

Liste des projets de production de 100 kVA et plus ayant fait l'objet d'une demande d'études

Il dresse également la liste des producteurs bénéficiant d'un contrat d'accès conditionnel. Cette liste prend la forme d'un tableau qui reprend les informations suivantes :

- l'identité de l'URD ;
- la puissance souscrite ;
- le poste auquel l'URD est raccordé ;
- le type de flexibilité (N ou N-1 ainsi que le délai de réaction maximal imposé : 0 sec, 15 min, ...) ;
- le montant total octroyé à l'URD concerné au titre de compensation au cours de l'exercice précédent ;
- les statistiques de coupure/réduction de puissance pour l'année précédente ;
- la date contractuelle d'adaptation du réseau, le cas échéant.

Poste concerné	Identification URD	Puissance souscrite (MVA)	Type de flexibilité	Montant des compensations accordées au cours de l'année N-1	Statistiques de coupures / réduction production pour l'année N-1	Date contractuelle adaptation réseau	Commentaires



Il veille à ce qu'il y ait une continuité de l'information avec le plan d'adaptation précédent, il indique notamment les demandes qui ont été annulées depuis le dernier plan. Un dossier qui est renseigné comme réalisé ou abandonné ne doit plus apparaître dans le plan suivant.

4.1.2.2 Les nouveaux gros clients industriels

A l'instar du paragraphe précédent, le GRD dresse la liste des projets visant des clients industriels ($P \geq 1$ MVA) ayant fait l'objet d'un avis préalable, étude d'orientation ou étude détaillée. Il résume la situation par le biais d'un tableau similaire à celui évoqué au paragraphe supra.

Tab (4.)1.2.2

Liste des projets de clients industriels de 1 MVA et plus ayant fait l'objet d'une demande d'études

4.1.2.3 Les nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants

A l'instar du paragraphe précédent, le GRD dresse la liste des projets visant l'établissement de nouveaux zoning ou lotissements résidentiels importants ($P \geq 1$ MVA) ayant fait l'objet d'un avis préalable, étude d'orientation ou étude détaillée ; il résume la situation par le biais d'un tableau similaire à celui évoqué au paragraphe supra.

Tab (4.)1.2.3

Liste des projets de nouveaux zonings industriels ou lotissements résidentiels importants de 1 MVA et plus ayant fait l'objet d'une demande d'études

4.1.2.4 Les petits producteurs de max 10 kVA

Le GRD fait le point de la situation (nombre d'installations en service, nombre de demandes en cours de traitement, prévisions sur base du taux de croissance constaté et des objectifs régionaux...). Il fait part des problèmes rencontrés du fait du développement de cette catégorie d'autoproduction et dresse une cartographie par zone de densité sur son réseau, établissant clairement s'il y a des concentrations de productions dans certaines zones (kW installés / 1000 EAN). La CWaPE dispose de cette information sous forme Excel permettant des tris rapides par GRD, par code postal, par puissance. Cette information pourrait être mise à disposition des GRD qui le souhaiteraient.

Sur base de l'évolution observée sur son réseau au cours des 12 mois précédents et compte tenu de la législation en vigueur en matière de développement de la production de moins de 10 kVA, le GRD établit des scénarios d'évolution (minimaliste et maximaliste) de la production sur la période couverte par le plan d'adaptation. Ces scénarios présentent une ventilation par type d'installation (photovoltaïque, hydraulique, éolien, biomasse (avec ou sans cogénération), cogénération fossile, autres). Sur base de ces scénarios, il vérifie la capacité d'accueil dans son réseau et précise le cas échéant les adaptations nécessaires qui seront prises pour pouvoir garantir qu'il n'y aura pas de blocage durant la période couverte par le plan d'adaptation.

Annexe (4.)1.2.4

Annexe libre : joindre une carte géographique reprenant, pour la zone de désignation et par commune, la concentration de petites UPD

4.1.2.5 Les nouveaux producteurs n'injectant pas dans le réseau

Dans ce paragraphe, le GRD dresse la situation en termes d'auto-producteurs disposant d'UPD de 100 kVA ou plus mais n'injectant pas dans le réseau.

Il précise si ces URD disposent d'une qualification octroyée dans le cadre des produits R3DP ou SDR.

**Tab (4.)1.2.5**

Liste des auto-producteurs de 100 kVA ou plus n'injectant pas dans le réseau

4.1.3 Les problèmes de congestion

Si le GRD dispose d'un logiciel pour étudier systématiquement tous les problèmes de congestion qui pourraient survenir dans son réseau, il identifie le logiciel, donne l'avancement de l'analyse et les adaptations qui en résultent.

Si le GRD n'a pas encore étudié systématiquement les problèmes de congestion qui pourraient survenir sur son réseau, il le signale et décrit au moins ceux qu'il a déjà rencontrés (art. 151 du RTD) ou qui lui sont connus, et les mesures qu'il a prévues. Dans son analyse, il différencie les parties maillées et non maillées de son réseau.

4.1.4 Les problèmes de chutes de tension ou de surtensions

Le GRD rappelle les critères contractuels (critères de l'EN 50160 ou critères plus stricts).

En plus des problèmes qu'il a lui-même détectés et des solutions qu'il compte y apporter, le GRD reprend les plaintes qui nécessitent des adaptations dans le cadre de ce plan, qu'il s'agisse de plaintes de consommateurs ou de producteurs.

4.1.5 Adaptations suite aux coupures non planifiées

4.1.5.1 Les coupures en BT

Le GRD reprend les adaptations décidées suite à l'analyse des interruptions d'accès, effectuée dans son rapport qualité.

4.1.5.2 Les coupures en MT

Le GRD reprend les adaptations décidées lors de l'analyse effectuée dans son rapport qualité.

