



## Chapitre III:

# Diagnostic des câbles

MCours.com

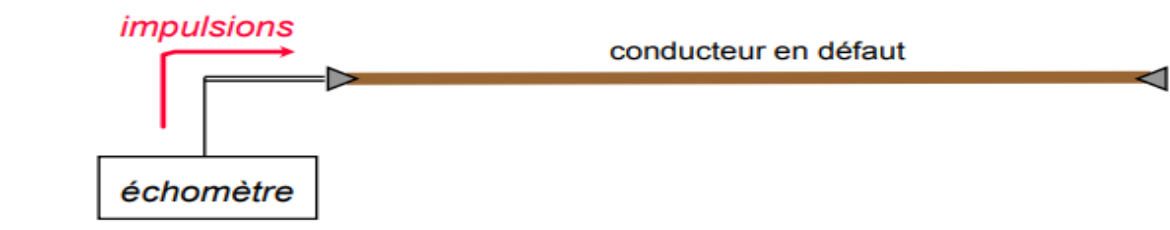
# Introduction

Les câbles sont présents dans tous les systèmes électriques ou électroniques, qu'il s'agisse de l'alimentation pour transporter de la puissance ou pour la transmission de données. Cependant, leur maintenance est souvent négligée et aucun système n'existe pour fournir un diagnostic rapide et précis de leur état. Compte tenu de l'augmentation de la longueur des câbles et de leur nombre, il est nécessaire de proposer un moyen de diagnostiquer les défauts qui y apparaissent. La détection et la localisation de défauts ont un intérêt majeur pour les ingénieurs et les chercheurs du domaine du génie électrique depuis de nombreuses années. La plupart des recherches effectuées dans ce domaine à ce jour ont eu pour but de détecter les défauts dans les lignes de transmission. Cela s'explique principalement en raison de l'impact des défauts des lignes de transmission sur les systèmes électriques

Dans ce chapitre, nous allons expliquer les différentes méthodes de localiser les défauts qui surviennent les câbles HTA, définir les facteurs mis en jeu et finalement expliquer les méthodes de diagnostic effectuées par la régie et les solutions proposées pour faire face à ces défauts.

## 1-Définition de l'échomètre :

L'échométrie est la combinaison d'un oscilloscope et d'un générateur d'impulsions. La détection du défaut s'effectue par comparaison des échogrammes entre un conducteur sain et le conducteur en défaut. Tant que les impulsions ne sont pas parvenues au défaut les deux échogrammes sont identiques. A l'endroit du défaut les deux échogrammes divergent. Si l'écho de fin du câble en défaut est positif, le défaut est une coupure bien isolée. Si l'écho est négatif, il s'agit d'un défaut d'isolement. Dans les deux cas, la mesure s'effectue entre le pied de l'impulsion de départ et le pied de l'écho de fin.



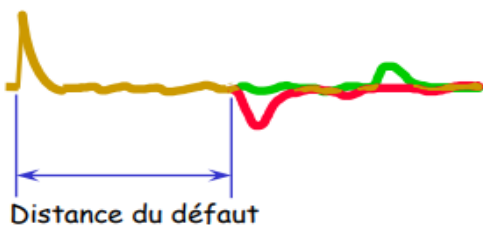
**Figure9 : Utilisation d'échomètre**



Echogramme obtenu sur un câble présentant une extrémité ouverte (extrémité normale du câble ou coupure du câble)  
L'écho de fin est positif



Echogramme obtenu sur un câble présentant une extrémité mise à la terre (sectionneur de terre fermé sur l'extrémité normale du câble ou défaut d'isolement)



La comparaison de deux relevés (un sur un câble sain et l'autre sur le câble en défaut permet de mesurer la distance du défaut par rapport à l'échomètre)  
La divergence des deux échogrammes indique la distance du défaut.  
Dans notre cas :  
échogramme vert pour le câble sain et échogramme rouge pour le câble en défaut.  
L'écho de fin négatif indique un défaut d'isolement entre phase et écran.

**Figure 10 : Résultats de mesure à l'aide d'échomètre**

## 2-Étapes de localisation de défauts <sup>8</sup>:

La première phase est faite par le chargé d'essais qui devra effectuer la consignation consistant en l'identification de l'ouvrage, la vérification d'absence de tension suivie de la mise à la terre et en court-circuit. Pour effectuer les essais électriques, le câble devra en plus être réquisitionné.

- **Test** : Objectif : Identifier les défauts de câble et leurs types (par ex. défauts d'isolement ou boîtes de jonction défectueuses), elle s'effectue par une mesure d'isolement du câble au mégohmmètre 500V courant continu.

Le contrôle doit être réalisé entre phases, et entre phase et terre et permet de trouver les câbles défectueux. Un défaut d'isolement se caractérise par une résistance d'isolement inférieur à  $160 \Omega$  dans le cas d'un câble sans dérivation;

- **Pré-localisation** : Objectif: La mesure s'effectue par échométrie basse tension afin de déterminer le coefficient de réflexion du câble. Ce coefficient est positif lorsqu'il s'agit d'un défaut de continuité sur le câble (coupure bien isolée) ou négatif dans le cas d'un défaut d'isolement.
- **Tracé de câble** : Objectif: Déterminer le cheminement de câble et la profondeur. Le dispositif est constitué d'un générateur installé à l'une des extrémités du câble et qui injecte une fréquence dans celui-ci. Un traceur comprenant une bobine de détection permet à un technicien de repérer le câble et de le suivre;
- **Localisation fine** : Objectif: Localiser avec précision la position de défaut de câble ;
- **Identification de câble** : Objectif: Sélectionner le câble souhaité.

Résumant ces étapes ci-dessous :

---

<sup>8</sup> [file:///C:/Users/hp/Desktop/stage/principe\\_recherche\\_dfaut.pdf](file:///C:/Users/hp/Desktop/stage/principe_recherche_dfaut.pdf).

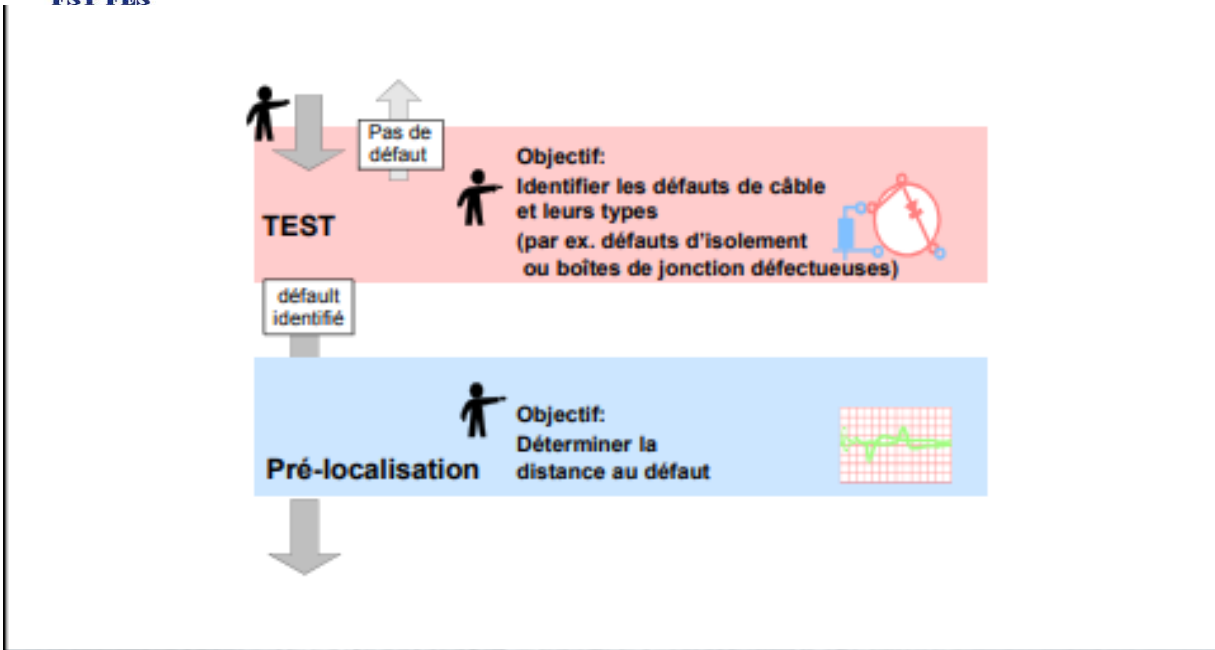


Figure 11 : Etapes de localisation d'un défaut (1)

