

Contents

1	Introduction	1
2	Description du projet et cahier des charges	2
3	Protections	2
3.1	Objectifs des protections.....	2
3.2	Réalisation des protections	3
3.3	Mesures.....	4
3.3.1	Transformateur de courant.....	4
3.3.2	Transformateur de tension	6
3.4	Relais de protections numériques.....	6
3.4.1	REG670	6
3.4.2	RED615	7
3.4.3	REL650	7
3.4.4	REF615.....	7
3.5	Organe de coupure.....	8
3.6	Plan de protection.....	8
4	Concept de protection Gridlab et étude des défauts	9
4.1	Circuit du Gridlab	9
4.1.1	Repérage schéma Gridlab.....	10
4.1.2	Détermination des points de raccordement	10
4.2	Lignes.....	11
4.2.1	Lignes aériennes.....	11
4.2.2	Câbles souterrains	13
4.3	Transformateur	14
4.3.1	Surcharge	16
4.3.2	Court-circuit.....	16
4.3.3	Défaut à la masse	16
4.4	Génératrice.....	16
4.4.1	Court-circuit.....	19
4.4.2	Charge asymétrique	20
4.4.3	Surtension.....	20
4.4.4	Perte d'excitation.....	20
4.4.5	Perte de synchronisme.....	21
4.4.6	Retour de puissance	21
4.5	Défaut causé par le réseau	21

4.5.1	Défaut de fréquence.....	21
4.5.2	Défaut de tension.....	21
4.5.3	Court-circuit sur le réseau.....	22
4.5.4	Fonctionnement en îlotage.....	22
4.6	Transformateurs de mesures.....	22
4.6.1	Interruption du circuit secondaire.....	22
4.7	Défaillance disjoncteur.....	22
4.8	Etude de la simulation et de la réalisation des défauts.....	23
4.8.1	Court-circuit.....	23
4.8.2	Asymétrie du réseau.....	23
4.8.3	Perte d'excitation.....	24
4.8.4	Coup de foudre sur la ligne.....	24
4.8.5	Défectuosité ligne.....	24
4.8.6	Retour de puissance.....	24
4.8.7	Défaut réseau.....	25
4.8.8	Défaut transformateur de mesure.....	25
4.8.9	Défaillance disjoncteur.....	25
4.8.10	Surcharge.....	25
5	Mesures.....	26
5.1	Conception chariot de mesure.....	26
5.1.1	Première idée.....	26
5.1.2	Deuxième idée.....	26
5.1.3	Solution retenue.....	26
5.1.4	Matériel chariot.....	27
5.1.5	Poids du chariot.....	27
5.1.6	Réception de la commande.....	28
5.2	Raccordement des transformateurs.....	28
5.2.1	Transformateur de courant.....	28
5.2.2	Transformateur de tension.....	29
5.2.3	Raccordement avec le chariot de mesure.....	29
6	Banc de test.....	31
6.1	Montage du relais de protection.....	31
6.1.1	Matériel commandé.....	32
7	REL650.....	32
7.1	Caractéristiques.....	33
7.2	PCM600.....	35

7.3	Configuration des entrées.....	36
7.4	Protection de distance	39
7.4.1	Relation entre les paramètres et la représentation graphique de la fonction.....	43
7.4.2	Résultats obtenus	46
7.5	Protection de courant.....	47
7.5.1	Réglage de la protection à maximale de courant.....	48
7.5.2	Réglage de la protection de défaut de terre.....	51
7.6	Protection de tension	52
8	Test cas simple avec le CMC 356 et QuickCmC	53
8.1.1	Fonctionnement normal.....	54
8.1.2	Court-circuit L1-N, contact direct.....	55
9	RelaySim Test.....	58
9.1.1	Test court-circuit.....	58
10	Réalisation d'un court-circuit sur l'installation.....	59
11	Evolutions futures	60
12	Conclusions	61
13	Remerciements.....	61
14	Abréviations.....	62
15	Bibliographie.....	62
16	Annexes.....	63

1 Introduction

Le Gridlab Dispatching intègre une reproduction à l'échelle d'une usine de production hydroélectrique locale (la Lienne SA à Saint-Léonard). Dans la pratique, chaque groupe de production d'une centrale comporte un système de protection par relais numériques qui contrôlent que l'installation fonctionne correctement et commandent un disjoncteur en cas d'anomalie.

L'installation a été conçue à une échelle de 1:5'000 par rapport à la puissance de l'installation réelle.

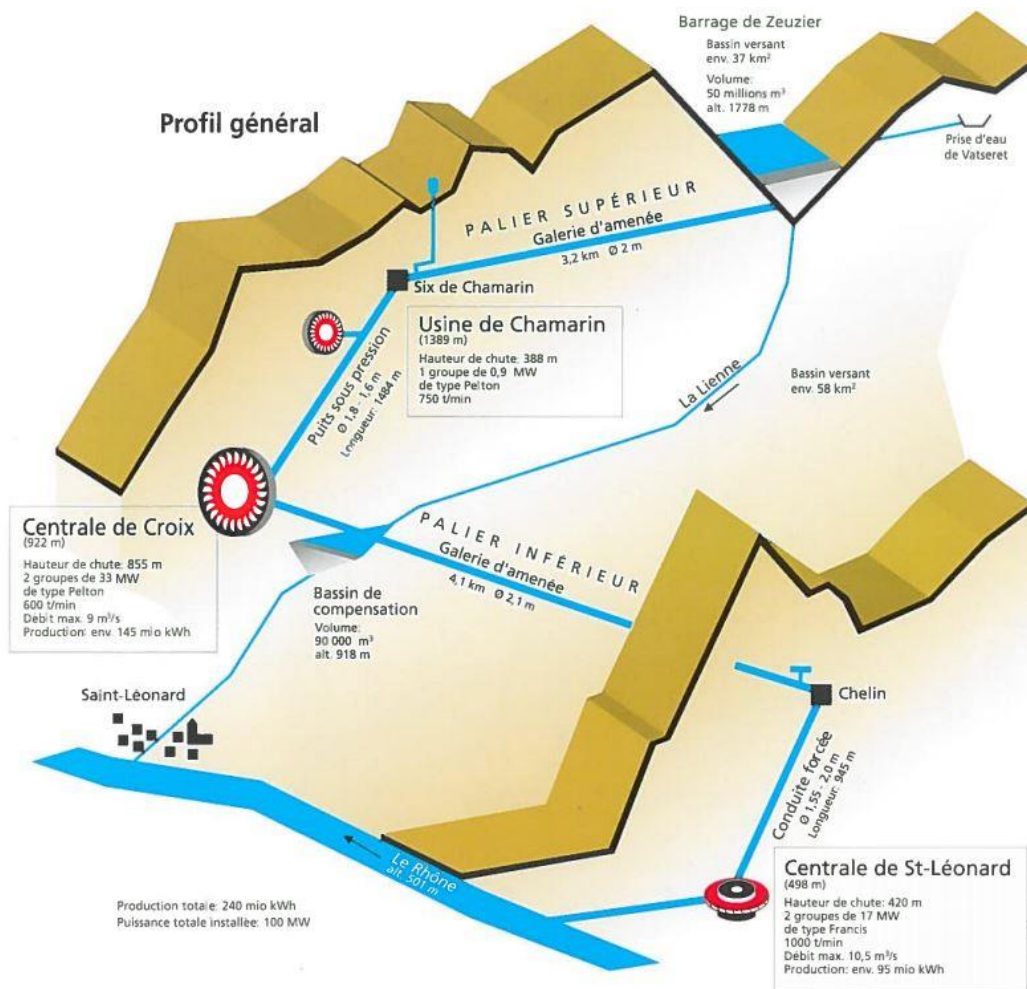


Figure 1 : Aménagement de la Lienne SA

Le projet a pour but d'intégrer un concept de sécurité complet sur un des groupes (le groupe 1) afin d'acquérir du savoir-faire sur le fonctionnement d'un plan de protection et de la configuration de relais de protection.

2 Description du projet et cahier des charges

L'installation est composée de quatre groupes de production. Ils sont composés d'une génératrice et d'un transformateur étoile-étoile. Deux de ces groupes sont directement reliés au réseau 400V. Les deux autres sont reliés au réseau par l'intermédiaire d'une ligne aérienne et d'une ligne enterrée.

Les génératrices génèrent un courant de 10A à puissance nominale. Les transformateurs ont un rapport de transformation unitaire. On se retrouve donc avec 40A au point d'injection du réseau. On peut également se retrouver avec un courant nominal de 20A sur une ligne si l'autre est déclenchée.

Il existe également un banc de test de protections électrique qui utilise le logiciel RelaySimTest d'Omicron

Le cahier des charges du projet s'articule comme suit :

- Commander les transformateurs de mesures nécessaires au plan de protection étudié dans le projet de semestre
- Designer et réaliser un chariot mobile qui permette de les contenir
- Tester, installer et câbler les transformateurs de mesures dans le chariot (si livrés à temps)
- Compléter le banc de test avec l'installation et le test d'un relais REL650
- Identifier, parmi les scénarios d'anomalies possibles à l'échelle unitaire, ceux qui seraient reproductible dans le RelaySimTest
- Validation du concept de protection élaboré (Réponse des relais au courant de défaut) pour les scénarios d'anomalies identifiés.

3 Protections

Un système de protection surveille en permanence l'état des éléments d'un réseau et ordonne la mise hors tension en cas de perturbation afin de limiter l'impact du défaut (endommagement des infrastructures).

3.1 Objectifs des protections

Un système de sécurité d'une installation de production électrique doit être conçue pour :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens (électrocution, départ d'incendie,...)
- Minimiser ou éviter la destruction du matériel (élévation dangereuse des températures, incendie, explosion causée par l'amorçage d'un arc,...)
- Garantir la continuité de la fourniture du réseau électrique

La conception d'un système de protection est un équilibre délicat entre :

- Rapidité : qui permet de réduire les conséquences d'un défaut
- Sensibilité : détecter tous les défauts
- Fiabilité : ne pas avoir de déclenchement intempestif et déclencher en cas de défaut
- Sélectivité : déclencher uniquement la partie en défaut
- Simplicité : pour faciliter la maintenance et la mise en œuvre
- Prix

3.2 Réalisation des protections

Une fonction de protection est composée d'instruments de mesure pour connaître l'état du système en tout temps. Ces mesures sont ensuite ramenées vers un relais de protection qui les traite et qui donne l'ordre à un organe de coupure (disjoncteur en général) d'ouvrir le circuit en cas d'anomalie. Les liaisons entre les capteurs et le relais ou entre le relais et l'organe de coupure sont principalement faites avec des câbles de cuivre. Des liaisons en fibres optiques commencent à être utilisées.

