



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

Date du document : 23/04/2020

RAPPORT

CD-20d23-CWaPE-0072

AUDIT DES RAPPORTS QUALITÉ DES GRD

Table des matières

1.	CONTEXTE	5
2.	APPROCHE DE LA CWAPE	5
3.	L'AUDIT « SYSTÈME »	5
4.	L'AUDIT « PROCESSUS »	6
5.	RAPPORT D'AUDIT.....	6
5.1.	<i>ORES ÉLECTRICITÉ</i>	7
5.1.1.	Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	7
5.1.2.	Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	9
5.1.3.	Les mesures MT	11
5.1.4.	Les plaintes MT/BT.....	12
5.1.5.	Les délais de raccordement et études.....	14
5.1.6.	Les coupures programmées	17
5.2.	<i>ORES GAZ</i>	19
5.2.1.	Fuites, état du réseau, accidents et incidents	19
5.2.2.	Demandes d'interventions et délais.....	19
5.2.3.	Demandes de raccordement et délais	21
5.2.4.	Interruptions de fourniture non planifiées	21
5.2.5.	Gestion des plaintes	21
5.3.	<i>RESA ÉLECTRICITÉ</i>	22
5.3.1.	Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	22
5.3.2.	Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	23
5.3.3.	Les mesures MT	25
5.3.4.	Les plaintes MT/BT.....	26
5.3.5.	Les délais de raccordement et études.....	28
5.3.6.	Les coupures programmées	31
5.4.	<i>RESA GAZ</i>	33
5.4.1.	Fuites, état du réseau, accidents et incidents	33
5.4.2.	Demandes d'interventions et délais.....	33
5.4.3.	Demandes de raccordement et délais	35
5.4.4.	Interruptions de fourniture non planifiées	35
5.4.5.	Gestion des plaintes	35
5.5.	<i>AIEG</i>	36
5.5.1.	Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	36
5.5.2.	Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	37
5.5.3.	Les mesures MT	38
5.5.4.	Les plaintes MT/BT.....	39
5.5.5.	Les délais de raccordement et études.....	40
5.5.6.	Les coupures programmées	42
5.6.	<i>AIESH</i>	43
5.6.1.	Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	43
5.6.2.	Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	44
5.6.3.	Les mesures MT	45
5.6.4.	Les plaintes MT/BT.....	46
5.6.5.	Les délais de raccordement et études.....	47
5.6.6.	Les coupures programmées	48

5.7. REW	50
5.7.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	50
5.7.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	51
5.7.3. Les mesures MT	52
5.7.4. Les plaintes MT/BT	53
5.7.5. Les délais de raccordement et études	54
5.7.6. Coupures programmées	56
6. TABLEAUX DE SYNTHÈSE	58
6.1. Rapport qualité électricité	58
6.2. Rapport qualité gaz	58
7. CONCLUSIONS	59
7.1. Rapport qualité électricité	59
7.1.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)	59
7.1.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)	61
7.1.3. Les mesures MT	62
7.1.4. Les « plaintes » MT/BT	62
7.1.5. Les délais de raccordement et études	65
7.1.6. Coupures programmées	67
7.1.7. Autres propositions d'adaptation du rapport qualité	68
7.1.8. Résumé des actions	68
7.2. Rapport qualité gaz	72
7.2.1. Fuites, état du réseau, accidents et incidents	72
7.2.2. Demandes d'interventions et délais	72
7.2.3. Demandes de raccordement et délais	72
7.2.4. Interruptions de fourniture non planifiées	72
7.2.5. Gestion des plaintes	72
8. ANNEXE 1 : QUESTIONS POSÉES DANS LE CADRE DE L'AUDIT « SYSTÈME »	73
8.1. Les interruptions d'accès	73
8.1.1. ORES	73
8.1.2. RESA	76
8.1.3. AIESH	79
8.1.4. AIEG	81
8.1.5. REW	82
8.2. L'onde de tension	84
8.2.1. ORES	84
8.2.2. RESA	85
8.2.3. AIESH	85
8.2.4. AIEG	86
8.2.5. REW	87
8.3. Les plaintes MT/BT	88
8.3.1. ORES	88
8.3.2. RESA	88
8.3.3. AIESH	90
8.3.4. AIEG	91
8.3.5. REW	92
8.4. La qualité des services fournis	94
8.4.1. ORES	94
8.4.2. RESA	96
8.4.3. AIESH	101
8.4.4. AIEG	101
8.4.5. REW	102

8.5. Les coupures programmées.....	104
8.5.1. ORES.....	104
8.5.2. RESA	105
8.5.3. AIESH.....	106
8.5.4. AIEG.....	107
8.5.5. REW.....	108
8.6. Les coupures non programmées.....	109
8.6.1. ORES.....	109
8.6.2. RESA	109
8.6.3. AIESH.....	109
8.6.4. AIEG.....	110
8.6.5. REW.....	111
9. ANNEXE 2 : THÈMES ABORDÉS LORS DE L'AUDIT « PROCESSUS »	112

1. CONTEXTE

Une fois par an, la CWaPE reçoit un rapport qualité des gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Les données communiquées dans ce rapport font l'objet d'une analyse et sont ensuite discutées lors d'une réunion de travail CWaPE-GRD, dans le cadre de l'analyse des plans d'adaptation.

Il ressort de ces échanges, qu'en dépit d'une récente remise à plat des définitions utilisées dans des lignes directrices (gaz et électricité), l'on ne peut en tout temps garantir la parfaite exactitude des données communiquées par les GRD. En effet, la méthodologie de collecte et de traitement employée et/ou l'interprétation des données par les agents techniques ou administratifs peuvent potentiellement différer d'un GRD à l'autre ou au sein même d'un GRD. Dans les faits, une objectivation de ce sentiment est peut être mal aisée.

Compte tenu des éléments énoncés et vu la nécessité, à moyen terme, d'objectiver les valeurs des KPI communiquées par les GRD, la CWaPE a souhaité mettre en place un audit spécifique sur les données rentrées dans le cadre du rapport qualité des gestionnaires de réseau.

Les objectifs de cet audit étaient les suivants :

- rappeler les définitions ;
- évaluer et sécuriser les processus de manière à valider les contenus (démarche de certification) : interprétation des définitions, exactitude et exhaustivité des données ;
- évaluer les indicateurs les plus pertinents pour développer une partie des KPI applicables, notamment dans le cadre de la prochaine méthodologie tarifaire.

2. APPROCHE DE LA CWAPE

L'audit s'est déroulé en deux temps :

- un audit « SYSTÈME » qui a consisté en l'analyse des procédures et autres documents de travail (formulaires, documents méthode, règlements, ...) propres à chaque GRD afin d'en vérifier la conformité par rapport à la législation et le respect des lignes directrices. Cette analyse a été réalisée par la CWaPE en ses bureaux ;
- un audit « PROCESSUS » qui a résidé dans le contrôle de l'application des procédures *in situ*, notamment par la discussion avec les personnes responsables de chaque étape des processus et le contrôle de cas pratiques.

3. L'AUDIT « SYSTÈME »

Afin de mieux comprendre la manière dont les GRD collectent, interprètent, archivent et finalement lui transmettent les données, la CWaPE a souhaité, dans un premier temps, prendre connaissance des différents documents qui définissent les processus appliqués par les gestionnaires de réseau depuis la survenance d'un événement jusqu'à la transmission des données à la CWaPE. L'audit « système » a débuté en 2018 et s'est clôturé dans le courant du premier semestre 2019.

Pour chaque item du rapport qualité (excepté les performances dans le domaine de l'allocation), la CWaPE a, dans un premier temps, analysé les documents transmis par les GRD puis posé une série de questions en rapport avec ces derniers. Un récapitulatif des questions avec les réponses apportées par les GRD est repris en **annexe 1**.

4. L'AUDIT « PROCESSUS »

Une équipe d'audit reprenant un membre de la direction juridique, un membre de la direction socio-économique et tarifaire ainsi que plusieurs membres de la direction technique a été constituée. Des binômes ont été formés, en charge du contrôle d'un ou plusieurs items du rapport qualité. Un des objectifs attendus par la mise en place d'une équipe pluridisciplinaire était de permettre aux différentes directions de la CWaPE de mieux se rendre compte de la réalité du terrain.

Afin de délimiter au mieux la portée de l'audit, la CWaPE a transmis aux gestionnaires de réseaux, une liste de thèmes qu'elle souhaitait aborder lors de sa visite. La liste des thèmes envoyés aux différents GRD est disponible en **annexe 2**.

Les visites ont été planifiées comme suit :

RESA	16 ET 17 OCTOBRE 2019
ORES NAMUR (RÉGION EST)	5 NOVEMBRE 2019
ORES CHARLEROI (RÉGION OUEST)	20 NOVEMBRE 2019
AIEG	25 NOVEMBRE 2019
AIESH	27 NOVEMBRE 2019
REW	5 DÉCEMBRE 2019

Après chaque visite, les auditeurs ont noté leurs observations sur une feuille d'audit.

La CWaPE tient à souligner la bonne collaboration des GRD lors de l'audit processus. Les personnes rencontrées nous ont donné l'impression de partager leur expérience en toute transparence.

5. RAPPORT D'AUDIT

Le rapport d'audit est détaillé par GRD, par flux et par item du rapport qualité.

Ce rapport tient compte des documents analysés dans le cadre de l'audit « système » ainsi que des éléments relevés lors des discussions avec les agents responsables des différents processus.

Outre les items du rapport qualité, la CWaPE a également demandé des explications sur les différents programmes/applications utilisés par les GRD dans le cadre des rapports qualité.

Enfin, la CWaPE a fait le point sur les formations données aux agents de terrain et en rapport avec le remplissage des documents de référence utilisés directement ou indirectement pour la réalisation du rapport qualité.

5.1. ORES ÉLECTRICITÉ

5.1.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En Heures Ouvrables (HO)

Pour tout déclenchement HT ou MT télé-signalé, l'opérateur réseau du centre de conduite (CCD=dispatching) transmet :

- au coordinateur pannes (COP), le nom du poste ou de la cabine et du (des) feeder(s) concernés. Le COP crée une fiche d'intervention ;
- au responsable des manœuvres (RDM), toutes les infos permettant à celui-ci de prendre les dispositions afin de résoudre la panne (ré-enclenchement à distance et/ou envoi d'un agent sur place). Le RDM crée un incident dans PROLELE et informe régulièrement le COP du suivi de la panne.

Le COP informe à son tour le SPOC (Single point of contact) du NCC (Net contact center) et lui transmet les informations nécessaires pour la mise en place d'un IVR (Interactive voice response). Le COP assure le suivi de l'évolution de la panne auprès du NCC.

À noter qu'une panne « réseau » peut également être détectée par :

- le SPOC du NCC, sur base de la quantité d'appels reçus ;
- le COP, sur base de la localisation des fiches d'appels (connectivité électrique) ;
- le niveau 3 (agent) sur base de son intervention.

En Heures Non Ouvrables (HNO)

La coordination pannes est assurée par un des opérateurs réseau du CCD.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

Le rapport d'intervention des agents est fait oralement au RDM/dispatching par Radio « ORES ». Le COP est tenu au courant.

Le type d'informations qui remontent du terrain sont (liste non exhaustive) :

- Cause du problème
- Résolution du problème
- Suivi si besoin
- Heure d'arrivée sur site
- Heure de rétablissement
- Heure de fin d'intervention

La CWaPE constate que les causes pouvant être encodées dans la fiche d'intervention ne sont pas toujours en phase avec la justification donnée dans le rapport qualité. À ce sujet, le document de référence OPM-010-REF03 qui décrit la justification « CWaPE » en fonction de la cause du problème devrait être revu.

Étape 3 : Encodage dans la BD

L'intervention est encodée dans le programme TTG par le COP. Une fois l'intervention clôturée sur base des informations remontées du terrain, celle-ci est automatiquement archivée après 7 jours.

Le COP dispose cependant de 15 jours depuis la clôture de l'intervention pour valider celle-ci.

Lors de la validation, certains champs de la fiche d'intervention peuvent encore être modifiés (notamment les heures d'arrivée sur site et de fin de panne).

ORES précise à ce sujet que les champs initiaux ne peuvent plus être modifiés. Le COP a seulement la possibilité de modifier une copie des champs. Il doit dans ce cas systématiquement justifier le moindre changement.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le service « Asset Management » réalise une extraction des données depuis les différentes applications disponibles en ORES (PROELE, TTG, ...) pour compléter le rapport qualité et plus particulièrement le synoptique C10/14 (cf. annexe 1 du RQ). Cette annexe 1 était jusqu'à ce jour extraite depuis le logiciel NetGis mais sera dorénavant traitée en BO SAP sur base de données PROELE.

Suite aux incohérences constatées entre les chiffres repris dans plusieurs annexes 1 d'ORES et ceux calculés par la CWaPE lors de l'analyse des rapports qualité, le service « Asset Management » s'est penché sur la manière de calculer l'indisponibilité. « Asset Management » a alors constaté que, depuis plusieurs années, les chiffres communiqués dans l'annexe 1 n'étaient pas tous corrects. En effet, lors de l'extraction des données de PROELE au moyen d'un langage informatique de type SQL, certaines de ces données n'étaient plus extraites car le nom du champ avait été adapté dans la base de données d'ORES mais pas dans le langage SQL (ex : le champ « cabine_net » a été remplacé dans la BD d'ORES par le champ « cabine-net » mais le langage SQL faisait toujours référence au champ « cabine_net »). ORES a identifié l'origine du problème et assure que les données du rapport qualité 2019 seront exactes.

En outre, la partie « divers indéterminé » de l'annexe 1 reprend les interruptions d'origine « inconnue » et pas forcément celles imputables à ORES. Le GRD précise à ce sujet qu'il est parfois impossible de déterminer la localisation et la cause exacte de certaines interruptions.

Ensuite, après vérification dans les bases de données, ORES constate que plusieurs interruptions inférieures à 3 minutes ont été prises en compte dans le calcul de l'indisponibilité.

Sur base de ces deux derniers éléments, la CWaPE constate qu'ORES pourrait dégrader son indisponibilité propre sans que cela reflète la réalité.

ORES confirme entretemps avoir corrigé sa manière d'extraire les données afin d'exclure systématiquement toute interruption inférieure à 3 minutes.

Enfin, l'extraction des données est réalisée sur base d'un tri sur les types de pannes. Fin 2019, la CWaPE a posé des questions à ce sujet et a reçu des explications en février dernier. La CWaPE constate que l'extraction des données est réalisée de manière cohérente et n'a plus de remarques à ce stade.

Informations complémentaires

Toutes les manœuvres MT/BT sont « simulées » une première fois par le RDM avant d'être exécutées (après confirmation).

Point positif :

- Documents de référence très clairs et bien suivis dans l'ensemble.

Points à améliorer :

- Revoir les modalités pour le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité.
- Liste des causes (+ justifications CWaPE) à revoir.

5.1.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En HO

Le « call-center » Connexio réalise un premier filtre des appels relatifs aux interruptions BT.

Après avoir posé une série de questions (commune de l'appelant, problème recharge compteur à budget, vérification TECO, ...) sur base d'un guide utilisateur réalisé en concertation avec le PO BKD (Process owner Breakdown) et si l'interruption est confirmée, les agents du NCC demandent les informations pertinentes au client et créent un ticket dans le programme TTG (trouble ticketing).

Une fiche d'appel est alors créée.

Le COP prend le relais et gère les fiches d'appel par niveau de priorité.

Au départ d'une fiche d'appel, le COP crée une fiche d'intervention.

Si plusieurs fiches d'appel sont relatives à la même intervention, le COP a la possibilité de les « glisser » vers la fiche de l'intervention en question.

Lors de la création de la fiche d'intervention, les agents disponibles sont proposés automatiquement via l'application RDG (rôle de garde Wallonie) sur base de leurs compétences, de la localité et du fluide (gaz et/ou électricité).

Le COP attribue l'intervention à un agent de dépannage soit via PC mobile, soit par téléphone, mais il y a toujours une confirmation par téléphone si l'attribution de l'intervention se fait par PC mobile.

L'heure d'appel du client est encodée par le COP sur la fiche d'intervention. En fonction de l'étendue de la panne, le COP a toujours la possibilité de mobiliser d'autres agents, voire un niveau 2.

En HNO

Les appels sont transférés au « dispatching ». La coordination des pannes est assurée par un des opérateurs réseau du CCD.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

Il est prévu que l'agent rapatrie les infos au COP après chaque intervention par téléphone (secteur de Namur).

Les informations qui remontent du terrain sont (liste non exhaustive) :

- Cause du problème
- Résolution du problème
- Suivi si besoin
- Heure d'arrivée sur site
- Heure de rétablissement
- Heure de fin d'intervention.

Concernant le secteur de Charleroi, à la différence de ce qui se fait à Namur, l'agent encode lui-même directement les informations reprises dans la fiche d'intervention. À ce titre, les agents sont équipés de PC mobiles qui communiquent via GPRS.

La CWaPE constate que les causes pouvant être encodées dans la fiche d'intervention ne sont pas toujours en phase avec la justification donnée dans le Rapport qualité. À ce sujet, le document de référence OPM-010-REF03 qui décrit la justification « CWaPE » en fonction de la cause devrait être revu (ex : « 82 interruption HT(GRT) » = « Élément réseau »).

Étape 3 : Encodage dans la BD

Une fois l'intervention clôturée dans TTG par le COP sur base des informations remontées du terrain, celle-ci est automatiquement archivée après 7 jours. Le COP dispose cependant de 15 jours depuis la clôture de l'intervention pour la valider.

Lors de la validation, certains champs de la fiche d'intervention peuvent encore être modifiés (notamment les heures d'arrivée sur site et de fin de panne).

ORES précise à ce sujet que les champs initiaux ne peuvent plus être modifiés. Le COP a seulement la possibilité de modifier une copie des champs. Il doit dans ce cas systématiquement justifier le moindre changement.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le service « Asset Management » réalise une extraction des données depuis TTG pour compléter le rapport qualité.

La CWaPE relève également qu'ORES se base sur un rapport de l'IRM pour écarter toute une série d'interruptions de ses statistiques. Cependant, le rapport en question ne constitue pas une base fiable dans la mesure où il reste très général et ne précise pas les jours où les conditions météorologiques étaient « extrêmes ».

ORES précise que cette approche avait été historiquement validée de commun accord entre ORES et le régulateur. ORES reste naturellement tout à fait ouvert à toute discussion sur le sujet afin d'optimiser son reporting.

La CWaPE rappelle qu'elle ne remet pas l'approche en cause mais bien le rapport sur lequel ORES se base pour écarter toute une série d'interruptions.

Enfin, l'extraction des données est réalisée sur base d'un tri sur les types de pannes. Fin 2019, la CWaPE a posé des questions à ce sujet et a reçu des explications en février dernier. La CWaPE constate que l'extraction des données est réalisée de manière cohérente et n'a plus de remarques à ce stade.

Informations complémentaires

Le client ne signe jamais la fiche d'intervention. Les agents disposent également de fiches de travail papier ou informatique (pour les interventions à facturer par exemple) pour que le client puisse marquer son accord.

Points positifs :

- Documents de référence très clairs et bien suivis dans l'ensemble.
- Application fidèle des procédures et autres documents de référence par les agents de terrain.

Points à améliorer :

- Liste des causes (+ justifications CWaPE) à revoir.
- Définition des conditions météorologiques « extrêmes » à discuter avec l'ensemble des GRD.

5.1.3. Les mesures MT

Étape 1 : Suivi et placement du dispositif par l'agent

Le suivi des Mesures MT est sous-traité à Laborelec.

Étape 2 : Relève et rédaction du rapport d'intervention

Les postes-sources dont ORES a la gestion du jeu de barres MT font l'objet d'une surveillance par SCADA avec transmission en direct des mesures vers Laborelec et d'une analyse de la qualité de la tension réalisée par cette société.

Une fois par an, Laborelec adresse un rapport complet sur la qualité de la tension à ORES.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Base de données de Laborelec. L'encodage des valeurs est réalisé par Laborelec.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le Rapport qualité est réalisé sur base des conclusions générales du rapport de Laborelec « Campagnes de mesures permanentes de la qualité de tension dans les réseaux de distribution ».

Des mesures sont prises par ORES en cas d'écart(s) par rapport à la norme.

La CWaPE constate à ce sujet que les conclusions mentionnées dans les rapports qualité 2017 et 2018 n'étaient pas tout à fait identiques à celles indiquées dans le rapport de Laborelec.

Point positif : -

Point à améliorer :

- Retranscription par ORES des conclusions de Laborelec dans le rapport qualité à améliorer.

5.1.4. Les plaintes MT/BT

Étape 1 : Réception de la plainte

Les plaintes peuvent être introduites par différents canaux :

- téléphone (Connexio) ;
- courriers ;
- contacts directs ;
- site internet
- et un nouveau canal via les enquêtes de satisfaction d'ORES (démarche pro active d'ORES).

Actuellement, les plaintes via les enquêtes de satisfaction sont ré-encodées par le call center dans l'application SAP CIC au même titre que les plaintes via téléphone. À terme, un lien automatique est prévu. Le délai de traitement de la plainte commence à partir de la date de réception de celle-ci.

Des formulaires préétablis sont prévus sur le site internet d'ORES, ainsi que dans les enquêtes de satisfaction. Si la plainte arrive par téléphone, les opérateurs disposent d'une fiche d'appel/flow qui :

- définit le processus à suivre (si x alors y, sinon z) ;
- permet de qualifier la demande en panne (CTH/TTG) ou plainte (LOPEX) ;
- permet de définir la plainte (fluide : E ou G ; type : BRA ; cause....).

La plainte est adressée à la personne responsable qui peut soit être une personne du SGPI (Service Gestion des Plaintes et Indemnisations), soit une personne dépendante de la région.

Étape 2 : Traitement de la plainte

ORES s'est fixé un délai de 30 JC maximum pour traiter une plainte mais ce délai peut être adapté en fonction du type de plainte. Le caractère « fondé/non fondé » d'une plainte doit impérativement être défini avant la clôture de la plainte. La définition du caractère « fondé/non fondé » d'une plainte repose sur l'intervention (fondée) ou non (non fondée) d'ORES. Cette distinction doit toutefois être nuancée car il arrive qu'ORES intervienne alors que la plainte est non fondée (ex : déplacement d'ORES pour odeur de gaz alors qu'il n'y a pas de fuite sur le réseau gaz, voire pas du tout de réseau gaz).

À noter qu'il est possible de changer la date de clôture souhaitée d'une plainte. Par exemple, lorsqu'un complément d'information est requis auprès du client. Dans ce cas-là, la référence de la plainte reste identique, mais les dates sont mises à jour et les délais recalculés.

Au niveau de Namur, l'interlocuteur pour les plaintes « électricité » n'est pas le SGPI mais un responsable régional.

Lorsque l'agent se rend sur place, il vérifie systématiquement les connexions et réalise des mesures de tension.

Les actions possibles d'ORES peuvent varier en fonction des secteurs, des agents de terrain et des résultats des mesures :

- ne rien faire ;
- adapter le réglage du plot à la cabine ;
- placer un enregistreur etc.

Lorsqu'il s'agit d'une plainte PV, se pose la question de la représentativité des mesures réalisées par ORES pour en déterminer le bienfondé. En effet, ORES ne tient pas forcément compte des conditions climatiques, ni du moment de la journée / de l'année pour intervenir.

La CWaPE a rappelé la législation (norme EN 50160) en vigueur et l'obligation de résultats des GRD par rapport à la qualité de tension à mettre à disposition des URD.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Sur base des informations disponibles dans le programme TTG (panne), chaque BO TR (back office travaux réseaux) complète manuellement un fichier Excel avec les informations requises pour réaliser l'annexe 4 du rapport qualité.

Étape 4 : Réalisation du RQ

L'équipe « Assets Management » compile ensuite les données reçues des différents BO.

Informations complémentaires

Par rapport aux procédures transmises, 3 modifications vont être apportées par ORES :

- 1) automatisation des rapports via BI (directement dans SAP) ;
- 2) intégration des nouveaux canaux de communication tels que les réseaux sociaux et les enquêtes de satisfaction ;
- 3) réduction du temps d'envoi de l'accusé de réception à 3 jours ouvrables (au lieu de 5 actuellement).

Suite aux questions posées par la CWaPE, d'une part, dans le cadre de l'analyse des rapports qualité et, d'autre part, dans le cadre de la préparation de l'audit processus des rapports qualité, ORES s'est rendu compte que le traitement des plaintes relatives à la forme d'onde de tension pour le rapport qualité électricité :

- n'était pas harmonisé au sein des différents secteurs d'ORES ;
- n'était pas basé sur les plaintes telles que définies et suivies dans le cadre des processus 'plaintes'.

Par conséquent, ORES a entrepris un travail d'analyse des processus existants au sein des différents secteurs et d'harmonisation de ceux-ci. La personne en charge de ce dossier a fait le tour de chaque secteur pour faire le point sur ce qui est actuellement rapporté ainsi que sur la manière de capter les données.

Dans ce cadre, ORES a constaté, par exemple, que la réponse faite au client peut varier d'un secteur à l'autre : soit la réponse est adressée via le même canal que la demande, soit elle est adressée systématiquement par courrier.

Ce passage en revue a été également l'occasion pour ORES de demander des clarifications par rapport aux attentes de la CWaPE sur le remplissage de l'annexe 4 du rapport qualité et notamment :

- la définition du caractère « fondé / non fondé » d'une plainte en fonction de la norme (si dans norme = non fondé ; si hors norme = fondé) ou autre (ex : quid si très proche de la norme ?) ;
- le tableau doit-il uniquement reprendre les plaintes et/ou les demandes d'interventions ?
- la définition du focus sur PV (producteur uniquement ? Aussi pour le voisin qui se plaint ?) ;
- le rapport doit-il être par secteur ou globalisé ?
- la définition de la date de la plainte (ex. : date du courrier ou date de réception du courrier par ORES ?) ;
- comment traiter les plaintes en cours ?
- quelles informations sont attendues dans le champ 'commentaires' ?

Le planning initialement prévu par ORES était le suivant :

- description des processus et élaboration d'un processus commun : fin 2019 ;
- application des processus et développements éventuels en 2020 ;
- reportage adapté au 01/01/2021 (RQ à réceptionner en 2022 par la CWaPE).

Lors de l'audit d'ORES Charleroi, la CWaPE a parcouru les nouveaux logigrammes d'ORES qui définissent le processus prévu pour la gestion des « plaintes » relatives à la forme de l'onde de tension. La CWaPE a formulé quelques remarques à ce sujet et a signalé à ORES qu'il était préférable d'attendre le rapport d'audit avant de valider les procédures prévues.

ORES précise que le processus sera naturellement revu continuellement tout en prenant en compte les suggestions de la CWaPE à la suite des audits réalisés en 2019.

L'objectif d'ORES n'est pas de réduire à tout prix le nombre de plaintes, mais de déceler le maximum d'insatisfactions des clients afin d'améliorer la qualité des services offerts ainsi que les processus.

Pour les plaintes Gaz, le rapport qualité est complété sur base des plaintes telles que traitées par les processus 'plaintes' (voir ci-dessus).

Pour les plaintes Électricité, en fonction des régions, les données rapportées proviennent soit uniquement de TTG (demandes/pannes) [Namur], soit de TTG et SGPI (demandes/pannes + plaintes). Les données rapportées varient également entre les secteurs. Par exemple, certains secteurs n'encodent pas les plaintes s'il n'y a pas d'intervention/déplacement d'ORES. Les données rapportées reflètent plus une réalité terrain (avec interprétation propre à chaque secteur) et le périmètre est (a priori) plus large que les plaintes au sens strict.

Point positif :

- La démarche proactive d'ORES qui prévoit au travers des enquêtes de satisfaction, la possibilité pour le répondant d'introduire une plainte (zone de commentaire qui se débloque si les réponses à une question sont 😞 ou 😊).

Points à améliorer :

- Harmonisation des procédures au niveau des différents secteurs d'ORES.
- Contenu de l'annexe 4 à revoir (à discuter avec l'ensemble des GRD).

5.1.5. Les délais de raccordement et études

Remarque préliminaire

Le processus ci-dessous :

- est valable pour les demandes écrites. Les demandes par téléphone sont gérées par Connexio. Leur traitement est plus rapide : le délai court dès que l'accord verbal est reçu du client (dans ce cas, la date de paiement n'est pas l'élément déclencheur) ;
- concerne toutes les demandes (nouveau raccordement, modification de raccordement existant, ...). Par conséquent ORES pourrait, dans certains cas, se pénaliser puisque les délais légaux ne sont pas identiques.

NAMUR

Étape1 : Réception de la demande de raccordement

Lors de la réception de la demande, le contact client s'assure d'avoir toutes les informations nécessaires pour faire l'offre et peut, le cas échéant, proposer d'autres services d'ORES au client. Il est à noter que si le dossier n'est pas complet, ce n'est pas bloquant pour la suite de la procédure. Le contact client ou les collaborateurs ORES demandent les compléments d'information lors de la visite sur place.

Étape 2 : Traitement et suivi

Pour la solution technique, 2 cas de figure peuvent se présenter :

- soit il s'agit d'une demande simple avec ou sans visite technique. Lors de la visite technique, le collaborateur demande, si besoin, les compléments d'information et informe le client de la suite du processus. Lorsqu'une visite technique est nécessaire, celle-ci est planifiée au plus vite, mais les délais fluctuent en cours d'année (congé, rush de demande, ...) ;
- soit il s'agit d'une demande plus complexe nécessitant une étude. À noter qu'une étude peut notamment conclure à la nécessité d'une extension du réseau.

L'offre reprend les délais estimés par ORES pour effectuer le raccordement et inclut les délais requis pour les autorisations. Par prudence, ORES ajoute toujours aux 21 JO légaux (raccordement BT<56 kVA sans travaux), les délais maximum pour les autorisations prévus par le décret impérial (ex : 26 JO si un seul gestionnaire de voirie (GDV) est impliqué et 64 JO si plusieurs GDV). Dans le cas où une extension réseau est nécessaire, le BO TP transmet au contact client une estimation du temps requis pour réaliser les travaux. Ce temps est ajouté aux autres délais et est évidemment plus long que dans les autres hypothèses.

ORES confirme que cette approche peut parfois prêter à confusion puisque l'offre reprend, d'une part, le délai estimé par ORES et, d'autre part, le délai légal prévu uniquement pour le raccordement (21 JO). Ceux-ci étant différents, le client ne comprend pas nécessairement lequel s'applique pour lui. Suite à ce constat, ORES a fait évoluer son modèle d'offre pour ajouter un résumé sur 2 pages maximum qui devrait faciliter la compréhension de l'offre par le client.