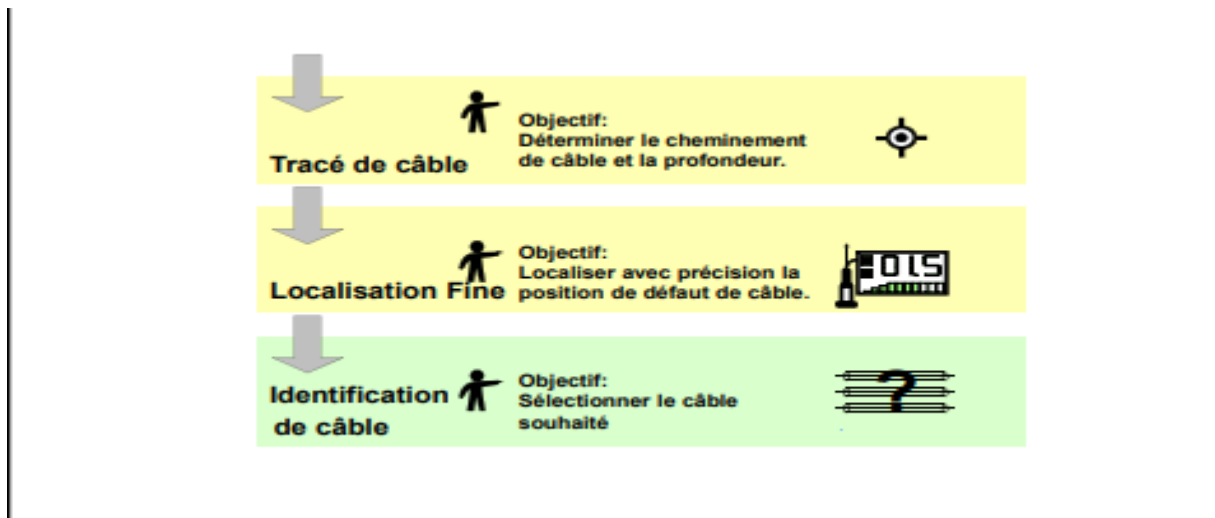


Figure 12 : étapes de localisation d'un défaut (2)

### 3-Facteur de réflexion :

#### 3-1<sup>9</sup> Définition :

C'est une onde qui est émise au début de câble et une onde qui est reçue à la fin du câble. En général c'est ce qui nous revient sur ce qui est parti.

$$r = U_r / U_s$$

r : Facteur de réflexion.

U<sub>S</sub> : Signal d'émission.

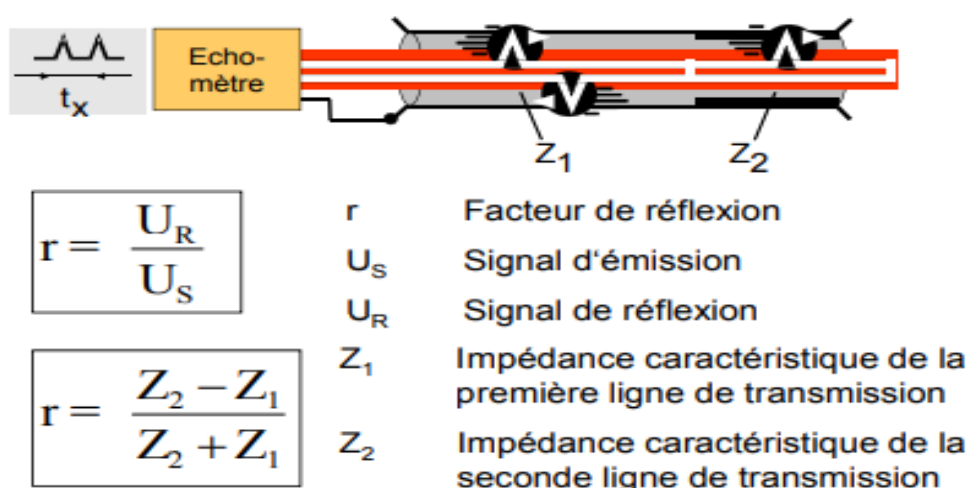
U<sub>R</sub> : Signal de réflexion.

Une expression plus simplifiée du facteur de réflexion :

$$r = (Z_2 - Z_1) / (Z_2 + Z_1)$$

Z<sub>1</sub> : Impédance caractéristique de la première ligne de transmission.

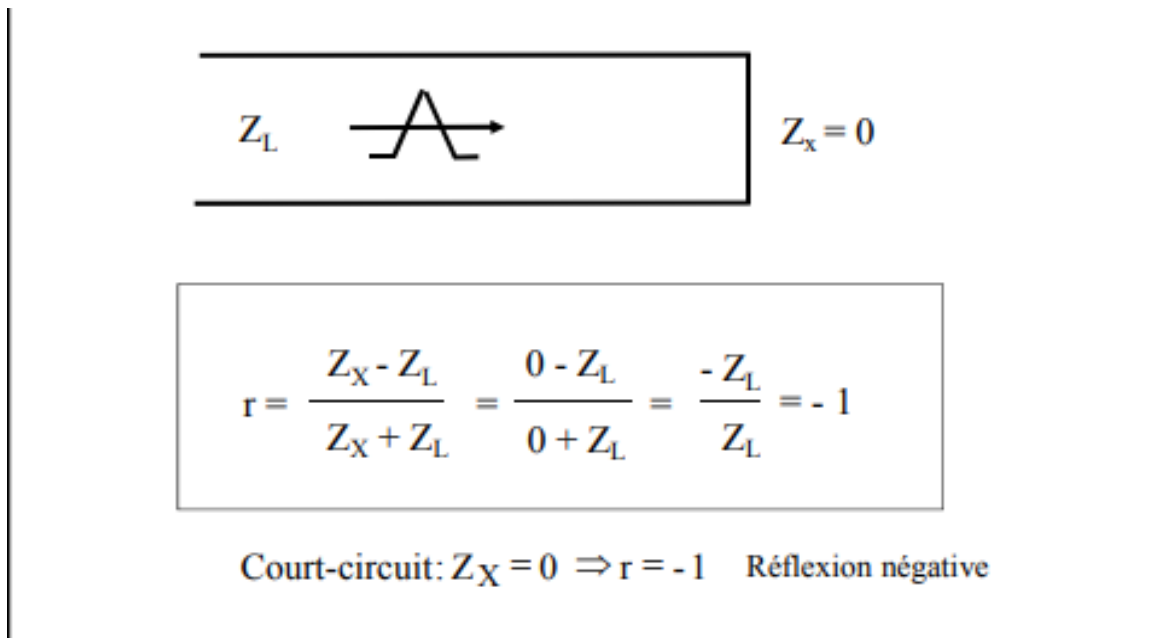
Z<sub>2</sub> : Impédance caractéristique de la seconde ligne de transmission.



**Figure 13 : formule pour le calcul de facteur de réflexion**

<sup>9</sup> Définition remise lors d'une formation au sein de la RADEEF.