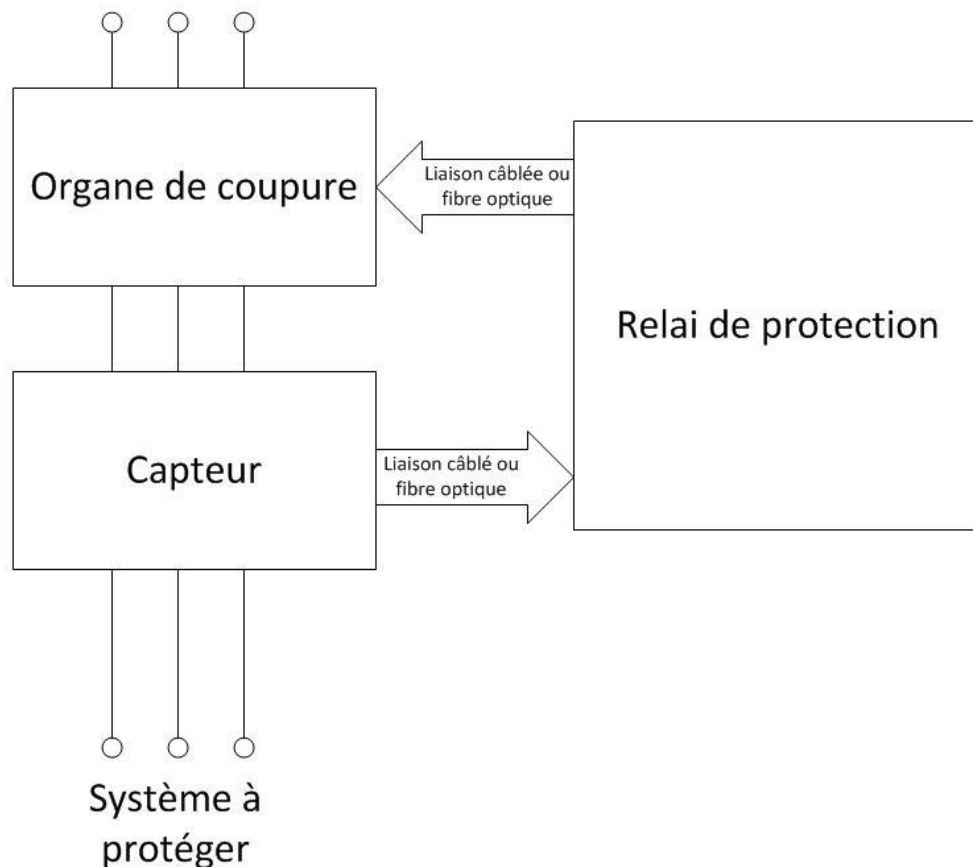


Figure 2 : Représentation d'une protection

Cet ensemble doit pouvoir :

- Éliminer les défauts en séparant la partie saine du réseau et la partie défectueuse en ouvrant l'organe de coupure le plus proche.
- Prévoir des protections de secours
- Prévoir des protections spécifiques pour certains appareils (génératrice, transformateur, ...)
- Prévoir la possibilité de changer temporairement le fonctionnement des protections afin de pouvoir effectuer des travaux de maintenances pendant l'exploitation

Un plan de protection doit intégrer ces différentes contraintes afin d'assurer les objectifs du système de protection au meilleur prix. Le temps d'élimination des défauts est composé du temps de fonctionnement des protections et du temps d'ouverture de l'organe de coupure.

3.3 Mesures

La mesure de l'état du système n'est pas prise directement sur l'alimentation du matériel pour des raisons de sécurité, technique et économique. A la place, des instruments de mesures sont utilisés. Ils permettent d'avoir un découplage galvanique et une réduction de la valeur mesurée vers des valeurs normalisées (100V et 1A ou 5A). Les instruments de mesures couramment utilisés sont des transformateurs dédiés à la protection pour le courant et pour la tension. Le choix des transformateurs a été réalisé dans le cadre de mon travail de semestre qui est en annexe 1. Contrairement aux transformateurs de mesures, les transformateurs de protection sont conçus pour reproduire fidèlement l'évolution de la valeur de défaut.

3.3.1 Transformateur de courant

Un transformateur de protection de courant est prévu pour mesurer et transmettre aussi fidèlement que possible l'image d'un courant de défaut. Contrairement à un transformateur de mesure, la précision et la puissance de mesure ne sont pas prévues pour des courants nominaux mais bien pour ces courants de défauts.

Ils sont caractérisés par :

- Un courant primaire : Le courant nominal à pleine charge.
- Un courant secondaire : Le courant nominal de sortie accepté par les relais.
- Une puissance de précision : Puissance connectée au secondaire où la précision est garantie.

- Une classe de précision : Détermine l'erreur maximale au courant limite de précision selon la norme CEI 60044-1. Voir figure 4 et son explication.
- Un facteur de sécurité : Facteur entre le courant de défaut maximum où la précision est garantie et le courant nominal.

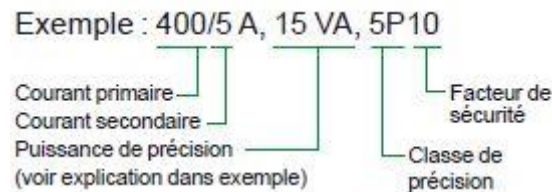


Figure 3 : Exemple type d'un transformateur [1]

Limites d'erreurs selon la classe de précision

Classe de précision	Erreur composée au courant limite de précision	Erreur de courant entre I_{pn} et $2I_{pn}$	Erreur de déphasage pour courant assigné
5P	5 %	$\pm 1 \%$	± 60 mn
10P	10 %	$\pm 3 \%$	Pas de limite

Figure 4 : Classe de précision selon CEI 60044-1 [1]

([1] Source : Schneider Electric. (2012) Transformateur de mesure d'intérieur)

La classe de précision donne l'erreur maximale au courant limite de précision et l'erreur au courant nominale. Les classes normalisées sont 5P et 10P. L'indication de la classe de précision est suivie du facteur limite de précision. Les facteurs de sécurité standards sont 5, 10, 15, 20 ou 30.

Par exemple pour le transformateur de la figure 3 : on a une erreur inférieure à $\pm 5\%$ pour un courant plus petit que 4KA et une erreur inférieure à $\pm 1\%$ pour un courant de 400A.

Le choix de la classe dépend de l'utilisation de la mesure. Il ne faut pas oublier de tenir compte de l'erreur de l'appareil de mesure pour déterminer la précision du système complet.

Pour dimensionner un transformateur de courant, il faut respecter les points suivants :

- 1) Le ratio primaire doit être plus grand ou égale au courant de charge nominale à pleine charge.
- 2) Il faut s'assurer que le transformateur peut commander la charge (burden dans la littérature anglaise) dans le pire des cas (Courant de défaut maximum).
- 3) Vérifier qu'on ne sature pas

3.3.2 Transformateur de tension

Un transformateur de protection de tension est réalisé pour transmettre aussi fidèlement que possible l'image de la tension en cas de défaut (Surtension ou baisse de tension).

Ils sont caractérisés par :

- Une tension primaire : la tension nominale
- Une tension secondaire : la tension de sortie acceptée par les relais
- Une puissance de précision : la puissance connectée au secondaire où la précision est garantie.
- Une classe de précision : donne les limites d'erreurs de tension et de phase.
- Coefficient de surtension : donne la tension maximale où la précision est garantie, souvent suivi d'une limitation dans le temps.

3.4 Relais de protections numériques

Les relais de protection reçoivent les signaux depuis les instruments de mesures et envoient l'ordre de déclencher à des disjoncteurs. Les anciens relais étaient analogiques et sont encore très présents sur les réseaux. Les relais modernes sont numériques. Ce qui permet de combiner plusieurs fonctions de protection dans un relais. Les autres avantages des relais numériques sont de pouvoir enregistrer les événements qui se passent en cas de défaut ainsi que l'évolution du courant et de la tension.

Les relais de protection sont souvent appelés DEI (Dispositif Electronique Intelligent) en français ou IED (Intelligent Electronik Device) en anglais.

Les entrées de courant acceptent en général 1A et/ou 5A. Les entrées 1A permettent d'avoir moins de puissance dissipée dans les câbles qui ramènent la mesure au relais et sont utilisées pour les petites distances. Les entrées 5A sont utilisées pour de petites distances. La perte dans les fils est 25 fois plus importante avec 5A qu'avec 1A ($P=R \cdot I^2$).

3.4.1 REG670

Le REG670 est un relais prévu pour les alternateurs et transformateurs de différents types de centrale de production électrique (centrale hydraulique, centrale à gaz, centrale thermique, centrale nucléaire, station de pompage-stockage, ...) Il a 9 entrées de mesure de courant (5A) et 3 entrées en tension (100V).

On peut implémenter des fonctions de protection différentielles, d'impédance, de courant, de tension, de fréquence. Il peut également détecter des pertes de synchronisme ou des pertes d'excitation. Il réagit à des défauts internes (court-circuit) et externes (chute du réseau).

3.4.2 RED615

Le RED615 est un relais de protection différentielle. Il est utilisé pour protéger la ligne aérienne des surcharges, des surintensités et des défauts apparaissant sur la ligne. Il dispose de 6 entrées en courant de 1A.

3.4.3 REL650

Le REL650 protège la ligne enterrée et est un relais de protection de distance. Il a 3 entrées de courant de 1A et 3 entrées de tension de 100V. Ces entrées lui permettent de calculer l'impédance de la ligne et de déclencher quand cette impédance baisse en cas de défaut. Il dispose également de fonction de surintensité, de surcharge, de sur/sous-tension, de défaut de terre.

3.4.4 REF615

Le relais RED615 est un relais de protection prévu pour les départs de ligne. Il est situé juste avant le point d'injection au réseau. Il est équipé de 3 entrées en courant de 1A et de 3 entrées en tension de 100V. Avec ces mesures, il est capable de détecter une surcharge, une surintensité et également une surintensité directionnelle.

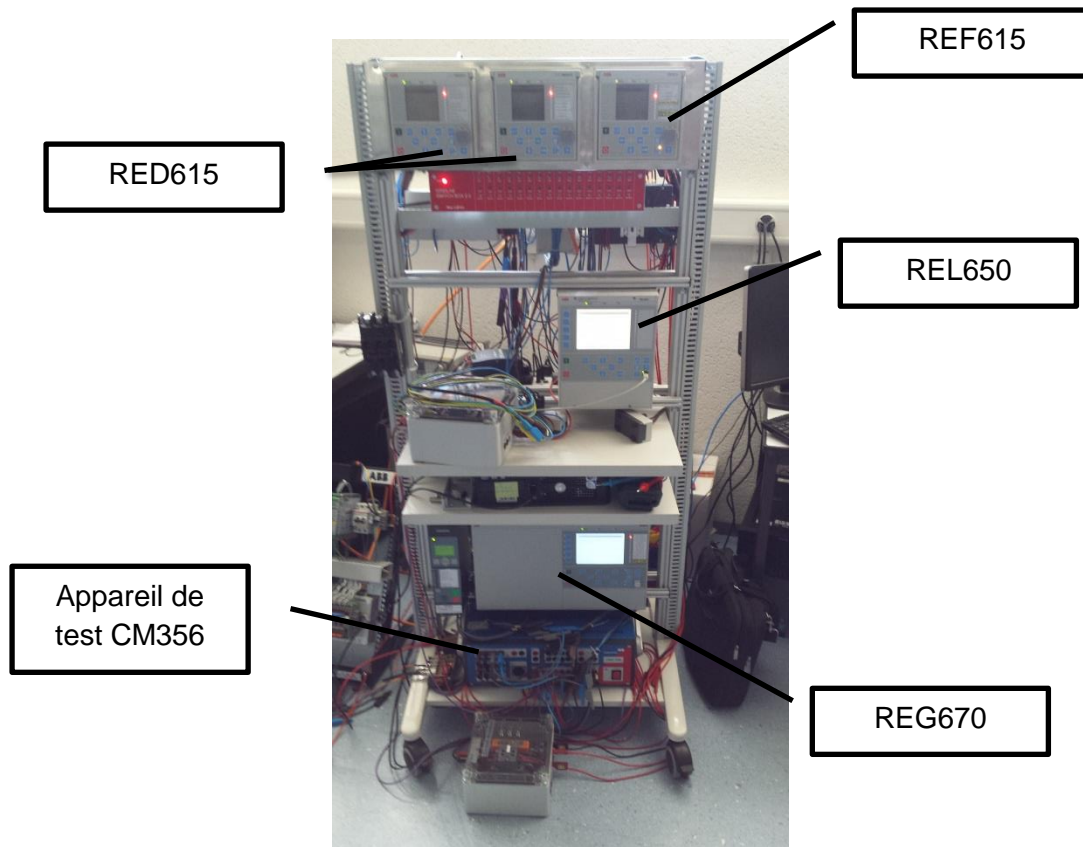


Figure 5 : Chariot de test avec emplacement des relais

3.5 Organe de coupure

Les disjoncteurs sont principalement utilisés pour ouvrir le circuit. Ils sont prévus pour ouvrir un circuit où un courant de défaut circule. Contrairement au disjoncteur basse-tension, les disjoncteurs haute-tension n'ont pas de déclencheur automatique. Ils fonctionnent uniquement sur un ordre d'ouverture ou fermeture. L'énergie nécessaire à la fermeture est souvent emmagasinée (ressort tendu, pneumatique) pour pouvoir ouvrir très vite même en cas de panne du réseau.