4.1.6 Qualité de l'onde de tension

Le GRD précise les mesures mises en œuvre pour contrôler la qualité de l'onde de tension.

Si le GRD a fait état de problèmes de qualité de l'onde de tension dans son rapport qualité, il liste les postes concernés et décrit sous cette rubrique, pour chacun d'eux, les adaptations décidées.

4.2 Autres aspects à prendre en compte

4.2.1 Remplacements pour cause de vétusté

Le GRD répertorie et quantifie sous cette rubrique les éléments vétustes de son réseau MT et BT (lignes Cu nu, supports bois, anciennes cabines...) et précise le programme de remplacement.

En ce qui concerne les lignes en Cu nu, il précise les longueurs en BT et en MT, le pourcentage que cela représente par rapport aux réseaux BT et MT et le programme annuel de remplacement. Il fait la distinction entre les lignes obsolètes et celles qui ne nécessitent pas de remplacement à moyen terme car en bon état et d'un diamètre de conducteur suffisant. Il résume la situation des lignes en Cu nu dans un tableau qui reprend pour la BT et la MT : les km de lignes en Cu nu, les km considérés comme obsolètes, le taux de remplacement annuel et la durée totale d'assainissement.

4.2.2 Interventions pour raison de sécurité

4.2.2.1 Sécurité générale

Le GRD reprend ici les adaptations dont la première motivation est la sécurité du public et de son personnel. Il fait donc l'inventaire des éléments de son réseau qui peuvent présenter des problèmes de sécurité en situation normale ou dégradée et définit les mesures d'amélioration et leur planification.

Il explique également comment sont gérées les remarques importantes de l'organisme agréé et cite celles qui nécessitent des adaptations.

4.2.2.2 Distances de sécurité

Le GRD fait l'inventaire des problèmes de distances de sécurité (problèmes de surplomb ou de rapprochement latéral) qui entraînent des modifications de son réseau. Il donne les informations pour l'année en cours et les prévisions pour les années suivantes.

4.2.2.3 Sécurité des cabines (AR 04/12/2012)

Le GRD définit son programme pour l'analyse in situ des risques dans ses cabines MT, la définition et la mise en œuvre des actions préventives. Il précise l'état d'avancement de l'analyse, les adaptations programmées et celles qui sont déjà réalisées. Il fait la distinction entre les cabines et les postes.

4.2.3 Environnement

4.2.3.1 Politique générale

Le GRD définit et quantifie sa politique en matière d'enfouissement des lignes (MT + BT) et d'amélioration générale de l'environnement. Si des adaptations résultent spécifiquement de sa politique, il en fournit le tableau.

4.2.3.2 Actions spécifiques

Sous cette rubrique, sont repris les travaux dont la première motivation est l'amélioration de sites, effectués par le GRD, soit d'initiative, soit sur demande d'instances officielles (communes, monuments et sites...). Il s'agit en fait des « réalisations alternatives » imposées par l'article 25 § 3. 5° du RTD.

4.2.4 Harmonisation des plans de tension

Le GRD décrit les différents niveaux de tension (MT + BT) existants sur son réseau et précise sa politique en matière d'harmonisation ainsi que la planification, le cas échéant.

4.2.5 Parallèle avec les investissements ELIA

Le GRD cite sous cette rubrique les adaptations rendues nécessaires par les investissements décidés de commun accord entre ELIA et le GRD.



Il identifie également de manière très claire les divergences éventuelles rencontrées avec ELIA (solution technique, délais, ...).

Il fait également l'inventaire et l'état d'avancement des points éventuellement en discussion avec ELIA, sauf si déjà repris au § 4.1.1.

4.2.6 Amélioration de l'efficacité

4.2.6.1 Efficacité du réseau

Il s'agit de toutes les adaptations qui permettent une meilleure exploitation du réseau, diminuent les temps de coupure, diminuent le nombre de consommateurs coupés en cas d'incident, réduisent les temps d'intervention...

4.2.6.2 Efficacité énergétique

Le GRD précise les mesures qu'il va prendre en matière d'efficacité énergétique.

4.2.6.3 Réduction des pertes techniques

Le GRD précise les mesures déjà prises, ou à prendre, pour diminuer les pertes techniques.

4.2.6.4 Réduction des pertes administratives

Le GRD définit les mesures destinées à diminuer les pertes administratives, dont les fraudes.

4.2.7 Remplacement des compteurs

4.2.7.1 Compteurs à budgets

Le GRD dresse l'état de son parc de compteurs à budget en distinguant les compteurs à budget actifs, les compteurs avec fourniture garantie actifs et les compteurs désactivés. Il fait part de ses prévisions d'évolution.

4.2.7.2 Compteurs « intelligents »

Le GRD définit sa stratégie en cette matière. Il précise ses objectifs et les moyens prévus. Il fait le point des projets en cours ou déjà réalisés et en tire les enseignements.

4.2.8 Evolution vers les réseaux « intelligents »

Le GRD fait le point des projets et réalisations relevant de cette démarche. Il détaille notamment :

- sa politique, ses objectifs et les investissements en matière de gestion active de la demande ;
- le placement de nouveaux instruments de mesure permettant de mieux appréhender l'état instantané du réseau ;
- la collecte et l'exploitation de ces mesures ;
- le système de pilotage en temps réel envisagé et / ou mis en œuvre ;
- les projets et / ou la mise en œuvre de nouvelles applications ;
- les méthodes de gestion active de la demande auxquelles il a (ou envisage d'avoir) recours (raccordements conditionnés, multiplication des TCC, boîtiers de commande télécommandables ou autres systèmes permettant l'effacement diffus...) ;
- la politique de communication avec les utilisateurs du réseau destinée à assurer le succès de cette évolution.