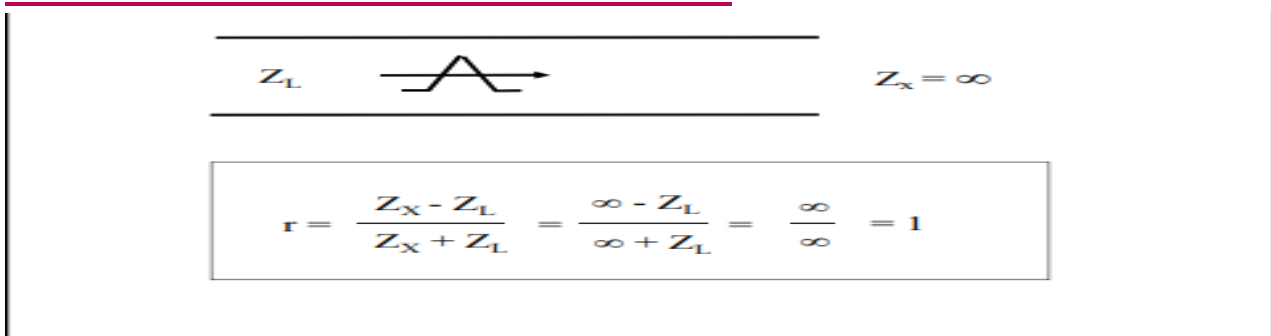
### 3-2-Facteur de réflexion – Court-circuit :



**Figure 14: Facteur de réflexion : court-circuit**

On remarque qu'à la fin du câble l'impédance vaut 0. En appliquant la formule du facteur de réflexion, on trouve -1 donc la réflexion est négative.

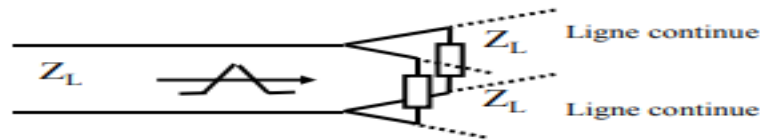
### 3-3-Facteur de réflexion - Extrémité ouverte :



**Figure 15: Facteur de réflexion - Extrémité ouverte dans ce cas**

D'après la figure, on a une coupure de câble. Donc l'extrémité ouverte est déterminée par une impédance infinie. Ce qui implique que la réflexion vaut 1. Ce qui veut dire que tout ce que je cède revient c'est la même impulsion de départ.

### 3-4-Facteur de réflexion – Dérivation :



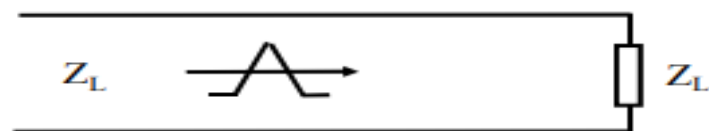
$$Z_X = \frac{Z_L^2}{2 \times Z_L} = \frac{1}{2} Z_L$$

$$r = \frac{Z_X - Z_L}{Z_X + Z_L} = \frac{\frac{1}{2} Z_L - Z_L}{\frac{1}{2} Z_L + Z_L} = \frac{-\frac{1}{2} Z_L}{+\frac{3}{2} Z_L} = -\frac{1}{3}$$

**Figure 16: Facteur de réflexion - Dérivation**

Dérivation veut dire dans ce cas, qu'à la fin le câble se partage en deux câbles identiques ce qui implique que l'impédance est divisée en deux. On trouve comme résultat -1/3.

### 3-5-Facteur de réflexion - Extrémité de câble avec impédance caractéristique :



pour  $Z_X = Z_L \longrightarrow r = 0$       Aucune réflexion

**Figure 17 : Facteur de réflexion - Extrémité de câble avec impédance caractéristique**

Dans ce cas aucune réflexion.