Concernant la préparation des travaux et l'exécution des travaux, les applications utilisées sont LOPEX, IS-U, Strategis (dessins techniques). C'est cette dernière application qui permet le lien avec POWALCO. Lorsque Strategis n'est pas utilisée (par exemple pour le gaz), les demandes d'autorisations sont lancées manuellement dans les 5 JO après le paiement par le client pour le gaz, et, avant le paiement, en parallèle avec l'offre pour l'électricité. Les délais indiqués dans l'offre ne tiennent toutefois pas compte de cette 'anticipation' et restent les délais légaux max.

La date de début pour le calcul des délais de raccordement est la date du paiement de l'offre (à l'exception des raccordements gratuits pour le gaz où la date d'accord du client est prise en compte dans ces cas-là). Il existe différents codes qui permettent à ORES de justifier le retard dans les délais de raccordement. Ces dossiers-là ne ressortent donc pas dans le rapport qualité comme dossiers « hors délai cause GRD ». Il s'agit par exemple :

- des travaux simultanés gaz/électricité. Dans ce cas, l'accord écrit du client est nécessaire lors de l'élaboration de l'offre même si un accord verbal suffit pour ORES qui n'a pas constaté de plainte à ce sujet. Au contraire, ORES précise que le client semble plutôt heureux quand les travaux pour les 2 fluides peuvent être réalisés simultanément ;

- des congés des sous-traitants. Afin de minimiser les retards attribuables aux congés des sous-traitants, ORES fixe, en début d'année, les congés avec les entrepreneurs (la majorité étant soumis à la CP bâtiment) afin d'en tenir compte dans leurs offres.

Étape 3 : Encodage dans la BD

L'encodage est réalisé dans les différentes applications mentionnées plus haut.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le « process owner » réalise des rapports mensuels à l'attention de chaque responsable local et un rapport annuel qui servira de base pour le rapport qualité de la CWaPE. Ce rapport annuel est également transmis aux responsables locaux qui doivent le vérifier et analyser les retards avant envoi à la CWaPE.

L'extrait de SAP reprend l'ensemble des demandes avec date souhaitée de début et de fin, mais un tri est effectué sur les statuts des dossiers pour exclure les dossiers hors délai pour causes non GRD. Le filtre est appliqué sur les codes disponibles dans SAP CIC (par exemple : HDDC, HDTS,...).

CHARLEROI

Les procédures sont identiques à celles de Namur et sont effectivement appliquées de la même manière.

Deux légères différences sont à noter :

- 1) À Charleroi, on utilise un fichier Excel (hors SAP CIC) pour vérifier les délais car les tâches ne sont pas nécessairement triées dans un ordre chronologique et les employés ont également noté des bugs dans SAP CIC ;
- 2) L'organisation de l'équipe est légèrement différente. 3 cellules :
 - promogaz/HT ;
 - CC ;
 - tâches administratives.

Alors que, à Namur, l'organisation est plus transversale.

Informations complémentaires

Le même processus est suivi pour les 2 fluides.

Le fait que 100 % des offres pour l'étude de détail en électricité 2018 soient hors délai serait dû à ELIA, mais considéré comme cause GRD par ORES.

Points positifs :

- Les procédures sont largement documentées pour les raccordements et paraissent réellement appliquées dans les faits.
- Le processus est entièrement automatisé dans SAP CICO avec notamment :
 - . l'étape du paiement qui est clôturée automatiquement dans SAP quand le département finance reçoit effectivement le paiement (=> date de paiement réelle = date de début pour le calcul des délais et sans intervention 'contacts clients') ;
 - . les rapports utilisés pour le rapport qualité sont des extraits de SAP (via BI) et permettent le lien avec les dossiers de raccordement pour remonter à l'information détaillée ;
 - . Workplace dans SAP CICO qui permet pour chaque collaborateur (contact client unique pour le client sauf en cas de congé/maladie) d'avoir une liste didactique de ses demandes de raccordement en cours, ainsi que leur statut (dans les délais ●, échéance approche ▲, hors délai ●) ;
 - . lien avec Strategis/Powalco/Klim qui permet de lancer automatiquement les demandes d'autorisations aux parties prenantes.
- Dans les offres, ORES a inséré des liens avec son site internet pour informer le client des démarches techniques et administratives qu'il doit entreprendre. Ces liens renvoient vers des présentations et/ou des mini-vidéos explicatives.

Points à améliorer :

- Dans le détail de l'offre, il est souvent fait mention de différents délais (délais effectifs d'ORES en fonction des travaux prévus) et délais légaux (obligatoires), ce qui peut parfois porter à confusion. ORES a revu ses offres et souhaite ajouter un résumé sur 1 page recto/verso maximum.
- ORES ne demande pas systématiquement l'accord écrit pour les travaux simultanés gaz/électricité. Cela pourrait être source de problème lors d'un litige par exemple.

5.1.6. Les coupures programmées

Étape 1 : Décision de coupure + planification

NAMUR

Le responsable des manœuvres (RDM) « prépare » les coupures planifiées dans le système. Une fois qu'il a identifié les éléments du réseau à « couper », il réalise un extract des données du système PROELE. Grâce notamment à la connectivité, il peut ainsi identifier les clients impactés par une coupure planifiée. Une fois les différents fichiers xlsx réalisés conformément à la procédure TRX-001-I1, le RDM les transmet au coordinateur panne (COP) avec les heures de début et de fin des coupures prévues. Au moment de la visite, il a été signalé qu'un nouveau programme (« GIP » - Gestion des interruptions et des pannes) serait mis en service avec un impact sur cette procédure (cf. Visite à Charleroi).

CHARLEROI

Le programme GIP est en production depuis le 19/11/19. Ce programme simplifie considérablement la tâche des agents car ils ne doivent notamment plus réaliser de nombreux extracts de données depuis le système dans des fichiers xlsx. La procédure TRX-001-I1 est donc devenue obsolète et va être remplacée.

Étape 2 : Avertissement de l'URD + intervention

NAMUR

Une fois par semaine, le COP reprend les dossiers relatifs aux coupures planifiées et envoie les données pertinentes :

- à BPOST qui se charge de distribuer les avis de coupure aux clients impactés dans les délais prescrits par le RTDE ;
- aux communes, à Proximus, à VOO, ... pour les prévenir de la coupure ;
- au NCC, pour l'activation d'un IVR.

Pour certains clients dits « sensibles », et notamment pour les clients avec une puissance supérieure à 630 kVA, l'avertissement est réalisé par mail et /ou tel au moins 10 jours ouvrables avant la coupure.

Les URD ont également la possibilité de visualiser sur le site d'ORES (via google map) les différentes interruptions planifiées ou non (en cours, terminées ou à venir avec ou sans mise en place d'un groupe électrogène).

CHARLEROI

L'avertissement des clients se fait désormais via le programme GIP (voir slides présentés par ORES). La CWaPE note qu'il n'existe apparemment pas de verrous pour limiter la durée d'une interruption programmée à 4h00. L'agent pourrait donc planifier une interruption pour une durée de 6h00 sans qu'aucun groupe électrogène ne soit prévu.

Étape 3 : Encodage dans la BD

NAMUR/CHARLEROI

Les données relatives à une interruption sont encodées dans PROELE. Des mises à jour sont possibles dans la database dans le cas, par exemple, d'une coupure reprogrammée.

Encodage dans SAP des heures définies à l'étape 1. Il ne s'agit donc pas des durées effectives des coupures programmées.

Étape 4 : Réalisation du RQ

NAMUR/CHARLEROI

« Asset Management » réalise un extract des données depuis les différentes applications disponibles (PROELE, NETGIS,...)

L'extract est réalisé sur base du type de coupure (programmée ou non).

Les durées d'interruption programmées mentionnées au sein du RQ ne correspondent pas aux durées réelles de coupures mais aux durées de coupures estimées initialement par le RDM.

Point positif :

- Programme GIP qui va simplifier les opérations à réaliser par les agents pour avertir les URD, notamment.

Point à améliorer :

- Prévoir un moyen d'alerter l'agent qui souhaite planifier une coupure programmée pour une durée supérieure à 4h00 afin de l'avertir qu'un groupe électrogène devrait être placé dans ce cas.

5.2. ORES GAZ

5.2.1. Fuites, état du réseau, accidents et incidents

Légalement, tout gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel est tenu de procéder périodiquement à la recherche systématique de fuites.

Chaque année, ORES se donne pour objectif de contrôler 20% du réseau gaz (+/- 1.800 km de canalisations) – Objectif fixé par ORES.

La détection systématique des conduites est réalisée par l'équipe ORES de Strépy-Bracquegnies qui dispose de deux véhicules de surveillance réseau (VSR) équipé d'une détection gaz. C'est ce véhicule qui va suivre les conduites gaz. Les portions du réseau qui n'ont pu être parcourues (ex. conduites en cross-country, sous voies Infrabel, ouvrages d'art, ...) sont ensuite parcourues à pied par une équipe de la région ORES concernée (cela représente 5 % du réseau. Estimation donnée lors de la visite). Chaque année une sélection de communes est effectuée de manière à couvrir environ 20 % de la longueur totale du réseau et ainsi couvrir la totalité du réseau en 5 ans.

Lors de l'inspection, sont enregistrées le tracé GPS du véhicule ainsi que la mesure de détection. Lorsque cette dernière est supérieure à 1000 ppm, une intervention immédiate est requise. Le service exploitation gaz est prévenu de toute détection et viendra soit immédiatement, soit plus tard, confirmer la détection et effectuer les éventuelles réparations qui s'imposent.

Les détections de fuites issues du parcours du VSR sont créées automatiquement dans l'application ProGaz. Les autres détections de fuites sont enregistrées via l'application TTG (Trouble Ticketing).

Seules les fuites réparées sont prises en compte dans les statistiques. ORES ne tient donc pas compte des statuts « annulés », des sondages négatifs, des fuites en réparation ou en réparation provisoire. Les fuites sur les installations intérieures des clients sont également exclues.

La section « dégâts » du rapport qualité est remplie directement par les différentes régions (pas de traitement automatisé).

Le GRD a une obligation de reporting au SPF de tout accident ou incident. Ceux-ci sont dès lors communiqués au SPF via un fax, appel téléphonique et l'envoi d'un email.

C'est sur base de ces emails/fax que sont compilées en fin d'année les informations pour le rapport qualité.

Pour des incidents mineurs, le SPF signale parfois lors de l'échange téléphonique qu'il n'est pas nécessaire de confirmer l'information par écrit.

Dans ce cas, l'information est alors perdue. ORES transmettra à la CWaPE les critères permettant de déterminer si une communication au SPF est nécessaire.

5.2.2. Demandes d'interventions et délais

Étape 1 : Traitement et capture des infos par l'agent

Voir 5.1.2

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

NAMUR

À la fin de sa prestation, l'agent :

- communique par téléphone/radio au coordinateur « pannes » les informations nécessaires pour compléter la fiche d'intervention sous TTG (heure début, fin, type prestation, ...) ;
- signale la nécessité éventuelle d'une intervention ultérieure dans le cas d'une réparation provisoire ou d'une mise en sécurité ;
- signale sa disponibilité pour d'autres interventions.

CHARLEROI

Concernant ORES Charleroi, les PC mobiles des agents disposent de la connectivité. Dès lors, ils encodent directement leurs prestations dans les applications (TTG et ProGaz). Le coordinateur « pannes » a une vue directe de la disponibilité de ses agents (ticket clôturé ou non en TTG). Il n'y a donc pas de nécessité de communiquer par téléphone/radio en fin d'intervention. Lorsque l'agent est dans une zone non couverte par la télécom (peu fréquent vu que la zone est fortement couverte), les informations encodées sont stockées dans une mémoire tampon et poussées dans les systèmes dès que la connectivité est retrouvée.

NAMUR/CHARLEROI

Les données peuvent être modifiées dans TTG, mais les données originelles ne sont jamais écrasées, elles sont conservées en tout temps.

Seul le coordinateur « pannes » a la possibilité de modifier les données et doit justifier toute modification dans un champ de type commentaire.

Concernant le report de l'intervention (panne reportée), un accord client est nécessaire.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Voir étape 2.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Ce sont les données extraites de TTG qui servent de base au reporting CWaPE pour les délais d'intervention et non celles encodées dans ProGaz. Les informations à compléter dans CapGis peuvent, elles, être complétées plus tard (ex. fin de journée ou dès que l'agent a du temps).

Il est important de noter que la notion « jours Intempéries IRM » n'intervient pas dans le cas du gaz naturel.

Enfin, l'extraction des données est réalisée sur base d'un tri sur les types de pannes. Fin 2019, la CWaPE a posé des questions à ce sujet et a reçu des explications en février dernier. La CWaPE constate que l'extraction des données est réalisée de manière cohérente et n'a plus de remarques à ce stade.

Informations complémentaires

- Les fouilles sont sous-traitées.
- Les travaux concernant des conduites ou branchements sous gaz sont réalisés par ORES (exception faite des soudures sur conduites acier ou opérations de type Williamson). Les travaux hors gaz sont généralement sous-traités.

Points positifs :

- Les procédures sont largement documentées et nous n'avons pas observé, lors de notre audit, d'écart entre la théorie (les procédures écrites) et la pratique des agents.
- Le calcul des délais d'intervention est réalisé à partir des données encodées dans l'application TTG ; celles-ci servent également au contrôle des prestations des agents (un agent n'est pas disponible pour une autre intervention tant qu'il n'a pas communiqué au coordinateur panne les informations nécessaires à la clôture de la fiche d'intervention).

Point à améliorer :

-

5.2.3. Demandes de raccordement et délais

Voir point 5.1.5

5.2.4. Interruptions de fourniture non planifiées

Le reporting relatif aux interruptions de fourniture non planifiées est réalisé sur base des données TTG. Par conséquent, le nombre de clients concernés n'est pas représentatif puisqu'il ne tient compte que des appels reçus (il n'existe pas pour le gaz d'outil permettant de déterminer automatiquement le nombre d'URD impactés comme c'est le cas pour l'électricité). Par ailleurs, les chiffres peuvent être pollués par d'autres appels que ceux liés à l'interruption de fourniture.

Point positif :

- Les procédures sont largement documentées et nous n'avons pas observé, lors de notre audit, d'écart entre la théorie (les procédures écrites) et la pratique des agents.

Point à améliorer :

- Le nombre de clients impactés lors d'une interruption de fourniture non planifiée n'est pas représentatif de la réalité puisque déterminé sur base du nombre d'appels uniquement.

5.2.5. Gestion des plaintes

Voir point 5.1.4

5.3. RESA ÉLECTRICITÉ

5.3.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

Déclenchement dans le « Lynx » (SCADA). Le tronçon en défaut clignote et le disjoncteur s'ouvre. Une alarme avertit l'opérateur. Les postes télécommandés sont réenclenchés automatiquement depuis le dispatching d'Ans. Les postes non télécommandés et les postes télécommandés pour lesquels le ré-enclenchement automatique est insuffisant doivent faire l'objet d'un ré-enclenchement manuel de la part du service de garde.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

Le rapport d'intervention des agents est fait oralement au dispatching par Radio « Astrid ».

Les éléments suivants sont actuellement monitorés par RESA :

- heure de survenance du défaut relevée par le SCADA (enregistrement dans le journal des manœuvres) ;
- état d'avancement du rétablissement de la clientèle ;
- fin de l'intervention (la fin de la panne est encodée dans PHT lorsque le dernier client est réalimenté).

Les heures de début d'intervention de l'agent sur site et de fin de panne sont monitorées, mais RESA ne les utilise apparemment pas dans le rapport qualité. En effet, RESA indique dans son rapport qualité :

- pour le temps moyen d'arrivée sur site : « pas d'information dans notre informatique » ;
- pour le temps moyen d'intervention : « temps moyen d'attribution et d'intervention ».

Étape 3 : Encodage dans la BD

L'encodage est réalisé dans le programme PHT. Chaque interruption est liée à un « ouvrage » (ligne, câble, cabine, divers, ...). La cause et le matériel incriminé sont également détaillés.

Lors de l'encodage de l'ouvrage « divers », le programme ne permet pas la distinction entre « divers comptabilisé » (durée imputable au GRD) et « divers non comptabilisés » (durée non imputable au GRD).

Le journal des manœuvres n'est utilisé que pour noter les manœuvres en cours qui n'impactent pas les URD. Les colonnes LAHT et câbles ne sont plus complétées de manière systématique car l'encodage des interruptions se fait directement dans PHT.

Il arrive cependant que, lorsque le flux de pannes est important, l'agent note les données sur une feuille avant d'encoder dans PHT. Les données renseignées dans PHT peuvent être modifiées au besoin, après l'intervention sur le terrain.

Étape 4 : Réalisation du RQ

RESA réalise le synoptique des résultats (annexe 1 C10/14) sur base des informations encodées dans PHT. La catégorie « divers » est subdivisée de la sorte :

- Divers comptabilisé : cette catégorie reprend les interruptions > 3 minutes imputables à RESA mais aussi à Elia par exemple (cycle RRL « fournisseur »).
- Divers non comptabilisé : cette catégorie reprend les interruptions < 3 minutes imputables à RESA ou non. RESA précise à ce sujet que ces statistiques sont reprises dans le tableau pour information interne RESA et qu'elles n'interviennent pas dans le calcul de l'indisponibilité.

La CWaPE a rappelé à ce sujet que le synoptique n'est censé reprendre que les interruptions de plus de 3 minutes, et ce, conformément à la prescription Synergrid C10/14.

Informations complémentaires

La prise en charge d'une interruption doit, selon le responsable MT de RESA, être calculée à partir du moment où le technicien du poste de conduite a pris connaissance de l'incident et s'il le peut, déjà réalimenter une partie du réseau et pas à partir de l'heure d'arrivée de l'agent sur site car, entretemps, plusieurs cabines peuvent être, dans certains cas, déjà réalimentées.

Point positif :

- Bonne maîtrise du processus dans l'ensemble.

Points à améliorer :

- Modalités pour le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité à revoir.
- Utilisation des heures d'arrivée sur site de l'agent et de fin d'interruption pour la réalisation du rapport qualité.

5.3.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

Le « call-center » Multicom (CC) réalise un premier filtre des appels relatifs aux interruptions BT. Après avoir posé plusieurs questions sur base d'une « check list » établie (commune de l'appelant, problème recharge CàB, vérif TECO, ...) et si l'interruption est confirmée, les agents du CC transmettent un mail type au back-office situé au poste de conduite à Ans ou lui transfèrent directement l'appel, et ce dernier crée un avis E1 (type : BT sans courant) avec un « symptôme », conformément à la procédure SIMPO2. Pour les interruptions qui surviennent pendant la nuit, les appels sont directement pris en charge par le « back-office » situé au poste de conduite.

Une panne peut également être signalée via le site web depannage@resa.be

Une fois l'avis créé sur base des infos reçues, l'opérationnel (Herstal) est averti (via l'ordre attaché à l'avis) et prend le relais. Le brigadier planifie alors l'intervention.

Pour rappel, plusieurs types d'avis existent dans SAP :

- 1) BT urgent : situation présentant un problème de sécurité tel que poteau cassé, conducteurs au sol et autres risques de contacts directs, ... ;
- 2) BT sans courant : sans courant ;
- 3) BT normal panne mais pas d'alimentation (tous les incidents ne rentrant pas dans les cas 1 et 2).

Bien que cela semble assez inadéquat en termes de qualification de la panne, il appert que le statut « BT sans courant » soit régulièrement galvaudé car, fixant un ordre de priorité plus élevé, il semble fréquemment utilisé pour des situations ne relevant pas d'une interruption de l'alimentation mais devant cependant être solutionnées assez rapidement. Bien que ne représentant pas des coupures

d'alimentation, ce statut permet donc de faire remonter certains dossiers « au-dessus de la pile » en vue d'une issue plus rapide.

RESA précise à ce sujet que seuls les avis sont pris en compte pour la réalisation des rapports. Les ordres ne sont que des éléments de gestions et d'organisations des interventions, les données y figurant n'interfèrent pas dans la réalisation des rapports.

La CWaPE rappelle qu'elle faisait bien référence aux avis et non aux ordres.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

Il est prévu que l'agent rapatrie les infos au brigadier après chaque intervention par téléphone.

Les infos qui remontent du terrain sont :

- Cause du problème
- Résolution du problème
- Suivi si besoin
- Relevés par l'agent
- Heure de fin (automatique au moment de la clôture de l'intervention, par le brigadier)

Sur base de la procédure SIMPO2 (p. 64), une fiche d'intervention est prévue pour les interventions BT mais, dans les faits, ce n'est pas le cas. Ce point devait être vérifié par RESA. Après vérification, il s'avère que la fiche d'intervention, n'est autre que l'avis E1 complété par le brigadier en fonction des données transmises, en temps réel, par l'intervenant.

L'heure d'arrivée sur site n'est quant à elle pas mentionnée. Dès lors, ni le délai d'arrivée sur site ni la durée d'une interruption ne peuvent être monitorés. RESA monitoré actuellement :

- le temps d'attribution qui correspond au délai entre l'appel de l'URD et la prise en charge par l'agent ;
- la durée du dépannage qui correspond au délai entre la prise en charge par l'agent et la fin de l'intervention.

RESA précise, à ce sujet, qu'un projet est actuellement sur la table pour équiper les agents de terrain d'un outil qui leur permettra de capter instantanément les informations du terrain.

Étape 3 : Encodage dans la BD

L'agent du back office crée un avis dans SAP sur base des infos transmises par l'URD. Une fois l'intervention terminée et les informations remontées du terrain, le brigadier est censé adapter les données encodées dans l'avis en fonction de la réalité du terrain.

Un onglet « CWaPE » est prévu dans le système. Il contient :

- Heure d'appel ;
- Heure d'attribution de l'agent ;
- Heure de fin de l'intervention.

Il a été constaté que, bien que le statut de priorité (BT sans courant, BT urgent ou BT normal) est correctement régularisé sur base de l'intervention réalisée, le statut du symptôme n'est quant à lui pas régularisé, pouvant amener à une certaine confusion entre ces statuts. RESA a précisé récemment que le champ « symptôme » est purement informatif et correspond à l'information fournie par le client au call-center. La réalité de terrain de l'intervention est transcrite dans les champs « priorité-poste technique-cause-action ».

Étape 4 : Réalisation du RQ

RESA remplit le tableau du RQ sur base des données extraites de SAP (rapport BI).

L'extraction des données est réalisée sur base des avis encodés dans SAP et non des ordres. Le tri est réalisé sur le type d'avis « BT sans courant ». Cependant, dans le fichier xlsx transmis par RESA dans le cadre de l'audit « système », on retrouve des types d'avis « BT URGENT » ou « BT NORMAL » avec un symptôme « sans courant ». Si, dans les faits, il ne s'agit pas d'un vrai « sans courant », les données doivent être adaptées dans l'avis (symptôme y compris) afin d'éviter toute confusion et de transmettre à la CWaPE uniquement les interruptions de fourniture BT. En d'autres termes, toutes les interruptions d'alimentation doivent être reprises, et ce peu importe le type d'avis renseigné (cf. Lignes directrices sur la présentation du rapport qualité électricité).

Des discussions récentes avec RESA, il appert que le fichier transmis par le passé n'est plus d'actualité et que le GRD a revu la manière de concevoir le fichier. En outre, RESA déclare que l'ensemble des « BT SANS COURANT » sont désormais pris en compte pour la réalisation du rapport qualité.

La CWaPE a par ailleurs constaté que la plupart des interruptions BT reprises dans l'annexe 5 du RQ avait une durée de 1h18. RESA a précisé à ce sujet qu'il s'agissait en fait d'une valeur par défaut correspondant à la valeur moyenne d'une intervention utilisée lors de la planification.

Les durées renseignées sur le site internet de RESA semblaient, quant à elles, cohérentes.

Informations complémentaires

- Les véhicules de RESA sont équipés de balises GPS qui peuvent être activées mais uniquement à des fins de contrôle.
- RESA indique qu'un projet est actuellement sur la table pour équiper les agents de terrain d'un outil qui leur permettra de capter instantanément les informations du terrain (suite à une interruption par exemple).

Point positif :

- Application fidèle des procédures et autres documents de référence par les agents de terrain.

Points à améliorer :

- Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption à réaliser.
- Définition des conditions météorologiques « extrêmes » à discuter avec l'ensemble des GRD.

5.3.3. Les mesures MT

Étape 1 : Suivi et placement du dispositif par l'agent

Le suivi des mesures MT est sous-traité à Laborelec.

Étape 2 : Relève et rédaction du rapport d'intervention

Les postes sources, dont RESA a la gestion du jeu de barres MT, font l'objet d'une surveillance en temps réel sur le SCADA ainsi que d'une transmission journalière des mesures de tension vers Laborelec pour analyse de la qualité de la tension réalisée par ce dernier.

Pour un problème particulier survenu sur le réseau MT, RESA peut consulter la base de données contenant les enregistrements via une connexion Citrix vers les serveurs de Laborelec, ou plus simplement téléphoner à l'équipe PQ de ce laboratoire pour obtenir l'extract souhaité. En outre, chaque semaine, ce laboratoire fait parvenir à RESA un fichier au format Excel, reprenant les valeurs des différentes caractéristiques de la tension selon la norme EN 50160 enregistrées par chacun des appareils installés.

Une fois par an, Laborelec adresse un rapport complet à RESA sur la qualité de la tension.

Étape 3 : Encodage dans la BD

BD de Laborelec. L'encodage est réalisé de manière automatique par Laborelec.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le RQ est réalisé sur base des conclusions générales du rapport annuel de Laborelec « Campagnes de mesures permanentes de la qualité de tension dans les réseaux de distribution ».

Le tableau repris dans le RQ 2018 est bien conforme aux conclusions de Laborelec.

Point positif :

-

Point à améliorer :

-

5.3.4. Les plaintes MT/BT

Étape 1 : Réception de la plainte

En règle générale, toute plainte peut être adressée à RESA via l'adresse plainte@resa.be (y compris les plaintes gaz) Après une recherche rapide sur le site RESA, la CWaPE n'a pas pu retrouver cette adresse mail. À vérifier par RESA.

Les plaintes relatives au PV doivent être adressées à RESA uniquement via le formulaire adéquat. Lorsqu'un client appelle pour formuler une plainte PV, il est systématiquement invité à compléter ce formulaire-type. Les formulaires sont réceptionnés par la cellule « autoprod » basée rue Louvrex. Un accusé de réception est envoyé à l'URD dans ce cas.

En ce qui concerne les plaintes relatives à l'onde de tension, autres que PV (chute de tension, tension élevée), le « call-center » Multicom réalise un premier filtre des appels relatifs aux plaintes. Après avoir posé plusieurs questions sur base d'une « check list » établie (commune de l'appelant, problème recharge CàB, vérif TECO, ...) et si la plainte est confirmée, les agents du CC la transmettent au back office situé au poste de conduite.

Un avis spécifique est créé dans SAP (= avis E1).

Dans ce cas, l'URD ne reçoit pas un accusé de réception.

Étape 2 : Traitement de la plainte

Les plaintes PV sont encodées dans SAP par la cellule « autoprod ». Un avis E1 est créé. La date encodée dans l'avis E1 est la date d'encodage et pas la date de réception de la plainte comme demandé dans l'annexe 4 du RQ. Les autres plaintes relatives à l'onde tension sont encodées dans SAP par le back

office situé au poste de conduite d'Ans. Les types d'avis encodés dans SAP sont « BT urgent » pour les plaintes PV et « BT normal » pour les autres plaintes (en fonction de la nature de la plainte, l'encodage peut s'effectuer en « urgent »). Les symptômes encodés sont quant à eux « URD : PV changement de phase, URD-chute de tension et URD surtension ».

Depuis peu, les plaintes PV mono et tri sont prises en charge par le service « dépannage ». Auparavant, seules les plaintes PV mono étaient transmises au « dépannage ». Les plaintes PV « tri » étaient quant à elles transmises directement au bureau d'études (BE).

Une fois l'avis créé sur base des infos reçues, le brigadier planifie l'intervention.

L'agent se rend sur site et réalise, en théorie du moins, les opérations suivantes :

- mesures tension (URD et/ou cabine) avant intervention ;
- changement de phase (en cas de PV mono notamment) ;
- vérification plot tension à la cabine (et ajustement si nécessaire) ;
- vérification des connecteurs (comptage, raccordement, réseau) ;
- mesures tension après intervention.

Lorsque la tension mesurée (en instantané) après l'intervention chez l'URD est considérée comme « correcte » par RESA, la plainte est considérée, la plupart du temps, comme « non fondée ».

Lorsque le service « dépannage » a réalisé toutes les opérations mentionnées ci-dessus et que le client se plaint toujours ou que la tension mesurée est toujours « hors tolérance » (selon RESA), il transmet le dossier au bureau d'études qui prend le relais. En théorie, lorsqu'un dossier arrive au BE, un enregistreur est placé chez l'URD.

Dans ce cas, le plaignant n'est pas forcément tenu au courant du transfert de son dossier au BE. Les conséquences de ce transfert (délai de traitement plus long et donc délai d'attente plus long) ne sont donc pas connues du demandeur et cela peut donc l'inciter à introduire une plainte au SRME.

Lorsqu'il s'agit d'une plainte PV, se pose la question de la représentativité des mesures réalisées par RESA pour en déterminer le bienfondé. En effet, RESA ne tient pas forcément compte des conditions climatiques, ni du moment de la journée / de l'année pour intervenir. Les valeurs des relevés, transcrites sur un formulaire adéquat, sont systématiquement étudiées par un responsable du dépannage.

RESA répond à ce sujet que ces interventions, bien que classées en « BT : urgent » (pour les PV du moins) passent après celles classées en « BT : sans courant ».

Il ne serait pas réaliste, selon RESA, de mettre à disposition une équipe qui ne s'occuperait que du PV et qui n'interviendrait que lorsque les conditions climatiques ainsi que le moment de la journée sont optimaux. En d'autres termes, ces interventions dépendent notamment de la charge de travail et du nombre d'interventions « urgentes ».

La CWaPE a rappelé la législation (norme EN 50160) en vigueur et l'obligation de résultats des GRD par rapport à la qualité de tension à mettre à disposition des URD.

L'analyse de dossiers de plaintes traités par le SRME montre que, dans certains cas, les agents sont intervenus à plusieurs reprises chez le même plaignant. Les solutions mises en place se cumulent parfois (à savoir changements successifs de phase, changement de plot du transformateur à la cabine, mesure instantanée de la tension, ...) sans fournir rapidement une évaluation objective de la situation (pas de procédure définie pour enregistrement dans la durée de la tension (placement d'un enregistreur)). Il n'y a par exemple pas de solution à long terme pour l'URD.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Une fois l'intervention terminée et les informations remontées du terrain, l'agent responsable est censé adapter les données encodées dans l'avis en fonction de la réalité du terrain.

Le résultat de l'intervention est alors disponible dans SAP pour les agents de la cellule « autoprod » notamment. À ce sujet, l'analyse d'un dossier PV avec l'agent de la cellule « autoprod » a montré que les infos qui redescendent du terrain peuvent être parfois succinctes voire incomplètes.