Le GRD dresse également la situation en termes d'URD raccordés à son réseau et ayant pris part à des contacts conclus dans le cadre de la R3DP / SDR. Il s'agit donc d'URD remplissant toutes les conditions au cours de l'année N-1 pour voir leur flexibilité activée.

Nom URD	Localisation	Niveau de tension du raccordement (en KV)	P max flex activable (en MVA)	R3DP	SDR	Activation au cours de l'année N-1 (oui/non)	Si oui : nombre d'activations au cours de l'année N-1

4.2.9 Electro-mobilité

Le GRD mentionne dans ce paragraphe les travaux réalisés ou prévus en termes d'implémentation ou de développement de l'infrastructure requise pour l'électromobilité ; il cite également les projets éventuels qu'il compte mener en cette matière ou auxquels il compte prendre part.

Pour le territoire des communes qu'il dessert, il dresse également l'inventaire des bornes et autres points de chargement dont il a connaissance et qui sont installés sur le domaine public, en distinguant si possible les différents types de charges disponibles (lentes, semi-rapides, rapides).

Annexes du chapitre 4 :

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

Tabl 1.1.1.b : Capacité maximale d'injection dans le réseau d'ELIA (**imposée**)

Tab 1.1.2 : Feeders les plus chargés

Tab 1.2.1 : Raccordements productions décentralisées ≥ 100 kVA

Tab 1.2.2 : Raccordements clients MT ≥ 1 MVA

Tab 1.2.3 : Raccordements Zonings/Lotissements ≥ 1 MV

Annexe 1.2.4 : carte - Productions décentralisées $P \leq 10$ kVA

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

5 Liste des travaux nominatifs programmés et évaluation budgétaire par projet

Dans ce chapitre et à l'instar des travaux de l'année N-1 et N définis respectivement dans les chapitres 2 et 3, le GRD précise, par poste budgétaire, les estimations relatives aux projets et investissements prévus dans la période comprise entre l'année N+1 et l'année N+5.

Pour ce faire, il complète les tableaux 1.c à 1.g repris dans l'onglet spécifiques du tableur joint à la présentation standardisée.



Tab 1	Global - Postes budgétaires (tab 1.c à 1.g : budget pour les années N+1 à N+5)
--------------	--

Le GRD fournit également, par année, un récapitulatif qui reprend la liste détaillée de toutes les adaptations, triées par motivation, à partir de la codification suivante :

E 1.1 Evolution de la consommation et pointes de charge
E 1.2.1 Nouveaux producteurs prioritaires
E 1.2.2 Nouveaux gros clients industriels
E 1.2.3 Nouveaux zonings industriels ou résidentiels importants
E 1.3 Problèmes de congestion
E 1.4 Problèmes de chute de tension ou de surtension
E 1.5 Adaptation suite aux coupures non planifiées
E 1.6 Qualité de l'onde de tension
E 2.1 Remplacement pour cause de vétusté
E 2.2.1 Sécurité générale
E 2.2.2 Distances de sécurité
E 2.2.3 Cabines : mise en conformité
E 2.3 Environnement
E 2.4 Harmonisation des plans de tension
E 2.5 // avec investissements ELIA
E 2.6 Amélioration efficacité réseau (bouclage, ...)
E 2.7 Remplacement de compteurs
E 2.8 Réseaux intelligents
E 2.9 Electro-mobilité

Pour chaque projet, le GRD détaille les montants des investissements en les ventilant par poste budgétaire. La quantité des projets non-nominatifs est aussi réduite que possible.

Tab 5	Détails N+1 à N+5 (années N à N+5)
--------------	------------------------------------

Le tableau 6 analyse les éléments contenus dans le tableau 5, les synthétise et en vérifie la cohérence avec les datas des tableaux 1.

Tab 6	résumé N+1 à N+5 (années N à N+5)
--------------	-----------------------------------

6 Schémas

Ce dernier chapitre est destiné à dresser une vue d'ensemble des modifications apportées aux lignes MT aériennes et souterraines. Ces modifications prennent la forme d'extraits de cartes géographiques.

La fourniture de ces éléments sur le même support informatique que celui utilisé pour les autres annexes (tableaux/fichiers Excel) est suffisante pour autant qu'elle soit concomitante avec la rentrée du plan d'adaptation proprement dit.

* *

 *



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

LIGNES DIRECTRICES

CD-16b23-CWaPE-0004

relatives à

' la présentation standard des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sur la qualité de leurs prestations '

prises en application l'article 5 §3 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité et l'accès à ceux-ci.

Le 23 février 2016

Lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sur la qualité de leurs prestations

Liminaires

Les présentes lignes directrices définissent les règles à suivre par les gestionnaires de réseau de distribution pour respecter la formulation standardisée du rapportage comme prévu à l'article 5 §3 du Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution (RTD dans la suite du texte). Cette révision précise certains points d'attention sur base de l'expérience des rapports remis les années antérieures et les modifications intervenues en 2014 du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Elle pourrait si nécessaire être amendée en fonction de l'expérience acquise et/ou des suggestions reçues.

Afin d'éviter la réécriture annuelle de ces lignes directrices, aucune année n'est précisément citée dans le document. Pour faciliter la compréhension du lecteur et, par exemple, pour la rédaction du prochain rapport qualité, il faut entendre par :

- Année N : l'année d'établissement du rapport qualité, soit 2016 dans cet exemple ;
- Année N-1 : l'année échue sur laquelle porte le rapport, soit 2015.

Remarques importantes

- Pour que le rapport du GRD sur la qualité de ses prestations soit crédible, il est crucial que celui-ci dispose d'un système de recueil et de gestion des données qui en garantisse l'exactitude et l'exhaustivité. Sans un tel système, le rapport ne repose sur rien de vérifiable et perd donc considérablement de son intérêt.