### 3-6-Facteur de réflexion (exemple de calcul) :

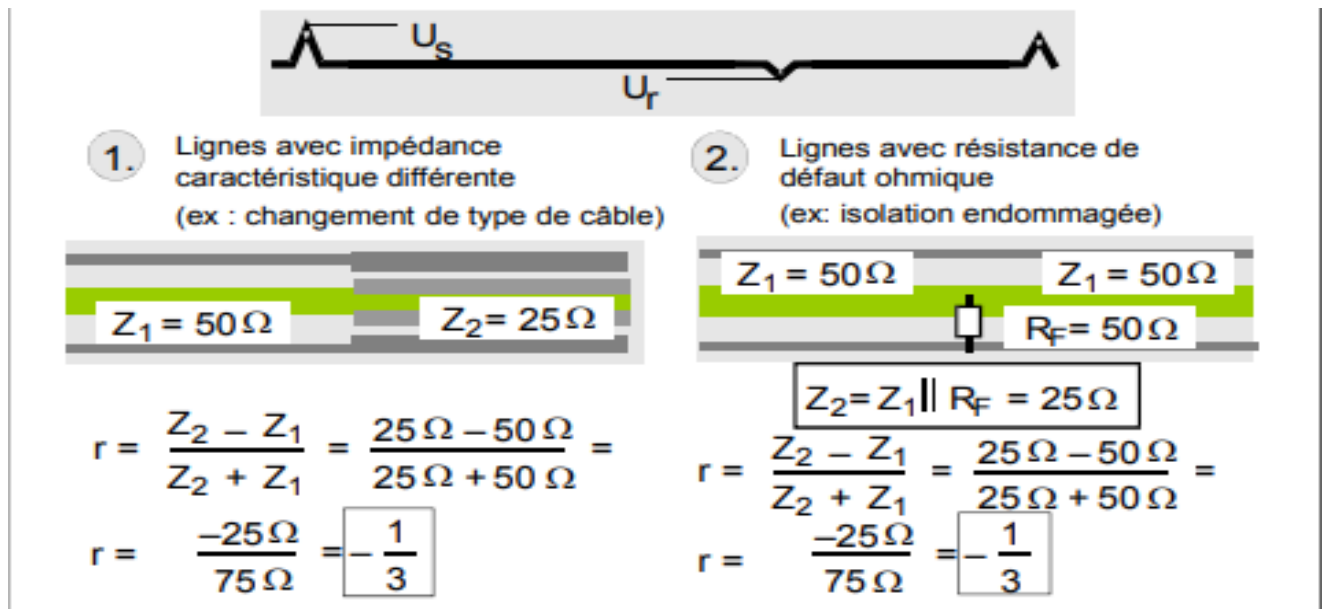


Figure 18: Exemple de calcul

### 3-7 Résultats de localisation de défauts avec un Echomètre :

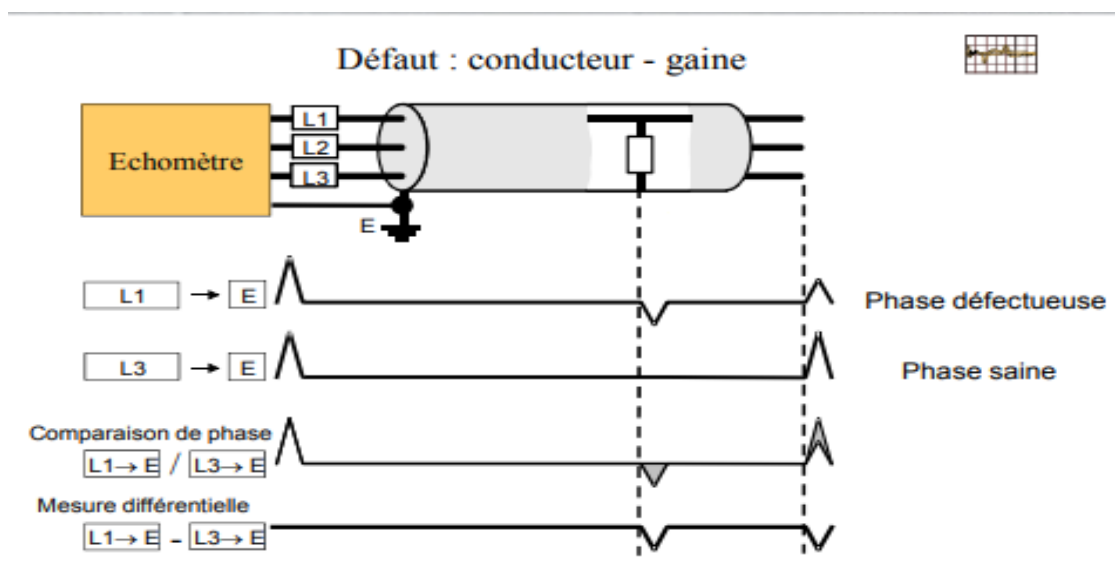
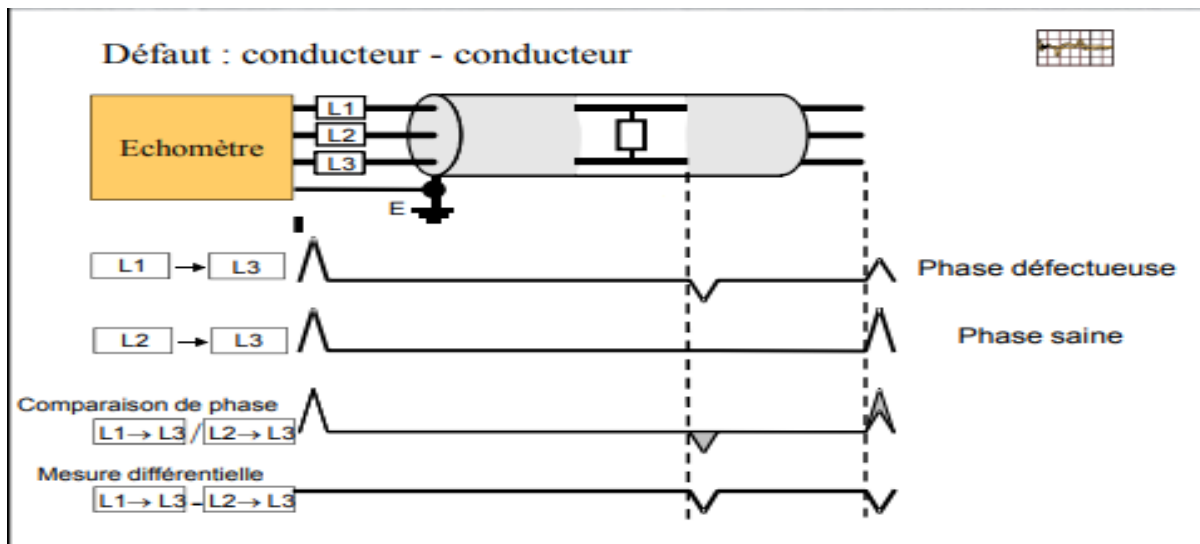


Figure 19 : Résultat de localisation(1)

Dans ce cas, le défaut se situe entre phase et terre. Nous remarquons une impulsion négative qui se déclenche à la phase défectueuse. Avec ce résultat nous pouvons savoir le type de notre défaut. Donc impulsion négative implique un court-circuit, car le facteur de réflexion d'un court-circuit vaut -1.



**Figure 20 : Résultat de localisation(2)**

Dans ce cas, nous avons le même type de défaut à savoir un court-circuit, mais ce qui est différent c'est que le défaut se situe entre deux phases.

#### 4-Diagnostic des câbles:

<sup>10</sup>L'objectif principal des technologies de diagnostic est d'éviter les interruptions de service lors d'une opération sur un réseau, quel que soit son niveau de tension. Les coupures sont principalement causées par des dommages sur les câbles, dus à une pose de mauvaise qualité, à des défauts de fabrication et à une détérioration progressive des boîtes de jonction, des terminaisons ou de l'isolant.

Les problèmes potentiels et les défauts dus à une mauvaise installation peuvent ainsi être détectés et corrigés alors que tous les composants sont encore accessibles. Cela permet d'éviter des pannes futures sur le réseau ainsi que des coûts résultants aux réparations. Un autre moyen de réaliser des économies est de remplacer les câbles efficacement en connaissant leur état. Pour des câbles critiques étant déjà en service, une analyse continue ou périodique de leur état permet d'identifier des défauts potentiels et de planifier au mieux un programme de maintenance, afin d'éviter des interruptions de service et des coûts importants liés à une panne du réseau.

<sup>10</sup> [http://es.megger.com/getmedia/aaca76de-170d-4231-99a0-a996c90b6cef/2016-Catalogue-cables\\_FR\\_V01a.pdf](http://es.megger.com/getmedia/aaca76de-170d-4231-99a0-a996c90b6cef/2016-Catalogue-cables_FR_V01a.pdf).

La décharge partielle et la tan delta sont les deux méthodes optées par la RADEEF pour le diagnostic à l'aide du camion qui se présente comme suit :



**Figure 21 : Camion de diagnostic (1)**



**Figure 22 : Camion de diagnostic (2)**

## 4-1 Détection du défaut à l'aide de la décharge partielle :<sup>11</sup>

Lorsqu'un câble de distribution de l'énergie électrique est en service, son isolation vieillit et se dégrade inéluctablement. La plupart des imperfections de l'isolant d'un câble se manifestent d'ailleurs par des petites décharges, communément appelées décharges partielles. Il est dès lors tout naturel de considérer ces décharges pour identifier tout signe précurseur de la défaillance d'un câble. Celles-ci se manifestent par des pulsations (de courant et de tension) haute fréquence qui se propagent le long du câble en question. En détectant ces pulses au niveau des extrémités du câble, on peut espérer se faire une idée de la qualité de son isolation et par conséquent de son stade de vieillissement.

Les câbles doivent donc faire l'objet d'un diagnostic régulier ayant pour principale mission de vérifier la qualité de leur isolation. A cet égard, la mesure de décharges partielles est une technique qui a prouvé toute son efficacité depuis de nombreuses années.

### 4-1-1 Définition de la décharge partielle :<sup>12</sup>

Dans le domaine de l'électricité, une **décharge partielle** (DP) est une « décharge électrique localisée qui court-circuite partiellement l'intervalle isolant séparant des conducteurs<sup>1</sup> » sous l'effet d'une forte tension (HTB ou HTA). Leur présence conduit à une dégradation accélérée de l'isolation qu'elle soit liquide, par oxydation, ou solide, par érosion.

### 4-1-2 Types de la décharge partielle :<sup>13</sup>

On distingue deux types de décharge partielle :

- ❖ **La décharge partielle de surface** : fait suite à l'effet «Corona » ou effet « couronne » du fait de la couronne de gaz créée par l'ionisation de l'air. Cette décharge partielle, destructrice pour le matériel l'est également pour l'être humain. En effet, ce phénomène se produit lorsque l'isolation n'est plus suffisante et que l'électricité trouve un chemin plus court vers un potentiel différent via l'air ionisé. Ce genre de décharge arrive fréquemment sur les têtes de câbles et autres éléments des cellules<sup>14</sup> HT laissant des « traces » ou « marbrures ».

<sup>11</sup> [file:///C:/Users/hp/Downloads/TFE\\_Lebas%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/hp/Downloads/TFE_Lebas%20(1).pdf).

<sup>12</sup>

<sup>13</sup> <https://fr.linkedin.com/pulse/anticiper-les-pannes-des-installations-haute-tension-par-cellier>

<sup>14</sup> HT : haute tension

- ❖ **La décharge partielle interne** : Ce produit lorsqu'un vide est créé dans l'isolation. Ce genre de décharge arrive notamment dans les câbles des réseaux HT souterrains. Invisible, cette décharge peut facilement coûter très cher. En effet, une fois que la défaillance aura eu lieu, il sera difficile de détecter et localiser rapidement la partie du câble incriminée. On retrouve également ce genre de phénomène sur les isolateurs et parafoudre des AIS.<sup>15</sup>

### 4-1-3 Comment les détecter ?

Ces phénomènes de décharge partielle ont plusieurs symptômes de leur manifestation :

- ✚ De la lumière ;
- ✚ De la chaleur ;
- ✚ Des odeurs ;
- ✚ Des effets électromagnétiques ;
- ✚ Du bruit.