3.6 Plan de protection

Le circuit est séparé en quatre zones à protéger :

- La génératrice et le transformateur sont protégés par le REG670
- La ligne aérienne est protégée par le RED615
- La ligne enterrée est protégée par le REL650
- Le point de connexion au réseau est protégé par le REF615

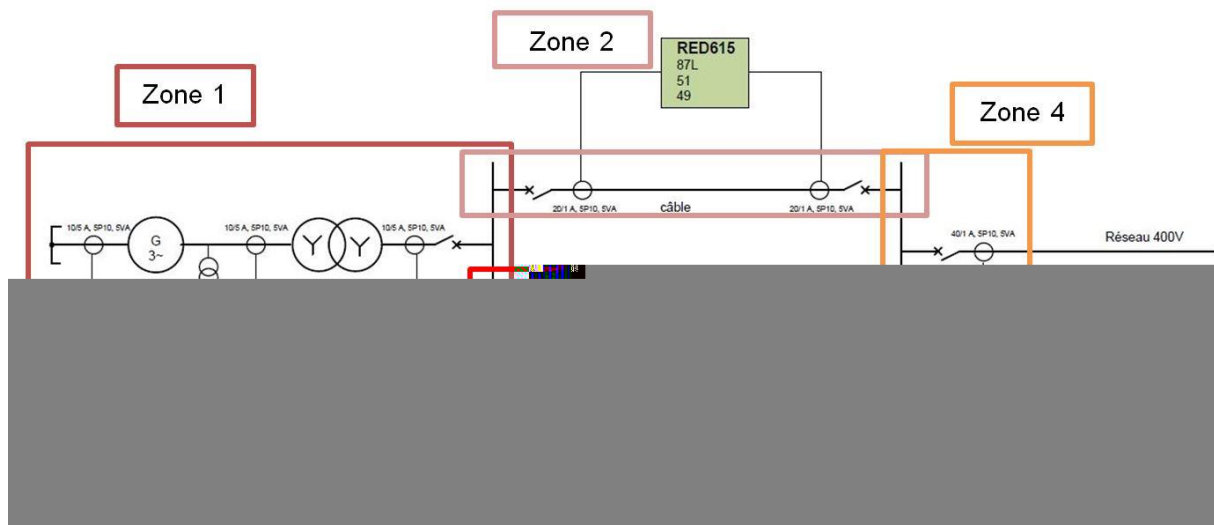


Figure 6 : Plan de protection avec les zones protégées par les relais

4 Concept de protection Gridlab et étude des défauts

Un concept de sécurité de l'installation a déjà été défini par un expert dans le domaine de la protection selon le matériel à disposition. Le circuit est séparé en quatre zones de protection. On a quatre relais de protection qui permettent de séparer le circuit en quatre zones de protection avec un recouvrement partiel qui permet d'assurer une meilleure sécurité. On est limité dans le choix des fonctions à cause du nombre d'entrée-sortie des relais. La dénomination et le principe de fonctionnement des fonctions de protection sont normés par l'organisation ANSI (IEEE Standard C37.2-2008). La liste complète des fonctions est en annexe 1.

Afin de comprendre ce plan, il faut d'abord connaître quels sont différents éléments constituant l'installation à protéger à l'échelle réelle et à échelle réduite. Ensuite il faut déterminer quels sont les différents défauts qui peuvent apparaître et lesquels sont les plus critiques (dangerosité et fréquence d'apparition). Les défauts peuvent être interne à l'élément étudié ou externe avec un effet sur l'élément.

4.1 Circuit du Gridlab

Le circuit du Gridlab est composé de 4 groupes de production hydroélectrique. Chaque groupe est constitué d'un servomoteur qui sert à simuler l'ensemble injecteur-turbine, une génératrice synchrone représente l'alternateur et un transformateur avec un rapport 1/1 qui représente le transformateur élévateur à la sortie du groupe qui injecte sur le réseau.

Les groupes 1 et 2 sont connectés au réseau par l'intermédiaire de deux lignes électriques. La première est aérienne et la deuxième est un câble enterré.

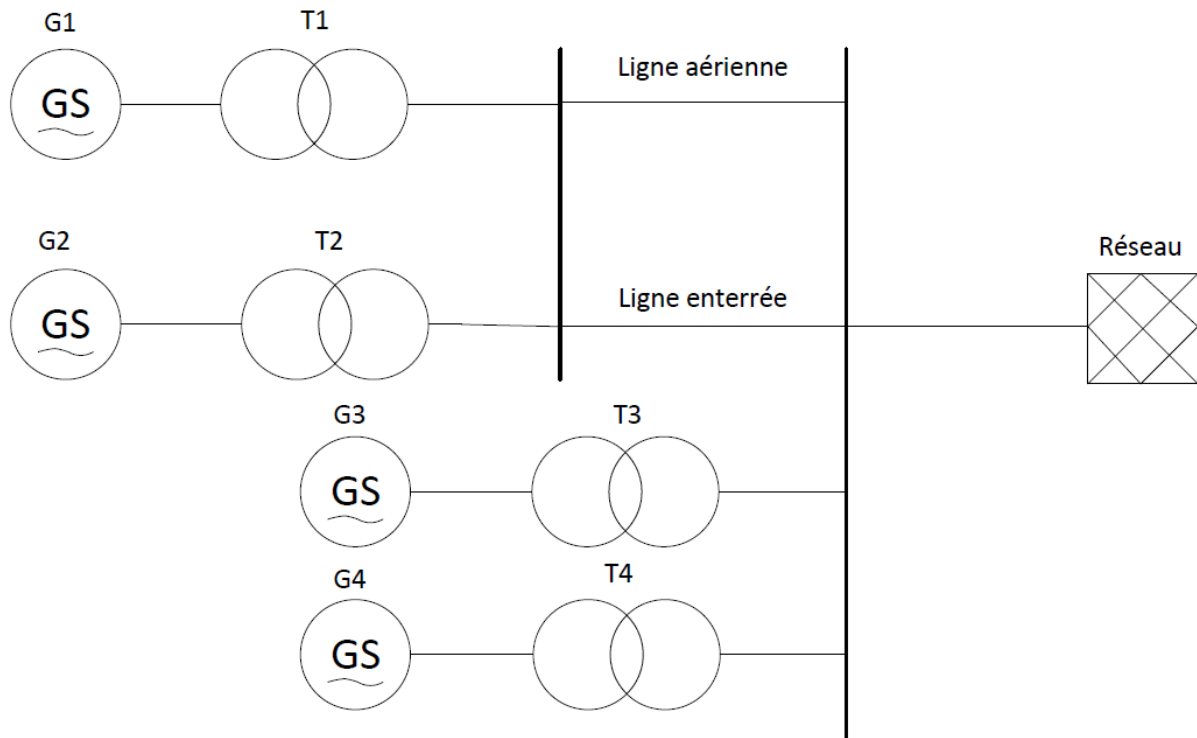


Figure 7 : Schéma du circuit avec les 4 groupes de production

4.1.1 Repérage schéma Gridlab

L'installation du GridLab est décomposée en plusieurs parties (Introduction, poste de couplage, Ligne de transport...). Ces parties ont chacune leur propre schéma de câblage. Il faut suivre les schémas et l'installation physique pour déterminer les différents appareils qui composent le circuit et les points de connexion accessibles facilement.

Le circuit comprend déjà certaines protections intégrées. Les groupes sont protégés par deux disjoncteurs placés en amont et en aval du transformateur. Chaque départ depuis le coffret d'introduction passe par un disjoncteur. Et finalement un disjoncteur principal protège l'ensemble de l'installation.

4.1.2 Détermination des points de raccordement

Il est important de déterminer quelle sont les endroits où on peut accéder au circuit électrique pour placer les appareils de mesure et les disjoncteurs pour ouvrir le circuit.

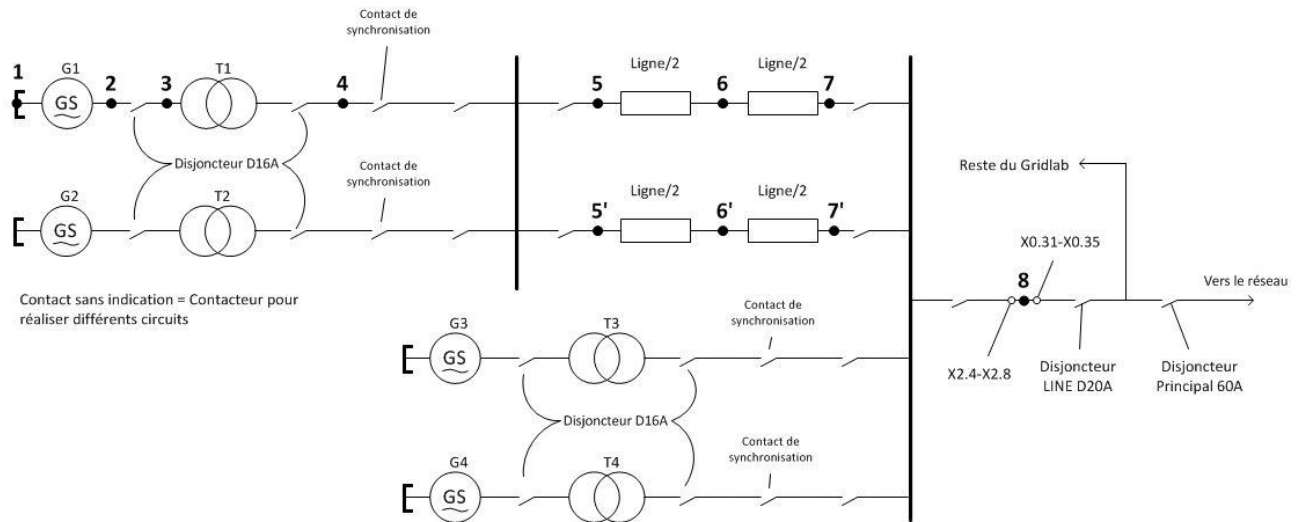


Figure 8 : Circuit avec points de raccordement

Les points 1 et 2 sont uniquement accessibles en démontant le capot de protection de la génératrice. Le point 2 est laissé de côté car on a un accès beaucoup plus facile au point 3.

Les points 3 et 4 sont situés sur le côté du banc (voir figure XX) et sont facilement accessible.

Les points 5-5'-6-6'-7-7' sont également très faciles d'accès et sont situés sur le dessus du poste du couplage (Voir figure XX).

Le point 8 est plus problématique, le seul moyen d'y avoir accès est de débrancher les bornes soit du coffret du poste de couplage, soit du coffret d'introduction.