- Rappel du planning de travail (identique aux années précédentes) :
 - a) Le projet de rapport qualité relatif à une année écoulée est remis en un seul exemplaire à la CWaPE en même temps que le plan d'adaptation, soit pour le 2 mai au plus tard.
 - b) Le GRD convient avec la CWaPE d'une date pour la présentation de son plan d'adaptation et son rapport qualité durant le mois de mai.
 - c) La CWaPE procède ensuite à l'examen des documents et peut demander au gestionnaire du réseau de distribution de lui fournir les informations et justifications qu'elle estime nécessaires. Elle l'informe de son avis au plus tard le 1^{er} juillet.
 - d) Le GRD ajuste éventuellement son rapport qualité et remet, avant le 1^{er} septembre, la version définitive à la CWaPE en un seul exemplaire.

Contexte législatif

Décret du 12 avril 2001 (version consolidée) relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

Article 15.

§ 1er. *En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.*

Lors de l'élaboration de leur plan d'adaptation, les gestionnaires de réseaux envisagent notamment les mesures de gestion intelligente du réseau, de gestion active de la demande, d'efficacité énergétique, d'intégration des productions décentralisées et d'accès flexibles pour permettre d'éviter le renforcement de la capacité du réseau.

Les règlements techniques précisent le planning et les modalités d'établissement et de mise à jour du plan d'adaptation.

Le plan d'adaptation des réseaux de distribution couvre une période correspondant à la période tarifaire. Il est adapté au fur et à mesure des besoins et au moins tous les ans pour les deux années suivantes, selon la procédure prévue dans le règlement technique.

§ 2. *Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins [2 et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédent.*

Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes : ...

4° la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;

§ 3. *Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine.*

§ 4. *Les gestionnaires de réseau sont tenus d'exécuter les investissements dont ils mentionnent la réalisation dans leurs plans d'adaptation, sauf cas de force majeure ou raisons impérieuses qu'ils ne contrôlent pas.*

§ 5. *La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. La CWaPE peut imposer la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation.*

Règlement technique électricité pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci

Les prescriptions de l'AGW du 3 mars 2011 (MB : 11 mai 2011) constituent le règlement technique (RTD) en vigueur au moment de la rédaction de la présente.

Sa mise à jour est actuellement en cours afin d'intégrer les modifications nécessaires induites notamment par la modification du Décret intervenue en 2014.

Article 2.

Pour l'application du présent règlement, il y a lieu d'entendre par : ...

54. *qualité de l'électricité : l'ensemble des caractéristiques de l'électricité pouvant exercer une influence sur le réseau de distribution, les raccordements et les installations d'un utilisateur du réseau de distribution, et comprenant en particulier la continuité de la tension et les caractéristiques électriques de cette tension à savoir notamment sa fréquence, son amplitude, sa forme d'onde et sa symétrie;*

Article 4.

§ 5. *Le gestionnaire du réseau de distribution veille à disposer des plans tenus à jour de son réseau ainsi que de l'inventaire des éléments constitutifs de celui-ci. Cependant, si ces documents n'existent pas pour les anciennes lignes aériennes basse tension, ils ne doivent pas être établis a posteriori sauf demande expresse d'une autorité publique. Le gestionnaire de réseau de distribution fait le point de sa documentation dans le rapport visé à l'article 5.*

§ 6. *Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre les moyens informatiques performants correspondant à l'état de la technique et nécessaires pour assurer le bon fonctionnement de son réseau et la qualité du reporting, notamment pour les éléments suivants : qualité de la tension, relevé et transmission des données de comptage, échange d'informations et d'instructions avec les différents acteurs concernés.*

Article 5.

§ 1er. *Le gestionnaire du réseau de distribution remet chaque année à la CWaPE, en même temps que son plan d'adaptation, le rapport prévu par l'article 24 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux, dans lequel il décrit la qualité de ses prestations durant l'année calendrier écoulée.*

§ 2. *Ce rapport décrit :*

1° *la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès à son réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée. Ces informations sont fournies séparément pour la basse et la haute tension. Leur présentation peut être établie sur base de la méthode décrite dans la prescription technique SYNERGRID C10/14 intitulée « Indices de qualité. Disponibilité de l'accès au réseau de distribution » ou toutes autres prescriptions au moins équivalentes;*

2° *le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160;*

3° *la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du présent règlement et les raisons de ceux-ci.*

4° *l'état de la documentation visée à l'article 4, § 5.*

Ce rapport reprend en annexe la liste des interruptions programmées et non programmées de l'année concernée.

§ 3. *La CWaPE peut établir un modèle de rapport.*

Article 7.

§ 5. *Le respect des délais légaux et réglementaires et l'exactitude des messages dans le domaine de l'allocation sont monitorés par chaque gestionnaire du réseau, par fournisseur et par responsable d'équilibre. Les résultats par fournisseur, par responsable d'équilibre et pour l'ensemble du marché sont fournis par le gestionnaire du réseau sur base mensuelle à chaque fournisseur concerné et à chaque responsable d'équilibre. La façon de monitorer et de communiquer est définie en concertation entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, et peut être imposée par la CWaPE en l'absence d'accord. Une synthèse précise de ce monitoring est rédigée à l'attention de la CWaPE dans le rapport décrit à l'article 5, § 2, 3°.*

Structure du rapport

Un rapport qualité porte sur une année échue et se compose de **quatre chapitres** :

- le premier chapitre traite des interruptions d'accès. Il décrit la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée. Ces informations sont fournies séparément pour la basse et la haute tension et sont analysées pour définir les améliorations possibles ;
- le deuxième chapitre concerne le respect des critères de qualité relatifs à la forme de l'onde de tension, y compris les plaintes en MT et en BT ;
- le troisième chapitre mesure la qualité des services fournis aux clients finals, tout particulièrement en matière de délais ;
- le quatrième chapitre résume la manière dont le GRD a respecté ses obligations dans le cadre de l'allocation.