### 4-1-4 Mesure :<sup>16</sup>

La mesure des décharges partielles se fait suivant la norme IEC 60270. Les décharges partielles (DP) apparaissent à des emplacements en défaut sur le câble, par exemple sur les arborescences électriques, les boîtes de jonction ou les extrémités. La mesure de décharges partielles permet notamment d'identifier avec succès :

- Les défauts sur les garnitures neuves et anciennes, par exemple les boîtes de jonction mal montées ou également les garnitures ;
- Les défauts détériorant l'effet isolant dans l'isolation en matière plastique des câbles, les arborescences électriques par exemple ;
- Une isolation à papier imprégné insuffisante en raison de l'assèchement.

<sup>15</sup> AIS :

<sup>16</sup> <https://fr.linkedin.com/pulse/anticiper-les-pannes-des-installations-haute-tension-par-cellier>.

## **4-2-Détection du défaut à l'aide tan delta :**<sup>17</sup>

La régie utilise les deux méthodes pour le diagnostic, celle de mesures des décharges partielles qui est moins utilisé par rapport à la deuxième, et en ce qui concerne les installations anciennes ils optent simplement pour le renouvellement du câble. La deuxième méthode, celle du diagnostic par mesure de tan delta est la plus utilisée, en ce qui suit nous allons expliquer les étapes de cette démarche.

Le module de mesure Tan Delta permet à l'opérateur de déterminer précisément l'état d'un câble. Les effets du vieillissement, le degré d'humidité ou encore les « arborescences d'eau » peuvent être détectés et quantifiés simplement, ce qui fait du Tan Delta l'outil idéal pour contrôler l'état d'un câble.

### **4-2-1 : Définition de la Tan Delta :**

C'est le rapport des permittivités relatives imaginaires et réelles, donc des constantes diélectriques.

$$\mathbf{\tan \delta = I_r / I_c = 1 / \omega RC}$$

$I_r$  est le courant de fuite, plus le courant de fuite est grand plus la Tang delta est importante ils sont proportionnelles. En résumé, plus la Tan Delta est élevée, plus le câble est mauvais.

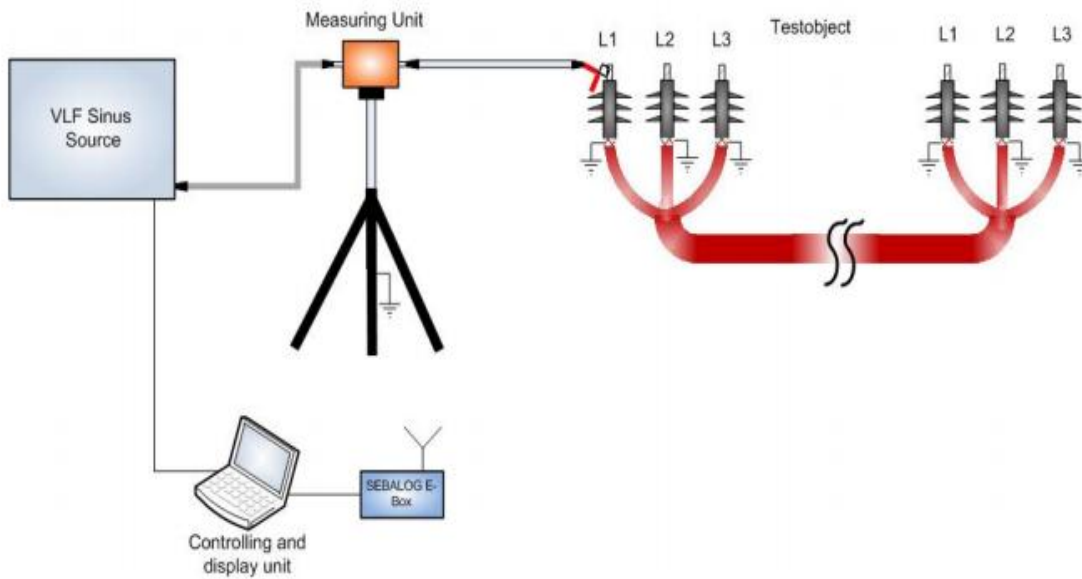
### **4-2-2 Mesure :**

Pour mesurer le vieillissement d'un câble à l'aide du tan delta on injecte une tension sinusoïdale dans chacune des phases et on note la valeur trouvée, on reprend la même démarche en augmentant la tension et on note la nouvelle valeur. On répète cette opération plusieurs fois pour observer la variation du tan delta. Donc plus la variation est grande plus le câble est endommagé.

---

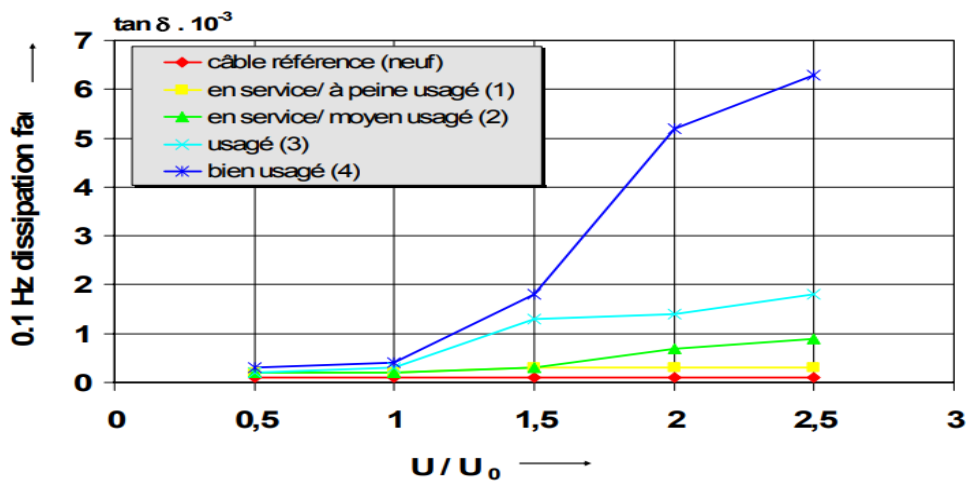
<sup>17</sup> <file:///C:/Users/hp/Desktop/stage/vlf%20tangente%20delta%20fm.pdf>.

### Connection diagram tanδ measuring system



**Figure 23 : Mesure du tan delta**

La figure ci-dessous nous montre le résultat de mesure d'un câble dans différent état :



**Figure 24 : Comparaison entre différents états d'un câble**

Affichage de la Tan Delta en fonction de la tension et la visualisation de son allure:





**Figure 25 : Résultat de mesure des trois phases**

La valeur de la Tan Delta peut être classée parmi 3 catégories: l'isolant est en bonne condition/ l'isolant a déjà vieilli / l'isolant est fortement dégradé. En fonction de la catégorie de la Tan Delta, des décisions sont préconisées.

Tan Delta à $2U_0$	Diagnostic	Nécessité de répétition de la mesure
$\text{Tan } \delta \leq 1.2 \cdot 10^{-3}$	Bon	5 ans
$1.2 \cdot 10^{-3} < \text{Tan } \delta < 2.2 \cdot 10^{-3}$	Vieilli	annuel
$2.2 \cdot 10^{-3} \leq \text{Tan } \delta$	Fortement dégradé	Remplacement

**Tableau 3 : Résultat du diagnostic à l'aide du tan delta**

Le câble devrait également être remplacé si  $(\Delta \text{ Tan } \delta)$  entre  $1U_0$  et  $2U_0 > 1 \cdot 10^{-3}$ .

Pour réaliser une mesure de Tan Delta, il faut disposer des composants suivants :

- ✓ Appareil de test VLF sinus avec un signal sinusoïdal;
- ✓ Un capteur HT Tan Delta et un capteur de courant de fuite.





L'appareil Tan Delta a 3 composants :

- ✓ Appareil de mesure (MCU);
- ✓ Sebalog E-box;
- ✓ Unité de contrôle et d'affichage (un PC portable p.ex. Ou l'unité de pilotage d'un véhicule laboratoire de RDC).

Les avantages de cette mesure :

- Les délais de mesure sont courts ;
- Mesure complètement indépendante des perturbations électriques ou des mises à la terre multiples.