4.2 Lignes

Les principaux défauts des lignes sont la surcharge thermique, le court-circuit entre phases, le court-circuit phase-terre. Les lignes peuvent être aériennes ou enterrées avec leurs types de défauts spécifiques. La protection de réseaux maillés et de petites distances sont très difficile à protéger efficacement. Les flux de puissance sont difficiles à prévoir.

4.2.1 Lignes aériennes

Une ligne aérienne est composée d'une structure portante et des conducteurs de phases et de terre. Il peut également y avoir le conducteur de neutre. L'air environnant est utilisé comme un isolant électrique. L'air est également utilisé pour évacuer la chaleur produit par

les flux de courant. Lorsque les températures sont basses comme en hiver, il est possible de transporter plus de courant qu'en été. En Suisse, les lignes aériennes sont généralement en Aldrey. Une ligne électrique peut être exploitée pendant 80 ans.

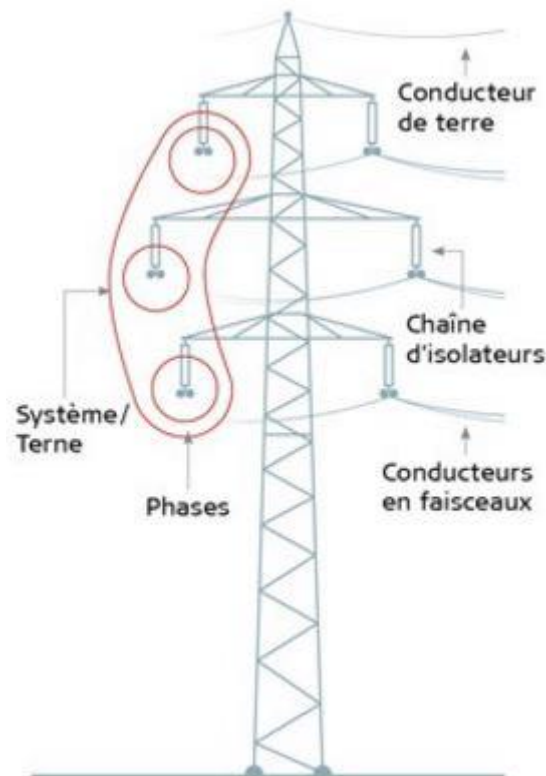


Figure 9 : Structure d'une ligne aérienne

Sources : https://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/grid/technologies/overhead_underground_cabling.html (12.07.2016)

Les lignes aériennes sont particulièrement sensibles à leur environnement. Ce qui fait que la majorité des défauts sont causés par :

- Tempêtes
- Foudre
- Chute d'arbre
- Défaillance du matériel
- Oiseaux (Principalement pour les lignes situées sur les couloirs de migration de grandes espèces)
- Surchage
- Rupture des câbles (avec ou sans contact avec la terre)

Beaucoup de ces défauts sont fugitifs et peuvent être résolus en réenclenchant la ligne. Ce qui peut être fait automatiquement.

Dans le cas de la Lienne, les défauts les plus fréquents sur les lignes sont les oiseaux, les arbres pour les bouts de ligne en forêt. Dans les cas plus rares mais qui arrivent de temps en temps, il y a la foudre et les arrosages automatiques placés sous la ligne et mal réglés.

On peut citer par exemple, le cas du 16 novembre 2015 où un aigle avait touché la ligne. Il s'est avéré que la terre du pylône était raccordée uniquement localement sans liaison avec les éléments les plus proches. La résistance entre la phase et la terre (avec l'aigle au milieu), s'est révélée trop élevée pour que la protection la plus proche déclenche (protection sur le départ de la centrale de Saint-Léonard). C'est une protection de secours à Cran qui a déclenché en premier.

Les lignes de départ de la centrale de Saint-Léonard sont protégées par des REL615, et les jeux de barre par des REB650.

4.2.2 Câbles souterrains

Les câbles souterrains sont principalement utilisés sur de courtes distances. L'isolation est faite avec des matières plastiques ou du papier imbibé d'huile qui est de moins en moins utilisé à cause de son impact sur l'environnement. Comme les câbles sont enterrés, la chaleur est plus difficile à évacuer. S'ils sont proches, ils vont se réchauffer mutuellement. Ces deux effets limitent la puissance qui peut être transportée. A puissance égale, le câble aura besoin d'une section plus grande qu'une ligne aérienne. Les câbles souterrains doivent être remplacés tous les 40 ans selon les estimations de Swissgrid.

https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/fr/erdverkabelung_hsn_fr.pdf

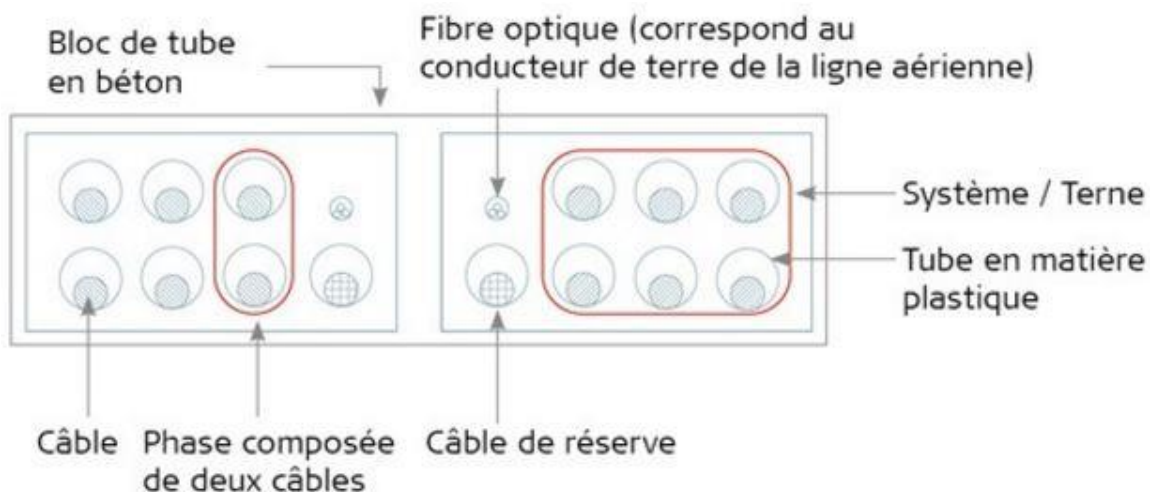


Figure 10 : Exemple de structure pour des câbles enterrés

Source image : https://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/grid/technologies/overhead_underground_cabling.html (12.07.2016)

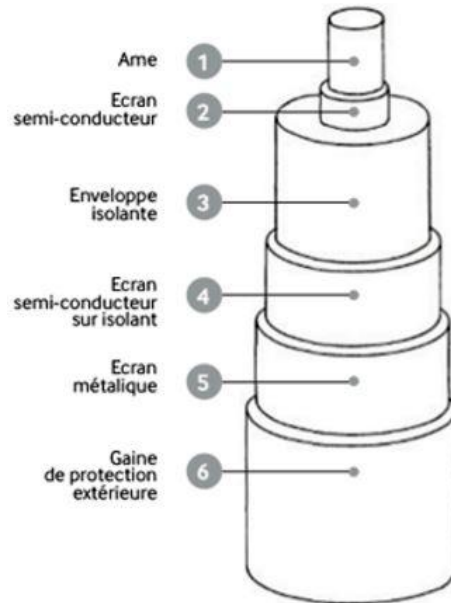


Figure 11 : Structure d'un câble souterrain

Source image : <http://www.rte-france.com/webapp/100ansparis/index.html> (12.07.2012)

Les défauts sur les câbles souterrains sont quasiment toujours causés par un endommagement du câble. Les causes possibles d'endommagement sont :

- Travaux de construction autour du câble
- Défaut de fabrication ou de montage
- Surcharge liée à l'exploitation
- Endommagement dû à la pose du câble

Les manchons de raccordement sont des éléments très délicats, leur montage demande une grande expérience et beaucoup de soin.

Comme les câbles souterrains sont en général fabriqués sur demande et cette fabrication peut prendre plusieurs mois. De plus il est difficile de mettre en place une solution de remplacement provisoire. Ces deux aspects doivent être pris en compte lors de l'étude d'étude d'un câblage souterrain.

4.3 Transformateur

Les transformateurs sont utilisés pour élever la tension en sortie de la machine et de l'injecter sur le réseau électrique. De 12 kV à 65 kV pour les transformateurs de la centrale de Croix et de 8 kV à 65 kV pour les transformateurs de la centrale de Saint-Léonard. Ce sont des transformateurs à huile.



Figure 12 : Transformateur triphasé de 25MVA, 8/65 kV du poste de couplage de St-léonard

Dans le Gridlab, ils sont représentés par des transformateurs secs ayant un rapport de transformation de 1. Cette simplification ne permet pas de réaliser certaines protections typiques des transformateurs à huile (relais Bucholz qui repèrent les dégagements de gaz causés par une surchauffe ou une décharge électrique).

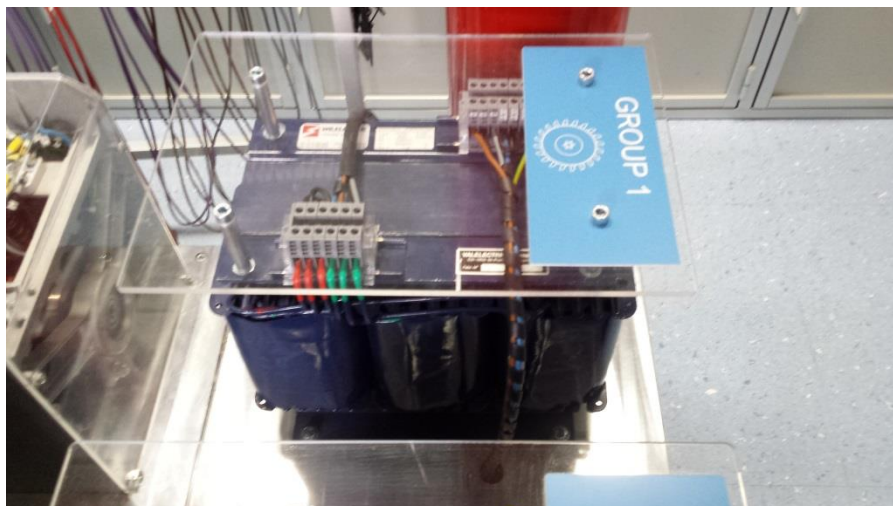


Figure 13 : Transformateur triphasé de 8 kVA, 400/400 V du Gridlab

Les principaux défauts qui peuvent apparaître sur un transformateur sont la surcharge, le court-circuit et le défaut à la masse.

4.3.1 Surcharge

Une augmentation de la puissance absorbée par les charges provoque une surintensité de longue durée. Ceci cause une élévation de la température qui peut endommager les isolants et réduire la durée de vie du transformateur.

Cette surintensité peut être détectée par une protection à maximum de courant de phase temporisée à temps dépendant ou inverse. ANSI 51. Une autre protection est la surveillance de la température des enroulements pour les transformateurs secs.

4.3.2 Court-circuit

Un court-circuit interne est dû à un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut provoquer un incendie.

Un court-circuit externe est dû à un défaut dans les lignes en aval du transformateur. Le courant qui traverse le transformateur peut endommager les bobinages et causer des défauts internes.

Une solution stable et simple à régler est la protection différentielle de transformateur qui assure une protection rapide en cas de défauts entre phases.

Une protection à maximum de courant de phase instantanée associé au disjoncteur du primaire permet d'assurer la protection contre les courts-circuits violents au primaire.

4.3.3 Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre le bobinage et le noyau magnétique. Il peut provoquer une destruction du transformateur et un incendie.

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval ainsi que de la position du défaut dans le bobinage.