Ex. : symptôme : URD –changement de phase.

Résumé de l'intervention : vérifier connecteurs.

Quid des autres opérations à réaliser (changement de phase, plot, ...) ? Ont-elles été réalisées ? Si oui, quel est le résultat ?

Une meilleure communication permettrait à l'agent de la cellule « autoprod » de répondre précisément à un plaignant qui voudrait avoir des informations complémentaires par rapport à sa plainte. Cela permettrait également à l'agent d'orienter un dossier directement vers le BE dans le cas, par exemple, où le demandeur se plaint pour la deuxième ou troisième fois.

Une fois le dossier clôturé, le client n'est pas forcément averti du résultat des investigations menées par RESA.

Étape 4 : Réalisation du RQ

RESA réalise le tableau du RQ sur base des données extraites de SAP (rapport BI) pour les plaintes traitées par le centre de maintenance. Les plaintes traitées par le BE sont, elles, extraites manuellement.

Informations complémentaires

- RESA a le projet de revoir son site web.
- Il n'existe pas d'autre formulaire d'intervention que celui prévu pour le PV.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Adaptation des procédures pour améliorer la communication entre services et avec les URD.
- Contenu de l'annexe 4 du RQ à revoir (à discuter avec l'ensemble des GRD).

5.3.5. Les délais de raccordement et études

Étape 1 : Réception de la demande de raccordement

Les formulaires de demande de raccordement sont transmis à RESA par courriel, courrier ou via le site web. Il arrive cependant qu'un client appelle ou se présente au bureau d'accueil. Dans ce cas, RESA l'invite à compléter le formulaire ad-hoc.

Lorsqu'une demande est adressée par courrier, la date de réception est systématiquement apposée sur le courrier et encodée par la suite dans SAP (=date de la demande).

Un accusé de réception est systématiquement envoyé lors de la réception d'une demande par mail. Il semble que, à cette étape, l'accusé de réception mentionne systématiquement le caractère complet du dossier, même si cela n'est pas effectivement le cas. Si le dossier s'avère après analyse incomplet,

RESA n'est pas en mesure d'adapter la date de réception initialement encodée dans SAP pour la faire correspondre à la date de réception des derniers documents reçus. Il n'est pas non plus possible de stater les délais durant cet intervalle.

Par contre, RESA n'envoie pas toujours un accusé de réception dans le cas d'une demande de raccordement adressée par courrier, RESA ne respecte dès lors pas toujours les obligations définies dans le RTDE.

Une demande de modification de raccordement suit le même parcours.

Étape 2 : Traitement et suivi

Les demandes de raccordement (BT et gaz) sont transmises au service adéquat, et ce en fonction du type et de la nature de la demande. Si la complexité de la situation l'exige, une visite sur site est planifiée (par le call center en élec, par le gestionnaire qui reprend directement contact avec le client en gaz). À l'issue de celle-ci, l'agent rédige un rapport de visite qui servira à l'encodage des informations techniques nécessaires à la réalisation de l'offre. Au besoin et notamment lorsque la demande porte sur une demande de puissance de plus de 56 kVA en électricité, une étude est également réalisée. Lorsque tous les éléments techniques sont à disposition, une offre de prix est établie et transmise à l'URD.

Suite aux discussions avec les différents intervenants lors de l'audit, la CWaPE a le sentiment que la priorisation des raccordements est organisée de manière peu transparente et que RESA pourrait, dans certains cas, avoir tendance à favoriser les URD qui se plaignent le plus.

Après réception du paiement de l'offre, les différentes demandes d'autorisation sont envoyées aux parties concernées après un éventuel passage du dossier de demande par le bureau de dessin.

En électricité, le raccordement est planifié une fois :

- le paiement de l'offre réalisé ;
- l'attestation de placement de la colonne et du 25S60 reçue (formulaire de demande de réalisation) ;
- les autorisations/ le PV de conformité de l'installation / le « move-in » reçus ;
- la réalisation des aménagements réseau en voirie.

La mise en service a lieu en même temps que le raccordement au réseau sachant que l'URD BT peut, en site privé, placer lui-même son câble de raccordement et le 25S60. En domaine public, RESA fournit la colonne et le placement est réalisé par un de ses sous-traitants. La mise en service reste toutefois toujours subordonnée à la réception du paiement, du PV de réception de l'OA et du « move in ».

En gaz, la réalisation du raccordement et la mise en service sont deux étapes distinctes. Pour déclencher la réalisation du raccordement, l'URD doit avoir marqué son accord sur l'offre (paiement) et donné son feu vert au GRD (travaux préparatoires terminés). Pour la mise en service, le client doit avoir un contrat avec un fournisseur (move in) et disposer de l'attestation CERGA ou, à défaut, du PV d'un OA. À noter que RESA assure ici l'intégralité des travaux de raccordement, même en domaine privé, sauf pose commune pour un nouvel immeuble.

En gaz également, les autorisations doivent être demandées dans un délai légal de 5 JO après le paiement de l'offre. Ce délai n'est pas monitoré par RESA. RESA explique par ailleurs que ce délai de 5 JO est la plupart du temps trop court dans la mesure où, avant de demander des autorisations, un plan doit être réalisé et cela peut prendre du temps.

Une fois le raccordement et la mise en service réalisés, un bon de réalisation (prestations + matériel) est complété et le dossier est clôturé dans un SAP.

Le processus pour la réalisation d'une étude ou d'une modification de raccordement est identique à celui d'un raccordement.

Tout au long du processus de raccordement, RESA s'efforce de réduire les délais entre les différentes étapes mais sans toujours pouvoir respecter les différents délais légaux. L'outil SAP, dans son état actuel, ne permet d'ailleurs pas de monitorer les délais légaux. À plusieurs reprises, RESA indique que les différentes étapes du processus de raccordement sont organisées suivant la charge de travail des agents traitants. Certaines équipes seraient d'ailleurs sous-dimensionnées par rapport à celle-ci. En outre, l'outil SAP ne permet pas d'arrêter le chronomètre (ex. demande incomplète, report à la demande du client ou client pas prêt, attente des autorisations, ...).

RESA constate que les délais d'obtention des autorisations d'ouverture de voirie peuvent être longs. Des exemples sont cités : entre 1 mois pour nombre de communes, 3 mois pour Liège et 6 mois pour le SPW. Concernant les impétrants, il revient à l'entrepreneur de les solliciter. RESA n'a pas de vue sur chaque autorisation, mais seulement sur le retour lorsque le dossier est complet.

RESA ne suspend pas le décompte des jours durant cette période.

RESA constate que la mise en service de Powalco facilite les échanges pour des dossiers simples : dispense d'autorisation pour petits travaux obtenues en un jour, autorisations facilitées si les communes jouent bien le jeu. Par contre, en cas de travaux concernant deux gestionnaires de voirie différents, le plus impacté doit prendre le lead et constitue le seul contact, ce qui peut ralentir sensiblement le processus. Il n'y a pas encore de zone « gelée ».

Dans certains cas, RESA peut « forcer » une ou plusieurs étapes du processus de raccordement. C'est le cas par exemple quand le GRD décide de planifier le raccordement avec la garantie que le paiement de l'offre sera réalisé par la suite.

Selon RESA, ce « forçage » est uniquement réalisé lorsque le demandeur est une commune affiliée et que cette exception n'est jamais appliquée en cas de demande de raccordement d'unité(s) de production.

Outre le caractère potentiellement discriminatoire de cette pratique, cette manière de procéder pourrait avoir un impact non négligeable sur le calcul des délais sans que cela ne soit maîtrisé.

Enfin, l'analyse des plaintes transmises au SRME montre que la plupart des demandeurs se plaignent du manque de suivi lorsqu'ils appellent RESA pour connaître l'état d'avancement de leur dossier. Certains plaignants disent par ailleurs ne pas recevoir de réponse claire à leur demande d'informations/d'explications.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les agents responsables encodent les informations relatives à une demande de raccordement dans SAP.

Différents statuts (± 80) sont prévus dans le système ; la plupart du temps pour signifier le démarrage ou la clôture d'une étape du processus.

Cette multitude de statuts peut être source de confusion chez les agents dans le cas où ces derniers imputeraient par exemple un statut erroné lors de la clôture d'une étape.

Lors des discussions, il a été également constaté que le suivi d'une demande raccordement « en pratique » est par moment différent de celui décrit dans les procédures.

Étape 4 : Réalisation du RQ

RESA réalise le tableau du RQ sur base des données extraites de SAP (rapport BI) et complète un fichier xlsx. La CWaPE a identifié plusieurs valeurs qui semblaient incohérentes dans le fichier xlsx transmis par RESA dans le cadre de l'audit « système ». À l'heure de rédiger ces lignes, la CWaPE n'a pas reçu d'éclaircissements par rapport aux questions posées. Le GRD a néanmoins précisé que le fichier avait entre-temps été revu et qu'il souhaitait venir présenter la nouvelle méthode de remplissage de ce dernier au régulateur.

Informations complémentaires

- RESA a prévu de revoir les différentes procédures relatives aux demandes de raccordement/études dans un but de simplification notamment.
- RESA propose d'adapter éventuellement la législation pour tenir compte de la réalité du terrain (ex : délai pour les demandes d'autorisation en gaz) et d'harmoniser les délais mentionnés dans les décrets et les règlements techniques.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Envoyer systématiquement un accusé de réception stipulant le caractère complet ou non suite à une demande de raccordement. De cette façon, l'URD dispose d'une preuve de la prise en compte de sa demande.
- Revoir les procédures, car trop de statuts et trop de possibilités de se tromper. Importance de baser davantage toutes les étapes des procédures de raccordement sur celles précisées dans les RTD et les décrets.
- Permettre au demandeur de connaître l'état d'avancement de son dossier (que ce soit par téléphone, par écrit ou via une plateforme web) et identifier clairement ce qui est éventuellement encore attendu de sa part (via checklist par étape).
- Prévoir la possibilité d'arrêter le chrono dans le processus lorsque justifié.
- Baliser mieux le « forçage » d'une étape du processus (notamment point de vue délais).
- Remettre à plat le tableau du RQ sur les délais (à discuter avec l'ensemble des GRD).

5.3.6. Les coupures programmées

Étape 1 : Décision de coupure + planification

Encodage dans SAP de l'élément technique concerné par la coupure avec encodage de l'heure pressentie de mise hors tension et heure programmée de remise sous tension (avec une marge de sécurité pour éviter appels intempestifs).

RESA réalise un test automatique (feuille Excel) sur la durée programmée avec un « warning » si la durée totale est supérieure à 4 heures. Dans ce cas, des vérifications sont réalisées avec la hiérarchie telles que :

- pas de surestimation de la durée des travaux ;
- l'impossibilité technique de prévoir une alimentation de secours – ex. travaux sur jeux de barres BT cabines.

À noter que les travaux ne portent pas nécessairement sur les équipements dont la mise hors tension provoque l'interruption d'alimentation des clients (ex. travaux sur ligne HT alimentant une cabine et coupure des feeders BT).

L'identification des URD impactés par les coupures programmées est réalisée dans le système.

L'impression des avis de coupure est réalisée en nombre suffisant (Nombre total d'URD concernés + quelques exemplaires supplémentaires en cas de modification du réseau non renseignée dans le système).

Étape 2 : Avertissement de l'URD + intervention

La distribution des avis est effectuée, au plus tard 72h avant la coupure, dans les boîtes aux lettres de tous les URD concernés (identifiés à la planification + changements constatés sur le terrain (nouvelles constructions, ...) par des agents de RESA (« facteurs »).

L'intervention est réalisée. Un relevé des pointages reprenant l'heure de début et de fin des travaux est complété. Il s'agit donc bien en l'espèce de la durée de l'intervention sur chantier et non pas de la durée effective de la coupure d'alimentation proprement dite.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Une mise à jour éventuelle de la « database » est prévue si des anomalies sont constatées lors de la distribution des avis.

L'encodage des heures définies à l'étape 1 est réalisé dans SAP. Il ne s'agit donc pas des durées effectives des coupures programmées.

À noter que, pour l'exercice monitoré, seuls 5 cas sur les 830 enregistrés représentent des « coupures théoriques » de + de 4 heures. D'après RESA, après vérification, il s'agit bien de cas représentant des impossibilités techniques de prévoir des alimentations provisoires.

Étape 4 : Réalisation du RQ

RESA réalise le tableau du RQ sur base des données extraites de SAP (rapport BI). Un fichier xlsx est alors complété.

Information complémentaire

Les cas de coupures programmées en MT constituent des exceptions en raison de la structure maillée du réseau MT de RESA.

Points positifs :

- Procédure claire.
- Distribution des avis par des agents RESA qui, par leur connaissance du réseau, peuvent détecter une mise à jour de l'infrastructure réseau à réaliser en cas de manquement dans le système informatique par exemple. Ils peuvent ainsi distribuer des avis aux personnes qui n'auraient pas été identifiées par le système.
- Le système assure que le personnel du call center ait accès aux avis de coupures programmées, permettant une correcte information des URD.

Point à améliorer :

-

5.4. RESA GAZ

5.4.1. Fuites, état du réseau, accidents et incidents

L'entièreté du réseau MP est inspectée une fois par an.

Pour le réseau BP, RESA liste dans un fichier Excel les communes et leurs entités. L'inspection est alors réalisée commune après commune, entité après entité et le processus est réitéré tous les 4 ans. La répartition se fait sur base des km de canalisation à inspecter.

Une distinction est faite entre les endroits où l'on peut passer avec le VSR (véhicule de surveillance réseau) et ceux où il convient de passer à pied (pour les branchements avec recul). Sur base de plans, le conducteur du VSR parcourt alors les voiries équipées de canalisation. Le parcours GPS du camion et les quantités de gaz mesurées (ppm) sont enregistrés. Le parcours à pied est sous-traité à tiers ; les informations collectées sont similaires à celles enregistrées par le camion.

Lorsqu'une odeur gaz est détectée, le dispatching est directement contacté et il dépêche un agent sur place pour corroborer la détection réalisée et y donner les suites nécessaires. Une fiche d'intervention est alors générée.

La fiche d'intervention gaz permet de distinguer l'« origine » de l'intervention. Les choix possibles sont : RESA, Appel pompier, Appel tiers (hors pompier), Recherche systématique fuite.

Il existe une obligation de reporting imposant au GRD de notifier au SPF chaque incident conséquent sur le réseau. Un formulaire standardisé est envoyé par mail au SPF. En fin d'année, RESA reprend l'ensemble des fiches générées et effectue une sélection manuelle des accidents/incidents graves pour le rapport qualité.

5.4.2. Demandes d'interventions et délais

Étape 1 : Traitement et capture des infos par l'agent

Les demandes d'intervention relatives à des fuites de gaz arrivent au dispatching via appel téléphonique. Il existe deux numéros d'appels (un pour les francophones et un pour les germanophones). Durant les heures de service, le dispatching est assuré par les Centres de Jupille et Eupen. En dehors des heures de service, les appels sont traités par le Dispatching à Ans et à Eupen.

L'opérateur téléphonique de RESA consigne alors dans une farde : l'heure d'appel, le lieu de l'intervention ainsi que les coordonnées de l'appelant. L'opérateur téléphonique prend alors contact avec un agent (patrouilleur pendant les heures de service et la garde en dehors des heures de service) qu'il dépêche sur place en lui communiquant les informations listées ci-dessus. L'heure d'appel de l'intervenant et son identité sont également consignées dans la même farde.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

À la fin de son intervention, l'agent complète le formulaire « intervention gaz » sous format papier. Ce formulaire est constitué de deux parties dont la première est rédigée en double exemplaire afin de laisser une copie au client concerné par l'acte technique, lequel signe également le document.

L'agent rentre ses formulaires d'intervention au dispatching au retour du patrouilleur ou le lendemain matin (heure de service) en cas d'intervention de garde. Pour les interventions nécessitant un suivi, les formulaires sont dupliqués et une copie est transmise à la section appropriée pour en assurer le suivi.

L'exemplaire original reste au dispatching pour encodage. Ces formulaires ont plusieurs finalités dont la réalisation du rapport qualité CWaPE, le suivi à donner aux interventions et le pointage des agents.

Pour cette raison, le formulaire reprend plusieurs notions temporelles : heure d'appel, heure d'arrivée sur site, durée de l'intervention (déplacement « aller » compris), durée de l'interruption éventuelle, durée de prestation du/des agents impliqués (pointage).

Les patrouilleurs et certains agents de garde sont équipés de PC semi-endurci, scanner et imprimante pour la transmission de plans, mail, ...

Étape 3 : Encodage dans la BD

Un document de support avec des exemples établit clairement la manière dont il faut encoder les formulaires d'intervention. Ceux-ci sont encodés au jour le jour, pendant les heures de service, dans l'outil SAP de RESA par le/les opérateurs téléphoniques présents au dispatching. Étant donné que ces opérateurs sont généralement des patrouilleurs pendant les heures de service, cela facilite la compréhension des fiches. Lors de notre visite, RESA accusait un retard d'encodage mais qui n'est pas problématique pour autant, les suivis à donner ayant été gérés dans un flux parallèle. L'encodage génère un numéro d'avis d'intervention dans SAP avec des liens éventuels avec les BD RESA (ex. client, assets, ...). L'opérateur retranscrit à la main sur la fiche d'intervention ce numéro de l'avis.

Dans certains cas, les avis peuvent être adaptés a posteriori via des fiches de travail lorsque cela a nécessité des interventions ultérieures (ex. : si le patrouilleur a mis le réseau en sécurité et qu'une équipe est intervenue plus tard pour rétablir le réseau, c'est via la fiche de travail de cette équipe que l'on peut indiquer l'heure de rétablissement du réseau dans l'avis). Si le rétablissement n'est pas possible immédiatement (certains URD absents), on arrête le chrono lorsque le dernier URD présent est rétabli, sans tenir compte du délai supplémentaire qu'implique l'indisponibilité des URD absents ou qui ne souhaitent pas rétablir tout de suite l'alimentation.

Des contrôles de cohérence sont réalisés périodiquement par le responsable de la maintenance gaz via des extractions en Excel. Des contrôles croisés sont également réalisés avec le pointage des agents. Pour assurer la qualité des données encodées, des premiers contrôles de cohérence sont réalisés dès l'encodage de certaines données et l'interface peut bloquer l'opérateur afin de l'obliger à rentrer certaines données nécessaires.

3 996 fiches ont été générées en 2018, dont 1 848 « justifiées » et 2 150 « non justifiées » (installation de RESA pas concernée).

Étape 4 : Réalisation du rapport qualité

Un rapport BI est réalisé au départ des informations encodées dans SAP. Ce rapport BI reprend le « template » du rapport qualité. La majorité du rapport qualité est donc réalisée automatiquement. Seuls quelques éléments sont complétés manuellement sur base d'autres sources que SAP. C'est notamment le cas pour les longueurs contrôlées dans le cadre de la recherche systématique des fuites.

Points positifs :

- Le processus semble bien maîtrisé par RESA.
- Une rotation est opérée entre les patrouilleurs pour assurer la réception des appels téléphoniques au dispatching. Ce sont des agents qui ont une bonne connaissance du terrain qui réceptionnent les appels et réalisent les encodages de la BD.
- Le formulaire d'intervention gaz sert également au pointage des agents. Il y a donc un réel incitant pour ceux-ci à compléter correctement le formulaire et à le retourner au dispatching.

Point à améliorer :

- Avec un retard dans l'encodage d'un formulaire d'intervention, il devient difficile de pouvoir interpellier l'agent qui l'a complété lorsque ce dernier est incomplet ou illisible.
- Le remplissage du formulaire d'intervention via une tablette devrait permettre de gagner, à l'avenir, une étape.

5.4.3. Demandes de raccordement et délais

Voir 5.3.5.

5.4.4. Interruptions de fourniture non planifiées

Ce point a été traité en 5.4.2.

5.4.5. Gestion des plaintes

Ce point a été traité en 5.3.4.

5.5. AIEG

5.5.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En HO

En règle générale, lors d'un déclenchement de feeder MT, un SMS est envoyé à l'agent manoeuvrant ainsi qu'aux ingénieurs.

Certaines personnes à l'AIEG, et notamment les ingénieurs de garde, ont accès au SCADA et peuvent au besoin réenclencher à distance. Certaines cabines sont équipées d'un automate qui réenclenche automatiquement.

Le service admin reçoit un nombre important d'appels d'URD lors d'une interruption MT. Ce service dispatche aux différents services concernés, en fonction de la demande. Il arrive également que les URD appellent directement le service technique.

En HNO

Un service de garde composé d'agents manoeuvrants et d'ingénieurs est prévu. L'ingénieur peut accéder au SCADA depuis son domicile et réenclencher à distance.

Pour info, l'AIEG dispose d'un contrat avec des sous-traitants pour le placement de groupes électrogènes (+ service de garde).

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

MT/BT : les agents complètent le document « relevé des coupures » (= fiche d'intervention). Les heures de début et de fin reprises sur la fiche d'intervention correspondent à l'heure de l'appel de l'URD et de la fin de l'intervention (pointage).

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les fiches d'intervention sont encodées dans la base de données « Mercator ».

Étape 4 : Réalisation du RQ

Lors de la réalisation de l'annexe 1 du RQ, l'AIEG exclut d'initiative, toute une série d'interruptions sous prétexte que les clients des cabines réalimentées en premier lieu l'ont été dans un délai très court (mais pas forcément inférieur à 3'). En outre les interruptions dues à un autre réseau que celui de l'AIEG sont reprises dans le calcul de l'indisponibilité propre du GRD.

Points positifs :

-

Points à améliorer :

- Modalités pour le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité à revoir (rubriques divers etc.).
- Relever l'heure d'arrivée sur site et l'heure de fin d'interruption (différente de l'heure de fin du travail (pointage)).

5.5.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En HO

Le service admin reçoit les appels et dispatche aux services concernés. Après avoir vérifié avec le client que le problème ne provient pas de son installation, un agent est envoyé sur place.

L'AIEG ne garde pas forcément une trace de tous les appels pour des coupures dans le système. Seules les interventions pour des coupures non planifiées sont reprises dans Mercator.

En HNO

Un service de garde est prévu pour répondre aux URD et traiter les interruptions.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

MT/BT : les agents complètent le document « relevé des coupures » (= fiche d'intervention). Les heures de début et de fin reprises sur la fiche d'intervention correspondent à l'heure de l'appel de l'URD et de la fin de l'intervention (pointage).

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les fiches d'intervention sont encodées dans la base de données Mercator.

Étape 4 : Réalisation du RQ

L'AIEG réalise un extract des données depuis Mercator. Les pannes TCC (même celles qui ne provoquent pas une interruption de fourniture) sont reprises dans les stats car l'AIEG n'est pas en mesure de les identifier actuellement.

En outre, ni l'heure d'arrivée sur site ni la durée d'interruption ne sont monitorées actuellement.

Information complémentaire

Les conditions météo exceptionnelles ne sont pas celles reconnues par une instance officielle. C'est plutôt l'AIEG qui détermine si tel ou tel évènement est dû à ces conditions.

Point positif :

- Proximité des différents services de l'AIEG au sein du bâtiment. Cela facilite notamment la communication.

Points à améliorer :

- Relever l'heure d'arrivée sur site et l'heure de fin d'interruption (différente de l'heure de fin du travail (pointage)).
- Identifier les pannes TCC qui ne provoquent pas une interruption de fourniture afin de les écarter des statistiques.
- Définition des conditions météorologiques « extrêmes » à discuter avec l'ensemble des GRD.

5.5.3. Les mesures MT

Étape 1 : Suivi et placement du dispositif par l'agent

L'ensemble des postes sont partagés avec d'autres GRD. Conformément à la convention à la convention de collaboration, le GRD « principal » est en charge des mesures réalisées au poste.

Pour le poste de Seilles, où l'AIEG est « majoritaire », le suivi des mesures MT est réalisé par Laborelec. Chaque semaine, Laborelec envoie un rapport reprenant le résultat, par phase, des mesures réalisées par les appareils de mesure.

Des codes couleur sont utilisés dans le rapport pour identifier par exemple en « rouge » les écarts constatés. À noter que Laborelec présente les résultats par rapport aux versions 2007 et 2010 de la norme 50160. Les conclusions du rapport devraient en toute logique être réalisées sur base de la dernière version de la norme en date (2010) qui est plus contraignante mais pourquoi alors mentionner les 2 versions dans le rapport ? L'AIEG se renseigne à ce sujet.

Pour les postes partagés où l'AIEG est « minoritaire », les conclusions du rapport d'analyse sont directement transmises par ORES (sur base des rapports réalisés par Laborelec ...).

Enfin, l'AIEG dispose sur son réseau de +- 200 compteurs AMR (EDMI MK 6) et 200 compteurs intelligents (EDMI MK 10) qui mesurent la courbe de charge et de tension. Au besoin, des valeurs s'approchant de la norme 50160 peuvent être régulièrement téléchargées pour être traitées par l'AIEG.

Étape 2 : Relève et rédaction du rapport d'intervention

Suivant le poste concerné, Laborelec ou ORES est en charge des rapports. Ils transmettent les conclusions à l'AIEG qui n'a pas de marge d'interprétation.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Pas d'encodage à proprement parler dans la BD.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le RQ est réalisé sur base des conclusions générales des rapports de Laborelec et d'ORES

Point positif :

-

Point à améliorer :

- Éclaircir le fait que les résultats sont comparés à 2 versions de la norme.

5.5.4. Les plaintes MT/BT

Étape 1 : Réception de la plainte

Les plaintes sont adressées majoritairement par téléphone et dans 90 % des cas, elles font suite à un décrochage de l'onduleur. La majorité des appels sont reçus par le service admin et sont dispatchés au service technique. Le service technique introduit les plaintes dans un fichier xlsx. Il analyse ensuite la plainte. Il ressort des discussions avec les agents qu'il est possible que certaines plaintes ne soient pas enregistrées dans le fichier.

Étape 2 : Traitement de la plainte

MT : le service technique vérifie l'historique des tensions au poste le plus proche et agit en conséquence.

BT : en fonction d'une première analyse de la plainte, l'AIEG détermine la manière de la traiter sur base de la rapidité de mise en œuvre et du coût notamment.

Dans 80 % des cas, l'AIEG place gratuitement un « fluke » pour mesurer la tension pendant une semaine.

Le changement de plot au transformateur est réalisé en dernier recours chez l'AIEG.

Lorsqu'un agent se présente chez l'URD et constate que l'onduleur décroche avant le seuil défini dans la norme, la plainte est considérée comme non fondée.

Le caractère fondé / non fondé d'une plainte repose essentiellement sur le respect ou non de la norme.

Le placement d'un « fluke » n'est pas forcément réalisé lorsque les conditions météo sont optimales.

À noter que l'agent de secteur qui intervient est généralement l'agent qui a 'reçu' la plainte et logiquement, il connaît l'historique des demandes des URD. Toutefois, s'il s'agit d'agents différents, il n'y a pas de suivi/historique disponible dans Mercator.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Remplissage d'un fichier xlsx.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le fichier réalisé lors de l'étape 3 est communiqué en annexe du RQ.

Information complémentaire

Pour l'AIEG, une demande d'intervention est égale à une plainte.

Point positif :

- Réactivité de l'AIEG suite à une plainte.

Points à améliorer :

- Amélioration des processus pour notamment garantir l'exhaustivité des données renseignées dans l'annexe du RQ.
- Amélioration de la base de données pour permettre à l'AIEG de consulter par exemple l'historique des interventions (suivi) réalisées chez les URD.
- Contenu de l'annexe 4 du RQ à revoir (à discuter avec l'ensemble des GRD).

5.5.5. Les délais de raccordement et études

Étape 1 : Réception de la demande de raccordement

La majorité des demandes de raccordement (nouveau raccordement ou augmentation de puissance) est faite par téléphone (quelques rares demandes arrivent via les formulaires de demande disponibles sur le site internet de l'AIEG (rem : document pdf à envoyer) soit auprès du standardiste, soit directement auprès des services planification ou technique.

Le standardiste transmet les raccordements 'simples' au service planification. Les demandes plus complexes sont quant à elles transférées au service technique puis éventuellement au service construction.

Étape 2 : Traitement et suivi

Pour les raccordements 'simples', le service planification planifie automatiquement, et dans tous les cas, une visite technique d'un agent de l'AIEG. Cette visite est réalisée sur base d'un agenda Outlook et est planifiée dans les 2-3 jours ouvrables maximum de la demande (en fonction des plannings des agents et afin d'optimiser les trajets).

L'agent complète une feuille de travail avec une demande de matériel, le formulaire de demande de raccordement et précise au demandeur les prescriptions et les travaux attendus de sa part. Les documents 'papier' sont déposés tous les jours dans un bac au service planification. Les responsables du service planification en prennent connaissance le lendemain matin et transfèrent les demandes 'complexes' au service construction.

Pour les raccordements 'complexes' (T-MT, MT, lotissement...), c'est le service construction qui réceptionne les demandes et les formulaires d'études. Ces travaux impliquent des travaux plus conséquents, tels que des traversées de voirie.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Raccordement simple : sur base des fiches des agents, les responsables du service planification créent le client dans Mercator ainsi que les informations relatives au chantier (commune, niveau de tension, ...). Ils établissent ensuite le devis. La première date disponible dans Mercator est donc la date de création du dossier, soit le jour ouvrable suivant la visite technique. Ce devis est alors envoyé au client. Un document est édité au départ de Mercator, mais celui-ci ne contient aucune information relative aux délais de raccordement. Une fois que le client s'est acquitté du montant précisé dans le

devis, l'AIEG lui transmet une facture acquittée et attend que le client recontacte le GRD (quand il est prêt) pour effectuer les travaux de raccordement.

Raccordement complexe : après le paiement de l'étude par le client, le service construction crée le projet et le client dans Mercator selon le même processus que pour les raccordements simples. Le devis, dans le cas des raccordements complexes, reprend un délai de réalisation. Quand le client a payé, le service construction fait les demandes d'autorisation nécessaires dans Powalco.

La date de demande de raccordement est notée sur la fiche d'intervention réalisée suite à la visite technique mais n'est pas encodée dans le système.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Raccordement simple : quand le client recontacte l'AIEG pour définir la date du raccordement, il doit avoir effectué le paiement, choisi son fournisseur et obtenu l'attestation de conformité de son installation avant que l'AIEG ne procède au raccordement. Une fois que le client a contacté l'AIEG et que tous les éléments requis sont disponibles, l'AIEG procède au raccordement et à la mise en service immédiate (un seul déplacement) dans les 15 jours maximum. Le projet et les prestations effectuées sont alors introduits dans Mercator (de nouveau sur base des feuilles de travail (rapport journalier papier) des agents). Les dates disponibles dans Mercator sont donc la date de création du projet et la date de réalisation/clôture du projet.

Raccordement complexe : l'AIEG attend que le client, une fois prêt, recontacte le GRD pour réaliser les travaux.