## **5-solution proposée :**

Durant notre période de stage, nous avons vu les différentes méthodes que la régie optent pour faire le diagnostic des câbles HTA, la méthode de détection des défauts en utilisant la tangente delta ou bien par les décharges partielles qui sont réalisées à l'aide du camion de diagnostic comme cité auparavant.

La question qui se pose est : peut-on trouver un autre moyen de diagnostic et d'anticipation de pannes? Comment savoir est-ce qu'un câble est priorisé d'être diagnostiqué par rapport à un autre ?

C'est ici où nous avons intervenu, en intégrant des dispositifs bien précis qui nous aideront à prioriser des câbles en défaut par rapport à d'autres, pour faire le nécessaire et réparer ce qui peut à long terme endommager un câble.

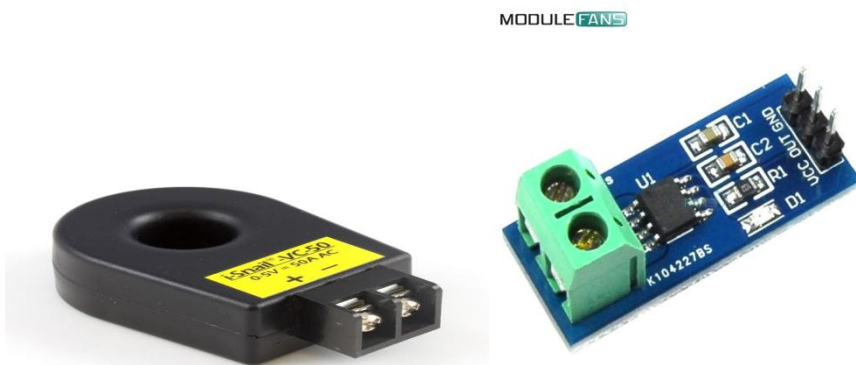
### **5-1 Principe de fonctionnement:**

Notre système sera implémenté directement sur les câbles déjà alimentés, que ça soit souterrains ou aériens, grâce à des capteurs de courant, nous calculerons la différence de courant entre deux points situés sur le câble, si la valeur en un deuxième point est approximativement égale à celle de la valeur du courant du premier point, ceci signifie qu'il y a un courant de fuite important et donc le câble est en bon état, sinon, si les deux valeurs sont différentes, c'est-à-dire le courant au deuxième point est inférieur par rapport à celui du premier, alors le câble nécessite un diagnostic en utilisant le camion, par les deux méthodes qu'utilise déjà la régie pour s'assurer de son état et voir est-ce qu'il nécessite un changement ou pas ?

## 5-2 Description des composants du système:

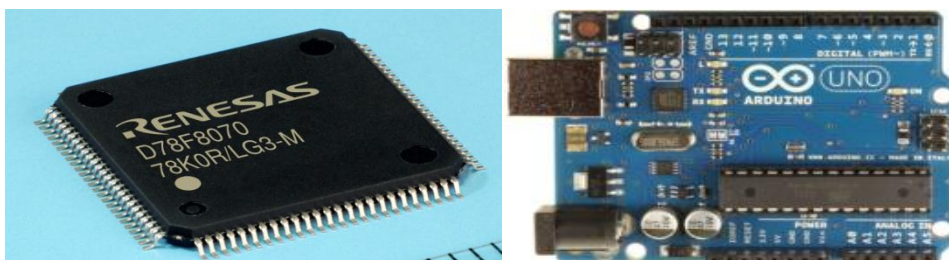
Notre système se compose de deux capteurs de courant, 2 microcontrôleurs, un générateur, un récepteur, un transmetteur radio TX 433 MHZ, Récepteur RX et le câble que nous allons étudier son état.

- Les deux capteurs que nous allons utiliser sont des capteurs de courant à effet hall , ils délivrent en sortie une tension  $v_H$  quasiment proportionnelle au champ magnétique et donc dépendant de l'intensité  $i$  : le courant à visualiser est appliqué à un enroulement de circuit magnétique. Ils produisent un champ magnétique qui est responsable de l'apparition de la tension « Hall »  $v_H$  ;



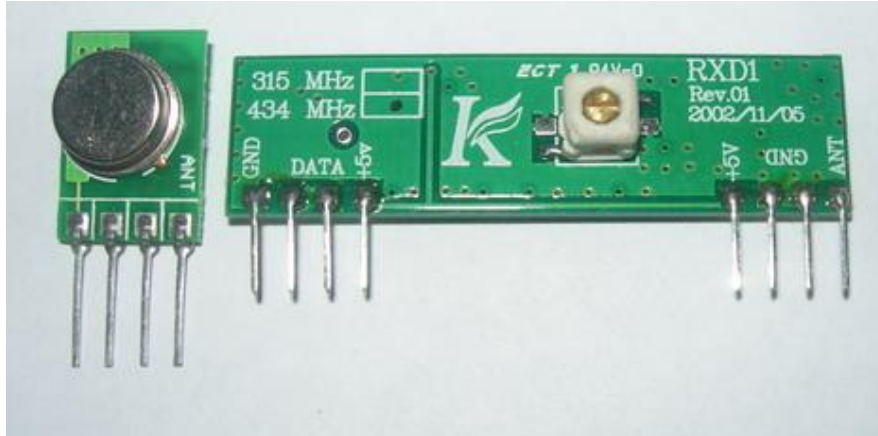
**Figure 26 : Capteurs à effet Hall**

- 2 microcontrôleurs, qui nous permettront de mémoriser la valeur de courant en un point, que le capteur a pu détecter ;



**Figure 27 : Microcontrôleurs**

- ✚ Emetteur TX qui sera implémenté en le premier point du câble ( début l'une liaison), qui contient la première valeur du courant livré par le microcontrôle , et qui va transmettre le message au récepteur RX.



**Figure 28 : Emetteur TX**

- ✚ Le récepteur RX est un dispositif qui va recevoir le message envoyé par le transmetteur TX, pour avoir la valeur du courant du premier point..