Remarques importantes :

- En termes de structure, le respect strict de la présentation standard est requis.
- Comme détaillé ci-après, en annexe de son rapport, le GRD joint également les pièces suivantes :

Annexes	Items
1	Le tableau simplifié C10/14 dûment complété pour l'année N-1
2	La liste des feeders/tronçons ayant été sujets à au moins 2 interruptions au cours des la période N-1 à N-3
3	Les statistiques relatives aux coupures BT par communes / localités
4	La liste des plaintes BT enregistrées pour cause de tension l'année N-1
5	La liste de toutes les interruptions (programmées et non programmées) de l'année N-1

- Les annexes reprises supra sous fond **rouge** ont un lay-out imposé par la CWaPE, essentiellement dans un souci de standardisation.
- Les tableaux relatifs à des annexes sous fond **vert** constituent des suggestions. Les présentations peuvent être adaptées si le GRD a, par le passé, développé des applications informatiques spécifiques dans ce but ; le GRD est donc libre d'en changer la forme pour autant qu'in fine, toutes les informations figurant dans l'exemple soient bien reprises. Suivre ces présentations constitue un moyen assuré pour le GRD de répondre aux demandes de la CWaPE.

Ces diverses annexes doivent être communiquées à la CWaPE au plus tard lors de la rentrée du rapport mais peuvent se présenter sous forme électronique permettant leur traitement (ex. format Excel).

- Le lay-out des différents tableaux repris dans les quatre chapitres infra est également imposé. Il est instamment demandé au GRD de ne pas s'en écarter.
- Pour lever un certain nombre de difficultés rencontrées les années précédentes par certains GRD, la CWaPE a jugé utile de proposer, au regard de certaines rubriques, des tableaux de synthèse. Ces derniers devraient être de nature à préciser les éléments pertinents à reprendre sous une forme simple et diminuer d'autant la partie littéraire des plans.

Remarque

Certains éléments demandés par le Décret ne sont pas repris dans le plan d'adaptation mais sont détaillés dans le cadre du rapport qualité. A ce titre, ce dernier doit être considéré également comme une annexe au plan d'adaptation.

Table des matières

1	LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS	7
1.1	LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN MOYENNE TENSION (MT)	7
1.1.1	Les interruptions d'accès planifiées	7
1.1.2	Les interruptions d'accès non planifiées	7
1.1.3	Répartition des interruptions par tronçons MT	8
1.2	LES INTERRUPTIONS D'ACCÈS EN BASSE TENSION (BT)	10
2	LE RESPECT DES CRITÈRES DE QUALITÉ RELATIFS À LA FORME DE L'ONDE DE TENSION.....	11
2.1	LES MESURES EFFECTUÉES EN MT	11
2.2	LES PLAINTES RELATIVES À LA FORME D'ONDE DE TENSION	12
2.2.1	Moyenne tension	12
2.2.2	Basse tension	12
3	LA QUALITÉ DES SERVICES FOURNIS AUX CLIENTS FINALS	13
4	PERFORMANCES DANS LE DOMAINE DE L'ALLOCATION	16

1 Les interruptions d'accès

Au regard de chacun des tableaux repris dans ce chapitre, le GRD analyse et commente les résultats obtenus.

1.1 Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

1.1.1 Les interruptions d'accès planifiées

Evolution des valeurs des indices qualité au regard des années précédentes :

	Année N-3	Année N-2	Année N-1
Indisponibilité (hh:mm:ss)			
Durée de rétablissement (hh:mm:ss)			
Fréquence			

1.1.2 Les interruptions d'accès non planifiées

Evolution des valeurs des indices qualité au regard des années précédentes :

	Année N-3	Année N-2	Année N-1
Indisponibilité (hh:mm:ss)			
Durée de rétablissement (hh:mm:ss)			
Fréquence			

Détail des interruptions non planifiées en fonction des causes :

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité (hh:mm:ss)
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers		
2 : défaut de câble MT causé par tiers		
3 : défaut de ligne MT en conditions atmosphériques normales et non causé par tiers		
4 : défaut de ligne MT en mauvaises conditions atmosphériques ou causé par tiers		
5 : défaut en cabine MT GRD		
6 : défaut en cabine MT utilisateur		
7 : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD		
Total GRD (1+3+5)		
Total tiers (2+4+6+7)		
TOTAL général		



Objectifs et moyens mis en œuvre :



	Année N-3	Année N-2	Année N-1	Moyenne des 3* dernières années	Objectif pour l'année N
Indisponibilité GRD (1+3+5) (hh:mm:ss)					

* si les années N-3 ou N-2 présentent des résultats exceptionnels tenant compte, par exemple, de phénomènes particuliers, cette année peut être remplacée par l'année N-4 si elle est plus représentative.

Le GRD explicite les éventuels moyens supplémentaires qu'il compte mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs.

Pour le calcul des indices qualité, il applique également la prescription technique SYNERGRID C10/14 ; au regard des interruptions non programmées rencontrées, il complète le tableau spécifique y relatif et le joint en annexe à son rapport qualité.

Annexe 1

Tableau **simplifié*** C10/14 de Synergrid complété pour l'année N-1

* **Simplification :**

Pour les rubriques câbles, lignes et cabines GRD, le GRD peut ne compléter que les totaux sans détailler les différentes sous-rubriques.