Informations complémentaires

- A priori, Mercator est un logiciel peu flexible pour ajouter des champs (par exemple date) et compliqué pour effectuer des recherches.
- Prendre en compte la date de paiement par le client pour calculer le délai pour le raccordement n'est pas forcément la meilleure façon de faire selon l'AIEG car le client n'est pas forcément prêt à cette date (ex : client qui demande un raccordement et paie le devis alors que sa maison n'est pas encore construite).
- En ce qui concerne les communes de Rumes et de Viroinval, 2 agents permanents sont affectés à chaque commune, de sorte que les délais d'intervention (déplacement) sont toujours similaires aux autres communes.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Absence de procédure relative aux délais pour les offres et étude. Le logigramme est très succinct et ne permet pas le suivi des délais.
- Pour les raccordements 'simples', aucune information relative aux délais de raccordement n'est transmise aux clients dans le devis.
- Les dates de demande de raccordement ne sont pas monitorées, de même, les délais entre la date du devis et la date de réalisation des travaux (seules dates disponibles dans Mercator) ne permettent pas de définir si les retards de raccordement sont dus à l'AIEG ou à un tiers.
- Remettre à plat le tableau du RQ sur les délais (à discuter avec les GRD).

5.5.6. Les coupures programmées

Étape 1 : Décision de coupure + planification

Le service technique analyse d'une part les éléments du réseau ainsi que les clients impactés. Lorsque la durée de la coupure prévue est supérieure à 4 heures, l'AIEG prévoit le placement d'un groupe électrogène.

Étape 2 : Avertissement de l'URD + intervention

Des agents de l'AIEG distribuent des cartes aux URD impactés par la coupure au moins 2 jours avant la coupure.

Le document « relevé des coupures » est complété après l'intervention par les agents de l'AIEG. La date à laquelle les clients ont été prévenus est mentionnée sur ce document.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Le service technique complète le fichier xlsx « coupures » (voir audit système).

Étape 4 : Réalisation du RQ

Extract du fichier xlsx « coupures » pour réaliser le RQ. Le nombre de coupures programmées renseignées sur le site de l'AIEG est supérieur à celui renseigné dans le RQ car certaines coupures sont renseignées 2 x (par exemple si un tfo est coupé pour entretien et que deux rues sont concernées).

Informations complémentaires

- Les URD MT, subissent plus rarement des coupures planifiées dans la mesure où ils possèdent des cabines MT qui sont bouclées. Pour ces clients, l'AIEG met d'office un groupe à disposition mais c'est l'URD MT qui est chargé de le raccorder.
- La durée de coupure renseignée dans le fichier xlsx est celle estimée lors de la planification. Il n'y a pas de mise à jour prévue après la fin des travaux.

Point positif :

- Procédure claire.

Point à améliorer :

-

5.6. AIESH

5.6.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

Les interruptions MT sont signalées en temps réel par le SCADA. Le SCADA enregistre et archive les différentes manœuvres réalisées (avec l'heure exacte).

Certains membres du personnel de l'AIESH disposent d'un accès permanent au SCADA. Cela leur permet notamment de gérer les pannes depuis leur domicile (pendant une garde par exemple).

Avant de réenclencher à distance, les responsables de l'AIESH attendent systématiquement 10 minutes car il se peut qu'il s'agisse, par exemple, d'un câble arraché par un tiers et que des personnes soient toujours à proximité. Un délai de 10 minutes permet notamment à la police de contacter l'AIESH pour signaler un danger éventuel. Un flux important d'appels d'URD peut également signifier qu'il s'agit d'une panne MT.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

En règle générale, après chaque intervention, l'agent doit compléter une feuille de travail (prestation) et cette feuille est censée remonter régulièrement au siège central de l'AIESH.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Le responsable renseigne les éléments relatifs à une interruption dans une base de données qui reprend les causes de la coupure. Cette base de données est réalisée a posteriori (pour le RQ) sur base de mails échangés avec les agents par exemple. L'horaire précis des manœuvres est quant à lui repris dans la base de données du SCADA.

Étape 4 : Réalisation du RQ

L'annexe 1 est complétée sur base de la base de données du service exploitation et de la base de données du SCADA. La consolidation des données demande actuellement beaucoup de temps au responsable. C'est pourquoi notamment, l'ouvrage « divers » de l'annexe n'est pas complété. L'indisponibilité est donc uniquement calculée au niveau des cabines, des câbles et des lignes. Les fonctionnalités offertes par le nouveau SCADA devraient permettre une consolidation des données plus aisée.

Seules les interruptions de + de 3 minutes sont prises en compte dans les calculs. Cependant, l'heure de réalimentation des cabines qui doivent être réenclenchées manuellement n'est pas notée au fur et à mesure mais uniquement à la fin de la panne. Cela engendre dès lors une indisponibilité supérieure à la réalité.

Point positif :

- Le nouveau SCADA devrait faciliter la consolidation des données du RQ.

Points à améliorer :

- Adaptation du processus actuel car il ne permet pas de garantir ni l'exhaustivité ni la fiabilité des données renseignées dans le RQ.
- Modalités pour le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité à revoir (rubriques divers etc.).
- Relever les heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption (différente de l'heure de fin du travail (pointage)).

5.6.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

Les interruptions peuvent être signalées de plusieurs manières :

- soit via le numéro de téléphone général disponible sur le site de l'AIESH ;
- soit en contactant directement à l'agent /cabinier du secteur concerné.

En HO

Les appels réalisés via le numéro disponible sur le site sont pris en charge par un standardiste qui dispatche les appels aux agents de terrain. Comme énoncé ci-avant, il est aussi possible que des URD contactent les agents de secteur en direct.

En HNO

Les appels sont pris en charge par le chef de rôle de garde (à son domicile) qui envoie un agent pour solutionner le problème. En cas de panne importante, le flux d'appels étant trop important, il est plus probable, de l'aveu de l'AIESH, que des appels ne soient pas pris en charge car le chef du rôle de garde est en train de gérer la panne avec l'agent /occupé à faire des manœuvres. Dans ce cas, l'AIESH n'a d'autre choix que d'écouter les messages laissés sur la boîte vocale du téléphone après avoir réglé le problème en cours. Aucun IVR n'est prévu à l'heure actuelle.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

En règle générale, après chaque intervention, l'agent doit compléter une feuille de travail (prestation) et cette feuille est censée remonter régulièrement au siège central de l'AIESH. De l'aveu de l'AIESH, certaines pannes sont solutionnées directement par l'agent de secteur sans que l'information ne remonte au siège central. En outre, il n'y a pas de contrôle prévu après les interventions pour vérifier par exemple la pertinence des données renseignées.

Étape 3 : Encodage dans la BD

En HO, l'agent traitant renseigne la panne dans un fichier xlsx.

En HNO, le chef de rôle de grade renseigne la panne dans le livre de garde. De l'aveu de l'AIESH, certaines pannes ne sont pas reprises dans ce livre.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le rapport qualité est réalisé sur base des données renseignées dans le livre de garde et dans le fichier complété en HO. Les dates et heures d'appel des clients, l'heure d'arrivée sur site, la durée de l'interruption (et pas le pointage de l'agent) ne sont pas monitorées actuellement. Aucun contrôle n'est réalisé pour vérifier la qualité et l'exhaustivité des données. Les agents complètent uniquement une fiche de travail reprenant les heures prestées et un intitulé général de l'intervention réalisée.

Informations complémentaires

L'AIESH, et plus particulièrement le service exploitation, est divisé en 4 secteurs. 1 secteur = 1,5 commune, 1 bâtiment et 2 ou 3 hommes sur place. Un rôle de garde (4 personnes) est assuré pendant les heures non ouvrables.

L'AIESH ne se réfère pas à une instance en particulier pour déterminer par exemple les conditions climatiques extrêmes.

Point positif :

- Proximité des URD due notamment à la présence de différents secteurs.

Points à améliorer :

- Mise en place d'une procédure pour améliorer le processus actuel car il ne permet pas de garantir ni l'exhaustivité ni la fiabilité des données renseignées dans le RQ.
- Relever l'heure d'appel, d'arrivée sur site et de fin d'interruption (différente de l'heure de fin du travail (pointage)) lors d'une intervention.

5.6.3. Les mesures MT

Étape 1 : Suivi et placement du dispositif par l'agent

L'AIESH dispose de qualimètres placés dans les 3 sous-stations. 3 nouveaux appareils ont été placés en septembre 2019. Ils sont en cours de test actuellement. Ces appareils sont paramétrés suivant la norme 50160.

L'AIESH dispose également de compteurs télérelevés sur son réseau (+/- 110). Ces compteurs peuvent également réaliser des mesures de tension par exemple.

Étape 2 : Relève et rédaction du rapport d'intervention

Les résultats des mesures réalisées par les qualimètres sont rapatriés à l'AIESH et analysés par le GRD. Des discussions sont en cours avec Laborelec afin de leur confier l'analyse des mesures comme chez les autres GRD.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Pas d'encodage à proprement parler. Les résultats sont directement encodés dans le RQ.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Réalisation du tableau sur base des résultats des qualimètres.

Information complémentaire

L'AIESH installe des compteurs double flux chez les prosumers.

Point positif :

-

Point à améliorer :

-

5.6.4. Les plaintes MT/BT

Étape 1 : Réception de la plainte

Les plaintes sont adressées par téléphone, mail, courrier postal ou fax auprès du standardiste (en heures ouvrables) ou directement auprès des agents de garde (heures non ouvrables). Certaines plaintes sont également formulées directement aux agents de secteur. Les installateurs connaissent bien souvent le numéro des agents de l'AIESH.

Étape 2 : Traitement de la plainte

La plainte est traitée par l'agent qui la reçoit. La solution apportée est fonction notamment du type de plainte.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Pas de base de données à proprement parler. Il s'agit d'un fichier xlsx qui doit normalement être complété par les agents traitants mais qui, dans les faits, ne l'est pas systématiquement.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Compilation du fichier des plaintes qui est complété par les agents traitants pendant les heures ouvrables et du livre de garde qui est complété par les agents de garde pendant les heures non ouvrables.

À noter que le tableau transmis reprend également les plaintes EP ainsi que les problèmes au niveau de la TCC.

Information complémentaire

L'AIESH demande de clarifier les problèmes de TCC car, dans certains cas, il n'y a pas d'interruption de fourniture (problème au niveau du signal jour/nuit) mais dans d'autres oui (problème de signal qui empêche l'activation d'exclusif de nuit pour le chauffage).

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Adaptation du processus actuel car il ne permet pas de garantir ni l'exhaustivité ni la fiabilité des données renseignées dans le RQ.
- Amélioration de la base de données pour permettre à l'AIESH de consulter par exemple l'historique des interventions (suivi) réalisées chez les URD.
- Contenu de l'annexe 4 du RQ à revoir (à discuter avec l'ensemble des GRD).

5.6.5. Les délais de raccordement et études

Étape 1 : Réception de la demande de raccordement

Les demandes se font :

- soit par téléphone auprès du siège de l'AIESH. La personne de contact transmet alors la demande à l'agent de secteur concerné ;
- soit par téléphone ou oralement auprès des agents basés dans les différents secteurs.

Le cabinier du secteur concerné planifie ses rendez-vous, réalise les visites techniques et rédige les devis. Dans le cas d'un raccordement simple, il est même parfois possible que l'agent place le compteur lors de la visite s'il en a à disposition dans sa camionnette. Le cabinier se charge également de la planification du raccordement avec l'URD. L'agent explique les démarches à entreprendre par l'URD (démarches techniques, fournisseur, attestation de conformité, ...).

Le devis est alors renvoyé, signé, au siège de l'AIESH et le paiement est réalisé. Dans certains cas, le paiement est réalisé après l'exécution des travaux.

Si la demande est plus complexe, elle est transférée au service construction qui se charge des demandes d'autorisation dans Powalco (peu usité car travaux aériens principalement) et monitore notamment la date de demande d'autorisations et la date prévue pour la pose des câbles.

À noter que, si les autorisations ne sont pas reçues, il arrive que les travaux commencent quand même.

En ce qui concerne les demandes d'étude, leur nombre est assez restreint. Elles sont prises en charge et gérées de A à Z par l'ingénieur responsable. Il dispose systématiquement des courriers/courriels pour déterminer la date de demande.

Étape 2 : Traitement et suivi

Le traitement et le suivi des demandes de raccordement sont directement assurés par les agents de secteur. Les seules données communiquées au siège central sont celles reprises sur les feuilles de travail (prestation). Le surveillant du chantier dispose d'un fichier avec la date du devis ainsi que la date prévue pour la fin de chantier. Le service « Access & Transit » dispose quant à lui de la date de « move in ».

La date de demande du client et la date de mise sous tension ne sont pas monitorées.

Comme énoncé ci-avant, les études sont gérées de A à Z par l'ingénieur responsable.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Il n'existe pas de base de données à proprement parler. Les agents de secteur complètent des fiches de travail et ces fiches de travail sont transmises au siège central.

Un fichier xlsx est en cours d'élaboration pour le suivi des études. Il sera repris dans le RQ 2019.

L'AIESH espère, à moyen terme, étendre l'utilisation d'un logiciel de suivi de chantier pour monitorer également les raccordements et les études. Toutefois, ce logiciel n'existe pas encore et sera prioritairement utilisé pour suivre les chantiers.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Aucune donnée n'est rapportée dans le rapport qualité.

Information complémentaires

L'AIESH est actuellement en train de développer un logiciel de suivi de chantier qu'elle espère pouvoir utiliser pour les raccordements/études.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Absence de base de données centralisée.
- Absence de procédure relative aux délais pour les offres et étude.
- Les dates de demandes de raccordement ne sont pas monitorées. De même, les délais entre date du devis et date de réalisation des travaux (seules dates disponibles) ne permettent pas de définir si les retards de raccordement sont dus à l'AIESH ou à un tiers.
- Remettre à plat le tableau du RQ sur les délais (à discuter avec les GRD).

5.6.6. Les coupures programmées

Étape 1 : Décision de coupure + planification

Les coupures sont planifiées par le service exploitation en concertation avec le service construction.

Étape 2 : Avertissement de l'URD + intervention

Les clients « à couper » sont déterminés par le service exploitation en concertation avec les agents de secteur. Des cartes sont distribuées par les agents de l'AIESH aux URD concernés par la coupure. Cependant, l'AIESH ne peut, dans les faits, garantir que les délais légaux pour informer les URD sont respectés car ces délais ne sont actuellement pas contrôlés. L'AIESH réfléchit à la mise en place d'une procédure permettant le monitoring de ces délais.

Les agents complètent après l'intervention une feuille de travail dans laquelle ils mentionnent l'intitulé du travail réalisé ainsi que les heures prestées.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Le standardiste réalise l'encodage des coupures dans un fichier xlsx sur base du planning des coupures. Ce fichier est mis à disposition des URD sur le site de l'AIESH. La CWaPE constate à ce sujet que le

fichier disponible sur le site n'est pas le bon. Il s'agit en effet du fichier relatif aux interruptions non planifiées.

La CWaPE constate que ce fichier est, par moment, complété de manière aléatoire et que les données ne sont pas publiées endéans les 5 jours comme stipulé à l'article 135, §3, du RTDE.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Réalisation du RQ sur base de l'annexe (xlsx) complétée par le standardiste.

Certaines coupures renseignées sur le site de l'AIESH ont une durée prévue de + de 4h. L'AIESH indique à ce sujet que les heures de début et de fin renseignées sur le site sont des heures planifiées et non réelles. La CWaPE se pose néanmoins des questions sur cette manière de faire car les durées excèdent régulièrement 4h... À partir de 4h, un groupe est censé être placé.

Information complémentaire

L'AIESH dispose de plusieurs (petits) groupes électrogènes et peut compter sur les services d'un sous-traitant pour le placement de plus gros groupes électrogènes.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Garantir le respect des délais d'avertissement des URD.
- Garantir l'exhaustivité et la fiabilité des données renseignées dans le RQ et sur le site de l'AIESH.
- Revoir les modalités de remplissage du fichier xlsx.

5.7. REW

5.7.1. Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En HO

Le dispatching d'ORES assure actuellement la gestion des postes de Bierges et de Basse Wavre et avertit le REW en cas de problème sur ces postes.

Le REW peut également être averti par :

- les clients « coupés » qui téléphonent au siège ;
- le SCADA qui envoie un sms aux personnes de garde ;
- les entrepreneurs qui réalisent des travaux sur ou à proximité du réseau du REW.

Les manœuvres HT peuvent être effectuées par un des 3 ingénieurs sachant que 2 brigadiers sont également habilités pour ces manœuvres.

En HNO

Processus identique à celui appliqué en HO.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

ORES réalise, pour des questions de sécurité notamment, les interventions dans les postes de Basse Wavre et de Bierges.

Les interventions en dehors du poste et réalisées par le REW consistent généralement en :

- la mise hors tension du câble;
- le test du câble ;
- un bouclage. Si aucun bouclage possible (MT/BT), le placement d'un groupe électrogène est envisagé.

Lorsqu'il est difficile d'identifier un défaut, le REW peut faire appel au camion labo d'ORES.

Il n'est pas possible actuellement pour les agents du REW d'accéder à distance à la possibilité de manœuvres offerte par le SCADA. Des développements complémentaires sont en cours.

Après chaque réalimentation d'une cabine, l'heure est notée sur la feuille de dépannage. En cas d'oubli, le SCADA et/ou les compteurs intelligents placés sur le réseau peuvent fournir l'information.

Les feuilles de dépannage sont encodées dès réception dans l'ERP par le service « Access transit » (AT). Dans le même temps, AT complète le fichier xlsx coupures non planifiées.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les données relatives aux interruptions non planifiées sont encodées dans le fichier xlsx « coupures non planifiées » qui est disponible sur le site du REW.

Étape 4 : Réalisation du RQ

L'annexe 1 du RQ et plus généralement le calcul de l'indisponibilité est réalisé sur base du fichier « indice qualité ».

À ce sujet, la CWaPE constate que certaines coupures, planifiées ou non, et renseignées sur le site du REW ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'indisponibilité.

La CWaPE constate par ailleurs que certaines coupures MT, programmées ou non, et prises en compte dans le calcul de l'indisponibilité ne sont pas renseignées sur le site du REW.

Le REW précise qu'il s'agit d'un oubli.

La CWaPE relève également dans l'annexe 1 qu'aucune interruption n'a été renseignée dans l'ouvrage « divers non comptabilisé » (indisponibilité non imputable au GRD). Or, sur base des informations disponibles, une interruption avait comme origine le réseau d'Elia.

Point positif :

-

Points à améliorer :

- Adaptation du processus actuel car il ne permet pas de garantir l'exhaustivité des données renseignées dans le RQ.
- Modalités pour le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité à revoir (ouvrages « divers » notamment...).

5.7.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Étape 1 : Capture et traitement des infos par l'agent

En HO

Les appels sont pris en charge par l'équipe d'Access transit (AT) puis dispatchés à l'agent de garde. Si AT ne répond pas, l'appel est automatiquement transféré à l'agent de garde. Il n'y a pas d'IVR mis en place actuellement.

En HNO

L'agent de garde reçoit l'appel directement. Au besoin, le « stand-by » et/ou un ingénieur peuvent être rappelés.

En cas de pannes simultanées, le flux d'appels peut être important et les agents n'ont pas toujours le temps de répondre à tous les appels. Le REW affirme cependant que la toute grande majorité des appels est prise en compte.

Étape 2 : Réalisation du rapport d'intervention

L'agent réalise l'intervention et complète une feuille de dépannage le lendemain de sa garde. Les données, et notamment l'heure d'appel et l'heure de fin d'intervention (pointage), sont encodées dans l'ERP par le service AT. Dans le même temps, AT complète le fichier xlsx coupures non planifiées.

L'agent a également la possibilité d'envoyer un mail avec son smartphone pour donner des informations complémentaires par rapport à son intervention.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Le service AT complète le fichier xlsx coupures non planifiées sur base des données mentionnées dans les feuilles de dépannage.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Le RQ est complété sur base du fichier xlsx complété par AT. La CWaPE constate que le délai d'arrivée sur site renseigné dans le RQ est estimé et pas calculé sur base de données réelles. La CWaPE constate également que la durée moyenne d'une intervention est calculée entre l'appel du client et la fin de l'intervention (pointage) et pas entre l'arrivée sur site et la fin de l'intervention.

Informations complémentaires

- 12 techniciens travaillent au REW. Chaque technicien dispose d'un smartphone de service et de sa propre adresse mail.
- Les sous-traitants sont joignables 24h/24 en cas de travaux à réaliser.

Point positif :

- Proximité des différents services du REW au sein du bâtiment. Cela facilite notamment la communication entre services.

Point à améliorer :

- Relever l'heure d'appel, d'arrivée sur site et de fin d'intervention (différente de l'heure de fin du travail (pointage)).

5.7.3. Les mesures MT

Étape 1 : Suivi et placement du dispositif par l'agent

Des qualimètres sont placés dans les postes de Bierges et de Basse Wavre. Les résultats sont interprétés par Laborelec pour le compte d'ORES. ORES transmet alors les résultats au REW qui complète le tableau du RQ.

REW dispose aussi de mesures de tension dans les tableaux TGBT des cabines SMART. Ces mesures sont réalisées conformément à la norme 50160.

Des compteurs communicants sont placés chez des URD. Ils permettent également au REW de contrôler les valeurs de tension.

Étape 2 : Relève et rédaction du rapport d'intervention

Dans les postes, ORES fait réaliser les mesures par Laborelec et les transmet au REW.

Les mesures réalisées dans les tableaux TGBT des cabines peuvent être suivies à tout moment par REW.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Pas d'encodage à proprement parler (voir ci-dessus).

Étape 4 : Réalisation du RQ

Sur base des résultats des mesures réalisés dans les postes de Bierges et de Basse Wavre.

Informations complémentaires

Le REW indique que ce n'est pas toujours pertinent, du point de vue d'un URD, de se référer aux mesures réalisées au niveau des postes. Il serait préférable selon le GRD de se référer aux mesures réalisées au niveau des cabines de distribution par exemple.

Point positif :

-

Point à améliorer :

-

5.7.4. Les plaintes MT/BT

Étape 1 : Réception de la plainte

Le service Access & Transit réceptionne les plaintes par internet, téléphone, courriel ou courrier postal. Il transfère alors automatiquement la demande au service technique.

La procédure du REW faisant référence à la nécessité pour l'URD d'appeler un technicien agréé lorsque le problème à l'origine de la qualité de tension semble venir de ses propres installations n'est en fait pas appliqué en pratique. Pour la bonne forme, une procédure conforme à la réalité du terrain serait donc à réécrire.

Étape 2 : Traitement de la plainte

Le REW intervient et analyse la 'plainte' :

- soit il dispose de l'information si l'URD est équipé d'un compteur intelligent ;
- soit il fait une mesure instantanée de la tension chez le client.

Si la tension n'est pas bonne ou que le REW a constaté quelque chose même si la tension est dans la norme, le REW intervient.

Si la tension est dans la norme, le REW place néanmoins un enregistreur (de 1 jour à 1 semaine en fonction des conditions climatiques : si plein soleil => 1 jour, ou plus). C'est le département Access & Transit qui planifie dans l'agenda la pose de l'enregistreur. Ce placement n'est pas facturé au client. Le « datalogger » enregistre notamment les tensions minimales et maximales, mais sans référence à la norme 50160. Si les données ainsi disponibles sont insuffisantes, le REW peut installer un autre type d'appareil (FLUKE). Si ces analyses montrent des problèmes de tension alors, le REW intervient. Sinon, la demande est clôturée.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Pas de base de données, le département technique complète un fichier Excel sur base de ses interventions. Tant qu'il n'y a pas d'intervention du REW, la 'plainte' n'est pas rapportée (dans les faits, seules les demandes avec pose d'un enregistreur le sont).

Notons toutefois que le département Access & Transit encode dans l'ERP les prestations des membres du personnel du REW sur base des feuilles de travail incluant les interventions pour 'plaintes'. L'ERP ne sert toutefois pas de base pour la réalisation du RQ (fichier xlsx).

Étape 4 : Réalisation du RQ

Compilation du fichier des plaintes pendant heures ouvrables (agent traitant) et du livre de garde hors heures ouvrables.

Informations complémentaires

- Aucune « plainte » rapportée en 2018.
- Pour le REW, il ne s'agit pas de plainte au sens strict (recommandé, intervention du service juridique), mais plutôt du constat d'un problème au niveau de l'alimentation du client (client avertit d'une chute de tension, demande d'information ou d'intervention).
- Le REW dispose d'un 'réseau' de compteurs intelligents bien répartis sur l'ensemble de son réseau (+/- 1000 compteurs intelligents et 150 compteurs éclairage public permettant de rapatrier des infos). Tous les prosumers ne disposent pas d'un compteur intelligent.

Points positifs :

- Le REW tient compte des conditions climatiques lors du placement d'un enregistreur par exemple.
- Répartition des compteurs intelligents sur l'ensemble du réseau du REW. Le REW dispose d'un grand nombre d'informations sur son réseau en temps réel. L'objectivation des demandes des URD est dès lors facilitée.

Points à améliorer :

- Adaptation du processus actuel car il ne permet pas de garantir ni l'exhaustivité ni la fiabilité des données renseignées dans le RQ.
- Contenu de l'annexe 4 du RQ à revoir (à discuter avec l'ensemble des GRD).
- Développer l'ERP pour l'utiliser comme base de données.

5.7.5. Les délais de raccordement et études

Étape 1 : Réception de la demande de raccordement

Les demandes se font par courriel, courrier, téléphone ou directement en complétant un formulaire en ligne. Le REW prend alors contact avec le client pour fixer un rendez-vous sur les lieux du raccordement pour une visite technique. Cette dernière est systématique pour toutes les demandes de raccordement et toujours effectuée par l'unique deviseur du REW. La visite est réalisée le plus tôt possible (max 5 JO) ou quand cela arrange le client.

Étape 2 : Traitement et suivi

Lors de la visite technique, le deviseur explique au client les travaux qu'il doit entreprendre et les délais estimés pour le raccordement. Si aucune autorisation n'est requise, le délai est estimé à 10 jours ouvrables. Il complète également sa fiche de travail avec les données techniques nécessaires pour le raccordement (distance, puissance, ...). Quand il dispose de l'ensemble des données (un flag est prévu à cet égard dans l'ERP), il fait son devis. Le flag 'données incomplètes' permet au deviseur, d'une part, de suivre les délais entre la visite technique et le devis et, d'autre part, d'assurer un suivi sur les demandes en cours. Le devis ne contient a priori aucune information sur les délais de raccordement. La politique du REW : plus le délai est court, mieux c'est.

Une fois le devis payé, le client doit venir chercher son coffret 25S60 au REW. Lors de ce contact direct avec le client, le REW lui rappelle les travaux et les documents attendus de sa part (contrat de fourniture, MOVE IN, attestation [date de réception de l'installation électrique connue], ...).

Le client réalise ses travaux préparatoires, signe son contrat de fourniture et réceptionne son installation. Il prend alors contact avec le REW pour réaliser le raccordement et la pose du compteur. Si l'installation n'a pas été réceptionnée, alors le REW ne met pas l'installation sous tension et des frais supplémentaires seront facturés pour le 2^{ème} déplacement pour la mise sous tension.

Les demandes d'autorisation (notamment l'autorisation de police qui peut prendre 12 à 15 jours) sont faites quand le client est prêt et le REW impose à son sous-traitant une date de réalisation des travaux. La pression pour le respect des délais acceptés avec le client est donc reportée sur le sous-traitant. S'il n'y a pas d'ouverture de tranchée sur le domaine public, ce sont les techniciens du REW qui se chargent des travaux. Dans le même temps, le bureau d'étude se charge des demandes Powalco.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les données sont encodées dans l'ERP (dont une nouvelle version a été mise en place en 2019 pour intégrer notamment les étapes Powalco et les autorisations du sous-traitant) par le département Access & Transit sur base notamment de l'agenda du deviseur (pour les dates des visites techniques), de ses fiches de travail, des contacts client lorsque celui-ci vient récupérer son coffret, des courriels envoyés au sous-traitant, de la date du paiement transmise par le service financier, etc.

L'ERP contient certaines dates, mais pas d'historique sur les étapes intermédiaires (par exemple si un rendez-vous pour une visite technique a été reporté, la date de modification ne sera pas nécessairement disponible. Seul un champ permet de constater que cette étape a été faite 2 fois (compteur dans l'ERP). Certaines étapes sont bloquantes dans l'ERP par exemple, les travaux ne peuvent pas commencer dans l'attente de paiement ou le contact avec les sous-traitants ne peut pas avoir lieu tant que la visite technique n'est pas clôturée.

Étape 4 : Réalisation du RQ

L'extrait est fait au départ de la base de données ERP et inclut les différents 'flags' et les dates disponibles. Le fichier Excel est alors complété avec un calcul sur les délais de raccordement (PO/P1/P2). Lorsque le REW est hors délai par rapport aux délais annoncés à son client (donc sans aucun lien avec les délais légaux), des analyses sont réalisées au cas par cas dans l'ERP pour trouver et expliquer la cause de ce délai

Informations complémentaires

- Vu la taille restreinte du REW, les formations se font au fil de l'eau et la documentation est également créée et mise à jour au fur et à mesure. Le REW privilégie le contact direct avec ses membres pour transmettre les documents et pour les appliquer.
- Le personnel administratif du REW est également formé sur le terrain aux aspects plus techniques pour pouvoir répondre/analyser les demandes des URDs et être plus pertinent/adéquat dans leur réponse.
- Les membres du REW sont généralement pluridisciplinaires. La proximité géographique des différents départements et le bon contact entre collègues devraient permettre de s'assurer que tous les appels soient pris et que ceux-ci soient dirigés vers les bonnes personnes.
- Suite à l'harmonisation des tarifs non périodiques, les prestations du REW par rapport aux demandes de raccordement ont dû évoluer. L'ancien tarif incluait exclusivement les prestations directement liées au compteur. Le client s'occupait du reste, même si les travaux devaient être réalisés sur le domaine public (notamment les autorisations et le recours à des entreprises agréées). Le REW intervenait uniquement quand le client était prêt (agrégation et fournisseur : OK) et dans un délai toujours inférieur à 30 JO => REW ne rapporte aucun dossier hors délai. Depuis le 1^{er} janvier 2019, le REW prend en charge les travaux en amont, mais met la pression sur ses fournisseurs pour être dans des délais prédéfinis quand le client est prêt.

Points positifs :

- Orientation client avant tout (être hyper réactif dès que le client est prêt).
- L'unique deviseur dispose d'une expérience technique sur les travaux à réaliser. Cela peut être un atout lors des visites techniques et lors de la réalisation des devis.

Points à améliorer :

- Il n'existe pas de réelle procédure relative aux délais pour les offres et études.
- Pour les raccordements 'simples', aucune information relative aux délais de raccordement n'est transmise au client dans le devis.
- Pas de réel suivi des délais de raccordement par rapport aux délais légaux – délai monitoré : client prêt/réalisation des travaux peu importe la date de paiement.