4.4 Génératrice

La partie sensible d'un groupe de production hydroélectrique est la génératrice. Cet ensemble est composé d'une turbine et d'un alternateur qui sont accouplés. Les groupes 1 et 2 sont équipés d'une turbine Pelton à axe horizontal d'une puissance de 33 MW chacun.

Les groupes 3 et 4 sont équipés d'une turbine Francis à axe vertical d'une puissance de 17MW chacune.

Les protections des génératrices n'ont encore jamais déclenché. Le limon est peu abrasif, les turbines subissent très peu d'usure. Par contre les turbines Francis sont délicates et nécessitent plus d'entretien que les turbines Pelton.

Les machines subissent une grande maintenance qui dure 8 semaines au lieu de 2 semaines de la maintenance habituelle chaque 10 ans.

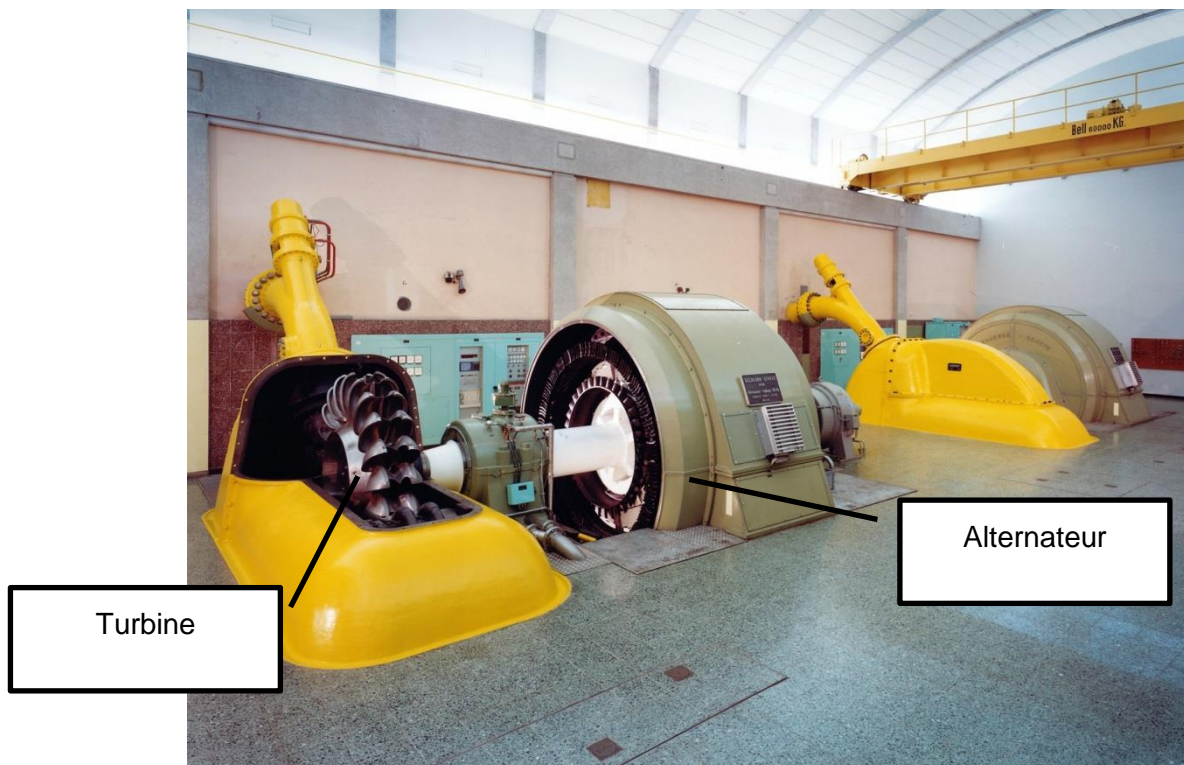


Figure 14 : Groupe de production de la Croix

Chaque génératrice est protégée par son propre automate de protection de la marque ABB. Les protections étant relativement anciennes, la modernisation des protections est prévue à partir de l'année prochaine. Ce sera normalement un relais REG670 qui va remplacer l'automate.



Figure 15 : Armoire de protection d'un groupe à turbine Francis

ABB		Lienne Machine 2		REG 216	
	CH OUT			CH IN	
Etat de marche	⊗⊗ 02	Pas d'erreur	Buchh. / Temp. / Soup.	○○ 02	
Diff. alternateur	⊗○ 04	Surch. stator alarme		○○ 04	
Surch. stator déclench.	⊗○ 06	Dissym. alarme		○○ 06	
Dissym. déclench.	⊗⊗ 08	Manque d'excitation		○○ 08	
I _{max} - U _{min}	⊗⊗ 10	Retour d'énergie 32.1		○○ 10	
Retour d'énergie 32.2	⊗⊗ 12	Tension max. 1		○○ 12	Reset
Court-circuit entre spires	⊗⊗ 14	Fréquence max.		ENABLE	
Fréquence min.	⊗⊗ 16	Différentiel bloc	Automate TP ouvert	○○ 1/2	Disj. 65 kV ouvert
Mise à terre rotor alarme	⊗⊗ 18	Mise à terre stator		BLOCK	
Tension max. 2	⊗⊗ 20	Tension min.	Activ. prot. terre rotor	○○ 1/2	
Buchholz/Temp./Soup.	⊗○ 22				
	○○ 24			CH OUT	
	○○ 26		Disj. groupe bobine 1	⊗⊗ 02	Disj. groupe bobine 2
	○○ 28		Disj. excitation hors	⊗⊗ 04	Electrov. arrêt rapide SC
	○○ 30		Relay. arrêt d'urgence	⊗⊗ 06	
	○○ 32		CO2	⊗⊗ 08	Vanne sphérique
	216 AB 61			216 DB 61	

Figure 16 : Feuille indiquant le défaut en fonction des Leds allumées

Dans le Gridlab, la turbine est représentée par un servomoteur commandé. L'alternateur est représenté par une génératrice synchrone à excitation continue.

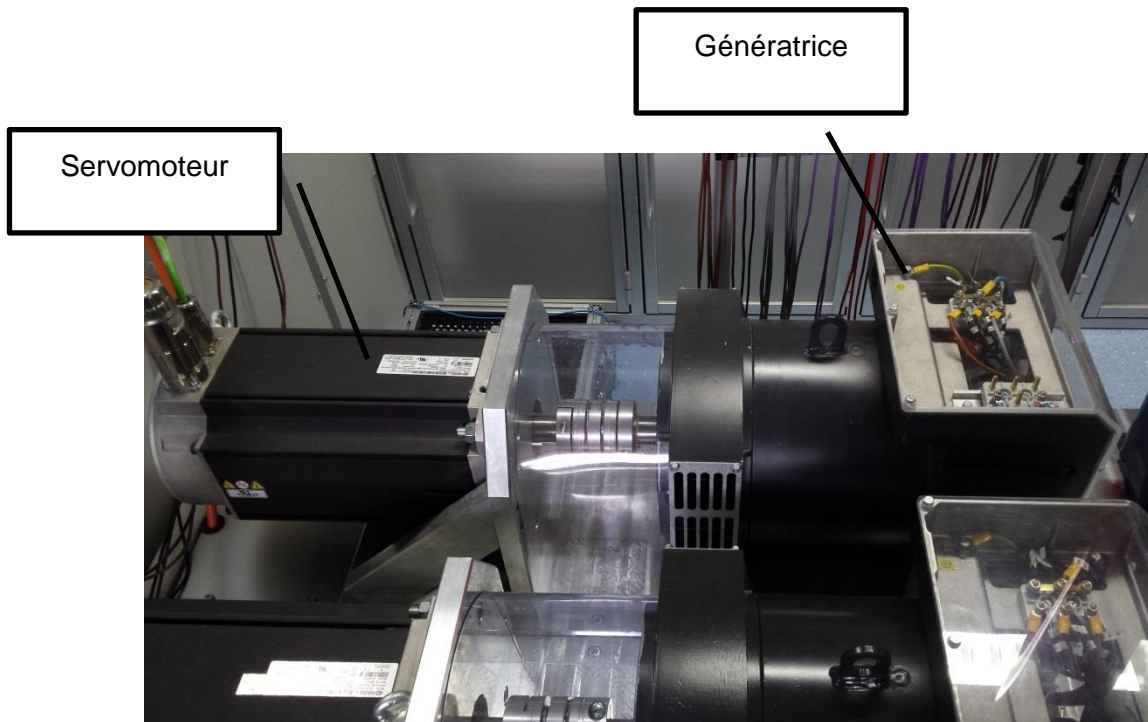


Figure 17 : Reproduction du groupe de la Croix au Gridlab

4.4.1 Court-circuit

Un court-circuit peut être entre phases, entre deux spires d'une même phase ou avec un contact avec la masse de la machine.

Un défaut entre phases peut également avoir un contact avec la masse selon le point du défaut. Par exemple dans les encoches du circuit magnétique (quasiment toujours) ou sur les têtes de bobines (Si la ventilation souffle l'arc électrique).

Un court-circuit entre spires d'une même phase est peu probable car la différence de tension entre deux spires est plus faible qu'entre deux phases et l'isolation d'une spire est prévue pour supporter la tension maximale de la machine. Ce défaut évolue généralement vite en défaut de masse selon l'endroit où il apparaît. L'installation d'une protection contre ce défaut dépend surtout d'un aspect économique et est plutôt utilisée pour les machines de fortes puissances.

Ces défauts apparaissent à cause d'un défaut sur l'isolation qui peut d'origine thermique (mauvais refroidissement), mécanique (usure, rupture) ou électrique (décharge superficielle).

Les courts-circuits peuvent être très destructeurs, il est nécessaire de couper le circuit dès leur apparition.

4.4.2 Charge asymétrique

Une charge asymétrique est un défaut qui a une origine externe à la machine. Il est habituellement causé par l'ouverture d'une phase sur une ligne. On ne veut pas déclencher instantanément à ce défaut car c'est plutôt le rôle à la protection de la zone où le défaut se produit de déclencher la partie touchée. Les cycles de ré-enclenchement de défaut monophasé provoquent des déséquilibres très forts mais de courtes durées.

La protection contre ce défaut doit donner une alarme dès qu'il apparaît mais seulement déclencher après 15-20 minutes pour laisser le temps à l'opérateur du réseau d'effectuer les manœuvres qui sont censés rétablir l'équilibre des phases.

4.4.3 Surtension

Plusieurs phénomènes peuvent provoquer une surtension. Certaines sont très brèves (manœuvre sur le réseau, synchronisation de génératrice, foudre) tandis que d'autres peuvent rester actives un moment (Délestage du réseau).

Le délestage est l'action de couper volontairement un ou plusieurs départs de consommateurs afin de garantir l'équilibre du réseau. Ce délestage peut être commandé par l'opérateur du réseau ou automatique selon la fréquence.

La protection doit être réglée pour qu'elle ne déclenche pas en cas de surtensions passagères causées par des manœuvres normales du réseau. Par contre, elle doit déclencher en cas de longue surtension ou si on s'approche des valeurs limites des appareils (Tension de claquage des isolateurs par exemple).

4.4.4 Perte d'excitation

La perte d'excitation peut être causée par une rupture de fils, de panne de courant sur l'excitation ou d'un défaut sur la consigne d'excitation. En cas de perte d'excitation quand la génératrice tourne à régime nominal, elle va partir en survitesse. Il existe en général une protection d'urgence qui permet de couper mécaniquement l'alimentation en eau de la turbine. Par exemple dans le cas des turbines Pelton où les déflecteurs vont dévier le jet d'eau pour qu'il n'atteigne plus la turbine.