NB :

- ✓ Les indisponibilités suite à des problèmes rencontrés sur d'autres réseaux que celui du GRD (causes codifiées « 7 » à la page précédente - ex. coupures de l'alimentation du réseau ELIA) doivent être comptabilisées dans la rubrique « divers ».
- ✓ Les différentes natures d'autres incidents reprises sous cette catégorie « divers » sont clairement identifiées, a fortiori si elles sont reprises en « non comptabilisé ».

Le GRD examine les résultats obtenus par rapport à ceux des années précédentes, explique les différences et les éventuelles actions correctives, en relation avec le plan d'adaptation.

1.1.3 Répartition des interruptions par tronçons MT

Au tableau de l'annexe 2, le GRD reprend les éléments MT de son réseau (câbles, lignes, ...) qui ont été sujets au moins à 2 coupures cumulées au cours des 3 dernières années. Les coupures dues à une agression externe sont répertoriées mais ne devraient normalement pas intervenir dans ces calculs.

Annexe 2

Liste des feeders/tronçons ayant été sujets à au moins 2 interruptions au cours des la période N-1 à N-3

L'annexe 2 compte donc au moins les colonnes suivantes :

- identification du tronçon MT ;
- année de construction ;
- pose aérienne ou souterraine ;
- nombre de coupures enregistrées dans l'année N-3 ;
- nombre de coupures enregistrées dans l'année N-2 ;
- nombre de coupures enregistrées dans l'année N-1 ;
- moyenne des coupures enregistrées les 3 dernières années *.

** si l'élément concerné a été remplacé pendant la période N-1 à N-3, les colonnes statistiques relatives aux coupures historiques de l'élément démonté sont laissées vides et la moyenne est adaptée en fonction des années effectives de mises en service.*

Les éléments repris à l'annexe 2 sont triés sur base de cette moyenne.

Pour les éléments MT qui ont été sujets au moins à 3 coupures cumulées au cours des 3 dernières années (et donc dont la moyenne des coupures est supérieure à 1), le GRD précise :

- la nature des coupures de l'année N-1 ;
- la description de l'action éventuelle envisagée ;
- l'année de réalisation de travaux éventuels en corrélation avec le plan d'adaptation correspondant.



	Année N-3	Année N-2	Année N-1	Moyenne des 3* années	Objectif pour année N
Nombre de tronçons ayant été sujets à au moins 3 coupures au cours des 3 dernières années					

** si les années N-3 ou N-2 présentent des résultats exceptionnels tenant compte, par exemple, de phénomènes particuliers, cette année peut être remplacée par l'année N-4 si elle est plus représentative.*

Remarques :

- Si un élément a été coupé 3 fois ou plus (moyenne des 3 dernières années supérieure ou égale à 1) et qu'aucune adaptation n'est prévue, le GRD motive sa décision.
- Si une liaison a subi plusieurs agressions externes, le GRD examine si des mesures de protection ou de prévention s'imposent.

1.2 Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Par convention :



- Les pannes prises en considération dans ces statistiques sont basées sur les appels que les GRD reçoivent via leur centrale d'appels (cause unique) ou par tout autre canal (dispatching, ...).
- Le moment de prise de connaissance par le GRD d'une panne constitue l'instant du début officiel de la panne.
- Le moment de rétablissement de l'alimentation du dernier client coupé constitue le moment officiel de la fin de la panne.
- Pour autant qu'elle prive d'alimentation un ou plusieurs URD, toute panne est à prendre en considération indépendamment du nombre d'utilisateurs concernés.
- Toutes les pannes dont la responsabilité incombe au GRD et qui entraînent une absence totale ou partielle de la fourniture d'électricité sont à prendre en compte, y compris celles qui concernent un élément du raccordement, le disjoncteur de branchement, le groupe de comptage.
- Les pannes dues à des événements exceptionnels (par exemple conditions climatiques extrêmes, perte de l'alimentation ELIA,...) doivent être mentionnées mais ne doivent pas être prises en compte dans les statistiques de ce paragraphe car même si elles sont ressenties par les URD, elles sont indépendantes du réseau du GRD.

Le GRD ne tient compte que des interruptions non programmées, quelle que soit leur durée. Il présente (en annexe 3) un tableau établi par entité communale avant fusion et qui détaille pour chacune d'elles les éléments suivants :

- le nombre de pannes dues à une défaillance d'un élément du réseau ;
- le nombre de pannes dues à une agression extérieure ;
- le nombre de pannes dues aux intempéries ;
- le nombre total de pannes ;
- taux de panne : le nombre de pannes /1.000 clients BT pour l'année N-2 ;
- taux de panne : le nombre de pannes /1.000 clients BT pour l'année N-1 ;
- la variation de ce taux en % ;
- pour les communes et les localités dont les taux des années N-1 et N-2 sont nettement supérieurs à la moyenne de l'année (base de référence pour une localité : moyenne de la commune concernée / pour une commune : moyenne enregistrée sur le territoire de toutes les communes desservies) : les commentaires et mesures éventuelles d'amélioration prévue (voir infra) ;
- pour chaque commune : le nombre de kilomètres de réseau BT (aérien et souterrain confondus – longueurs géographiques et non électriques) ;
- pour chaque commune : le nombre de pannes /100 km de réseau BT du GRD.

Le GRD identifie donc :

- sur le territoire des communes qu'il dessert, les entités communales avant fusion (ci-après communes) qui s'écartent significativement (+ de 2x) de la moyenne enregistrée sur toutes les communes desservies ;
- au sein d'une commune, les communes avant fusion (ci-après localités) qui s'écartent significativement (+ de 3x) de la moyenne de la commune.



Le GRD en analyse les causes et précise les éventuelles actions correctives, en relation avec le plan d'adaptation.

Lorsqu'il ne prévoit rien pour une zone ayant une durée et/ou une fréquence de coupure double de la moyenne, il en expose les raisons. Lorsque l'échantillon est de taille trop réduite, il peut proposer une période d'observation d'un an ; dans ce cas, il doit réexaminer spécifiquement la localité concernée dans son rapport qualité de l'année suivante.