5.7.6. Coupures programmées

Étape 1 : Décision de coupure + planification

Le service exploitation est en charge de la planification des coupures.

Le lien entre les éléments « à couper » et les clients impactés est réalisé sur base, d'une part, d'un logiciel « GIS » et, d'autre part, sur l'expérience et la mémoire des techniciens. Le REW essaie, dans la mesure du possible, de limiter les nuisances occasionnées par les coupures. Ex : les écoles sont coupées pendant les congés.

Étape 2 : Avertissement de l'URD + intervention

Les agents du REW distribuent des cartons aux URD impactés par la coupure dans les délais légaux. Les PME et les indépendants sont prévenus oralement.

Le REW indique qu'il n'a jamais dû couper un client de + de 630 kVA car les cabines alimentant ces clients sont bouclées.

Les agents réalisent l'intervention et remplissent une fiche de travail.

Étape 3 : Encodage dans la BD

Les données relatives aux coupures programmées sont renseignées dans un fichier xlsx au plus tard pour la fin de semaine. Ce fichier est disponible sur le site du REW. Depuis fin 2018, le REW indique les heures réelles de coupures sur son site.

Étape 4 : Réalisation du RQ

Sur base des fichiers xlsx complétés.

Le calcul de l'indisponibilité due aux coupures planifiées est quant à lui réalisé dans le fichier « indices qualité 2018 causes travaux réseaux ».

Information complémentaire

Le REW dispose du logiciel MS project qui permet, notamment à l'ensemble des services, d'avoir un aperçu des projets en cours et à venir au sein du REW.

Point positif :

- Processus bien maîtrisé dans l'ensemble.

Point à améliorer :

-

6. TABLEAUX DE SYNTHÈSE

Les tableaux suivants reprennent, par GRD, les différents items du rapport qualité. Pour chaque item, la CWaPE a indiqué, sur base des prescrits légaux, des lignes directrices (électricité et gaz) et du rapport d’audit, si le **processus de monitoring**, depuis la survenance d’un évènement jusqu’à la réalisation du rapport

qualité, est :  Totalement maîtrisé par le GRD

 Partiellement maîtrisé par le GRD

 Non maîtrisé par le GRD

6.1. Rapport qualité électricité

	Interruptions MT	Interruptions BT	Mesures MT	Plaintes MT/BT	Délais raccordement et études	Coupures programmées
AIEG						
AIESH						
ORES						
RESA						
REW						

6.2. Rapport qualité gaz

	Fuites, état du réseau, accidents et incidents	Demandes d’interventions et délais	Demandes de raccordement et délais	Interruptions de fourniture non planifiées	Gestion des plaintes
ORES					
RESA					

7. CONCLUSIONS

En prélude à toute conclusion, la CWaPE tient à souligner positivement la conception du travail des équipes de terrain qui est, chez l'ensemble des GRD, orientée vers l'URD.

Même si l'objectif de l'audit n'était pas de vérifier la qualité du travail réalisé par les agents sur le terrain mais plutôt la manière de réaliser le monitoring des données depuis la survenance d'un événement jusqu'à la réalisation du rapport qualité, la CWaPE se félicite du professionnalisme des différents agents rencontrés lors des visites.

Le lecteur trouvera, ci-après, les conclusions pour chaque item du rapport qualité. La majorité des remarques formulées sont d'ordre structurel ou organisationnel.

Lorsque cela était pertinent, la CWaPE a formulé des propositions d'adaptation du rapport qualité. Ces propositions seront discutées avec les GRD sur base d'un projet d'adaptation des lignes directrices. L'objectif est d'aboutir, dans le second semestre 2020, à une version adaptée des rapports qualité qui tient notamment compte des résultats de l'audit.

7.1. **Rapport qualité électricité**

7.1.1. **Les interruptions d'accès en moyenne tension (MT)**

Constats

Le processus de monitoring des interruptions MT est partiellement maîtrisé chez l'ensemble des GRD.

1. Bien qu'il existe la prescription SYNERGRID C10/14 permettant aux GRD de calculer l'indisponibilité d'un URD, force est de constater que la procédure définie dans le document n'est pas intégralement suivie. Les biais suivants ont notamment été constatés :

- prise en compte, dans le calcul, des interruptions courtes (avec une durée inférieure à 3 minutes) alors que par convention¹, les reportages devraient se limiter aux interruptions longues (d'une durée de plus de 3 minutes) ;
- prise en compte, dans le calcul de l'indisponibilité propre des GRD, des interruptions dues à des tiers ou situées en amont des réseaux de distribution (ex : coupure sur réseaux d'Elia) ;
- certaines interruptions ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'indisponibilité (oubli ou retrait volontaire ...) ;
- en cas de ré-enclenchement manuel de cabines, l'heure de réalimentation n'est pas systématiquement notée cabine après cabine mais plutôt en fin d'intervention. La durée d'indisponibilité est dès lors très certainement dégradée dans ce cas.

2. En ce qui concerne le calcul de l'indisponibilité due aux interruptions planifiées MT en particulier, la CWaPE constate des écarts importants entre les valeurs renseignées par les GRD.

En effet, l'AIESH et RESA affirment ne jamais connaître d'interruption planifiée étant donné que l'ensemble de leur réseau est maillé (l'alimentation de la charge pouvant donc être reprise au travers d'une autre partie du réseau) ou qu'à défaut, le placement d'un groupe électrogène est systématiquement prévu.

¹ En pratique, les interruptions courtes ne participent que très peu dans le résultat des calculs des indices qualité, raison pour laquelle elles peuvent être ignorées.

L'AIEG, ORES et le REW renseignent une valeur en indiquant que, dans certains cas du moins, il est impossible de réalimenter les URD (BT et/ou MT) via un bouclage par exemple ou de prévoir un groupe électrogène.

3. En ce qui concerne l'heure d'arrivée sur site (des agents) et l'heure de fin d'interruption, la CWaPE constate que certains GRD ne monitorent pas ces données. Par contre, l'heure de fin d'**intervention** est, quant à elle, systématiquement relevée via les feuilles de pointage notamment et c'est cette heure de fin d'intervention qui est, chez certains GRD du moins, utilisée pour déterminer la fin d'une interruption. Dans ce cas, la valeur de l'indisponibilité peut être supérieure à la réalité.
4. Enfin, la CWaPE constate qu'il n'existe pas de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques » évoquées au point 1.1.2 du rapport qualité « détail des interruptions non planifiées en fonction des causes ». De grandes différences d'interprétation sont donc possibles et constatées.

Actions

1. Concernant le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité et donc des tableaux repris aux § 1.1.1 et 1.1.2 du RQ, la CWaPE rappelle la prescription SYNERGRID C10/14 existante et demande aux GRD d'adapter leur processus afin, d'une part, d'appliquer strictement les modalités définies dans cette prescription et, d'autre part, de garantir la fiabilité et l'exhaustivité des données renseignées dans le rapport qualité.

Afin d'éviter toute confusion lors du remplissage de la rubrique « divers » de l'annexe 1 du RQ, la CWaPE propose de décomposer celle-ci en deux parties :

- Divers comptabilisé (dans le calcul de l'indisponibilité propre du GRD) : l'origine de l'indisponibilité est liée au réseau du GRD mais la cause est indéterminée ;
- Divers non comptabilisé : l'indisponibilité est causée suite à un problème sur le réseau d'un autre gestionnaire de réseau.

La CWaPE rappelle enfin que les données utilisées pour le calcul de l'indisponibilité (nombre de cabines, km de lignes /câbles, ...) doivent être actualisées une fois par an et correspondre à celles renseignées dans le plan d'adaptation des GRD.

2. Concernant le calcul de l'indisponibilité causée suite aux interruptions MT planifiées, la CWaPE rappelle, ci-après, la manière de procéder :
à partir du moment où un, voire plusieurs, URD subissent une coupure supérieure à 3 minutes suite à une interruption MT planifiée, l'interruption en question doit être prise en compte dans le calcul de l'indisponibilité, et ce même si les URD impactés par cette interruption avaient marqué leur accord (ex. : entreprise à l'arrêt pour entretien) ou étaient absents lors de cette coupure.
3. Concernant l'heure et donc le délai d'arrivée sur site des agents suite à une interruption MT, plusieurs GRD ont attiré notre attention sur le fait que la prise en charge d'une interruption MT était, la plupart du temps, immédiate car certaines cabines (et donc certains URD) étaient réalimentées automatiquement, et ce endéans un délai très court. La CWaPE est d'accord sur ce principe mais demande néanmoins aux GRD de monitorer, le cas échéant, le délai entre l'heure de début d'interruption et l'heure d'arrivée de l'agent sur le site de la dernière cabine (ou du dernier élément du réseau) à rétablir « manuellement ».
Concernant l'heure de fin d'interruption, la CWaPE demande aux GRD qui ne le font pas actuellement, de monitorer au minimum l'heure de fin d'**intervention** qui correspond au moment où tous les clients ont été réalimentés (ex. : réalimentation de la dernière cabine coupée) et qui peut être différente de l'heure de fin de prestation sur site des agents.

4. Concernant l'absence de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques » et compte tenu des nombreuses possibilités d'interprétation entre « conditions normales » et « mauvaises conditions », la CWaPE suggère d'adapter le tableau reprenant les causes des interruptions (voir pt.1.1.2.2 du document « proposition d'adaptation des lignes directrices sur la présentation standard des rapports annuels des GRD ELECTRICITE sur la qualité de leurs prestations) Les GRD devraient alors justifier à la CWaPE, en annexe du rapport qualité, toutes les interruptions dues à des éléments externes au réseau du GRD et sur lesquels le GRD n'a pas entièrement prise.. La CWaPE se réserverait le droit de vérifier les justifications avancées par les GRD (ex : source...)

Au-delà du rapport qualité, la CWaPE rappelle par ailleurs que, conformément à l'article 136, §3, le gestionnaire du réseau de distribution se doit de publier sur son site internet la liste, la durée approximative et les causes succinctes relatives au réseau des interruptions non planifiées en haute tension. En basse tension, il peut se limiter aux interruptions non planifiées de plus d'un quart d'heure. Ces informations dûment **tenues à jour avec un délai inférieur à cinq jours** sont maintenues sur le site pendant au moins un an.

7.1.2. Les interruptions d'accès en basse tension (BT)

Constats

Le processus de monitoring des interruptions BT est partiellement maîtrisé chez la majorité des GRD. Par contre, à l'AIESH, le processus n'est pas maîtrisé.

1. Les interruptions pour cause de « conditions climatiques extrêmes » notamment doivent être mentionnées dans le RQ mais peuvent être écartées des statistiques. La CWaPE constate cependant, d'une part, qu'il n'existe pas de définition claire « des conditions climatiques extrêmes » et, d'autre part, que les GRD ne font actuellement pas référence à une source de données fiable pour justifier le fait qu'une interruption BT doit être écartée des statistiques du rapport qualité. En outre, une tempête par exemple, est localisée géographiquement et peut occasionner des dégâts sur un seul GRD sans affecter les autres.
2. Certains GRD reprennent, dans les statistiques du rapport, des pannes (ex. problème de TCC) alors que l'URD n'a pas forcément subi une interruption de fourniture. Le nombre d'interruptions BT renseigné dans le rapport qualité s'en trouve exagéré et ne reflète dès lors pas la réalité.
3. Les heures d'appel de l'URD d'arrivée sur site de l'agent et de fin d'interruption ne sont pas systématiquement relevées par la majorité des GRD.
4. Chez ORES, la CWaPE constate que les causes pouvant être encodées dans la fiche d'intervention ne sont pas toujours en phase avec la justification donnée dans le rapport qualité. À ce sujet, le document de référence OPM-010-REF03 qui décrit la justification « CWaPE » en fonction de la cause devrait être revu.
5. Chez RESA, il a été constaté que, bien que le statut de priorité (BT sans courant, BT urgent ou BT normal) est correctement régularisé sur base de l'intervention réalisée lors de l'encodage des données dans le système, le statut du symptôme n'est quant à lui pas régularisé, pouvant mener à une certaine confusion entre ces statuts. RESA déclare cependant avoir revu entre-temps le fichier communiqué à la CWaPE dans le cadre de l'audit « système » ;
6. À l'AIESH, la CWaPE constate notamment que les données relatives aux pannes solutionnées par les agents de secteur ne remontent pas systématiquement au siège. En outre, aucun contrôle n'est réalisé a posteriori afin de vérifier la fiabilité des données renseignées.

Actions

1. Concernant l'absence de source fiable pour justifier le fait que certaines interruptions BT doivent être écartées des statistiques pour cause de « conditions climatiques extrêmes notamment », la CWaPE suggère de faire référence aux cas prévus à l'article 4, §4, alinéa 2, du RTDE à savoir « cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances météorologiques (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes,...) reconnues exceptionnelles par une instance publique notoirement habilitée à cette fin ». Les GRD devraient alors justifier, en annexe du rapport qualité, par tous les moyens à leur disposition (lien vers rapport détaillé de l'IRM...) toutes les interruptions qu'ils souhaitent écarter des statistiques.
2. Concernant les pannes (dus à un problème de TCC ou autres), la CWaPE demande de les identifier et, dans la mesure du possible, de ne reprendre dans le RQ que celles qui ont occasionné une interruption de fourniture.
3. Concernant les différentes heures non relevées actuellement par la majorité des GRD, la CWaPE demande aux GRD d'adapter leurs procédures et autres documents pour pouvoir les monitorer, et ce afin de notamment pouvoir calculer le délai d'arrivée sur site, ainsi que la durée d'une interruption.
4. Concernant ORES, la CWaPE demande au GRD de revoir et d'adapter le document de référence OPM-010-REF03 qui décrit la justification « CWaPE » en fonction de la cause.
5. Concernant RESA, la CWaPE demande au GRD de lui communiquer et/ou de lui présenter le fichier adapté.
6. Concernant l'AIESH, la CWaPE demande au GRD de mettre en place une procédure (et tout autre document nécessaire) afin de pouvoir garantir l'exhaustivité, la fiabilité et la traçabilité des données renseignées dans le rapport qualité.

Au-delà du rapport qualité, la CWaPE rappelle par ailleurs que, conformément à l'article 136, §3, le gestionnaire du réseau de distribution publie sur son site internet la liste, la durée approximative et les causes succinctes relatives aux interruptions non planifiées en haute tension. En basse tension, il se limite aux interruptions non planifiées de plus d'un quart d'heure. Ces informations dûment **tenues à jour avec un délai inférieur à cinq jours** sont maintenues sur le site pendant au moins un an.

7.1.3. Les mesures MT

Constat

Le processus de monitoring relatif aux mesures MT est totalement maîtrisé par l'ensemble des GRD.

Action

La CWaPE n'a pas de remarque particulière. Elle note cependant que le REW indique qu'il n'est pas toujours pertinent, du point de vue d'un URD (BT), de se référer aux mesures réalisées au niveau des postes. Il serait en effet préférable, selon le REW, de se référer aux mesures réalisées au niveau des cabines de distribution par exemple.

La CWaPE reste ouverte à toute proposition concertée des GRD à ce sujet.

7.1.4. Les « plaintes » MT/BT

Constats

Le processus de monitoring des interruptions BT est partiellement maîtrisé chez la plupart des GRD. Par contre, chez l'AIESH et REW, le processus n'est pas maîtrisé.

1. La CWaPE constate que l'annexe 4 du RQ reprend une liste « d'interventions pour cause de problème au niveau de la qualité d'onde de tension » plutôt qu'une liste de « plaintes » au sens strict du terme (ex. : au travers d'un processus de gestion des plaintes formulées via un formulaire de plainte).
2. Les GRD ont des divergences d'interprétation quant aux données à renseigner dans l'annexe.
3. Une même demande d'intervention peut être traitée, du point de vue opérationnel, de manière différente selon qu'il s'agisse d'un GRD ou d'un autre.
4. Certains GRD ne disposent pas d'un historique des interventions réalisées. À ce sujet, la CWaPE relève que les GRD peuvent parfois intervenir à plusieurs reprises pour le même problème sans toutefois apporter de réelle solution durable à l'URD.
5. Tous les GRD ne peuvent garantir un suivi de qualité aux demandes d'intervention des URD.
6. L'AIESH et le REW ne peuvent garantir l'exhaustivité des données renseignées dans l'annexe 4 du rapport qualité.

Actions

1. Des différents échanges avec les GRD, il ressort qu'il n'est pas aisé de définir une « plainte » et que la grande majorité des « plaintes » renseignées dans l'annexe 4 sont plutôt des demandes d'intervention que des plaintes. En effet, les URD constatent un problème de qualité de tension et souhaitent, lors du premier contact avec le GRD du moins, une intervention de celui-ci afin de solutionner le problème. Tenant compte de ces éléments, la CWaPE compte adapter l'intitulé de l'annexe 4 du RQ pour mieux correspondre à la réalité.
2. Compte tenu des divergences d'interprétation constatées, la CWaPE propose de revoir complètement l'annexe 4 du rapport qualité et suggère les « définitions » suivantes pour les différents éléments à reprendre dans le tableau de cette annexe (nouvelle mouture) :
 - **N° dossier** (champ facultatif) : numéro interne du GRD pour identifier l'intervention.
 - **Date de demande** : date de réception de la demande par le GRD. Il ne s'agit donc pas de la date de saisie des données dans le système du GRD.
 - **Niveau de tension** : BT ou MT.
 - **Nom** : nom du demandeur.
 - **Adresse** : adresse de l'intervention.
 - **Code EAN** : Code EAN du point d'accès.
 - **PV (oui/non)** : le GRD inscrit « oui » dans cette colonne lorsque l'URD appelle pour un problème lié à son installation PV.
 - **Cause** : le GRD inscrit l'objet de la demande (ex. : décrochage onduleur, ...).
 - **Historique** : le GRD inscrit si « oui » ou « non » des interventions pour un problème de qualité d'onde de tension ont déjà été réalisées chez le demandeur.

- **Date de l'intervention** : date à laquelle l'intervention a eu lieu.
- **Description de l'intervention** : description succincte de l'intervention (changement de phase, mesures tension, ...).
- **Commentaires** : le GRD inscrit tout commentaire au sujet de l'intervention qu'il jugerait utile.
- **Placement d'un enregistreur** (pour effectuer des mesures conformes à la norme) : « oui » ou « non ».
- **Travaux prévus** : le GRD inscrit si des travaux sont prévus dans le plan d'adaptation (n° de projet nominatif par exemple).
- **Date de clôture** : date de l'envoi d'une réponse (courrier, mail, ...) à l'URD pour lui signifier les résultats (+ conclusions) de l'intervention et les éventuels travaux à réaliser (+ délais estimés) et, si réalisés, les résultats du monitoring.
- **Fondée (oui/non)** : le GRD inscrit « non » dans cette colonne lorsqu'il peut démontrer que son réseau garantit à l'URD une qualité d'onde de tension conforme à la norme 50160. Dans l'incertitude, ce champ sera laissé vide.

Lors du remplissage de l'annexe 4 du RQ, les GRD renseignent toutes les demandes d'intervention comprises entre le 1/1 et le 31/12 de l'année n-1. Si une demande d'intervention n'est pas clôturée durant cette période, le GRD ne complètera pas le champ « date de clôture » et reprendra cette intervention dans un tableau clairement identifié du rapport qualité suivant (relatif à l'année n).

Enfin, la CWaPE rappelle que les demandes d'intervention pour un problème d'éclairage public ne doivent pas être reprises dans l'annexe 4.

3. Tenant compte des constats 3, 4 et 5, la CWaPE expose ci-après une proposition reprenant les principes **généraux** qu'il conviendrait d'intégrer au processus de gestion des demandes d'intervention mis en place par les GRD :

- Un URD qui demande une intervention reçoit systématiquement un accusé de réception.
- Le GRD dispose d'un système lui permettant d'enregistrer les demandes d'intervention et de conserver l'historique des interventions. L'historique des interventions réalisées chez un URD devrait notamment permettre au GRD d'orienter le suivi à accorder à la/aux demande(s) d'un URD et ne pas dupliquer des solutions déjà tentées mais n'étant visiblement pas efficaces.
- Les mesures réalisées chez l'URD doivent être opérées dans des circonstances représentatives et avec des moyens appropriés permettant de quantifier au mieux les phénomènes pressentis.
- Un courrier/courriel de clôture (de l'intervention) est systématiquement envoyé à l'URD pour lui signifier les conclusions de l'intervention et les éventuels travaux à réaliser (+ délais estimés) et, si réalisés, les résultats du monitoring.

4. La CWaPE demande à l'AIESH et au REW de mettre en place et/ou d'adapter les procédures pour pouvoir garantir, à l'avenir, que toutes les demandes d'intervention seront bien reprises dans le rapport qualité, et ce conformément à la procédure qui sera décidée en concertation avec les GRD.

7.1.5. Les délais de raccordement et études

Constats

Le processus de monitoring n'est pas maîtrisé par l'AIEG, l'AIESH et RESA. Chez ORES, le processus est totalement maîtrisé tandis qu'au REW, il l'est partiellement.

1. Les GRD ont des divergences d'interprétation quant aux données à renseigner dans le rapport qualité. Par exemple, le REW considérerait jusqu'à maintenant que le délai à prendre en compte pour la réalisation d'un raccordement BT était celui compris entre le moment où l'URD était prêt (conformité technique de l'installation et « move-in ») et la réalisation effective du raccordement par le GRD alors qu'ORES considère que le délai commence à courir à partir du paiement du devis. En outre, certains GRD sont d'avis qu'il faudrait tenir compte de la date de visite technique (quand celle-ci est réalisée) et non de la date demande de raccordement pour calculer le délai d'établissement d'une offre.
2. Le processus en place chez RESA est complexe et ne permet pas au GRD de garantir ni l'exhaustivité, ni la fiabilité des données renseignées dans le RQ. En outre, le GRD n'a pas systématiquement la possibilité d'arrêter le chronomètre pour les étapes du processus sur lesquelles il n'a pas de prise (par ex. lorsqu'il est dans l'attente de renseignements complémentaires). Enfin, RESA ne peut garantir un suivi de qualité.
3. L'AIEG et l'AIESH ne suivent pas et donc ne rapportent pas les données demandées dans le tableau du rapport qualité.

Actions

1. La CWaPE souhaite, dans un premier temps du moins et sur base de la législation en vigueur, faire le point sur la manière de calculer les différents délais pour le remplissage du tableau repris dans le RQ.
 - Études :
 - . d'orientation (art.71 RTDE) : délai entre le paiement de l'étude par le demandeur et l'envoi des conclusions au demandeur ;
 - . de détail (art.82 §1^{er} RTDE) : délai entre la réception de la demande complète/du paiement de l'étude (date la plus tardive) et l'envoi d'une proposition technique et financière (PTF) au demandeur. Les cas prévus aux §2 et 3 de l'article 82 ne doivent pas être repris dans le tableau.
 - Offres de raccordement BT :
 - . ≤ 10 kVA sans étude (art.94 §2 RTDE) : délai entre la date de demande complète et l'envoi de l'offre ;
 - . > 10 kVA (art.94 §2 RTDE) : délai entre la date de demande complète et l'envoi de l'offre ;
 - . > 56 kVA (art.94 §3 RTDE) : le GRD peut imposer, en fonction de la configuration de son réseau, la même procédure d'étude d'orientation et/ou de détail que celle prévue dans la procédure de raccordement en HT ;
 - . temporaire (art.96 §3 RTDE) : délai entre la date de demande complète et la réponse au demandeur.

- Raccordements :
 - . BT réalisation (art.95 §4 RTDE) :
délai entre la date de paiement du devis et la réalisation du raccordement, déduction faite du délai nécessaire pour l'obtention des permis et autres autorisations ;
 - . BT mise sous tension (art.97 §1^{er} RTDE) :
délai entre la réalisation du raccordement (+move-in) et la mise sous tension. À noter qu'en pratique, la mise sous tension a lieu, dans la toute grande majorité des cas, directement après la réalisation du raccordement ;
 - . MT contrat raccordement (art.83 §1^{er} RTDE) :
délai entre la date d'accord sur la proposition technique et financière, et l'envoi du contrat au demandeur ;
 - . Remise en service /réouverture :
absence de référence réglementaire clairement identifiée. Par convention, il s'agit du délai entre le « move-in » sur un point d'accès existant et la « remise » en service par le GRD (3 JO).

2. Tenant compte des constats 1 à 3 et du fait que des GRD ont souhaité « remettre à plat » le tableau du RQ, la CWaPE reste ouverte à toute proposition concertée des GRD.

La CWaPE est d'avis cependant qu'il serait intéressant, à l'avenir, de faire la distinction entre les demandes de raccordement relatives au prélèvement et celles relatives à l'injection.

Une **piste** envisagée par la CWaPE pourrait être, **à législation inchangée**, de :

- conserver un tableau simplifié dans le RQ (nombre total d'études, d'offres, de raccordements avec le nombre de dossiers dans les délais ainsi que le nombre de dossiers avec dépassement des délais pour cause « GRD »...);
- renseigner la liste des études, des offres et des raccordements clôturés lors de l'année n-1, en annexe du rapport qualité.

Les données consolidées communiquées dans le tableau devraient être basées sur un processus de collecte reconnu fiable par la CWaPE sur base d'un audit. La CWaPE se réserverait le droit de procéder à des contrôles ultérieurs, afin d'établir le maintien d'un niveau de fiabilité suffisant.

Pour les GRD pour lesquels cette fiabilité n'aurait pas été établie, la CWaPE réaliserait alors un contrôle du respect des délais légaux sur base d'un échantillon des études, offres et raccordements renseignés en annexe du rapport qualité et dont les modalités sont encore à déterminer.

Pour ce faire, les GRD devraient à tout le moins enregistrer les dates suivantes dans leur système :

- Date de réception de la demande par le GRD. Il ne s'agit donc pas de la date de saisie des données dans le système du GRD ;
- Date de planification de la visite ;
- Date de visite technique ;
- Date de visite technique reportée suite à la demande de l'URD ;
- Date de demande complète ;
- Date d'envoi de l'offre (ou PTF) ;
- Date de paiement du devis/Date de l'accord écrit du demandeur ;
- (Date d'envoi du contrat MT) ;
- Date de demande des autorisations /permis ;
- Date de réception de la dernière autorisation/du dernier permis ;
- Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD ;
- Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD ;

- Date de mise en service.

Dans le cas où un GRD serait dans l'incapacité d'enregistrer les dates mentionnées ci-avant, il ne pourrait pas systématiquement identifier les étapes du processus sur lesquelles il n'a pas de prise. La CWaPE n'aurait dès lors d'autre choix que de se baser sur les dates à sa disposition pour contrôler le respect des délais légaux, ce qui pourrait conduire à un résultat moins favorable pour le GRD.

Exemple pour un raccordement $BT \leq 10 \text{ KVA}$ (30 JC)

Cas 1

1. Paiement du devis : 1/3/2020 (date prise en compte dans le calcul : 2/3/2020*)
2. Date de demande des autorisations/permis : 11/3/2020
3. Date réception de la dernière autorisation/du dernier permis : 25/3/2020 (date prise en compte dans le calcul : 26/3/2020*)
4. Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD : 10/4/2020
5. Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD : 15/5/2020

Délai pour le raccordement = (2)-(1) + (4)-(3) = 9+15 = 24 JC → **délai respecté**

Cas 2 :

1. Paiement du devis : 1/3/2020 (date prise en compte dans le calcul : 2/3/2020*)
2. Date de demande des autorisations/permis : inconnue
3. Date réception de la dernière autorisation/du dernier permis : 25/3/2020 (date prise en compte dans la 2^{ème} partie du calcul : 26/3/2020*)
4. Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD : 10/4/2020
5. Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD : 15/5/2020

*conformément aux modalités prévues dans les lignes directrices relatives aux indemnisations.

Délai pour le raccordement = (3)-(1) + (4)-(3) = 23+15 = 38 JC → **délai non respecté**

À noter que, dans le cadre d'une demande de raccordement mixte (gaz et électricité) et compte tenu des différents délais légaux en gaz et en électricité, les GRD devraient au minimum attirer l'attention (dans l'offre de prix par exemple) et/ou demander l'accord du demandeur sur le fait que les délais légaux à respecter pour un fluide en particulier pourraient ne pas être respectés du fait d'une demande de raccordement mixte.

Les demandes de raccordement mixte seraient clairement identifiées dans le tableau en annexe du rapport qualité.

Enfin, la CWaPE demande à l'AIEG et l'AIESH de mettre en place un système fiable pour le monitoring des différents délais, et ce conformément à la procédure qui sera décidée en concertation avec les GRD.

7.1.6. Coupures programmées

Constats

La CWaPE constate que le processus de monitoring est totalement maîtrisé chez la majorité des GRD. À l'AIESH, par contre, le processus est partiellement maîtrisé.

1. L'AIESH ne peut, dans les faits, garantir que les délais légaux pour informer les URD d'une coupure programmée sont respectés. En effet, ces délais ne sont actuellement pas contrôlés par le GRD.
2. Certains GRD renseignent sur leur site des coupures programmées avec une durée prévue supérieure à 4 heures. Sans autres explications sur ces coupures de plus de 4 heures et bien qu'il s'agisse de durées estimées, cela pourrait être interprété comme un non-respect de la législation en vigueur.

Actions

1. La CWaPE demande à l'AIESH de se doter des moyens nécessaires pour s'assurer que les délais d'avertissement sont bien conformes aux prescrits légaux.
2. Afin de prévenir les erreurs d'interprétation, la CWaPE suggère à tout le moins aux GRD de préciser sur le site qu'un groupe serait prévu si la durée de la coupure devait excéder 4 heures (sauf impossibilité technique). Les GRD pourraient aussi renseigner a posteriori sur leur site, les durées exactes des interruptions qui sont, dans la majorité des cas, inférieures aux durées prévues.

Au-delà du rapport qualité, la CWaPE rappelle par ailleurs que, conformément à l'article 135, §3, du RTDE, le GRD doit publier sur son site le programme dûment tenu à jour des interruptions planifiées, ainsi que la durée prévue et les causes et ce dans un **délai inférieur à cinq jours**.

7.1.7. Autres propositions d'adaptation du rapport qualité

Dans un souci de simplification administrative, la CWaPE propose de supprimer le point relatif à la mise en service des groupes électrogènes.

La CWaPE reste ouverte à toute autre proposition d'adaptation émanant des GRD (ex : ajout d'un point reprenant les résultats des enquêtes de satisfaction menées par les GRD sur les différents items du rapport qualité).