4.4.5 Perte de synchronisme

La perte du synchronisme peut être causée par une perturbation forte qui rompt l'équilibre du régime permanent de la machine. (Court-circuit, ouverture ligne haute tension, ...) La génératrice fonctionne en asynchrone et consomme du courant réactif. Ce courant peut être assez élevé pour surchauffer le stator.

4.4.6 Retour de puissance

En cas de défaut mécanique ou de manœuvre d'urgence qui font que l'eau n'entraîne plus la turbine, la génératrice risque de fonctionner comme un moteur synchrone en consommant la puissance du réseau. Certains types de groupes supportent très bien ce mode de fonctionnement comme les turbines-pompes tandis que d'autres subissent un échauffement des parties mécaniques.

4.5 Défaut causé par le réseau

Les défauts situés plus loin sur le réseau peuvent quand même avoir une influence sur les installations de production électrique. Un défaut très éloigné aura peu voire quasiment pas d'influence tandis qu'un défaut situé très proche aura beaucoup plus d'influence.

4.5.1 Défaut de fréquence

Quand la charge du réseau est plus grande que la production, la fréquence générale du réseau va baisser. Au contraire quand la production surpasse la consommation, la fréquence va augmenter. Des protections automatiques agissent quand la fréquence sort d'une plage. Cette plage dépend du type d'appareils.

4.5.2 Défaut de tension

Les surtensions se passant plus loin sur le réseau peuvent affecter l'installation de production.

4.5.3 Court-circuit sur le réseau

Un court-circuit plus loin sur le réseau peut avoir plusieurs effets sur le groupe de production.

4.5.4 Fonctionnement en îlotage

En cas de défauts provoquant l'ouverture de plusieurs lignes, l'installation de production peut se retrouver à fonctionner en îlotage. Si la production dépasse la consommation, la fréquence va augmenter et il faudra arrêter plusieurs producteurs. Si au contraire la consommation dépasse la production, il faudra délester le réseau.

4.6 Transformateurs de mesures

Les transformateurs de mesures peuvent également être la source de défaut. Ces défauts peuvent donner de fausses informations au relais qui peut donner un ordre de déclenchement.

4.6.1 Interruption du circuit secondaire

L'ouverture du secondaire d'un transformateur de courant provoque une surtension dangereuse qui peut endommager le transformateur. Cela provoque également la perte de la mesure pour le relais de protection. L'ouverture du secondaire d'un transformateur de tension provoque uniquement la perte de la mesure.

4.7 Défaillance disjoncteur

En cas de défaillance d'un disjoncteur qui ne déclenche pas (contacts collés, rupture câbles, ...), il faut prévoir que le relais donne un ordre à un autre disjoncteur en amont s'il voit que le défaut est toujours présent après qu'il ait donné un ordre d'ouverture.

4.8 Etude de la simulation et de la réalisation des défauts

Certains défauts peuvent être uniquement simulés avec RelaySimTest, d'autres uniquement testés sur l'installation réelle et finalement certains peuvent être testés et simulés pour comparer le comportement entre le circuit idéal simulé et le circuit réel.

La liste complète des défauts avec l'indication pour savoir si on peut les simuler ou les tester se trouve en annexe 4. La manière de simuler et de réaliser les défauts possibles sera abordée ci-dessous.

4.8.1 Court-circuit

Les courts-circuits en interne des appareils ne peuvent être ni simulés, ni testés. Il faudrait pouvoir ouvrir l'appareil et endommager l'isolation pour créer soit un défaut entre phases ou entre spires de la même phase. Ce test pourrait être possible en récupérant d'anciens transformateurs qui ne sont plus utilisés tout en sachant qu'après cet essai, il y a de fortes chances qu'ils ne soient plus en état de fonctionner.

Les courts-circuits sur les lignes et entre les différents appareils peuvent être simulés et testés. Dans la simulation, le court-circuit sur une ligne peut se faire à n'importe quel endroit de la ligne. En réalité, on a accès seulement au début, au milieu et à la fin de la ligne.

La terre du Dispatching est également commune à tout le Gridlab, un court-circuit phase-terre entraînerait l'apparition d'un courant élevé qui peut endommager d'autres installations. C'est pourquoi, il est sûr de réaliser un court-circuit biphasé ou triphasé sans contact avec la terre.

4.8.2 Asymétrie du réseau

Il n'est pas possible de simuler l'asymétrie du réseau avec le logiciel RelaySimTest. Il est possible de faire des tests d'asymétrie en injectant un courant différent sur une phase avec le logiciel QuickCMC.

Il est possible de réaliser une dissymétrie du réseau en ouvrant une phase vers le point d'injection. Il est également possible de fonctionner en îlotage en ajoutant une charge asymétrique (Chariot de résistances variables) au point de connexion avec le réseau.

4.8.3 Perte d'excitation

La génératrice ayant été représentée par un modèle de réseau, il n'est pas possible de simuler une perte d'excitation. On peut la tester sur l'installation réelle en coupant l'excitation pendant que la machine tourne normalement. Elle va partir en survitesse, mais il y a actuellement une protection qui limite la vitesse de rotation maximale de la génératrice.

4.8.4 Coup de foudre sur la ligne

Il n'est pas possible de simuler un coup de foudre dans le logiciel RelaySimTest. Par contre, il est possible d'injecter un courant de forte amplitude pendant un temps très court pour simuler un impact de foudre mais l'école n'as pas d'appareil permettant de réaliser cette manipulation.

4.8.5 Défectuosité ligne

Il est possible modifier les paramètres des lignes pour représenter un défaut physique de la ligne. Par exemple, il est possible d'augmenter la résistance pour représenter un manchon de raccordement d'une ligne enterrée mal fait. Cette résistance peut également être rajoutée sur l'installation réelle.

4.8.6 Retour de puissance

Le retour de puissance pourrait être simulé en remplaçant le modèle de la génératrice par une charge. Mais pour cela, il faut connaître comment la génératrice se comporte en fonctionnement moteur.

Si le servomoteur est capable de tourner en roue libre ou d'être désaccouplé, il est possible de tester le retour de puissance sur le groupe du laboratoire.

4.8.7 Défaut réseau

Il est possible de simuler plusieurs types de défauts provenant du réseau comme les problèmes de fréquence et de tension directement en changeant un paramètre du réseau depuis RelaySimTest.

En recréant un réseau avec les autres machines du Gridlab, il est possible de modifier la fréquence et la tension de ce réseau si les machines sont capables de le supporter.

4.8.8 Défaut transformateur de mesure

Il n'est pas possible de simuler un défaut des transformateurs à part en changeant les ratios de transformation.

L'interruption du circuit secondaire ne peut pas être réalisée sur les transformateurs de mesure de courant car la surtension résultante de cette manœuvre peut être destructrice pour l'appareil de mesure.

Il est possible de fausser le signal en rajoutant une impédance afin de recréer un transformateur défectueux.

4.8.9 Défaillance disjoncteur

Le logiciel RelaySimTest propose une solution pour simuler une défaillance d'un disjoncteur de coupure pour observer la réaction du relais.

Il suffit débrancher le câble donnant le signal de déclenchement pour réaliser une défaillance d'un disjoncteur dans l'installation.

4.8.10 Surcharge

Une surcharge peut être simulée et testée en augmentant la charge que la génératrice doit alimenter.

5 Mesures

5.1 Conception chariot de mesure

Le chariot de mesure actuel permet d'accueillir 6 transformateurs par étage et est composé de deux étages (un étage est vide pour l'instant). Il faut l'agrandir pour y intégrer 21 transformateurs de courant et 6 transformateurs de tension.

5.1.1 Première idée

La première solution est de garder le chariot de base et d'augmenter uniquement sa hauteur. Les avantages sont de garder la même empreinte au sol, de pouvoir récupérer la majorité des éléments existants et d'être compact. On aurait un chariot avec 5 étages. Par contre, il faut faire attention qu'il ne bascule pas (beaucoup plus haut que large).

5.1.2 Deuxième idée

La deuxième solution est d'agrandir la base du chariot pour pouvoir mettre 9 transformateurs par étage et d'avoir 4 étages. On serait plus stable que la première solution. Les désavantages sont que le chariot prend plus de place au sol, coûte plus cher à réaliser et permet de récupérer moins d'éléments.

5.1.3 Solution retenue

La première solution est retenue principalement pour des raisons de place. Il faut pouvoir déplacer le chariot dans le GridLab en tenant compte qu'un groupe de production supplémentaire est prévu. Comme les montants verticaux sont trop courts, on peut, soit les rallonger avec des profilés supplémentaires et des pièces de fixations spéciales, soit commander des profilés plus grands. Les pièces de fixations coûtant plus chères qu'un profilé plus grand, c'est la solution d'un seul profilé qui a été choisie. Cette solution est plus solide, plus facile pour le montage et moins cher. Les dessins réalisés sur Inventor sont dans l'annexe 5 ainsi que la commande.

5.1.4 Matériel chariot

Les profilés ainsi que leurs fixations sont gardés sauf les profilés verticaux qui sont trop petits.

Pos.	Dénomination	Total	Chariot actuelle	A commander
1	Profilé 6 : 30x30x370	13	0	13
2	Profilé 6 : 30x30x190 1N	5	2	3
3	Profilé 6 : 30x30x320 1N	8	2	6
4	Profilé 6 : 30x30x370 1N	7	1	6
5	Profilé 6 : 30x30x320 2N90	4	4	0
6	Profilé 6 : 30x30x370 2N90	4	4	0
7	Profilé 6 : 30x30x1130 2N90	4	0	4
8	Profilé 6 : 30x30x370 2N180	3	3	0
9	Profilé 6 : 30x30x370 3N	9	9	0
10	Poignée	1	1	0
11	Roue Pivotante	2	2	0
12	Roue fixe	2	2	0
13	Cache de protection	2	2	0
14	Fixations automatiques 6	104	54	50

Tableau 1 : Liste de matériel pour le chariot des transformateurs

5.1.5 Poids du chariot

Le chariot est limité en poids par les caractéristiques de charge des roulettes qui est de 60 kg par roulette. Comme il y a 4 roulettes, le chariot ne doit pas être plus lourd que 240 kg.

Type de profilé	Longueur totale [m]	Masse linéaire [kg/m]	Total [kg]
Normal	4.81	0.93	4.47
1N	6.1	0.94	5.73
2N90	7.28	0.96	6.99
2N180	1.11	0.96	1.07
3N	3.33	1	3.33

Tableau 2 : Poids des profilés item

On obtient 21.59 kg pour les profilés. Il faut encore rajouter le poids des roulettes, de la poignée et des fixations. On arrive à un poids de 25.42 kg pour la structure. Il faut encore tenir compte des transformateurs. Les transformateurs de tension pèsent 2.4 kg. On n'a pas les poids des transformateurs de courant. Les petits transformateurs de courant sont estimés

au même poids que les transformateurs de tension tandis que les grands sont estimés à 1 fois et demie le poids d'un transformateur de tension pour avoir une marge. La masse des transformateurs est estimée à 79.2 kg.

Ce qui laisse 135.38 kg de charge possible pour la filerie et les plaques qui vont être rajoutées sur les côtés du chariot pour le fermer. Comme le chariot sera utilisé à des fins didactiques, les plaques de certains étages seront en plastiques transparents pour montrer l'intérieur du chariot.

5.1.6 Réception de la commande.

J'ai reçu la commande le 31 mai. Après ouverture et contrôle, les 4 barres qui forment les poteaux sont fausses. J'ai reçu des barres 2N180 au lieu de 2N90. C'est bien marqué 2N90 sur la confirmation de commande, l'entreprise a envoyé les mauvais profilés. Après discussion avec le responsable des commandes M. Truffer, il s'avère moins cher de commander à nouveau les profilés au lieu de les renvoyer. Les profilés reçus faux ont été stockés dans la réserve.