D'une manière générale, le GRD analyse les résultats par rapport à ceux des années précédentes et commente l'évolution.



	Année N-3	Année N-2	Année N-1	Moyenne des 3* dernières années	Objectif pour l'année N
Nombre total de pannes / 1000 EAN					
Nombre total de pannes / 100 km**					

* si les années N-3 ou N-2 présentent des résultats exceptionnels tenant compte, par exemple, de phénomènes particuliers, cette année peut être remplacée par l'année N-4 si elle est plus représentative.

** longueurs géographiques et non électriques.

Annexe 3 Liste des interruption par commune/localité

2 Le respect des critères de qualité relatifs à la forme de l'onde de tension

Au regard de chacun des tableaux repris dans ce chapitre, le GRD analyse et commente les résultats obtenus.

2.1 Les mesures effectuées en MT

Le GRD donne la liste et le type des appareils de mesure qu'il a implantés dans son réseau. Il établit un tableau des résultats des mesures et les analyse par rapport à la norme EN 50160. En cas de dépassement des seuils de tolérance, il en explique les causes et précise les actions correctives, en relation avec le plan d'adaptation.



Postes	Type d'appareil de mesure	Conformité à la NBN EN 50160		Si non : causes et actions correctives éventuelles
		Oui	Non	

2.2 Les plaintes relatives à la forme d'onde de tension

2.2.1 Moyenne tension

Dans ce paragraphe, le GRD liste toutes les plaintes relatives à la forme d'onde qu'il a reçues de ses clients MT. Il les analyse et précise les mesures correctives éventuelles.

2.2.2 Basse tension

Pour les plaintes BT, il reprend le tableau de toutes les plaintes de l'année précédente, avec les dates d'introduction et de résolution, ainsi que la suite donnée. Si la plainte n'est pas fondée, aucun renseignement n'est demandé si ce n'est la mention de la date de la réclamation et du nom du demandeur, et ce à fin de contrôle éventuel du caractère non fondé de la demande.



Le GRD rappelle les critères contractuels, sépare les plaintes « photovoltaïques » et donne le coût total approximatif des actions correctives.

De plus, il commente les différences par rapport à l'année précédente.

		Année N-3	Année N-2	Année N-1
Au total (100 %)	Nombre total de plaintes reçues			
	Nombre de plaintes fondées			
	Nombre de plaintes fondées résolues rapidement (moins d'un mois)			
	Nombre de plaintes fondées nécessitant une adaptation du réseau			
	% plaintes fondées			
Dont FOCUS SUR LES PV (% PV uniquement)	Nombre total de plaintes reçues			
	Nombre de plaintes fondées			
	Nombre de plaintes fondées résolues rapidement (moins d'un mois)			
	Nombre de plaintes fondées nécessitant une adaptation du réseau			
	% plaintes fondées			

Annexe 4	Liste des plaintes BT enregistrées pour cause de tension l'année N-1
-----------------	--

3 La qualité des services fournis aux clients finals

Au regard de chacun des tableaux repris dans ce chapitre, le GRD analyse et commente les résultats obtenus.

Liminaires :

- Pour les études et les offres, le délai commence à courir lorsque le dossier est réputé complet. Si un dossier réputé complet fait l'objet d'une demande de modification ultérieure, cette demande est considérée comme un nouveau dossier.
- Tout dossier pour lequel le délai est allongé à la demande du client ne doit pas être pris en compte dans ces statistiques ; il en est de même pour tout retard causé par un élément relevant assurément de la force majeure.

Pour répondre à ce paragraphe, le GRD explicite dans le tableau infra ses délais pour :

- effectuer une étude d'orientation (consommation + injection) ;
- effectuer une étude détaillée (consommation + injection) ;
- remettre une offre de raccordement (sans étude, avec études ou avec études + modifications du réseau) (consommation + injection) ;
- remettre une offre de raccordement provisoire ;
- demander les autorisations après signature du contrat et paiement de l'acompte éventuel ;
- réaliser un raccordement après signature du contrat et paiement de l'acompte éventuel ;
- procéder à une (re)mise en service (1^{ère} mise en service d'un raccordement terminé ou réouverture d'un compteur sur demande du client) ;



		Demandes reçues en année N-1				Année N-2	Objectif pour année N **
		N dossiers total	N dossiers total dans délais	N dossiers avec dépassement délais cause GRD	% dossiers avec dépassement délais cause GRD	% dossiers avec dépassement délais cause GRD	
Études	Orientation (15 JO)						
	Détaillée (PTF) (30/40 JO)						
Offres	Raccordement BT (≤ 10 kVA) sans étude (10 JO)						
	Raccordement BT (> 10 kVA) (20 JO)						
	Raccordement BT (> 56 kVA) (20 JO)						
	Raccordement temporaire BT (5 JO)						
	Total offres BT						
Raccordements *	BT réalisation (30 JC)						
	BT mise sous tension (3 JO)						
	MT (contrat raccordement) (10 JO)						
	Remise en service/réouverture						

* à partir de l'accord du client et dépassement de délai imputable au GRD

** respect délai légal suffisant

PTF : proposition technique et financière

- avertir les URD d'une coupure programmée ;

	Année N-3	Année N-2	Année N-1
Nbre total de coupures programmées			

	Année N-3	Année N-2	Année N-1
Nbre total de coupures non programmées			
Temps moyen d'arrivée sur sites (hh:mm:ss)			
Temps moyen d'intervention (hh:mm:ss)			
Nbre de pannes (MT/BT/réseau/raccordement) dont le temps de coupure est > 6 h			

- suite à une coupure non programmée, être sur place dans les deux heures à partir de la prise de connaissance de l'incident (appel client, appareillage dispatching, ...)