7.1.8. Résumé des actions

Item du RQ	Constat	Actions					
		CWaPE	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Interruptions MT	1	Rappel de la prescription C10/14	Application de la prescription C10/14				
	2	Proposition de définition	Validation de la proposition et intégration				
	3	Rappel sur les heures à monitorer	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption		Utilisation dans le RQ, des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption
	4	Proposition de définition	Validation de la proposition et intégration				
Interruptions BT	1	Proposition de définition	Validation de la proposition et intégration				
	2	Proposition de définition	Validation de la proposition et intégration				
	3	Rappel sur les heures à monitorer	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption		Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption	Monitoring des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption
	4	Remarques sur le document de référence OPM-010-REF03 d'ORES			Révision du document de référence		
	5	Remarques sur la manière de mettre à jour les				Transmission et/ou présentation	

Item du RQ	Constat	Actions					
		CWaPE	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
		données suite à une interruption				du fichier adapté	
	6	Demande à l'AIESH		Mise en place d'un processus qui garantit l'exhaustivité et la fiabilité des données du RQ			
Mesures MT	1	Attente proposition éventuelle des GRD	Examen du commentaire de REW et proposition				
« Plaintes » MT/BT	1	Adaptation de l'intitulé dans le RQ	Validation de la proposition et intégration				
	2	Proposition nouvelle structure annexe 4	Validation de la proposition et intégration				
	3	Proposition de principes généraux	Validation des principes généraux et intégration				
	4						
	5						
	6	Demande à l'AIESH et au REW		Mise en place d'un processus qui garantit l'exhaustivité et la fiabilité des données du RQ			Adaptation du processus afin de garantir l'exhaustivité et la fiabilité des données du RQ
	1	Rappel du calcul des délais					

Item du RQ	Constat	Actions					
		CWaPE	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Délais de raccordement et études							
	2	Proposition méthodologie	Validation de la proposition et intégration				
	3	Demande à l'AIEG et l'AIESH	Mise en place d'un processus de monitoring	Mise en place d'un processus de monitoring			
Coupures programmées	1	Demande à l'AIESH		Mise en place d'un processus pour garantir le respect les délais d'avertissement des URD			
	2	Proposition pour compléter les infos sur le site internet des GRD	Validation de la proposition et intégration				

7.2. Rapport qualité gaz

7.2.1. Fuites, état du réseau, accidents et incidents

Le processus de monitoring est totalement maîtrisé par ORES et RESA.

7.2.2. Demandes d'interventions et délais

Le processus de monitoring est totalement maîtrisé par ORES et RESA.

7.2.3. Demandes de raccordement et délais

Le processus est totalement maîtrisé chez ORES alors que chez RESA, il ne l'est pas.

Le processus de monitoring étant similaire à celui mis en place pour l'électricité, la CWaPE a fait état des différents constats et autres actions au point 7.1.5. La CWaPE a par ailleurs formulé plusieurs propositions qui pourraient, pour la plupart du moins, être appliquées au rapport qualité gaz.

À noter que RESA a attiré l'attention de la CWaPE sur le fait que le délai légal de 5 jours ouvrables pour demander les autorisations est, dans les faits, difficile à tenir dans la mesure où, dans certains cas, la demande doit passer par le bureau de dessin avant de pouvoir demander des autorisations.

Comme pour l'électricité, la CWaPE reste ouverte à une proposition concertée des GRD.

7.2.4. Interruptions de fourniture non planifiées

Le processus est totalement maîtrisé chez RESA alors que chez ORES, il l'est partiellement.

Constat

Chez ORES, le nombre de clients impactés lors d'une interruption de fourniture non planifiée n'est pas représentatif de la réalité puisque déterminé sur base du nombre d'appels uniquement.

Action

Adapter le processus en ORES pour déterminer le nombre de clients impactés par une interruption de fourniture non planifiée

7.2.5. Gestion des plaintes

Le processus de monitoring est totalement maîtrisé par ORES et RESA. Néanmoins, dans un souci de simplification administrative, la CWaPE propose de supprimer ce point du rapport qualité car il n'apporte pas de réelle plus-value.

8. ANNEXE 1 : QUESTIONS POSÉES DANS LE CADRE DE L'AUDIT « SYSTÈME »

8.1. Les interruptions d'accès

8.1.1. ORES

Documents

Procédure OPM-010-P01 - Coordination pannes
Instruction OPM-000-I2 – Localisation intervention (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Instruction OPM-010-I01 - Organisation des coordinations pannes
Instruction OPM-010-I02 – Organisation du NCC (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Instruction OPM-010-I03 - Captation d'une panne
Instruction OPM-010-I04 - Gestion IVR et message écran
Instruction OPM-010-I09 - Gestion des coupures planifiées
Instruction OPM-010-I11- Traitement d'une fiche d'appel
Instruction OPM-010-I12- Traitement d'une fiche d'intervention
Instruction OPM-010-I31 - Post admin : clôture de la fiche d'intervention
Instruction OPM-010-I32 - Post admin : validation de l'intervention
Instruction OPM-010-I33 - Post admin : reporting
Instruction OPM-010-I41 – Traitement panne EP (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Instruction OPM-010-I42 – Traitement pannes compteur à budget
Instruction OPM-010-I43 - Traitement des clients avec accès dédiés
Instruction OPM-010-I44-Anomalies liées aux impétrants (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Instruction OPM-010-I47 – Odeur gaz –Intoxication CO (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Instruction OPM-030-I01- Rôle de garde-RDGWAL (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)
Lexique OPM-000-F01- Lexique Coordinations Pannes
Document de référence OPM-010-REF03 : Liste des causes, objets et natures
Document de référence OPM-010-REF05 : Liste des types de panne TTG
Document de référence OPM-010-REF06 : Agents 123-BT &GAZ (non transmis mais, a priori, pas nécessaire)

Résumé

La coordination des pannes est détaillée dans des logigrammes repris en pages 4 et 5 de la procédure OPM – 010-P01.

Questions

- *Procédure OPM-010-P01*
 - o Question 1 -Pg1 : Pour notre bonne compréhension, veuillez nous préciser/rappeler quels secteurs d'ORES sont compris dans les zones EST et OUEST ?

Historiquement, la Wallonie était subdivisée en 2 zones d'exploitation (Ouest et Est) avec une direction pour chaque zone. Ces 2 zones ont été regroupées sous la même direction au sein du département infrastructure il y a quelques années. Il subsiste néanmoins quelques spécificités liées à ces anciennes zones.

Zone Ouest = ORES Mouscron + ORES Hainaut + ORES Brabant Wallon.

Zone Est = ORES Verviers + ORES Est + ORES Luxembourg + ORES Namur.

- o Question 2 - Pg1 : Pourquoi cette procédure n'est-elle pas applicable aux «travaux planifiés » de la zone EST ?
La coordination pannes est réalisée par les travaux planifiés à l'Ouest uniquement. A l'est cela est pris en charge au niveau du service exploitation.
- o Question 3 -Pg 4 : Dans le cas où un fournisseur signale une panne (A&T) aucune fiche d'appel /d'intervention n'est créée. Est-ce bien exact ? Si oui, pourquoi ?
Une fiche d'appel est bien créée dans ce type de cas de figure.
- o Question 4 – Pg 7, pt 7 : Que constitue le PO Breakdown ? Sur quoi portent les corrections qu'il est amené à effectuer ?
Le PO Breakdown est le Process Owner Dépannages.
Les corrections sont réalisées par les coordinations pannes locales suivant le processus décrit dans l'instruction « Reportings » OPM-010-I33 et plus particulièrement aux paragraphes 3 et 4. Ces corrections portent essentiellement sur de mauvais encodages notamment dus aux situations réseau chargées ou à des erreurs d'encodage des agents.
- *Instruction OPM-010-I03*
 - o Question 5 – Pg 4, pt 4.1.3 : Qu'est-ce que la « coupole » ?
La coupole est une application informatique exclusivement utilisée par le net call-center. Cette application permet de réaliser une interface entre différentes bases de données et applications Ores. Une définition sera ajoutée au lexique.
 - o Question 6 – Pg 7, pt 4.4 : Les données relatives aux interruptions liées à ces cas spécifiques (ex. clients avec accès dédicacé) sont-elles reprises dans les statistiques utilisées pour le rapport qualité ?
Oui au même titre que les autres interventions.
- *Instruction OPM-010-I11*
 - o Question 7 – Pg 4, pt 4.2 : Les pannes reportées, notamment lorsqu'un agent est sur un autre dépannage plus urgent et que le délai d'arrivée sur site risque d'être dépassé, ne sont pas reprises dans les statistiques envoyées au régulateur. Compte tenu de cette possibilité de report, comment ORES peut-elle garantir que les statistiques envoyées à la CWaPE reflètent bien la réalité ?
Un report s'effectue toujours en accord ou à la demande du client et dans le cas de situations non urgentes. Comme indiqué au paragraphe 4.2, le report ne sera jamais utilisé pour gérer le planning des agents.
- *Instruction OPM-010-I12*
 - o Question 8 – Pg 6, pt 4.5 : Veuillez préciser les raisons qui peuvent justifier une modification du délai d'intervention.
Le processus pouvant mener à une modification du délai d'intervention est expliqué au paragraphe 4.2 Panne reportée de l'instruction OPM-010-I11 Traitement d'une fiche d'appel.
- *Instruction OPM-010-I31*
 - o Question 9 – Pg 6, pt 2.3 : Dans quels cas par exemple les fiches d'appel non résolues sont-elles déliées de la fiche d'intervention ? Une nouvelle fiche d'intervention est-elle systématiquement créée pour ces fiches d'appels non résolues ?
Pour information, il est possible de relier plusieurs fiches d'appel différentes à une intervention. C'est typiquement le cas de figure qui se produit en cas de panne réseau. Le programme TTG ne permet pas de supprimer une fiche d'appel. Dès lors si une fiche d'appel a dans un premier

temps été liée erronément (sur base des éléments connus en temps réel) à une intervention, la fiche d'appel concernée sera déliée de l'intervention. Une nouvelle intervention devra être créée et la fiche d'appel concernée y sera liée.

- *Instruction OPM-010-I32*

- o Question 10 – Pg3, pt 2.1 : Après l'archivage, le COP a toujours la possibilité de modifier certains champs de la fiche d'intervention (ex : heure du premier appel, heure d'arrivée sur site...). Compte tenu notamment du fait qu'une aide à la validation identifiant par exemple les délais non conformes est disponible et que ces délais validés sont pris en compte pour les différents reportings, comment cette possibilité de modifier certains champs est-elle encadrée ?

Cette possibilité est encadrée strictement et de plusieurs manières.

Tout d'abord, les données originales ne sont pas modifiables. Les modifications portent sur une copie de ces données originales. Ensuite, seules certaines personnes désignées en région peuvent procéder à ces modifications. Enfin comme illustré à la copie d'écran au paragraphe 2.2, il y a un champ « Commentaire validation » qui doit obligatoirement être complété afin de justifier la modification.

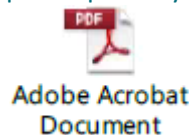
- *Instruction OPM-010-I33*

- o Question 11 – Pg 5, pt4 : Est-il prévu une ultime validation des données destinées à la CWaPE par Assets Management ?

Non les régions sont seules responsables de données fournies et seules aptes à déterminer si elles correspondent à la réalité de terrain. Ces données sont consolidées ensuite par Asset Management avant intégration dans les rapports qualité.

- o Question 12 – Pg5,pt5 : Comment, en pratique, les indices de qualité relatifs à la disponibilité de l'accès au réseau MT (y compris la répartition des interruptions par tronçon/feeder) sont-ils déterminés par ORES pour les rapports qualité ?

Tous ces indices sont calculés sur base de la prescription Synergrid C10/14.



- *Document de référence OPM-010-REF05*

- o Question 13 – pg 3 : Veuillez expliquer le type de panne « type oublié ».Quelle est la différence entre le type de panne KL1 –type oublié et X01 : type oublié ?

Il n'y a pas de différence entre KL1 et X01. Ce type de panne reste marginal et avait été créé lors de la transition entre d'anciens outils informatiques.

- o Question 14 – pg 3 : Veuillez expliquer les types de panne « Menaces PIU » et « Questions hors BKD » ainsi que la manière de déterminer les niveaux de priorité.

- Menaces PIU : PIU est l'acronyme de Plan Interne d'Urgence. Ce type de panne est indiqué dans des cas de figure où le plan interne d'urgence pourrait devoir être enclenché. Il s'agit de cas de menaces proférées par un client envers un agent ou envers les installations du GRD ;

- Questions hors BKD : BKD est l'abréviation utilisée en interne pour désigner le processus breakdown, c'est-à-dire le processus de suivi des pannes. Ce type de panne est repris quand l'appel arrivé via la ligne dépannage ne concerne pas une panne ;

- Niveaux de priorité : la manière de déterminer le niveau de panne est automatique en fonction du type de panne choisi.

8.1.2. RESA

Documents

Guide utilisateur SIMP02 : Dépannage électricité

Guide d'utilisateur INUR 01 : intervention urgente de la part des sous-traitants

Procédure PHT

Fichier xlsx : doc de travail pour tableau 2

Résumé

En BT, la gestion des interruptions d'accès est expliquée dans le guide d'utilisateur SIMP02 (dépannage électricité). Un diagramme est repris en page 9 du document.

En MT, les interruptions d'accès sont gérées via le « lynx ».

Questions

- *Courrier de RESA*

- o Question 1 - pt. 1.1 (étape 2) : (MT) Etant donné la possibilité pour la personne du centre d'encoder les rapports d'intervention dans deux supports différents (journal des manœuvres et dossier PHT), comment RESA peut-elle garantir que l'ensemble des interventions réalisées sont reprises dans la BD ?

Il n'y a pas de redondance entre les deux BD vu que les interruptions de fourniture sont uniquement présentes dans le PHT. Les responsables du CCP vérifient quotidiennement le rapport édité et apportent des aménagements si nécessaires.

- o Question 2 - pt. 1.1 (étape 2) : (MT) Veuillez svp nous transmettre un extrait du journal des manœuvres.

Un extrait du journal des manœuvres est annexé au présent document ; vous trouverez ci-dessous les intitulés des différentes colonnes :

CE : obsolète indiquait le centre d'exploitation qui avait réalisé la manœuvre avant la centralisation au CCP

Heures début et fin de la manœuvre

PCE : initiales du technicien ayant effectué la manœuvre

RRL : réenclenchement rapide et lent

LAHT : ligne haute tension (A : agression, F : fortuit)

CABLE : câble souterrain haute tension (A : agression, F : fortuit)

- o Question 3 - pt. 1.1 (étape 2) : (BT) Sauf erreur, RESA n'a pas transmis un exemple de rapport d'intervention BT utilisé par les agents. Veuillez svp nous en communiquer un.

Nous n'avons pas de rapport d'intervention BT, la transmission se fait par téléphone sur le terrain après l'intervention. Le technicien transmet par téléphone les résultats de l'intervention à un brigadier qui est un technicien spécialisé qui est capable de comprendre les résultats et la nature de l'intervention ; il est capable de poser les questions adéquates lorsque cela est nécessaire afin d'obtenir une conclusion correspondant techniquement à l'intervention.

- o Question 4 - pt. 1.1 (étape 2) : (BT) Quelle est la personne responsable de l'encodage des données du rapport d'intervention dans l'avis E1 ou E3 ? Les agents de terrain ont-ils la possibilité d'encoder directement dans l'avis, via une interface web par exemple, les données relatives à une intervention donnée ?

C'est le Brigadier Dépanneur avec les informations revenant du terrain. Il n'y a actuellement pas d'interface Web qui permettrait au technicien de rapatrier les informations directement dans l'avis mais un projet est sur la table pour équiper les agents de terrain d'un outil qui leur permettront de capter instantanément des informations du terrain. Concernant les avis E3, ce sont des dossiers d'intervention qui sont générés suite à une intervention présente dans un avis E1. L'interruption de fourniture est réglée dans l'avis E1

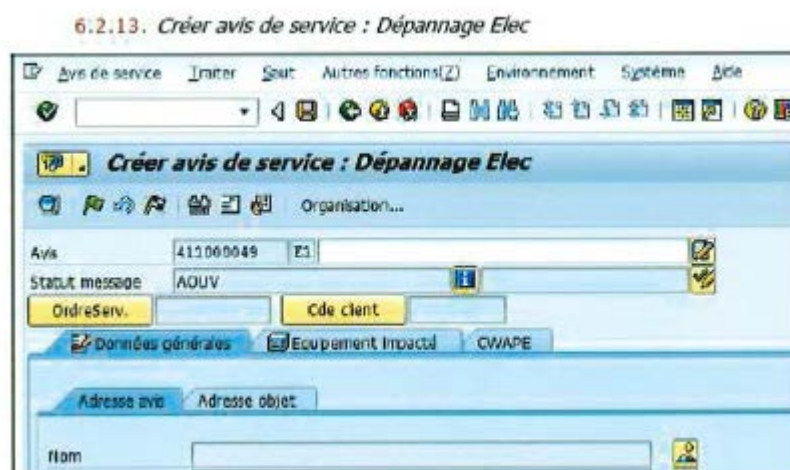
- o Question 5 - pt. 1.1 (étape 4) : lors de la réalisation du rapport qualité, RESA renseigne à la CWaPE les interruptions « liées » au problème « BT sans courant ». Pourquoi, par exemple, les interruptions « liées » au problème « BT normal » ne sont pas renseignées alors qu'il existe apparemment la possibilité d'inscrire le symptôme « URD sans courant » (cf. pages 34 et 35 du guide SIMP02) ?

Le Rapport n'inclut que les « sans courant » car il est lié à la priorité 1. SAP ne prévoit pas une limitation des champs dans la liste déroulante et les agents doivent respecter la procédure imposée et utiliser BT Sans courant. On crée toujours un avis E1 BT sans courant en fonction de l'appel du client qui se dit sans fourniture (symptôme : URD Sans Courant). Lorsque le technicien constate qu'il n'y a pas de problème au niveau des installations RESA (ex : défaut au niveau de l'installation privée) alors RESA facture un déplacement inutile et l'avis E1 est modifié par le Centre de maintenance le lendemain en BT Normal.

- o Question 6 - pt. 1.1 (étape 4) : sur quelle(s) base(s) les interventions urgentes sous-traitées (guide INUR01) sont-elles intégrées au rapport qualité transmis à la CWaPE car, sauf erreur, lors de la création d'un avis E3, il n'est pas possible de sélectionner le problème « BT sans courant » ?
Concernant les avis E3, ce sont des dossiers d'intervention qui sont générés suite à une intervention présente dans un avis E1. L'interruption de fourniture est réglée dans l'avis E1. Les avis E3 ne sont donc pas repris dans le rapport Qualité.

- *Guide d'utilisateur SIMP 02*

- o Question 7 - pg 31 : Quelle est l'utilité de l'onglet « CWaPE » qui est repris sur le « print-screen » ?



Cet onglet est essentiel, c'est celui qui détermine les heures d'appel, d'attribution et de conclusion nécessaires au Rapport Qualité.

6.3.1. Modifier avis de service : Dépannage Elec

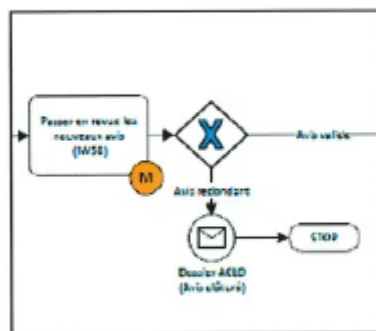
(1) Dans le champ **Priorité**, cliquez sur pour sélectionner la priorité de l'avis en fonction de l'urgence.

(2) Dans le champ **Début souhaité**, indiquez la date (et l'heure) souhaitée de planification de l'intervention.

Remarque : pour des raisons d'adaptation de la documentation et afin de conserver la cohérence du scénario présenté, le champ "Début souhaité" n'apparaît pas systématiquement sur l'ensemble des écrans suivants de ce guide utilisateur.

- o Question 8 - pg 33 : Sur quelle(s) base(s) la priorité d'un avis est-elle déterminée (ex : BT normal vs BT urgent) ?
Le BT Urgent est choisi lorsqu'il y a besoin d'une mise en sécurité urgente hors « URD sans courant »
- o Question 9 - pg 33 : La date (et heure) souhaitée de planification de l'intervention est-elle liée au niveau de priorité de l'avis ? Veuillez expliquer.
Non c'est lié à la disponibilité de l'URD, en effet RESA demande au client lorsqu'il est disponible afin qu'un technicien puisse venir faire l'intervention
- o Question 10 - pg 33 : La date (et heure) souhaitée de planification de l'intervention est-elle laissée à l'appréciation de l'opérateur? Veuillez expliquer.
Oui en concertation avec l'URD (heure en commentaire)
- o Question 11 - pg 54 : lorsque plusieurs avis redondants ont été créés pour même intervention, comment les dates (+heure) de début et de fin d'intervention sont-ils calculés ? En d'autres termes, est-ce la date (+ heure) du premier avis relatif à une intervention donnée qui est prise en compte pour le calcul des différents délais légaux ?

6.5. SIMP02_IW58_Passer en revue les nouveaux avis et traiter les avis redondants



Cette étape sert à passer en revue les nouveaux avis créés et à traiter les avis redondants. Lorsqu'un avis a déjà été créé pour une intervention et qu'il est donc redondant, il est rattaché à l'avis principal lié via cette transaction.

Oui c'est le premier appel qui est pris en compte, les avis redondants sont mis automatiquement en suppression.

- Fichier *xlsx* « doc de travail pour tableau 2 »
 - o Question 12 - feuille « original interup_non_prog_BT » : lorsqu'on filtre sur base des textes de priorité « BT normal » et BT « urgent », on constate à plusieurs reprises dans la colonne « désignation », la présence du motif « sans courant ». Veuillez expliquer. Ces interruptions ne sont dès lors pas reprises dans le RQ transmis à la CWaPE. Est-ce exact ?
 Oui effectivement, ce n'est pas toujours un « sans courant » sur le terrain (Mauvaise appréciation de l'URD, information erronée...). Lorsque le technicien constate qu'il n'y a pas de problème au niveau des installations RESA (ex : défaut au niveau de l'installation privée) alors RESA facture un déplacement inutile et l'avis E1 est modifié par le Centre de maintenance le lendemain en BT Normal.
 - o Question 13 - feuille « original interup_non_prog_BT » : dans la colonne « désignation », que signifie le motif « demande de dépannage DAT » ?
 C'est une demande de dépannage venant du département acces & transit (Litige, Fraude)

8.1.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris aux points 1.1 et 1.3 du document transmis

Questions

- *Audit AIESH 2018*

- o Question 1 - pt. 1.1 (étape 2) : (MT) Pour notre bonne compréhension, quelle est la nature des informations transmises au chef d'exploitation ? Ces informations sont-elles transmises oralement ou via un outil informatique par exemple ? Veuillez expliquer.

Les informations transmises au chef d'exploitation sont la raison de la coupure, la réparation effectuée, la situation transitoire, Ces informations sont transmises soit de manière orale soit par email.

- o Question 2 - pt. 1.1 (étape 3) : (MT) Quelle est la nature de la base de données ? S'agit-il d'un fichier xlsx ? Veuillez nous transmettre un extrait de cette BD ?

Cette base de données est réalisé a posteriori (réalisation du RQ) sur base de mail.

- o Question 3 - pt. 1.1 (étape 4) : (MT) Nous comprenons que le rapport qualité est réalisé au départ de 2 sources différentes (BD service d'exploitation et BD SCADA). Veuillez expliquer pourquoi vous vous référez aussi à la base de données SCADA alors que les informations relatives aux coupures ont normalement été renseignées dans la base de données exploitation (cf. étapes 2 et 3).

La base de données exploitation reprend les raisons de la coupure mais pas systématiquement les horaires précis des manœuvres.

- o Question 4 - pt. 1.3 (étape 1) : (BT) Les URD peuvent signaler les interruptions non planifiées par téléphone uniquement. Est-ce exact ?

Cela est exact.

- o Question 5 - pt. 1.3 (étape 2) : (BT) Les techniciens disposent-ils d'un support informatique pour recevoir les informations relatives à une interruption ?

Non.

- o Question 6 - pt. 1.3 (étape 2) : (BT) Une intervention implique systématiquement le remplissage d'une feuille de travail. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

Oui. Afin d'imputer la main d'œuvre de façon optimale l'ensemble des agents remplissent des feuilles de travail.

- o Question 7 - pt. 1.3 (étape 2) : (BT) Sauf erreur, nous n'avons pas reçu un exemple de « feuille de travail ». Veuillez nous en transmettre une.

Voir annexe.

- o Question 8 - pt. 1.3 (étape 3) : (BT) Nous comprenons que 2 bases de données coexistent (HO - livre de garde). Comment la coordination de ces 2 BD est-elle assurée dans le cas par exemple où une interruption survient pendant les heures ouvrables et se termine dans la nuit ?

La coupure est reprise dans les deux et les données sont vérifiées au moment de la fusion de celle-ci.

- o Question 9 - pt. 1.3 (étape 4) : (BT) Compte tenu des étapes 1 à 3, pour pouvoir réaliser le RQ, il est nécessaire que les informations reprises dans les différentes feuilles de travail aient été encodées correctement dans les 2 BD.

A quelle fréquence, les données reprises sur les feuilles de travail sont-elles encodées dans les BD ? Des contrôles sur l'exhaustivité mais aussi la qualité de ces données sont-ils réalisés ?

La BD reprenant les coupures n'est pas remplie à partir des FT mais directement par l'agent traitant l'appel. Aucun contrôle n'est réalisé sur l'exhaustivité ou sur la qualité de ces données.

8.1.4. AIEG

Documents

Audit AIEG 2018

Résumé

Voir logigramme repris dans les feuilles 4.1 du fichier xlsx transmis

Questions

- *Audit AIEG 2018*

- o Question 1 - pt. 4.1 : (MT) Pour notre bonne compréhension, quelle est la nature des informations transmises par SMS aux agents et aux ingénieurs.

Le sms contient l'heure et la date de la survenance de l'incident, la cabine concernée et le départ concerné (voir fichier joint).

- o Question 2 - pt. 4.1 : (MT) Sauf erreur, nous n'avons pas reçu un exemple de « formulaire d'intervention ». Veuillez nous en transmettre un.

Voir pièce jointe : formulaire relevé des coupures.

- o Question 3 - pt. 4.1 : (MT) Les données relatives à une intervention sont encodées dans un fichier xlsx « coupures » après corrections éventuelles par l'ingénieur. Veuillez nous préciser la nature des corrections réalisées. Veuillez également nous transmettre une copie du fichier xlsx « coupures ».

Les corrections effectuées concernent principalement les numéros de départ déclenché ou le nombre de cabines impactées, le fichier 'Coupures' est joint en annexe.

- o Question 4 - pt. 4.1: (BT) Les URD peuvent signaler les interruptions non planifiées par téléphone uniquement. Est-ce exact ?

Ils peuvent aussi le signaler par mail à travers notre site internet, mais ce moyen est principalement utilisé pour les pannes d'éclairage public.

- o Question 5 - pt. 4.1: (BT) Comment sont traités les appels pendant et en dehors des heures de bureau ? Veuillez expliquer.

Une centrale téléphonique transfère l'appel à un agent de garde téléphonique accessible 24h/24, si l'agent de garde téléphonique ne répond, l'appel est transféré automatiquement à l'ingénieur de garde, si les deux sont occupés, le client est mis en attente, si les deux ne répondent pas, un mail et un sms sont envoyés au directeur général.

- o Question 6 - pt. 4.1 : (BT) Sauf erreur, nous n'avons pas reçu un exemple de « formulaire d'intervention ». Veuillez nous en transmettre un.

Idem que question 2.

- o Question 7 - pt. 4.1: (BT) A la lecture du logigramme, nous comprenons que les informations relatives à une interruption non planifiée sont encodées dans « Mercator » après l'intervention de l'agent. Nous présumons cependant qu'une fiche est ouverte dès l'appel du client. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

Aucune fiche n'est ouverte à l'appel du client, seul le rapport de l'agent alimente la base de données Mercator.

- o Question 8 - pt. 4.1: (BT) Quelles sont les informations relatives à une interruption non planifiée que l'on peut retrouver dans « Mercator » ?

Le cout de l'intervention (nombre d'heures passés sur place).

Le nombre de km parcouru.

Le cout du matériel mit en œuvre.

Le reste des informations (techniques) sont encodés par l'ingénieur dans le fichier coupures.

- o Question 9 - pt. 4.1: (BT) En pratique, sur base de quels critères l'extraction des données est-elle réalisée ? Pour notre bonne information, veuillez nous transmettre le résultat de cette extraction (fichier xlsx ou autre).

L'extraction peut se faire sur base de la localisation de la panne (commune, localité), de l'adresse et du type de panne (HT ou BT).

8.1.5. REW

Documents

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018

OT DIVERS

OT garde

PT PLAN ENTRETIEN RESEAU BT

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille « interruption Accès » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2*
 - o Question 1 - (Évènement) : Pour notre bonne compréhension, veuillez nous indiquer en quoi consiste le « dispatching ».
Il s'agit du Dispatching ORES à Namur si le problème est détecté sur le jeu de barres 11.4 kV en aval de la protection transfo du poste ou le Dispatching ELIA de Bruxelles si le problème est détecté en amont de la connexion transfo du poste.
 - o Question 2 - (Étape 1) : Nous comprenons qu'un client peut contacter l'homme de garde en direct. Le client n'est pas forcément dirigé vers une « centrale » qui traite l'appel et informe l'homme de garde. Est-ce exact ?
Pas de centrale d'appel sur Wavre. L'homme de garde est appelé en direct.
 - o Question 3 - (Étape 2) : Nous comprenons que, pour chaque interruption, un agent doit systématiquement compléter une feuille de travail /dépannage/de garde (technique) ainsi qu'une feuille de prestation (heures). Est-ce exact ?
La feuille de garde/dépannage/de garde est la feuille de prestation. Il ne complète qu'un document.
 - o Question 4 - (Étape 3) : Nous notons que l'encodage des données est réalisé sur base d'informations communiquées notamment, par sms, courriel ou oralement. Nous présumons

que ces informations servent uniquement à préciser/confirmer le contenu d'une feuille de travail / de prestation. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

En effet, il s'agit d'un complément à l'information déjà reprise sur la feuille de travail et qui va nous permettre d'obtenir les détails complémentaires si nécessaires.

- o Question 5 - (Étape 3) : Pour notre bonne information, veuillez nous transmettre une copie des 5 fichiers xlsx complétés par le directeur d'exploitation technique.

Nous vous les communiquerons en annexe du document.

- o Question 6 – (Étapes 2 et 3) : lorsque plusieurs feuilles de travail /de prestation concernent la même interruption, comment en pratique, ces feuilles sont-elles « liées entre elles ? En d'autres termes, comment dans ce cas, les heures de début et de fin d'interruption sont-elles déterminées ?

La feuille de travail de l'homme de garde ou de l'équipe la première à pied d'œuvre sert de référence.

- o Question 7 - (Étape 4) : Nous relevons que le bureau d'études intervient également dans la réalisation du RQ. A quel(s) niveau(x) ? Veuillez expliquer.