5.2 Raccordement des transformateurs

Les transformateurs choisis sont monophasés, il est nécessaire d'en avoir 3 par points de mesures pour connaître l'état de chaque phase. Ils ont 2 entrées et 2 sorties.

5.2.1 Transformateur de courant

Le primaire des transformateurs de courant est inséré dans le circuit de l'installation. Il faut chaque fois un câble pour l'aller et un autre pour le retour. Cela fait 6 fils pour un point de mesure. Ces fils sont parcourus par le courant de l'installation.

Le neutre de chaque groupe de transformateurs de courant est mis ensemble à l'intérieur du chariot de mesure, ainsi que sur le banc de test. Cela permet de diminuer le nombre de fils entre le chariot de mesure et le banc de test. Il y a 4 fils pour un point de mesure. Le schéma de raccordement est sur la figure 18.

5.2.2 Transformateur de tension

La mesure est piquée sur le circuit en un point et la sortie du primaire est connectée à la terre en interne du chariot de mesure. On a 3 fils pour un point de mesure. Ces fils voient un courant faible et la tension du circuit.

Le secondaire des transformateurs de tension est raccordé comme le secondaire du transformateur de courant. On a donc 4 fils.

5.2.3 Raccordement avec le chariot de mesure

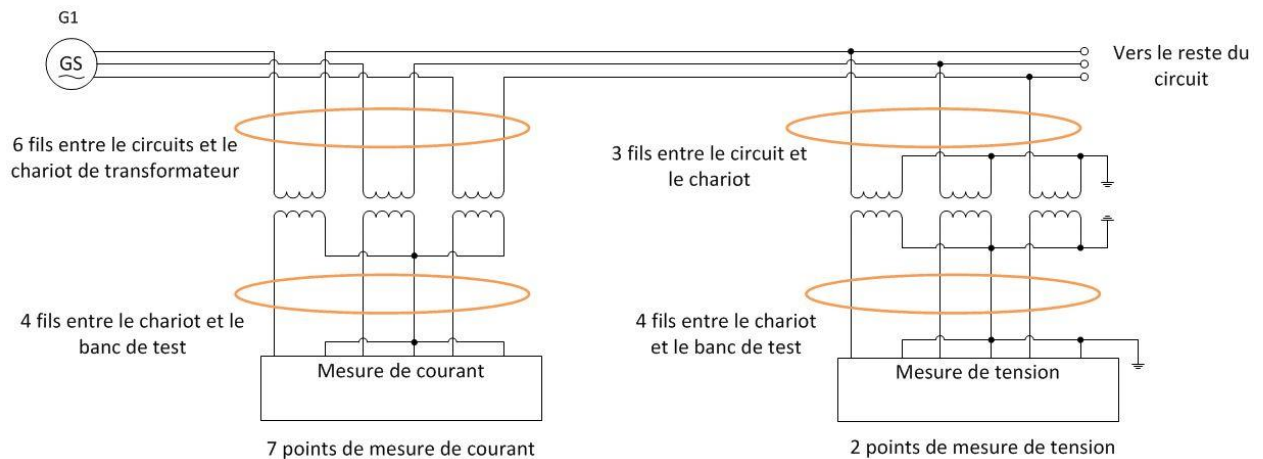


Figure 18 : Schéma de raccordement des transformateurs

Comme on a 7 points de mesure de courant et 2 points de mesure de tension. On a un total de 48 fils qui arrivent depuis le circuit vers le chariot de mesure et 36 fils qui partent du chariot de mesure et qui arrivent au banc de test.

Afin de pouvoir placer le chariot à différents endroits, la longueur de câble entre le circuit et le chariot a été fixée à 6m. La longueur entre le chariot et le banc de test a été fixée à 3m. (Les transformateurs de protection ont été dimensionnés pour une longueur maximale de 10m au secondaire).

Les connexions sur le chariot de mesure existant se font avec des fiches 4mm. Vu le nombre important de câbles qui arrivent et qui partent des transformateurs, les fiches 4mm ne sont pas pratiques à utiliser. Pour tester le système complet, on se retrouve à devoir raccorder 108 fiches 4mm au circuit. Une option envisagée est de mettre une prise rapide du côté du chariot avec les câbles prêts à être raccordés individuellement de l'autre côté. Les ponts seraient directement faits sur les transformateurs. Cette solution permettrait de diminuer de moitié le câblage nécessaire à faire quand on veut réaliser un test. Par contre, on perd en

flexibilité car il devient plus compliqué de prendre le chariot et le brancher sur une autre installation pour faire des tests. Mais après discussion, cela ne sera probablement jamais fait.

La principale difficulté pour mettre une prise est de trouver une prise avec 48 fils pour la partie primaire qui supporte 40A nominal (au point d'injection avec les 4 groupes de production en marche) et 400V de tension entre phases.

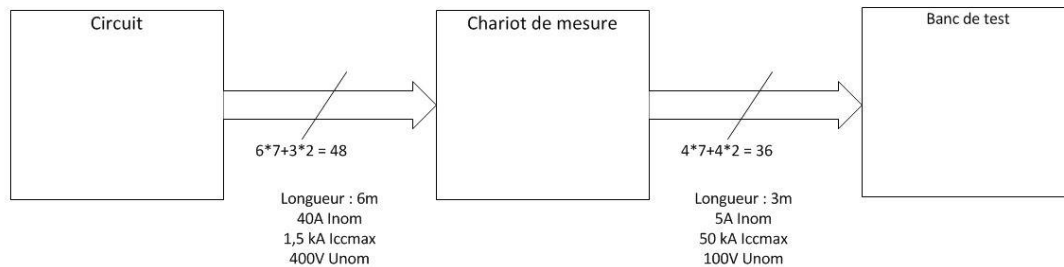


Figure 19 : Schéma bloc du raccordement du circuit jusqu'au relais

Thomas Ritler a sollicité MultiContact pour voir s'ils ont une solution pour les prises. Ils ont proposés deux solutions. La première, où la fiche vient simplement se fixer sur la prise, la deuxième, comporte un système de blocage pour empêcher la fiche de sortir de la prise en cas de mouvement du câble ou du chariot

C'est la deuxième solution qui a été retenue.

Le raccordement entre le circuit et la prise pose un problème : 6 fils qui doivent arriver sur le chariot de mesure sont parcourus par un courant nominal de 40A. Ce courant nécessite l'utilisation d'une section plus grande. Il a été décidé de mettre 2 systèmes fiche-prise. La première de 36 pôles de 4mm² regroupera toutes les mesures de courant ayant un courant nominal de 10A et 20A. La deuxième regroupera les mesures de courant de 40A et les mesures de tensions.

Le raccordement entre le chariot de mesure et le banc de test sera fait avec le système fiche-prise de 36 pôles de 4mm².

4mm² correspond à la section des fiches bananes utilisées dans le laboratoire.

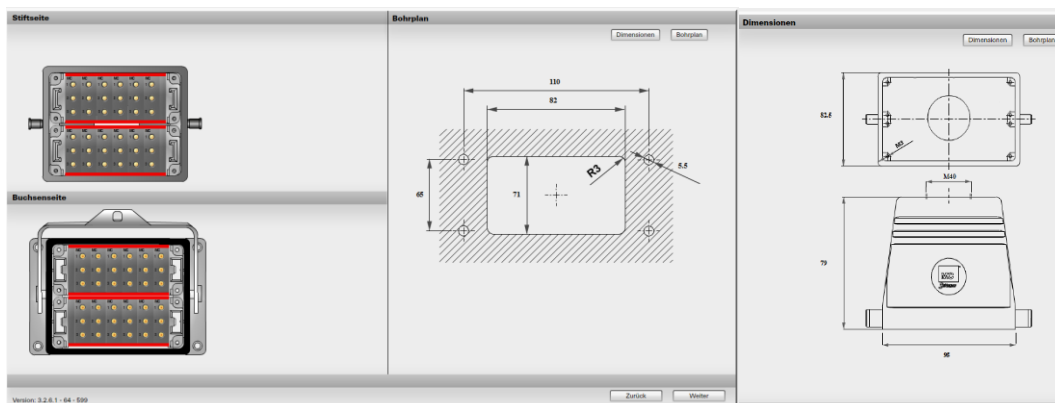


Figure 20 : Fiche et prise 36 pôles de 4 mm²

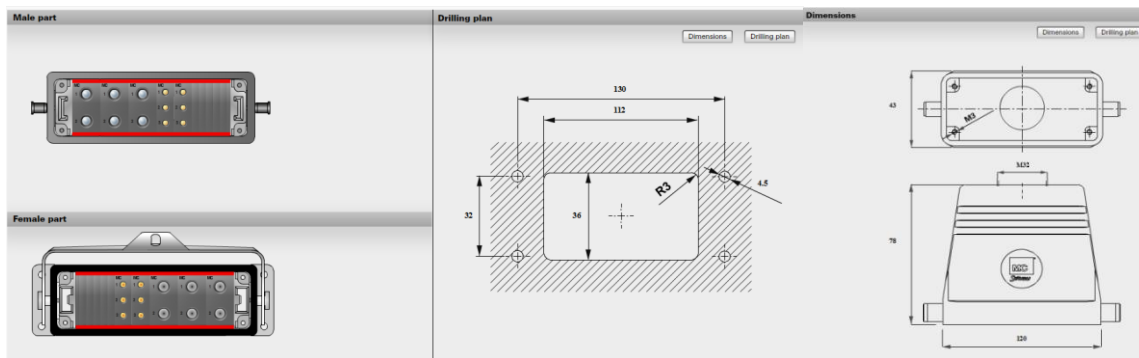


Figure 21 : Fiche et prise pour la tension et la mesure de courant de 40A

Actuellement, on est en attente de l'offre de MultiContact.

6 Banc de test

6.1 Montage du relais de protection

Un banc de test avec différents relais de sécurité est déjà réalisé. Actuellement il y a aussi un ordinateur fixe pour configurer les différents appareils de protection. Ce banc est appelé à être modifié sur le long terme. Un relais de protection nécessaire n'est pas encore installé (REL650). Il sera installé à la place de l'écran de l'ordinateur. Je m'occupe de l'installation du relais. Cet ordinateur sera enlevé et remplacé par un ordinateur portable qui sera placé sur un tablard coulissant mais ceci n'entre pas dans le cadre de mon travail de diplôme et sera réalisé par Thomas Ritler.



Figure 22 ; Ancien banc de test

La fixation du REL650 sera faite de la même manière que les relais déjà installés. Quatre profilés seront utilisés pour bloquer de manière verticale le relais et supporter son poids. Deux équerres en V vont le fixer latéralement et en profondeur.

6.1.1 Matériel commandé

Pos	Dénomination	Total	Stock	A commander
1	Profilé 5 20x20x670, naturel	4	0	4
2	Equerre 5 20x20	8	6	2
3	Embout 5 20x20, noir	8	0	8
4	Equerre V 5 20x20	2	2	0
5	Ecrou de fixation 5	18	18	0

La confirmation de commande est dans l'annexe 7. Sur cette confirmation, il y a aussi les quatre profilés qui ont été reçu faux.

7 REL650

Le REL650 est un relais dédié à la protection des lignes aériennes et des câbles électriques. Il peut être utilisé sur des réseaux haute tension. Il est adapté à la protection des lignes

fortement chargées. La protection de distance permet d'assurer la protection des lignes avec une sensibilité élevée et un fonctionnement rapide. Il dispose également de fonction de réenclenchement, de protection à maximum de courant et de protection de tension. Il est également équipé d'un perturbographe qui permet d'enregistrer les mesures et les événements en cas de déclenchement pour les analyser plus tard.