Nombre d'arrivées sur sites > 2h	Total année N-3	Total année N-2	Total année N-1	Moyenne des 3 dernières années	Objectif année N
Total					
BT					
MT					

Pour les interventions avec temps d'arrivée sur site > 2 heures :



Moyenne des temps d'arrivées sur sites > 2h	Total année N-3	Total année N-2	Total année N-1	Moyenne des 3 dernières années	Objectif année N
Total (hh:mm:ss)					
BT (hh:mm:ss)					
MT (hh:mm:ss)					

- suite à une coupure non programmée, rétablir la tension dans les six heures (2 heures pour être sur place et 4 heures pour réparer ou raccorder un groupe) ;



Nombre d'arrivées sur sites > 6h	Total année N-3	Total année N-2	Total année N-1	Moyenne des 3 dernières années	Objectif année N
Total					
BT					
MT					

Pour les interventions ne permettant pas le rétablissement de la tension dans les 6 heures :



Moyenne des temps rétablissement tension > 6h	Total année N-3	Total année N-2	Total année N-1	Moyenne des 3 dernières années	Objectif année N
Total (hh:mm:ss)					
BT (hh:mm:ss)					
MT (hh:mm:ss)					

- mettre en service des groupes électrogènes.



Nombre de groupes électrogènes installés			Montants (en euros)		
Année N-3	Année N-2	Année N-1	Année N-3	Année N-2	Année N-1

En faisant la distinction entre la MT et la BT (en ce qui concerne les raccordements, le GRD fera également la distinction entre les raccordements de $P \leq 250\text{kVA}$ et ceux de puissance supérieure).

Le GRD précise donc le nombre de cas où il n'a pas respecté les délais, le pourcentage que cela représente et les raisons des dépassements. Il compare les résultats aux objectifs qu'il s'était fixés. Il se fixe ensuite de nouveaux objectifs chiffrés pour l'année suivante et précise les moyens qu'il va mettre en œuvre pour y parvenir.

Remarques :

- Pour les études et les offres, le délai commence à courir lorsque le dossier est réputé complet. Si un dossier réputé complet fait l'objet d'une demande de modification ultérieure, cette demande est considérée comme un nouveau dossier.
- Tout dossier pour lequel le délai est allongé à la demande du client ne doit pas être pris en compte dans ces statistiques ; il en est de même pour tout retard causé par un élément relevant assurément de la force majeure.

4 Performances dans le domaine de l'allocation

Au regard de chacun des tableaux repris dans ce chapitre, le GRD analyse et commente les résultats obtenus.

Dans ce paragraphe, le GRD résume la façon dont ses performances dans le domaine de l'allocation ont été monitorées : respect des délais réglementaires de fourniture des données de mesure et exactitude des messages MIG. Il présente un résumé de ses performances mensuelles et, le cas échéant, ses pistes d'amélioration.

Il documente également ses délais pour la fourniture des données de mesure aux fournisseurs.

	Année N-3	Année N-2	Année N-1
Nombre de cas de dépassement des délais			

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nombre de rerun												

* *
*

Annexe 2 : Liste des feeders/tronçons ayant été sujets à au moins 2 interruptions au cours des la période N-1 à N-3

Identification du tronçon MT	Année de construction	Pose aérienne ou souterraine	Nombre de coupures enregistrées :			Moyenne des coupures enregistrées les 3 dernières années	Commentaires de l'année N-1 (A compléter si la moyenne est supérieure à 1)	Description de l'action éventuelle envisagée	Année de réalisation de travaux éventuels
			l'année N-3*	l'année N-2*	l'année N-1				

* si l'élément concerné a été remplacé pendant la période N-1 à N-3, les colonnes statistiques relatives aux coupures historiques de l'élément démonté sont laissées vides et la moyenne est adaptée en fonction des années effectives depuis la mise en service.

Annexe 3 : Statistiques de coupures BT par commune / localité

Communes	Localités	Nombre de clients BT	Pannes						Commentaires et mesures éventuelles (2)	Longueur réseau BT (aérien et souterrain confondus)	Nombre de pannes /100 km de réseau BT	
			Nombre de pannes avec pour cause :			Total	Taux de coupure : N total pannes/1.000 clients BT					Variation du taux en %
			Défaillance élément réseau	Agression extérieure	Conditions météo (1)		l'année N-2	l'année N-1				
Commune 1	Localité 1											
	Localité 2											
	Localité 3											
	Localité 4											
	Total											
Commune 2	Localité 1											
	Localité 2											
	Localité 3											
	Localité 4											
	Total											
Commune 3	Localité 1											
	Localité 2											
	Localité 3											
	Localité 4											
	Total											
Total GRD												

(1) hors conditions météorologiques exceptionnelles

(2) **A compléter obligatoirement :**

- pour les communes dont le taux de coupure est nettement supérieur (+ de 2x) à la moyenne du territoire du GRD ;
- pour les localités dont le taux de coupure est nettement supérieur (+ de 3x) à la moyenne de la commune concernée.

Annexe 4 : Liste des plaintes BT enregistrées pour cause de tension l'année N-1

Date demande	Nom	Adresse	Localité	PV (oui/non)	Fondée (oui/non)	Solution apportée			Date fin travaux	Commentaires
						Immédiate	Provisoire	Travaux prévus en		

Annexe 5 : Liste de toutes les interruptions (programmées et non programmées) de l'année N-1

(Forme libre – ne pas reprendre en format papier si information fournie sur support informatique)

ANNEXE IV (non publiée): Les plans d'adaptation

ORES

GASELWEST

RESA

PBE Infrax

AIEG

AIESH

Réseau d'Energies de Wavre