Le bureau d'études collecte les données de variation des tensions et courants postes d'injections et dans les cabines réseau équipés de RTU. Ces données lorsqu'elles sont probantes nous permet de une plus grand précision sur l'heure de début et de fin d'un problème majeur.

8.2. L'onde de tension

8.2.1. ORES

Documents

Campagne de mesures permanentes de la qualité de la tension dans les réseaux de distribution – ORES – Année 2017

Résumé

LABORELEC réalise pour ORES un rapport qui présente la consolidation des mesures des résultats des mesures permanentes de la qualité de la tension pour l'ensemble des sites en service dans le réseau de distribution MT géré par ORES. Les conclusions générales sont reprises au point 8 (page 40) du rapport.

Questions

- *Campagne de mesures permanentes de la qualité de la tension dans les réseaux de distribution*
 - o Question 15 – Pg 6, pt 2 : Qu'est-ce qu'un point de mesure semi-permanent ?
Il s'agit d'un endroit du réseau où l'on place un appareil mobile (et non plus fixe) en cas de besoin de mesures spécifiques (besoin ORES ou demande client) pour une période plus ou moins longue (quelques semaines à quelques mois).
 - o Question 16 – Pg 17, pt 3.3.6 : A partir d'une certaine durée ($500 < t \leq 1000$) les coefficients de pondération pour le calcul du NQF sont identiques. Veuillez expliquer (pour notre bonne compréhension)?
Valeurs issues de la norme. Des catégories (fonction de la durée) étaient prévues initialement mais à partir de 500 ms, l'impact du creux est déjà considéré comme maximum -> les coefficients n'augmentent plus.
 - o Question 17 – Pg 40, pt8 : Comment les écarts par rapport à la norme (cf. ci-avant) sont-ils traités par ORES ?
Concernant les dépassements « flicker », il n'y a pas d'action actuellement en ORES car nous n'avons pas de plaintes à ce sujet.
Pour les 2 postes où il y a eu une semaine problématique concernant la valeur de la tension RMS, il s'agissait de problèmes au niveau du régulateur du transfo HT/MT côté GRT.
Toujours en ce qui concerne la régulation de tension, des discussions ont lieu en Synergrid avec le GRT concernant :
 - Standards transfos : au niveau des régulateurs (vu l'accroissement de productions décentralisées réinjectant à travers les transfos) ;
 - Gestion du réactif pour le maintien de la tension.
 - o Question 18 – Pg 40, pt8 : Selon notre compréhension, les régions transmettent les résultats des mesures à Assets Management qui les intègre dans le RQ. Est-ce bien exact ?
Pour cette partie, c'est le service Solution Technique Vision Long Terme qui transmet à Asset Management. Asset Management intègre ensuite dans les rapports qualité.
 - o Question 19 – Pg 40, pt 8.1 (Valeurs RMS de la tension) : Les points de mesure BOMAL et St-SERVAIS ne répondent apparemment pas, une semaine par an, aux critères de la norme EN

50160. Cependant, dans les rapports qualité, il est noté que ces points de mesure sont « OK » par rapport au critère « variation de tension ». Veuillez expliquer.

Erreur de retranscription dans le tableau inséré dans le rapport qualité. En effet, cela aurait dû être indiqué.

- o Question 20 : Pg 41, pt 8.2 (Flicker) : Pour plusieurs points de mesure (Athus, Aubange, Latour, Manège, Saint-Mard), le nombre de semaines non conformes est supérieur à 10. Cependant, dans le rapport qualité d'ORES Luxembourg par exemple, on note que les dépassements au niveau des points de mesure concernés sont très légers (1 à 2 semaines par an). Veuillez expliquer.

Pour Athus, Aubange et Saint-Mard, la justification pour les dépassements qui est reprise dans le rapport qualité 2017 du secteur ORES Luxembourg est la suivante :

provient de la sidérurgie luxembourgeoise raccordée en HT. Pas de plainte enregistrée.

La justification concernant le poste de Manège qui est reprise dans le rapport qualité 2017 du secteur ORES Hainaut est la suivante : (*) En 2017, on remarque une augmentation des postes en dépassement mais sans retrouver le nombre de 2015 et surtout de 2014. Ces dépassements se produisent un très petit nombre de semaines par an et n'entraînent pas de plainte de la clientèle. La partie surlignée en vert ayant été ajoutée suite aux échanges avec la CWaPE lors de la présentation des projets de rapports qualité. Il aurait en effet fallu la nuancer pour le poste de Manège.

Pour le poste de Latour, la justification renseignée dans le rapport qualité du secteur ORES Luxembourg n'est pas exacte. Il aurait fallu indiquer Ces dépassements n'entraînent pas de plainte de la clientèle en lieu et place de très léger dépassement : 1 ou 2 semaines par an (à surveiller).

8.2.2. RESA

Documents

Campagne de mesures permanentes de la qualité de la tension dans les réseaux de distribution – RESA – Année 2017

Résumé

LABORELEC réalise pour RESA un rapport qui présente la consolidation des mesures des résultats des mesures permanentes de la qualité de la tension pour l'ensemble des sites en service dans le réseau de distribution MT géré par RESA. Les conclusions générales sont reprises au point 8 (page 40) du rapport.

Questions

RAS

8.2.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 2.1 du document transmis

Questions

- *Audit AIESH 2018*

- o Question 10 - pt. 2.1 : Pour notre bonne information, veuillez nous transmettre les résultats détaillés des mesures réalisées en 2017 sur les postes de Chimay, Momignies et Solre-St-Géry.
[Voir annexe.](#)

8.2.4. AIEG

Documents :

Audit AIEG 2018

Résumé :

Voir logigramme repris dans la feuille 4.2 (vide) du fichier xlsx transmis

Questions :

- *Audit AIEG 2018*

- o Question 10 - pt. 4.2 : Dans le rapport qualité 2017, l'AIEG indique que les compteurs placés chez les clients MT et trans BT ne permettent pas d'obtenir une analyse dans le sens de la norme 50160. Seuls les dépassements critiques des valeurs de tension sont enregistrés dans la centrale d'acquisition pour analyse. Veuillez nous indiquer, d'une ce que l'AIEG considère comme « dépassement critique des valeurs de tension ».

[+/- 10 % en basse tension, +/- 5 % en Moyenne tension : en ce qui concerne la tension Nominale. Pour certains clients avec une unité de production, toute variation de fréquence en dessous de 49,8 hz et au-dessus de 50,2 hz est considérée comme dépassement critique, même si c'est très rare.](#)

[Cette analyse est faite à posteriori et de manière manuelle après extraction des courbes de charge des compteurs.](#)

- o Question 11 - pt. 4.2 : Comment l'AIEG garantit-elle que les caractéristiques de la tension fournie sur son réseau sont bien conformes à la norme 50160 ? A ce sujet, quelles sont par exemple, les mesures effectuées dans les postes (quid des résultats) ?

[Des appareils de mesure POWER QUALITY sont d'office installés dans les Postes ELIA et son gérés par LABORELEC pour le compte de l'ensemble des GRD présents au poste, des rapports hebdomadaires conformes à la 50A10 sont envoyés par mail \(exemplaire Joint\).](#)

8.2.5. REW

Documents

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018
OT DIVERS
OT TELERELEVES TBT HT
PT PLAN ENTRETIEN RESEAU BT

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille « Mesures MT » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018*
 - o Question 8 - (Étape 2) : Pour notre bonne information, quelles sont les données sur la qualité de l'onde, enregistrées par les compteurs communicants et les PQ sur TGBT des cabines SMART ? Pourriez-vous svp nous transmettre les résultats des mesures réalisées en 2018 par les QWAVE aux postes d'injection ?
Les données des QWAVE sont systématiquement transmises avec le rapport qualité. Ces informations sont déjà en votre possession.
 - o Question 9 - (Étape 3) : Veuillez nous transmettre une copie du fichier complété par le bureau d'études.
Nous pouvons vous transmettre un exemple de rapport qualité transmis par nos RTU en Cabine de distribution. Nous ne le relevons ces informations qu'en cas de doute sur la qualité de l'onde. Jamais de manière systématique.
 - o Question 10 - (Étape 3) : Nous notons que l'encodage des données est réalisé sur base d'informations communiquées notamment, par sms, courriel ou oralement. Nous présumons que ces informations servent uniquement à préciser/confirmer le contenu d'une feuille de travail / de prestation. Est-ce exact ?
C'est exact.

8.3. Les plaintes MT/BT

8.3.1. ORES

Documents

Procédure GPI-010-P1 – Procédure de gestion des plaintes insatisfaction

Procédure GPI-030-P1 – Procédure de gestion des plaintes médiation et escalade

Directive GPI- 010-D1 – Directive Gestion des Plaintes et Indemnisations

Instruction GPI- 010-IA106 – Captation – Recherche et création d’une plainte en CS

Instruction GPI-010-IA405 – Préparation – Traitement d’une plainte (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Résumé

Le logigramme des activités relatives à la gestion des plaintes est repris en page 3 de la procédure GPI-010-P1.

Questions

- *Procédure GPI-010-P1*

- o Question 21 – Pg 5, pt 7 : La plainte faite par JPB Matériaux (ORES LUX.) date de 2016 mais est pourtant reprise dans le RQ 2017. ORES prend donc en compte la date de clôture de la plainte pour compléter le RQ. Est-ce bien exact ?

C’est la date d’introduction de la plainte qui est prise en compte pour remplir le tableau. Dans le cas précis de JPB, la plainte se trouve déjà dans l’annexe des plaintes tension pour l’année 2016 et vu les démarches entreprises en 2016, elle était considérée comme clôturée. Il s’avère que ces démarches n’ont pas été suffisantes sur le long terme. Une plainte a donc été ré-ouverte en 2017 et il a été convenu de procéder à un passage à 400V. C’est la date d’introduction de la première plainte qui a été reprise comme date d’introduction pour la seconde plainte.

- o Question 22 – Pg 5, pt 7 : A l’heure actuelle, les différents RGPI transmettent leurs statistiques au service « ASSETS Management » et c’est ce dernier qui les reprend dans les différents rapports qualité ? Est-ce bien exact ?

Oui.

8.3.2. RESA

Documents

Gestion PV au niveau du dépannage

Guide utilisateur TREL01 : travaux électricité

Résumé

Les plaintes sont réceptionnées au niveau du Guichet unique situé Rue Louvrex. Il est ouvert 5j/7 et traite les plaintes, leurs origines sont :

- Formulaires plaintes
« RESA_demande_intervention_probleme_injection_production_decentralisee_EXE » (joint dans dossiers Plaintes BT/MT),

- par téléphone ou
- une visite au guichet.

Une première analyse sur le fondement de la plainte y est réalisée.

Lorsqu'une plainte est relative à une installation PV en BT avec raccordement monophasé, la solution de changer la phase d'alimentation de l'URD en le passant sur la plus chargée (celle dont la tension est la plus faible) est systématiquement adoptée en premier lieu. → **Traitement par le Centre de Maintenance**

Lorsque la plainte est liée à une unité de production décentralisée UPD (essentiellement photovoltaïque PV et jusqu'à 10 kVA) dont le raccordement est en triphasé → **Traitement par le Bureau d'étude**

Questions

• Courrier de RESA

- o Question 14 - pt. 1.2.2 (étape 1) : Nous comprenons que les plaintes sont enregistrées dans la BD dès leur réception. Les symptômes attribués pour une plainte sont uniquement « URD-sur tension » ou « URD –chute de tension ». Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

Il se base sur la liste déroulante SAP et choisit par défaut changement de phase (surtension et chute de tension) lorsque le problème est clairement défini par l'URD dans son appel.



- o Question 15 - pt. 1.2.2 (étape 1) : Lorsque des plaintes sont formulées par téléphone ou lors d'une visite au guichet, comment ces plaintes sont-elles tracées en interne ? Veuillez expliquer.

Elles sont tracées via l'installation technique du client (Avis E1 créé).

- o Question 16 - pt. 1.2.2 (étape 1) : Quelle est la personne qui réalise la première analyse sur le fondement de la plainte. Sur quelle(s) base(s) ?

Le TAD réalise une première analyse sur le réel symptôme de la plainte, le fondement de la plainte est donc déterminé dès l'appel. Cela reste néanmoins une interprétation de la part du télé appel. Chaque appel qui est lié à une plainte génère un avis E1, le télé appel averti néanmoins le risque du déplacement inutile facturable à l'URD lorsqu'il estime la demande farfelue, qui a donc parfois tendance à retirer sa plainte. On pourrait imaginer une nouvelle procédure qui demanderait au télé appel d'inciter l'URD à compléter le formulaire de plainte présent sur le site resa.be. Il n'y a pas chez RESA dédiée à temps plein au plaintes PV, il n'est donc pas possible de systématiquement venir lorsqu'il y a du soleil chez le client.

- o Question 17 - pt. 1.2.2 (étape 2) : Quelle est la procédure à suivre lorsque le changement de phase pour un URD avec une installation PV et raccordé en monophasé ne fonctionne pas

(tension après changement toujours hors norme) ? Transfert au bureau d'étude ? Veuillez expliquer.

Les dossiers arrivent au BE ELEC lorsque le dépannage a fait tout ce qui pouvait faire et que le problème de surtension se répète -> soit via le Guichet Unique ou via le DOP (avis). Nous prenons contact avec l'URD pour quelques explications et éventuellement prendre rdv. Il arrive de temps en temps que nous résolvons le problème par téléphone. Il est difficile de quantifier le nombre sur-sous tension après lequel le dossier est envoyé au BE.

- o Question 18 - pt. 1.2.2 (étape 2) : Dans quel(s) cas précis, RESA place-t-elle un dispositif de mesure de la tension comme indiqué dans la norme 50160 ?

Nous plaçons un appareil de mesure chez le client et quelque fois à la cabine qui l'alimente. Pour tous les dossiers qui arrivent au BE normalement.

- o Question 19 - pt. 1.2.2 (étape 4) : Veuillez expliquer pourquoi les plaintes traitées par le bureau d'étude doivent être extraites manuellement à la différence des plaintes traitées par le centre de maintenance?

Nos études sont encodées dans notre base de données avec la solution technique envisagée. Un projet est créé dans SAP pour réalisation -> soit vers le Bureau de dessin ou le Département opérationnel.

8.3.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 2.2 du document transmis

Questions

- *Audit AIESH 2018*

- o Question 11 - pt. 2.2 (étape 1) : Les plaintes peuvent être renseignées au siège de l'AIESH par téléphone uniquement. Il n'existe donc pas d'autres canaux pour renseigner une plainte. Est-ce exact ?

Les plaintes peuvent être renseignées à l'AIESH par téléphone, par email ou par courrier postal.

- o Question 12 - pt. 2.2 (étape 2) : En quoi consiste le rapport d'intervention (= feuille de travail ?). Veuillez nous transmettre un exemplaire.

A l'heure actuelle aucun lien ne fait le rapport entre une plainte et la feuille de travail, celle-ci reprend journalièrement les travaux effectués par les agents de terrain.

- o Question 13 - pt. 2.2 (étape 3) : Quelles sont les informations que les agents encodent actuellement dans les fichiers Excel (BD).Veuillez nous transmettre une copie de ces fichiers.

Coordonnées de l'appelant, date et raison de la plainte.

- o Question 14 - pt. 2.2 (étape 3) : Veuillez nous informer de l'état d'avancement de la nouvelle BD permettant de centraliser l'ensemble des étapes liées à une plainte. Quelles données seront collectées à terme ?
Celle-ci n'a pas encore été mise en place car nous étudions actuellement la possibilité de faire évoluer notre ERP.

8.3.4. AIEG

Documents

Audit AIEG 2018

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille 4.2 (plaintes) du fichier xlsx transmis

Questions

- *Audit AIEG 2018*
 - o Question 12 - pt. 4.2 : Quels sont les différents canaux (téléphone, formulaire...) utilisés par les URD pour introduire une plainte auprès de l'AIEG ?
Téléphone, mail, Formulaire sur le site Internet AIEG.
 - o Question 13 - pt. 4.2 : Quelles sont les informations disponibles dans le fichier xlsx « plaintes » ? Veuillez svp nous transmettre une copie de ce fichier.
Le fichier plainte a été créé pour répondre aux demandes de la CWaPE, sont repris la date de la plainte, le nom du client, son adresse ainsi que la raison de la plainte, est ce qu'elle est fondée, l'action de l'AIEG pour résoudre le problème, la date de résolution de la plainte et le cout que ça a généré.
 - o Question 14 - pt. 4.2 : Qui est en charge de l'analyse d'une plainte ? En quoi consiste cette analyse ? Veuillez expliquer.
Le service technique, selon la nature de la plainte :

« Surtension ou manque de tension » : envoi d'un agent de terrain sur place pour une mesure ponctuelle, voir placement d'un enregistreur de tension, en fonction des résultats des actions correctrices peuvent être envisagées.

« Décrochage onduleur PV » : on demande d'abord au client de surveiller sa production pendant quelques jours et de nous transmettre les index, si la perte de production est avérée, on demande au client de s'assurer que les réglages de l'onduleur sont bien des réglages belges selon la norme C10/11 et pas des réglages Allemands comme dans la majorité des cas, en dernier recours on envoie un agent de terrain sur place pour effectuer une mesure ou si le client dispose d'un compteur communiquant, on vérifie sa courbe de tension dans les journées ensoleillées, en fonction de cette analyse, des actions correctrices peuvent être envisagées (Mise à la terre du neutre, Diminution U sortie Tfo, renforcement tresse etc. etc.).

- o Question 15 - pt. 4.2 : Suite à l'analyse d'une plainte BT, 3 solutions peuvent être envisagées. Sur quelle(s) base(s) l'AIEG va-t-elle privilégier une solution plutôt qu'une autre ? Veuillez expliquer.
Principalement sur base de la rapidité de mise en œuvre et au coût que les différentes solutions vont engendrer.

Pour les décrochages des onduleurs PV, nous privilégierons une diminution ponctuelle de la tension de sortie du transformateur, tandis qu'en cas de plainte pour tension trop faible, on s'orientera vers un renforcement du réseau (pose d'une nouvelle tresse ou mise en place d'un réseau 1000 V), si une intervention est nécessaire chez un client disposant d'une installation photovoltaïque, un compteur communiquant est proposé gratuitement au client, ce qui nous permet de vérifier par après à distance la conformité de tension à son point de raccordement.

- o Question 16 - pt. 4.2 : Pour notre bonne information, quelle est la nature des mesures réalisées par le FLUKE 1735 ?
Cet appareil peut mesurer sur les trois phases, le courant la tension et la fréquence avec un échantillonnage allant de 1 à 15s.
- o Question 17 - pt. 4.2 : Sauf erreur, nous n'avons pas reçu un exemple de « rapport d'intervention ». Veuillez nous en transmettre un.
Idem que Q2.
- o Question 18 - pt. 4.2 : Qui, in fine, détermine si une plainte est fondée ou non ?
Le service technique, une fois le dossier clôturé, lorsque par exemple un agent se déplace chez un client et mesure en plein soleil une tension de 250 V et fait constater au client que son onduleur décroche à cette valeur alors qu'il ne devrait déclencher qu'à 264 V en instantané, le dysfonctionnement vient clairement d'un mauvais réglage des paramètres de l'onduleur, la plainte est considérée comme non fondée.

8.3.5. REW

Documents :

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018
OT DIVERS
OT TELERELEVES TBT HT
OT SMART BT

Résumé :

Voir logigramme repris dans la feuille « Plaintes MT/BT » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions :

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018*
 - o Question 11 - (Étape 1) : Quel(s) est/sont le(s) responsable(s) de l'analyse de pertinence par rapport à l'objet d'une plainte ? Sur quelle(s) base(s) cette analyse est-elle réalisée ?
Essentiellement sur base des éléments factuels transmis dans le document de 'plaintes'.

- o Question 12 - (Étapes 1 et 2) : Nous présumons qu'une plainte formulée par téléphone est systématiquement enregistrée, de manière informatique par exemple, en vue de son traitement. Nous présumons également que REW répond systématiquement par écrit à toute plainte formulée par un URD. Est-ce exact ?

L'enregistrement se fait dans notre ERP sous la forme d'une communication afin de garder la trace de l'appel et est associé à l'EAN. La réponse se fait soit par mail soit par téléphone soit par courrier. Si la réponse est donnée par téléphone, elle fait également l'objet d'une communication dans l'ERP.
- o Question 13 - (Étape 3) : Veuillez nous transmettre une copie du fichier complété par le bureau d'études.

Nous transmettons en annexe le fichier de plaintes. Il est également transmis dans le rapport qualité en votre possession.
- o Question 14 – (Étape 3) : Nous comprenons que le bureau d'études réalise l'encodage des données dans la BD alors que les plaintes sont traitées par la direction et la DET. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

Le directeur transmet le fichier de données complétées par son service.
- o Question 15 – (Étape 4) : Nous présumons que toutes les plaintes (et pas uniquement les plaintes fondées) sont renseignées dans le RQ. Est-ce exact ?

C'est exact. Mais comme expliqué elles sont peu nombreuses voire inexistantes.

8.4. La qualité des services fournis

8.4.1. ORES

Documents

Instruction TCL-040-IP401 – Procédure de raccordement /respect des délais d'exécution conformément au décret ELECT et GAZ

Instruction TRX-000-IP016 – Règles et critères des travaux CTM

Procédure TCL-040-P1 – Travaux clients/Traitement des demandes en basse puissance (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaires TRX-000-F7, TRX-000-F8, TRX-000-F9 TRX-000-F10 – recensement des risques spécifiques et mesures de prévention, journal de coordination et le journal de chantier (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F37 – Avis de passage (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F50A Confirmation de la date convenue d'un commun accord (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F50B Confirmation de la date fixée à votre demande (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F50C Confirmation de l'incapacité de l'URD à fixer une date (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F50D Demande de prendre contact pour confirmation d'une date (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F50E Lettre de report du rendez-vous car autorisations manquantes (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F57 Lettre de report du rendez-vous car déplacement inutile (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Directive CTM : SEC-040-D1 (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Instruction CTM : TRX-000-IP16 (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F11 -Annexe 1 gabarit de sécurité HT BT (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F12 - Annexe 2 mesures à prendre en cas de fuite de gaz (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F13 - Annexe 3 plan d'urgence (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F14 -Tableau de synthèse (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F16 - Convention multi maîtres d'ouvrage – coordination Ores (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TRX-000-F16bis Convention multi maîtres d'ouvrage – coordination hors Ores (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Instruction TCL-040-IP301 - Interface BOTTP BOTEX BOTSTBE lors des travaux raccordements (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Formulaire TCL-040-F13 - Document de relevé agent de contact (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Résumé

Les différents types de scenarii sont résumés en pages 26 et 27 de l'instruction TCL-040-IP401

Questions

- *Instruction TCL-040-IP401*

- o Question 23 : Afin de faciliter notre compréhension, pourriez-vous nous transmettre un lexique détaillant les codes utilisés dans cette procédure ?



- o Question 24 – Pg 4, pt 3 : En quoi consiste la coordination CTM ? Pour notre compréhension, à quoi correspondent les codes des demandes repris dans le tableau ?



- o Question 25 – Pg 6, pt 4.1 : Les seuls types de clients concernés que le BOTTP peut apparemment mentionner dans l'offre afin de différencier les montants des indemnités, sont « client résidentiel » et « client professionnel ». Quid par exemple des « autres clients de la BT » et types de clients gaz ($\leq 250 \text{ m}^3$) ?
Nous disposons en SAP de différents critères permettant d'identifier un client vis-à-vis des délais et des types d'indemnité à appliquer.

Les critères utilisés sont les suivants :

- client résidentiel / client professionnel ;
- le type de demande de travail :
 - E B XXX XXX : demande de travail E basse puissance (pour les clients basse tension) ;
 - E A XXX XXX : demande de travail E haute puissance (pour les clients TRANSBT, MT et TRANSMT) ;
 - G B XXX XXX : demande de travail G basse puissance (pour les clients $\leq 25 \text{ m}^3/\text{h}$) ;
 - G A XXX XXX : demande de travail G haute puissance (pour les clients $> 25 \text{ m}^3/\text{h}$).
- le type de raccordement en E et le critère « cwape creg » en G (voir instruction TCL-040-IP401 page 6 point 4.1).

- o Question 26 – Pg 6, pt 4.1 : Sur quelle(s) base(s) les délais pour la réalisation des offres et des études (orientation et détail) sont-ils calculés dans SAP ?

Les délais d'offre sont calculés à partir :

- de la date de recevabilité de la demande (demande complète reçue du client après éventuellement une visite technique) (date de clôture du code d'intervention DC avec statut utilisateur RECE en SAP) ;
- de la date de paiement par le client de l'étude d'orientation ou de détails lorsqu'elles sont d'application (date de clôture du code d'intervention PE en SAP).

- o Question 27 – Pg 7, pt 4.1 (tableau) : Le délai pour un raccordement standard/simple gaz avec travaux réseau est désormais de 60 JO.

En outre, le délai pour les raccordements non simples est désormais celui repris dans le contrat de raccordement. Le délai de 6 mois max. n'étant plus d'application. Veuillez vérifier les délais repris dans le tableau.

OK les délais seront vérifiés. A la connaissance d'ORES le délai de 6 mois maximum figure toujours dans le règlement technique à l'article 85 *[Article 85 §1^{er}. Sauf accord entre les parties, le délai de réalisation normal du raccordement non simple, dès réception d'une commande ferme, ne peut excéder six mois.]*

§2. Le GRD peut allonger ce délai, moyennant justification auprès du demandeur et précision si possible dans l'offre de raccordement visée à l'article 84, §6:

- pour des raisons techniques liées au raccordement;*
- pour des raisons administratives indépendantes de la volonté du GRD, consécutives à la survenance d'événements non prévisibles ou non quantifiable pour le GRD;*
- suite à une imprévoyance de l'URD rendant nécessaire un tel allongement.*

§3. Lorsque la demande concerne un raccordement d'une capacité supérieure ou égale à 250 m³(n) par heure, le délai visé au §1^{er} peut être défini d'un commun accord entre les parties.].

- o Question 28 – Pg 28, pt 7 : Quel service effectue le suivi mensuel afin de contrôler le respect des délais ? En quoi consiste ce suivi ?

Le service du process owner travaux clients édite chaque mois à l'attention des régions du département infrastructure un reporting reprenant une série d'indicateurs qualitatifs (respect des délais) et quantitatifs (nombre de dossiers) incluant entre autres les indicateurs suivis par la CWaPE au travers des rapports qualité.

- o Question 29 –Pg 28, pt 7 : Assets Management collecte et transmet à la CWaPE les données reprises dans le RQ. Est-ce bien correct ?

Oui. Les indicateurs relatifs au processus travaux client sont centralisés vers le service Asset Management qui consolide le rapport Qualité avant envoi vers la CWaPE.

8.4.2. RESA

Documents

Guide utilisateur AUTH01 : Autorisation
Guide utilisateur DESS01 : Dessin
Guide utilisateur ETUD01 : Etude
Guide utilisateur OPER01 : Opération
Guide utilisateur RACA01 : Création de dossier
Guide utilisateur RACA02 : Etudes
Guide utilisateur RACA03 : Devis
Guide utilisateur RACA04 : Conception
Guide utilisateur RACA05 : Raccordement
Guide utilisateur RACA06 : Mise en service
Guide utilisateur RACA07 : Clôture
Formulaire DCE06T : demande offre de prix nouveau raccordement BT

Résumé

Les différents processus sont décrits au point 4 des guides utilisateurs mentionnés ci-dessus.

Questions

- Guide utilisateur RACA 01_Création de dossier

6.5.2. Dossier raccordement - Fluide et date de demande

Dossier raccordement

☐ Création dossier raccordement

Objet de référence

Objet de raccordement: 7100225840

Installation technique:

Partenaire: 4100236402

Sélection des paramètres

Fluide: ☐ Electricité ☒ Gaz

Date demande: 02/02/2014

Priorité: 4 Normale

Types de travail / Groupes gestionnaires PM

(1) Les informations sont renseignées automatiquement dans la section "Objet de référence" sur base des éléments sélectionnés dans le CIC (Partenaire, point de consommation et objet de raccordement).

Remarques: Dans le cas d'une demande pour une nouvelle installation, le champ "Installation technique" est vide et ne doit pas être complété. S'il s'agit d'un dossier administratif, ou toute autre demande sur une installation existante, ce champ contient le numéro de l'installation technique concernée. Aussi, selon le type de travail sélectionné par la suite, le champ "Point de consommation" peut apparaître. Celui-ci est également renseigné automatiquement sur base des éléments sélectionnés dans le CIC.

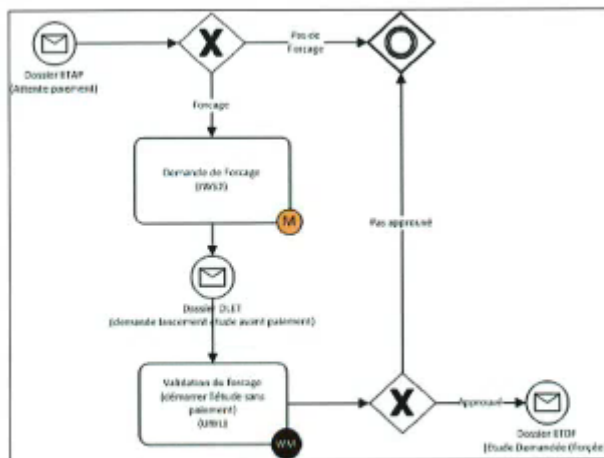
(2) Selon le dossier, sélectionnez le type de Fluide (par exemple, ✓/Gaz).

(3) Si la date de demande n'est pas la date du jour, cliquez sur [calendar icon], afin de sélectionner la date dans le calendrier.

- o Question 20 – pt 6.5.2 : Il est possible de modifier la date de la demande si celle-ci n'est pas la date du jour de l'encodage. En cas de modification de cette date, le calcul des délais sera vraisemblablement impacté. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.
Oui il est possible de modifier la date demande mais le délai d'offre dépend de la date de visite.
- o Question 21 – pt 6.5.5 : le niveau de priorité sélectionné va-t-il avoir un impact sur les délais calculés ? Veuillez expliquer.
Non, il n'y a pas d'impact. C'est purement informatif. Cela a fait partie d'un développement demandé au début du projet SAP mais cela n'a pas d'importance dans le délai de prise en charge des dossiers de raccordement.
- o Question 22 – pt 6.5.5 : Veuillez expliquer le niveau de priorité « Délai spécial client ».
Le Délais spécial Client n'est jamais utilisé.