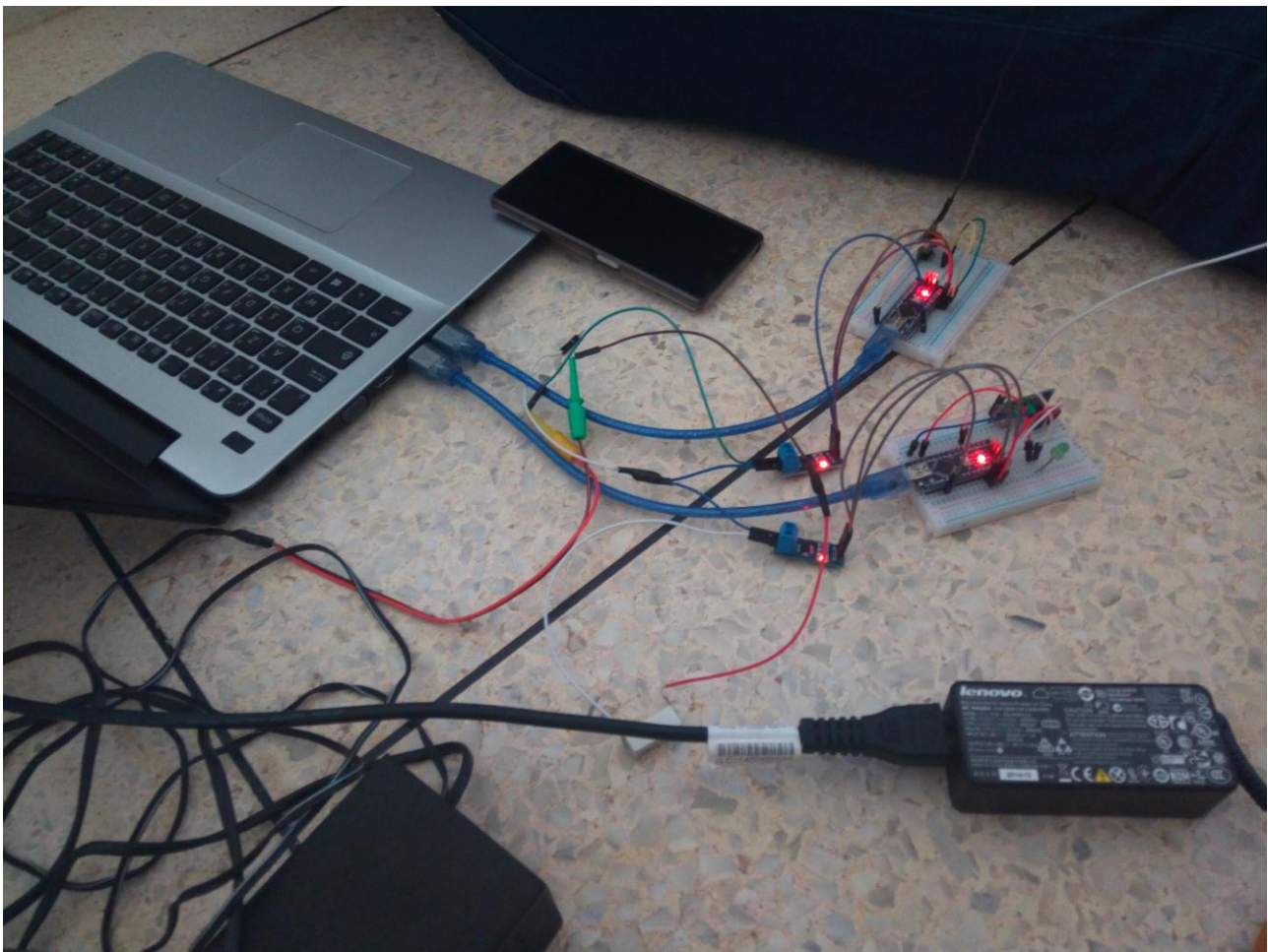
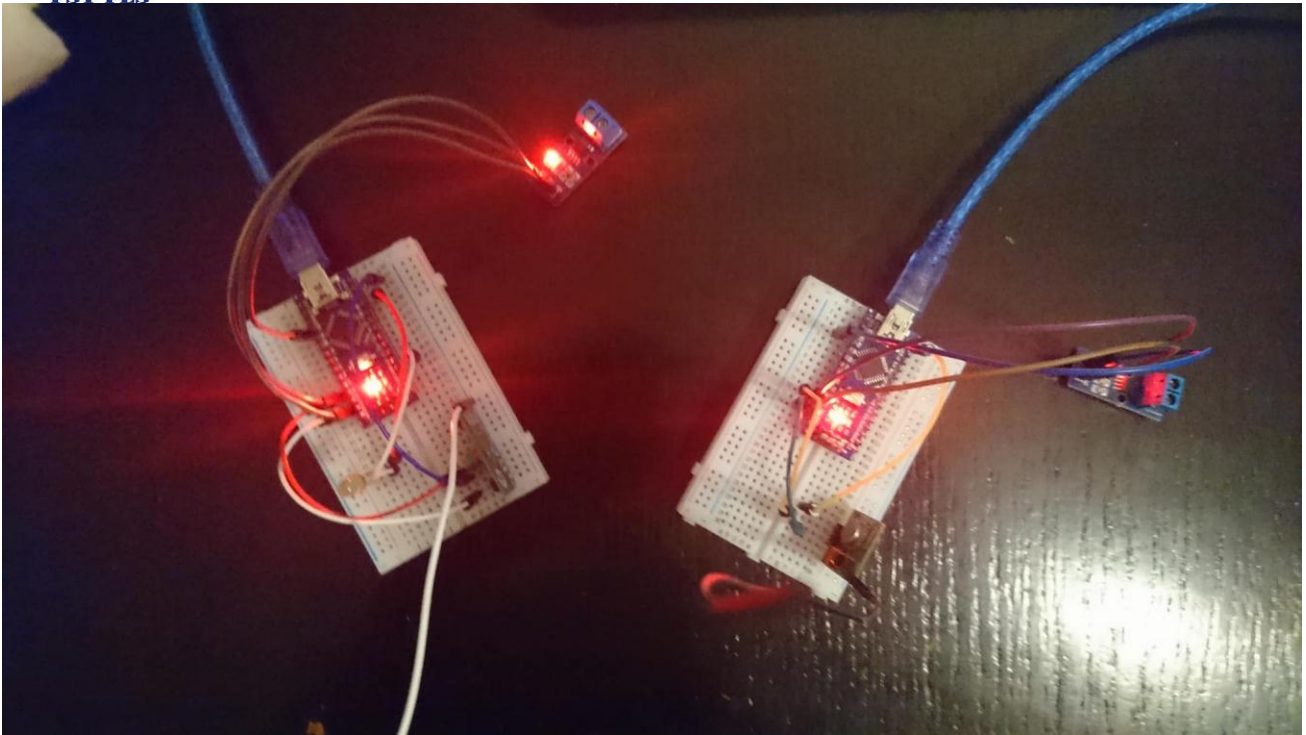
### **5-3 Le prototype réalisé:**

La démarche de notre prototype est simple, nous placerons nos capteurs en deux points différents du câble alimenté A et B ( au début et à la fin d'une liaison) .

Le premier capteur détectera par effet hall la valeur du courant IA qui sera livré au premier Arduino uno 3, ce dernier va moduler le message en ASK qui contient cette valeur, et à son rôle, il sera relié avec le Emetteur Tx433 qui va envoyer le message modulé , une fois le message est reçu par le récepteur RX, le deuxième Arduino placé au point B mémorisera en valeur le courant reçu au message, après l'avoir démodulé, fera la différence entre cette valeur et la valeur IB détectée par le capteur de courant CB située au deuxième point ( à la fin de la liaison).Si les deux valeurs sont approximativement égales, ceci signifie que le câble est en un bon état.

Si cette différence est importante cela signifie qu'y a un courant de fuite important. Une carte GSM liée au circuit va envoyer un message pour informer la cellule de mesures et protections que ce câble nécessite un diagnostic dans le prochain délai.





#### **5-4 Impact de la solution :**

Ceci aura un impact positif sur la régie,

- ✓ Au niveau économique : un câble priorisé d'être diagnostiqué sera vérifié au bon moment, ne va être endommagé, et va nous éviter des pannes au niveau du réseau électrique et des couts résultants de cette panne.
- ✓ Au niveau de gestion de la cellule de mesures et protections : Ce système grâce aux messages qu'il va envoyer, aidera la régie à avoir une base de données pour faire son rôle de diagnostic des câbles, que ça soit aux niveau des nouvelles installations ou anciennes, par ordre de priorité.

Après avoir réalisé le bon diagnostic du câble, nous avons pensé à une autre solution pour les installations anciennes, et qui nous permettra d'éviter la seule solution optée par la régie, celle du changement du câble ancien HTA au cas d'une détection de défauts.

#### **5-5 Le rajeunissement de pression soutenu (SPR):**

Cette méthode consiste à injecter des fluides dans les câbles souterrains pour prolonger leur durée de vie, une méthode dédiée pour les vieux câbles qui commencent à être endommagés, ils réparent le défaut et injectent les fluides et relient le câble au réseau électrique, ce qui augmente considérablement la fiabilité du câble injecté tout en s'assurant de la sécurité pendant l'injection.

Le SPR peut être utilisé avec les fluides d'injection Cablecure iXL ou Cablecure 732. Le fluide sélectionné est injecté et confiné aux segments de câble sous pression modérée et adaptée.

Le processus SPR augmente considérablement la fiabilité du câble et bénéficie d'une garantie allant jusqu'à 40 ans. Le processus est complété en une seule visite, et la rigidité diélectrique totale du câble est rétablie en sept jours. Et donc la force diélectrique complète est rétablie en seulement un court temps.