- Guide utilisateur RACA 02_Etudes

6.2. RACA02_IW52_Demande de Forçage

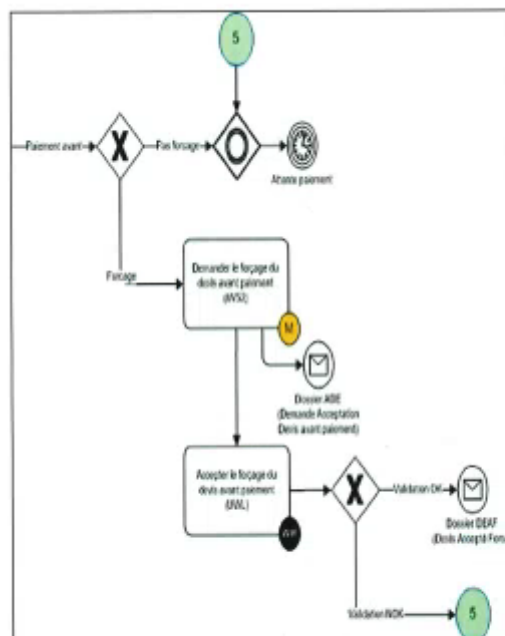


Cette étape sert à demander de forcer le lancement d'une étude afin de ne pas attendre la réception du paiement du client avant d'initier la réalisation de l'étude. Lors de cette étape, l'avis du dossier de raccordement est modifié afin d'ajouter une demande de forçage pour l'étude.

- o Question 23 – pt 6.2 : Dans quels cas (en pratique), une étude peut-elle être « forcée » ? En cas de « forçage », quel est l'impact éventuel sur le calcul des délais ?
Seules les demandes venant de communes affiliées peuvent être forcée tout en ayant la garantie que le paiement sera effectué après.

- Guide utilisateur RACA 03_Devis

6.12. RACA03_IW52_Demander le forçage du devis avant paiement



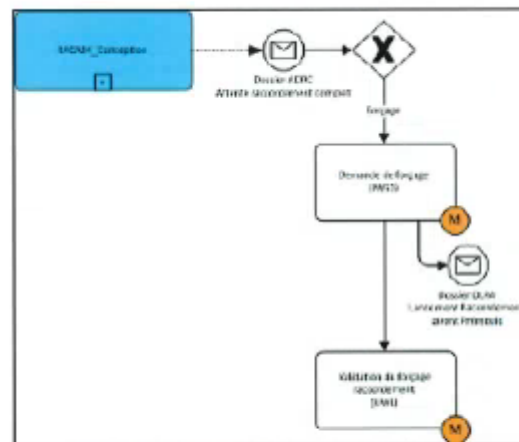
Cette étape sert à demander le forçage du lancement d'une demande de raccordement avant paiement. Lors de cette étape l'avis du dossier de raccordement est modifié afin de demander la validation du forçage de celui-ci avant la réception du paiement du client.

- o Question 24 – pt 6.12 : Dans quels cas (en pratique), un devis peut-il être « forcé » ? En cas de « forçage », quel est l'impact éventuel sur le calcul des délais ?

La procédure définie en interne chez RESA ne permet pas au délégué de forcer un devis. Il y a néanmoins des cas exceptionnels existe, à condition que le client présente une garantie certifiant qu'il payera, dans ce cas on pourrait envisager un forçage du devis. Concernant le délai, pas d'impact puisque le paiement est simulé lors du forçage.

- *Guide utilisateur RACA 05_Raccordement*

6.1. RACA05_IW52_Demande de forçage



Cette étape décrit la création d'une demande de forçage pour un dossier de raccordement. Un forçage dans le cadre du raccordement signifie que :

- l'opération est planifiée bien que les prérequis pour raccorder l'installation ne sont pas complets ;
- l'opération est planifiée bien que le délai de validité du devis est expiré.

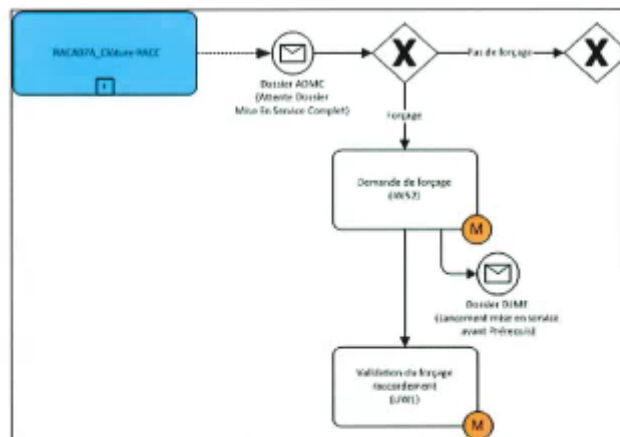
Le gestionnaire de dossier ouvre l'écran de modification de l'avis du dossier de raccordement afin de lancer une demande de forçage. Il justifie la demande avant de l'envoyer au responsable forçage de la division connexion.

- o Question 25 – pt 6.1 : Dans quels cas (en pratique), un raccordement peut-il être « forcé » ? En cas de « forçage », quel est l'impact éventuel sur le calcul des délais ?

La procédure définie en interne chez RESA ne permet pas de forcer un raccordement, mais il est possible de forcer lorsqu'il y a un bug système ou si les garanties (PV réception) sont présentes hors systèmes, pas d'impact sur le calcul des délais.

- Guide utilisateur RACA 06_Mise en service

6.1. RACA06_IW52_Demande de forçage



Cette étape décrit la création d'une demande de forçage pour la mise en service d'un compteur dans le cadre d'un dossier de raccordement. Un forçage de la mise en service signifie que l'opération est planifiée bien que les prérequis pour mettre en service le compteur ne sont pas complets.

Le gestionnaire de dossier ouvre l'écran de modification de l'avis du dossier de raccordement afin de lancer une demande de forçage. Il justifie la demande avant de l'envoyer au responsable forçage MES de la division connection.

- o Question 26 – pt 6.1 : Dans quels cas (en pratique), une mise en service peut-elle être « forcée » ? En cas de « forçage », quel est l'impact éventuel sur le calcul des délais ?
La procédure définie en interne chez RESA ne permet pas de forcer une mise en service, mais il est possible de forcer lorsqu'il y a un bug système ou si les garanties (PV réception) sont présentes hors systèmes, pas d'impact sur le calcul des délais.

- Guide utilisateur RACA 07_Clôture

6.9.3. Clôturer

(1) Si le dossier est un dossier de raccordement temporaire, décochez la case **Clôturer avis**. Ceci permet d'effectuer le remboursement de la caution à la réception d'une demande de remboursement du client (si l'état du compteur est acceptable).

Pour tout autre dossier de raccordement, la case **Clôturer avis** doit rester cochée.

(2) Modifiez la date de référence si nécessaire puis cliquez sur  pour valider la clôture du dossier de raccordement.

- o Question 27 – pt 6.9.3 : la date de référence peut être modifiée si nécessaire. Dans quel(s) cas par exemple ?

La procédure définie en interne chez RESA ne permet pas au délégué technique de modifier cette date de référence. C'est un standard SAP mais nous n'allons jamais sur cet écran pour clôturer les ordres de raccordement. Tout est fait en interne (contrôle SAP ou interne) pour que le Délégué technique ne fasse pas d'erreur d'encodage qui pourrait engendrer des problèmes dans le calcul des délais.

- *Fichier xlsx « délais raccordement élect »*

Compte tenu des différents codes mais aussi des nombreuses dates et autres abréviations renseignés dans ce fichier, l'analyse des différents délais calculés n'est pas aisée à ce stade. Des explications complémentaires devront être données lors d'une réunion ou de l'audit « processus » par exemple, et ce, au regard notamment des données renseignées dans le RQ. Dans un premier temps, veuillez expliquer brièvement, si ils ne sont pas explicites, les intitulés des colonnes des différentes feuilles du fichier (via un commentaire dans la cellule par exemple).

8.4.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 3 du document transmis.

Questions

- *Audit AIESH 2018*
 - o Question 15 - pt. 3.1.1 : Nous notons que l'AIESH réfléchissait l'année passée à une procédure permettant le monitoring des délais de raccordement. Veuillez svp nous informer des résultats de cette réflexion. Quelles données vont être monitorées en pratique? Dans quel(s) délai(s) ? Sur quelle base ? Suivi/Actions en cas de dépassement ?
Celle-ci n'a pas encore été mise en place car nous étudions actuellement la possibilité de faire évoluer notre ERP.
 - o Question 16 - pt. 3.1.2 : Veuillez svp nous transmettre une copie de la base de données que l'AIESH utilise désormais pour le monitoring des délais relatifs aux études.
Aucune base de données n'a encore été mise en place.

8.4.4. AIEG

Documents

Audit AIEG 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 4.3 du document transmis.

Questions

- *Audit AIEG 2018*

- o Question 19 - pt. 4.3. : Nous notons dans le dernier rapport qualité que l'AIEG réfléchissait l'année passée à une procédure permettant le monitoring de l'ensemble des éléments demandés (études, offres et raccordements) dans le RQ. Veuillez svp nous informer des résultats de cette réflexion. Quelles données vont être monitorées en pratique? Dans quel(s) délai(s) ? Sur quelle base ? Suivi/Action en cas de dépassement ?

- o Question 20 - pt. 4.3. : Nous présumons que l'AIEG extrait les données du système Mercator pour compléter le RQ. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.

8.4.5. REW

Documents

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018

OT Feuille 3 volets

OT Montage en atelier

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille « Délai Rac » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018*

- o Question 16 - (Étape 1) : Lorsque des demandes de raccordement parviennent par téléphone ou par courriel, le demandeur est-il systématiquement invité à compléter le formulaire type ?

Actuellement non. Ce sera bientôt le cas via notre site internet.

- o Question 17 - (Étape 2) : Comment en pratique, les délais nécessaires pour l'obtention des différent(e)s autorisations/permis sont-ils pris en compte lors de l'étape « planification des travaux » par exemple ?

Nous imposons à notre entrepreneur de réagir dans un délai fixé d'avance qui tient compte des délais requis par les administrations concernées dans les cas standard. Dans les cas plus complexes nous intervenons personnellement pour l'introduction des demandes (Voirie du MET, SNCB, Cours d'eau).

- o Question 18 - (Étape 2) : Veuillez nous préciser dans quel(s) cas le document « OT montage en atelier » doit être complété.

Lors de montage d'ensemble compteur de plus de 1 compteur et de au plus trois compteurs.

- o Question 19 - (Étape 3) : Le récapitulatif des différentes étapes permet notamment de valider ou non les différents délais. Pour notre bonne compréhension, veuillez nous indiquer la /les personne(s) en charge de cette validation ainsi que la base de référence. Veuillez également nous communiquer le résultat de cette validation (fichier xlsx ?) pour l'année 2018 par exemple. [Le deviseur et l'équipe Access et transit en charge du suivi des raccordements. Nous transmettrons un extract de ce type d'informations.](#)

8.5. Les coupures programmées

8.5.1. ORES

Documents

Instruction TRX-001-I1 – Traitement des coupures planifiées sur le réseau électrique

Formulaire TRX- 001- F130 – Traitement coupures planifiées (non transmis mais a priori pas nécessaire)

Résumé

-

Questions

- *Instruction TRX-001-I1*

- o Question 30 – Pg 2, pt 2 : Cette instruction a pour seul objet la mise en pratique des coupures planifiées BT et HT. Comment ORES garantit-elle que les délais du RTDE sont respectés ? En clair, comment par exemple, ORES s'assure-t-elle qu'un UR HT (>630kVA) sera averti au moins dix JO avant la coupure planifiée ?

ORES prend contact téléphoniquement avec le client, envoie un mail au client et planifie éventuellement avec lui.

- o Question 31 –Pg 2, pt 2 : Pour notre bonne information, quelles sont les règles (critères, indicateurs ?) utilisées en interne par ORES pour déterminer les coupures planifiées ?

Les critères utilisés sont les suivants :

- Il s'agit d'un travail qui peut être planifié ;
- L'analyse de risques a déterminé que le travail devait être effectué en l'absence de tension ;
- Respect des prescrits de l'article 266 du RGIE reprenant les mesures de prévention applicables lors de l'exécution de travaux sur des installations électriques.

- o Question 32 – Pg 4 : Qu'est-ce qu'un « client en ISU » ?

Un URD qui a 1 EAN actif dans notre base de données client en SAP « module ISU » (IS-U = industry solution for utilities).

- o Question 33 - Pg 5 : Si 2 coupures sont prévues le même jour dans une même cabine/ localité, sont-elles comptabilisées 2 x dans les statistiques transmises à la CWaPE ? Quelle est la règle ? C'est comptabilisé 2 fois et repris tel quel dans le fichier Excel récapitulatif qui fait partie des annexes du rapport qualité.

- o Question 34 – Pg 7 : Quelles sont les règles en interne chez ORES qui déterminent le placement ou non d'un groupe électrogène ?

Les règles du RTDE section 2 article 4 paragraphe 4, à savoir :

« Sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances météorologiques (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes, ...) reconnues exceptionnelles par une instance publique notoirement habilitée à cette fin, s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le gestionnaire du réseau de distribution prendra ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence, au niveau de la cabine de transformation haute tension/basse tension. Il en sera de même pour toute coupure planifiée du réseau de distribution dont la durée cumulée prévue

dépasserait quatre heures dans une semaine; dans ce dernier cas, le gestionnaire du réseau de distribution conviendra avec les fournisseurs des modalités de récupération de la valeur de l'énergie qu'il a fournie. »

- o Question 35 –Assets Management est chargé de la création et de la consolidation du fichier xlsx qui servira à la réalisation du RQ (cf. 4.3.2 du document d'introduction d'ORES). Est-ce bien correct?

Oui c'est correct.

8.5.2. RESA

Documents

Guide utilisateur MANO01 : Manœuvres HT-MT

Fichier MAI014-Travaux HT : Manœuvres et avis de coupure

Guide utilisateur TRLE01 : Travaux électricité

Formulaire avertissement URD coupure

Résumé

La structure maillée du réseau de RESA permet de n'avoir aucune coupure d'alimentation planifiée en MT.

En basse tension, la règle générale est de respecter un délai de trois à sept jours, sauf si une intervention urgente est indispensable pour sécuriser ou réparer le réseau BT.

Questions

- *Courrier de RESA*

- o Question 28 - pt. 1.3.2 (étape 1) : Pour notre bonne information, quelles sont les règles (critères, indicateurs ?) utilisées en interne par RESA pour déterminer les coupures planifiées ?
Lorsque RESA planifie une coupure, elle estime que le travail sera réalisé en toute sécurité et qu'il ne durera pas plus de quatre heures. Elles sont en générale liées à des projets d'investissement dans lesquels la coupure est une activité obligatoire.

- o Question 29 - pt. 1.3.2 (étape 2) : Le délai pour avertir les clients BT d'une coupure programmée est calculé automatiquement lors de la création d'un avis de coupure dans SAP ? Est-ce exact ?
Veuillez expliquer.

Les avis de coupure sont générés automatiquement par SAP pour tous les URO alimentés par la cabine, ils seront avertis par un courrier 48h avant la coupure programmée ; les clients > 630 kVA (MT) ne sont pas impactés par nos coupures programmées MT car notre réseau est bouclé sur le territoire de RESA.

- o Question 30 - pt. 1.3.2 (étape 2) : Lors d'une interruption programmée, le délai max d'arrivée sur site (2h) ne devrait pas être pris en compte puisque la coupure est prévue. RESA dispose de 4h pour effectuer une réparation. Au-delà, RESA devra prendre ses dispositions pour rétablir l'alimentation. Veuillez expliquer pourquoi RESA fait référence à un temps d'attribution de 6h00 alors que le GRD «dispose » de 4h00 dans les faits ?

Un problème de copier-coller a généré votre question, il est en effet clair pour RESA que le délai des coupures programmées ne doit pas dépasser 4h00.

- o Question 31 - pt. 1.3.2 (étape 4) : Tenant compte de la question précédente, veuillez expliquer : « un tri est réalisé sur les coupures ayant duré plus de 6 heures et sont justifiées par le responsable du centre de maintenance pour les besoins du rapport CWaPE ».
Un problème de copier-coller a généré votre question, il est en effet clair pour RESA que le délai des coupures programmées ne doit pas dépasser 4h00.

8.5.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 3.2 du document transmis.

Questions

- *Audit AIESH 2018*
 - o Question 17 - pt. 3.2 (décision de coupure) : Pour notre bonne information, quelles sont les règles (critères, indicateurs (plaintes) ?) utilisées en interne par l'AIESH pour déterminer les coupures planifiées ?
Les travaux réalisés sont faits sur base du plan d'adaptation ou de travaux urgent à réaliser (accident, défaut du réseau, ...).
 - o Question 18 - pt. 3.2 : (décision de coupure) : Que comprend la catégorie « petits travaux » ? Plus généralement, comment sont classifiés les différents travaux nécessitant une coupure de l'alimentation ?
Les travaux moyenne tension font toujours l'objet de réalimentation par l'intermédiaire de groupe ou de bouclage du réseau
Les travaux basses tensions sont préparés au cas par cas en fonction du nombre d'URD à couper.
 - o Question 19 - pt. 3.2 : (avertissement de l'URD) : Existe-t-il des dispositions distinctes pour les URD BT/HT ? Veuillez expliquer.
Les URD BT sont prévenus par l'intermédiaire d'un toutes-boîtes. Les URDs MT sont prévenu par contact direct, téléphonique, email, ...
 - o Question 20 - pt. 3.2 : (avertissement de l'URD) : Nous présumons que les agents enregistrent les données relatives à une interruption programmée dans une fiche de travail. Est-ce exact ? Si oui, veuillez nous transmettre ce document.
Voir annexe.
 - o Question 21 - pt. 3.2 : (encodage dans la BD) : Dans le fichier disponible sur le site de l'AIESH, nous relevons que la colonne F (code de la coupure) n'est plus systématiquement complétée depuis 2012. Nous notons par ailleurs que la période (colonnes D et E) excède souvent 6h. Veuillez expliquer. La période correspond en fait uniquement à la durée de la coupure/de l'intervention. Est-ce exact ?
La période correspond au moment des coupures et non à la période réelle de la coupure. Aucune coupure en 2018 n'a excédé 6h.

8.5.4. AIEG

Documents

Audit AIEG 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 4.3.2 du document transmis.

Questions

- *Audit AIEG 2018*

- o Question 21 - pt. 4.3.2 : Pour notre bonne information, quelles sont les règles (critères, indicateurs (plaintes) ?) utilisées en interne par l'AIEG pour déterminer les coupures planifiées ?
En règle générale, une coupure planifiée est programmée, lorsqu'il y a nécessité de suspendre l'alimentation pour une courte période (inférieure à 4 heures) et que le placement d'un groupe électrogène s'avère difficile ou impossible.
- o Question 22 - pt. 4.3.2 : (avertissement de l'URD) : Lors de l'analyse de la clientèle impactée, l'AIEG prévoit-elle des dispositions distinctes pour les URD BT/HT ? Veuillez expliquer.
Les URD MT subissent plus rarement des coupures planifiées dans la mesure où ils ont des cabines MT qui sont bouclées et que la nature de leur activités (commerces, industrie) fait qu'une coupure même de courte durée, n'est pas acceptable. Un groupe électrogène est donc d'office mis à disposition, mais c'est l'URD MT qui doit se charger de le placer.
- o Question 23 - pt. 4.3.2 : Nous présumons que les agents enregistrent les données relatives à une interruption programmée dans un rapport d'intervention. Est-ce exact ? Si oui, veuillez nous transmettre ce document.
Même fichier que les coupures non planifiées.
- o Question 24 - pt. 4.3.2 : Lors d'une interruption programmée, le délai max d'arrivée sur site (2h) ne devrait pas être pris en compte puisque la coupure est prévue. L'AIEG dispose de 4h pour effectuer une réparation. Au-delà, l'AIEG devra prendre ses dispositions pour rétablir l'alimentation. Veuillez expliquer pourquoi l'AIEG fait référence à une durée de coupure < ou > à 6h00 dans le logigramme alors que le GRD «dispose» de 4h00 dans les faits ?
Erreur de frappe, les 6 heures font référence au délai au-delà duquel une indemnisation forfaitaire serait due. Dans le cas d'une coupure programmée de plus de 4 heures 'Présumées', un groupe électrogène est d'office prévu, si on est dans l'impossibilité technique d'installer le groupe, l'intervention sera fractionnée sur plusieurs jours (ex : remplacement de tresse en façade).
- o Question 25 - pt. 4.3.2 : La durée (réelle) des interruptions programmées est-elle monitorée actuellement ? Si on se réfère au site de l'AIEG (année 2018 par exemple), l'AIEG attribue apparemment des durées par défaut. Veuillez expliquer.
Ces interruptions étant annoncées au préalable de la réalisation des travaux, la durée annoncées est toujours la durée estimée, il n'y a pas de mise à jour de la durée de la coupure après la fin des travaux.

- o Question 26 - pt. 4.3.2 : A la lecture du RQ 2017, nous relevons que 14 coupures programmées ont été réalisées en 2017. Cependant, sur le site de l'AIEG, nous en comptabilisons 22. Veuillez expliquer cette différence.

Certaines coupures sont renseignées 2 fois (19/9 à Gesves – 03/04 à Gesves – 23/10 à Seilles), de plus dans ce tableau, le relevé d'une interruption programmée se fait par Rue, or on peut couper un transfo pour entretien et couper deux rues.

8.5.5. REW

Documents

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018
OT plan Entretien réseau BT/HT

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille « Coupures programmées » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018*
 - o Question 20 - (Étape 3) : Nous notons que l'encodage des données est réalisé sur base d'informations communiquées notamment, par sms, courriel ou oralement. Nous comprenons que ces informations servent uniquement à préciser/confirmer le contenu d'une feuille de travail / de prestation. Est-ce exact ? Veuillez expliquer.
C'est exact. Lors d'une coupure programmée, nous prévoyons généralement le temps relatif à l'exécution de l'acte technique plus une sécurité (<4 heures). A la fin du travail nous récupérons le temps exact de la coupure d'alimentation afin d'enregistrer la donnée vraie dans la cadre de l'établissement du rapport qualité.

8.6. Les coupures non programmées

8.6.1. ORES

Documents

Identiques à ceux indiqués pour les interruptions d'accès (pt 3.1.1)

8.6.2. RESA

Documents

Identiques à ceux indiqués pour les interruptions d'accès (pt 3.1.2)

Questions

- *Courrier de RESA*
 - o Question 32 - pt. 1.3.3 (étape 1) : Est-il envisagé à court, moyen voire long terme d'adapter l'informatique ainsi que la méthode de travail entre le dispatching et les dépanneurs afin de pouvoir déterminer le temps d'arrivée sur site ainsi que le temps nécessaire pour l'intervention ? Quels seraient, en pratique, les éléments bloquants ?
L'informatique ne nous permet actuellement pas de déterminer le temps d'arrivée, seule le temps nécessaire pour l'intervention est calculé (Synergrid C10/14). Dans le cadre d'une panne HT, le déclenchement du départ incriminé est pris en charge en temps réel par le technicien du PCE qui analyse les informations reçues et, si c'est possible, commence les manœuvres de rétablissement par télécommande pour réalimenter la clientèle.
 - o Question 33 - pt. 1.3.3 (étape 3) : Comme rappelé dans le courrier, les heures de création de l'avis, d'attribution... sont importantes pour la réalisation du RQ. A ce sujet, RESA réalise-t-elle des vérifications des différentes données renseignées ?
Oui des vérifications sont réalisées quotidiennement par le responsable du centre de maintenance et pour la MT, un journal de bord est édité et vérifié quotidiennement également.
- *Fichier xlsx « doc de travail pour tableau 2 »*
 - o Compte tenu des différents codes mais aussi des nombreuses dates et heures renseignés dans ce fichier, l'analyse des différents délais calculés n'est pas aisée à ce stade. Des explications complémentaires devront être données lors d'une réunion ou de l'audit « processus » par exemple, et ce, au regard notamment des données renseignées dans le RQ.

8.6.3. AIESH

Documents

Audit AIESH 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 3.3 du document transmis.

Questions

- *Audit AIESH 2018*

- o Question 22 - pt. 3.3 (arrivée sur site de l'intervention) : Est-il envisagé à court, moyen voire long terme d'adapter l'informatique ainsi que la méthode de travail entre le dispatching et les agents afin de pouvoir déterminer le temps d'arrivée sur site ainsi que le temps nécessaire pour l'intervention ? Quels seraient, en pratique, les éléments bloquants ?

Nous étudions actuellement l'évolution de notre ERP avec des solutions mobiles. Cela nous permettrait de monitorer cela.

- o Question 23 - pt. 3.3 : (réalisation du rapport d'intervention) : Veuillez nous transmettre une fiche de travail utilisée par les agents.

Voir annexe.

- o Question 24 - pt. 3.3 : (encodage dans la BD) : Dans le fichier disponible sur le site de l'AIESH, nous relevons que les colonnes D, E et F (code de la coupure) ne sont pas systématiquement complétées. Veuillez expliquer.

Le manque d'outils informatiques ainsi que de procédure impacte la qualité des données qui est transmises à l'agent qui encode ce fichier.

8.6.4. AIEG

Documents

Audit AIEG 2018

Résumé

Voir logigramme repris au pt 4.3.3 du document transmis.

Questions

- *Audit AIEG 2018*

- o Question 27 - pt. 4.3.3: Est-il envisagé à court, moyen voire long terme d'adapter l'informatique ainsi que la méthode de travail entre le dispatching et les agents afin de pouvoir déterminer le temps d'arrivée sur site ainsi que le temps nécessaire pour l'intervention ? Quels seraient, en pratique, les éléments bloquants ?

Nous estimons que mettre en place une telle procédure, se ferait au détriment de l'efficacité et de la rapidité d'intervention, car ça obligerait les agents, autant de terrain que ceux chargés de la coordination à faire des reporting au lieu de se concentrer sur le dépannage, de plus le système SCADA dont on dispose ne permet pas d'encoder des informations en cours d'intervention, équiper les camionnettes des agents d'une puce GPS afin de tracer leur déplacement (et déterminer l'heure d'arrivée sur site) peut être envisagé, mais ce genre de solutions est généralement mal perçu par les agents pour leur côté invasif.

- o Question 28 - pt. 4.3.3 : Pour notre bonne compréhension, à quoi correspondent les heures de début et de fin indiquées sur le site de l'AIEG ?

Heure de début : heure de déclenchement d'une protection dans une cabine OU heure du premier appel signalant une panne.

Heure de fin : heure à laquelle l'agent de terrain ou de dispatch confirme que le dépannage est terminé.

8.6.5. REW

Documents

Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018
OT garde
OT plan Entretien réseau BT/HT
OT divers

Résumé

Voir logigramme repris dans la feuille « Coupures non programmées » du fichier Audit rapport qualité 2018-2019 V2

Questions

- *Audit rapport qualité 2018-2019 V2 2018*

Voir les interruptions d'accès. La question sur le délai d'arrivée sur site n'a pas été posée car, lors de la réunion sur le RQ, Monsieur Le Bussy a dit qu'il attendait les conclusions de l'audit avant de développer une application.

9. ANNEXE 2 : THÈMES ABORDÉS LORS DE L'AUDIT « PROCESSUS »

ELECTRICITE						
Thèmes généraux	Les interruptions d'accès	L'onde de tension		La qualité des services fournis		
		Les mesures MT	Les plaintes	Les délais de raccordement et études	Les coupures programmées	Les coupures non programmées
*Description du/des plan(s) de formation des agents de terrain pour le remplissage des documents suite par exemple à une interruption de fourniture ou une plainte.	* Suivi d'une interruption non planifiée MT depuis la captation jusqu'à la réalisation du reporting pour le RQ (en ce compris la réalisation de l'annexe 1 du RQ : tableau C10/14 et les règles à suivre pour l'attribution des causes). *Suivi d'une interruption non planifiée BT depuis la captation jusqu'à la réalisation du reporting CWaPE (en ce compris les règles à suivre pour l'attribution des causes). * Suivi d'une ou plusieurs interruptions non planifiées proposées par la CWaPE sur base par exemple du RQ 2018.	*Présentation des mesures réalisées dans le cadre de la qualité de la tension *Interprétation des résultats pour réalisation du reporting pour le RQ.	*Suivi d'une plainte BT (PV) depuis sa captation jusqu'à la réalisation du RQ *Suivi d'une ou plusieurs plaintes proposées par la CWaPE sur base par exemple du RQ 2018.	*Suivi d'une étude de détail (injection) depuis la demande du client jusqu'à la réalisation effective et l'intégration des données dans le reporting utilisé pour le RQ *Suivi d'un raccordement BT (prélèvement) depuis la demande d'offre par le client jusqu'à la réalisation effective et l'intégration des données dans le reporting utilisé pour le RQ, dans les situations suivantes. standard/simple ; avec traversée de voirie ; nécessitant une extension de réseau. *Suivi d'une ou plusieurs demandes d'offre/raccordement proposées par la CWaPE.	Suivi d'une coupure programmée en cours (2019) et/ou proposée par la CWaPE sur base par exemple du RQ 2018 depuis la prévision de la coupure jusqu'à la réalisation du reporting CWaPE en passant par l'avertissement des clients concernés par cette coupure.	*Voir les interruptions d'accès.

GAZ					
Thèmes généraux	Fuites, état du réseau, accidents et incidents	Demandes d'interventions et délais	Demandes de raccordement et délais	Interruptions de fourniture non planifiées	Gestion des plaintes
*Description du/des plan(s) de formation des agents de terrain pour le remplissage des documents suite par exemple à une interruption de fourniture ou une plainte.	*Inspection systématique des conduites : expliquer comment est opéré le choix des conduites à inspecter ainsi que les arbitrages réalisés sur les km à inspecter. *Fuites : expliquer comment est réalisée, dans les reporting notamment, la distinction entre les fuites issues de la détection systématique et celles issues des appels de tiers. * Accidents ou incidents graves (cf. RQ §11 du rapport SPF) : sur base de quelle information dans les applications du GRD réalise-t-on l'extract pour le RQ ? A expliquer.	*Suivi d'une intervention sur le réseau BP et/ou MP depuis la captation suite à un appel de tiers jusqu'à la réalisation du reporting utilisé pour le RQ (en ce compris le calcul des différents délais ainsi que les règles à suivre pour l'attribution des causes).	*Suivi d'une étude de détail depuis la demande du client jusqu'à la réalisation effective et l'intégration des données dans le reporting utilisé pour le RQ *Suivi d'un raccordement BP (prélèvement) depuis la demande d'offre par le client jusqu' à la réalisation effective et l'intégration des données dans le reporting utilisé pour le RQ, dans les situations suivantes. standard/simple ; avec traversée de voirie ; nécessitant une extension de réseau. *Suivi d'une ou plusieurs demandes d'offre/raccordement proposées par la CWaPE.	*le RQ fait la distinction entre cause tiers et cause technique (GRD). Comment est captée cette information dans les applications du GRD ? Quid dans le cas particulier d'un sous-traitant du GRD ? A expliquer.	Suivi d'une plainte BP depuis sa captation jusqu'à la réalisation du RQ