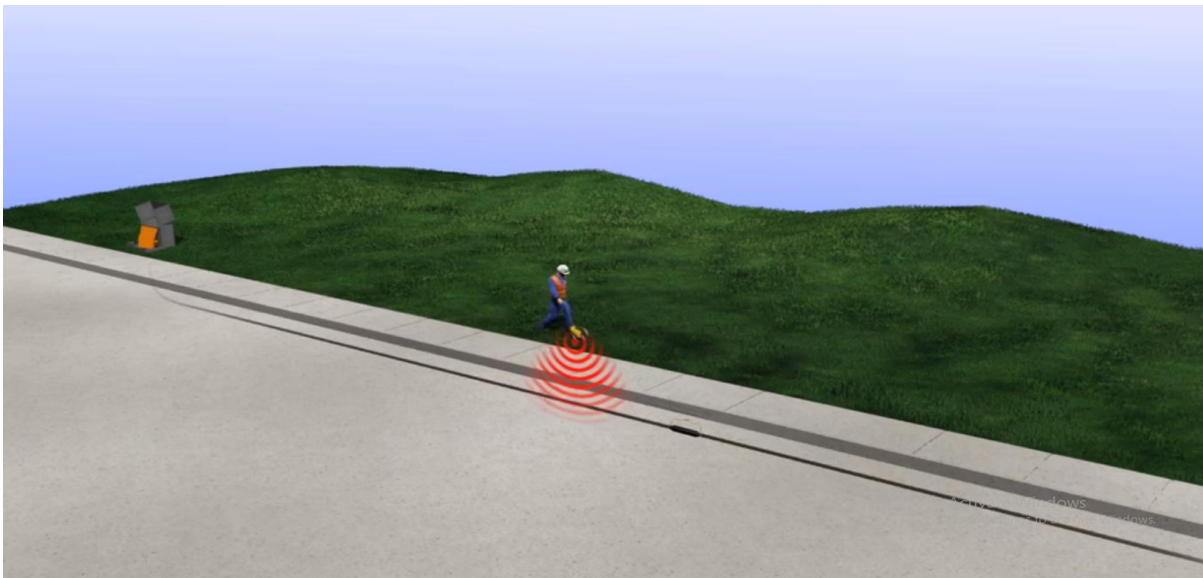
##### **5-5-1 Processus de rajeunissement:**

Premièrement nous isolons, testons et mettons à la terre le câble, puis nous utilisons le DTR pour vérifier chaque segment pour les épissures, la corrosion neutre et la longueur.



**Figure 29 : Vérification de la longueur et du défaut de câble à l'aide du DTR**

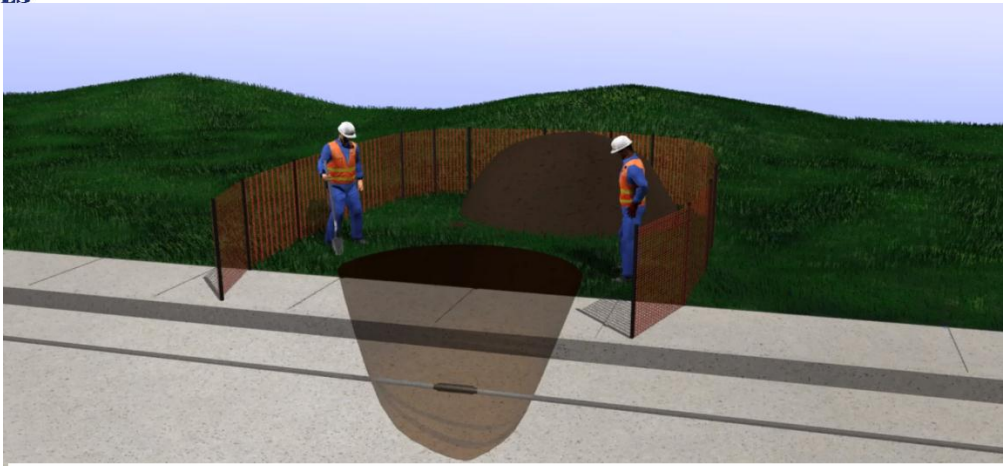
Les épissures sont localisées à l'aide d'un localisateur RF et d'une roue de mesure.



**Figure 30 : Mesure des épissures**

Au fur et à mesure, nous creusons une fosse pour exposer et retirer l'ancienne épissure.

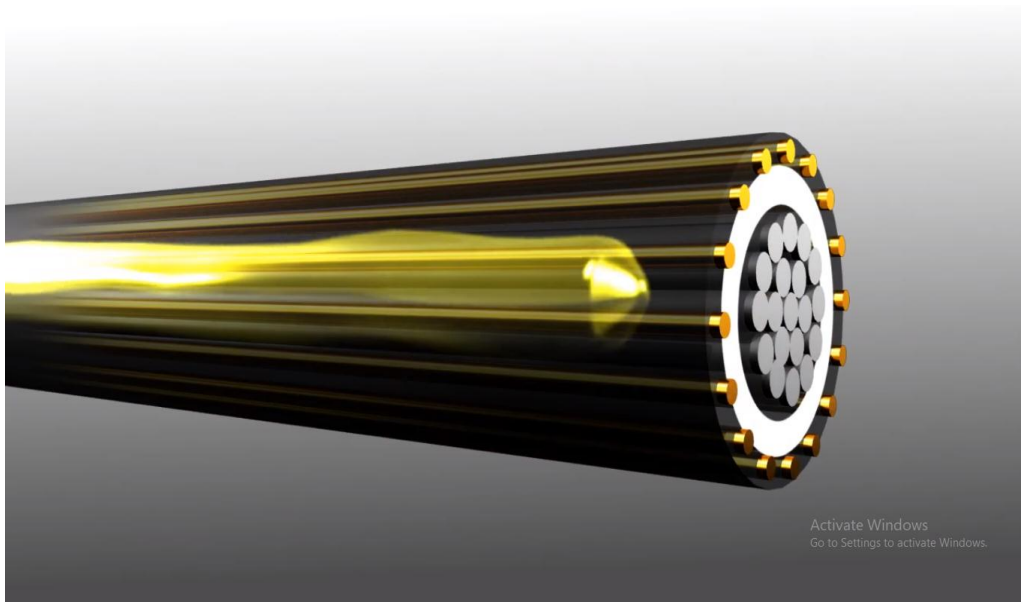




**Figure 31 : Mesure**

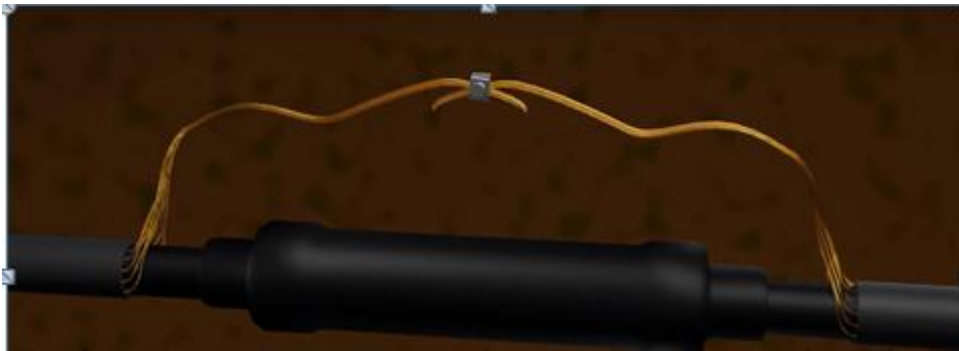
Ensuite, nous utilisons une presse radiale pour installer de nouveaux adaptateurs d'injection et connecteurs d'épissures. Cette installation est vérifiée avec un modèle mesuré.

Puis, nous positionnons les outils d'injection, nous injectons chaque sous-segment à une pression modérée. A 100 mètres prend typiquement 30 minutes ou moins pour injecter.



**Figure 32 : Injection**

Après l'injection, nous enlevons l'équipement, terminons l'installation de l'épissure et installons des coudes standards à chaque extrémité.



**Figure 33 : Fin de l'opération**

Ensuite, nous réénergisons le câble, résorbons la fosse et passons au segment suivant.