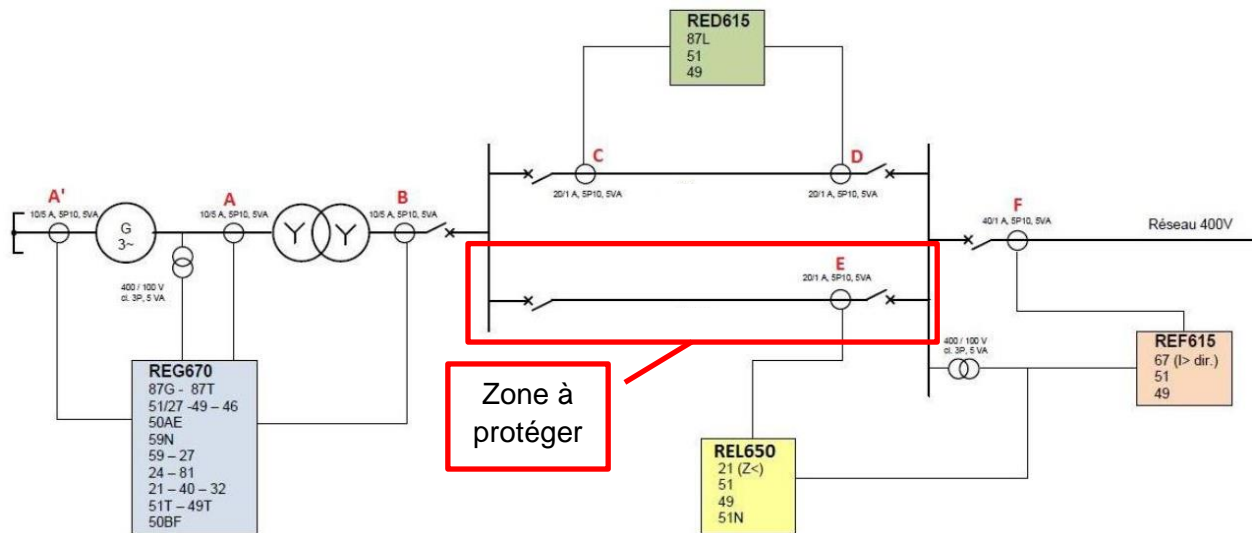


Figure 23 : Emplacement du relais de protection de distance dans le schéma global

Les transformateurs de courant ont un rapport 20A/1A et il sature à 30x le courant nominal au primaire. Ce qui donne une saturation vers 600A au primaire et on obtient 30A au secondaire. Les transformateurs de tension ont un rapport 400V/100V.

7.1 Caractéristiques

Le REL 650 dispose d'entrées de mesure pour brancher les transformateurs :

- 4 entrées de courant 1/5A
- 1 entrée de courant 0.1/0.5A
- 5 entrées de tension 100-220V

Description		Valeur	
Fréquence nominale		50/60 Hz	
Plage de fonctionnement		Fréquence nominale \pm 5 Hz	
Entrées courant	Courant nominal, I_n	0.1/0.5 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Capacité de surcharge thermique :		
	• En permanence	4 A	20 A
	• Pendant 1 s	100 A	500 A *)
	• Pendant 10 s	20 A	100 A
	Capacité de surcharge dynamique :		
• Valeur demi-onde	250 A	1250 A	
Impédance d'entrée		<100 m Ω	<20 m Ω
Entrées tension	Tension nominale, U_n	100 V CA/ 110 V CA/ 115 V CA/ 120 V CA	
	Tenue en tension :		
	• En permanence	420 V rms	
	• Pendant 10 s	450 V rms	
Consommation à la tension nominale		<0.05 VA	

*) 350 A max. pendant 1 s lorsque le bloc interrupteur d'essai COMBITEST est inclus.

- 1) Courant résiduel
2) Courants de phase ou courant résiduel

Figure 24 : Caractéristiques des entrées de mesures

Les transformateurs de courant sont des 20A/1A 5P30. Le courant au secondaire sature aux alentours de 30A ce qui est plus que le courant accepté en permanence sur l'entrée du relais mais c'est moins que le courant accepté pendant 10 secondes (100A). Il faudra s'assurer de déclencher en moins de 10 secondes en cas de sur-courant (Par exemple : utiliser la protection instantanée à maximum de courant)

Les fonctions qui doivent être implémentées sont :

- 21 : Protection de distance
- 51 : Surintensité
- 51N : Surintensité
- 49 : Surcharge

ABB propose des solutions préconfigurées qu'il faut ensuite adapter. Il faut d'abord regarder ce qu'il faut garder ou enlever. Certaines fonctions ont été supprimées tandis que d'autres qui pourraient être testées plus tard ont été gardées afin d'avoir une base de travail.

7.2 PCM600

Le programme d'ABB pour configurer les relais de protection s'appelle PCM600. La programmation se fait graphiquement avec des blocs de fonctions. Puis il faut modifier les paramètres de chaque bloc.

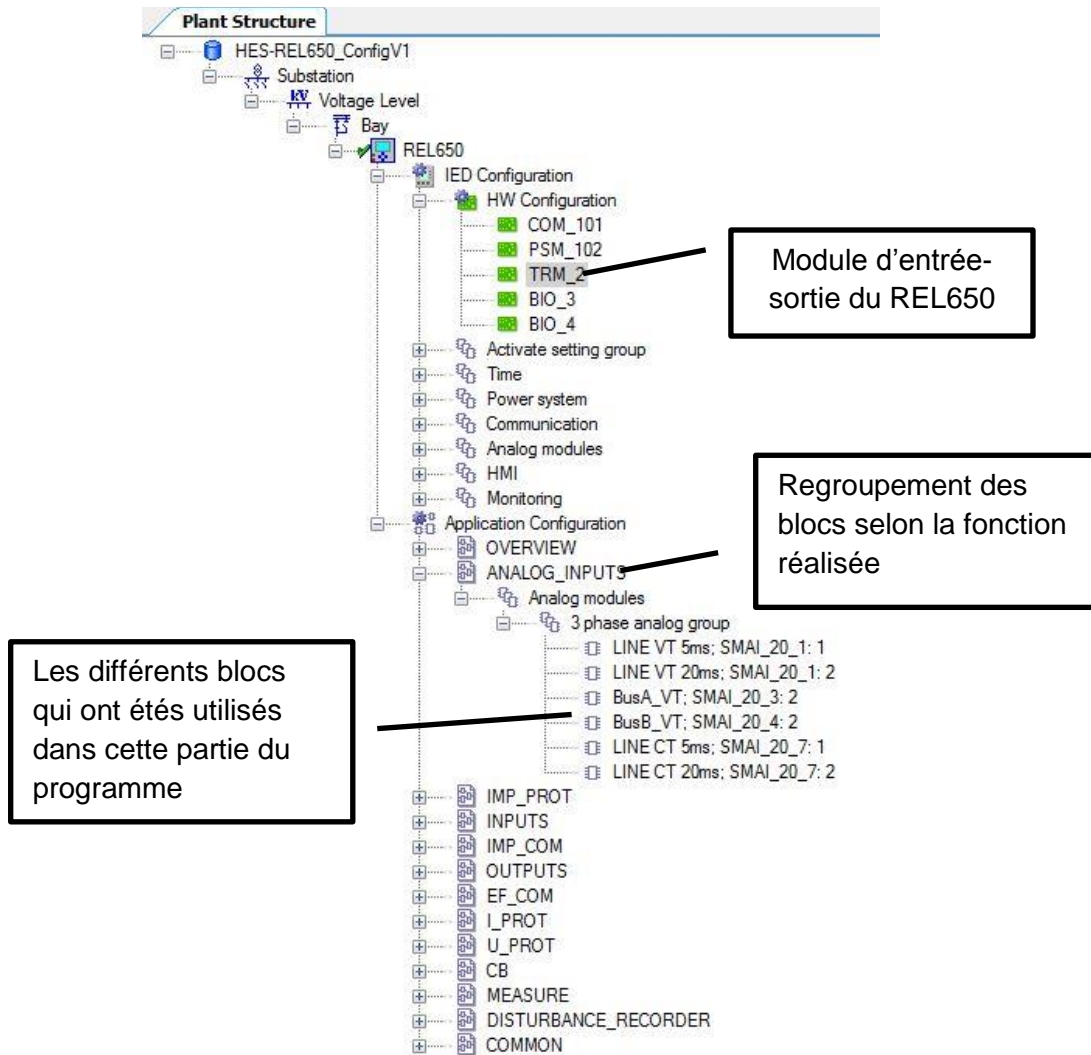


Figure 25 : Structure du programme

En faisant clic-droit sur le REL650, on peut afficher :

- Application Configuration : c'est l'endroit où la programmation graphique doit être faite.
- Parameter Setting : C'est là qu'on peut modifier les paramètres des différents blocs.
- Disturbance Handling : Permet d'afficher les enregistrements que le relais a faits.
- Signal Matrix : Permet de relier l'entrée à la variable utilisée.

On y retrouve également les différents paramètres pour modifier la configuration de la communication ou lire et écrire les paramètres du relais.

7.3 Configuration des entrées

Le bloc de fonction SMAI permet d'échantillonner les mesures chaque 5 ou 20 millisecondes. Ce choix se fait au moment où le bloc est ajouté. Un bloc qui échantillonne pour les fonctions de protection devra avoir un temps de cycle de 5 millisecondes pour pouvoir réagir plus rapidement en cas d'apparition de défaut. Le temps de cycle de 20 millisecondes est utilisé pour enregistrer les mesures de tension et de courant.

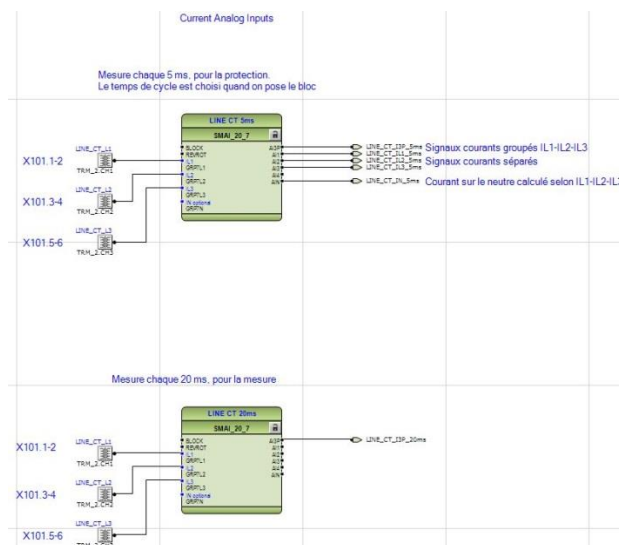


Figure 26 : Échantillonnage des entrées de courant

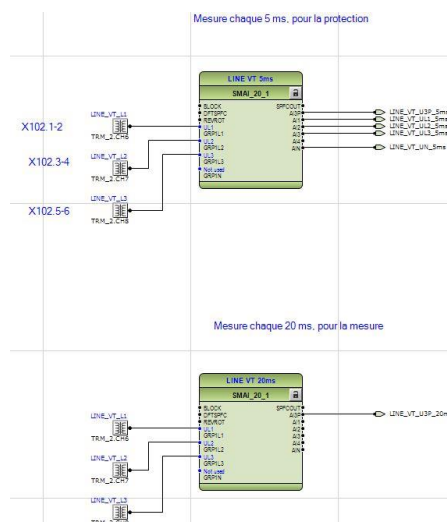


Figure 27 : Échantillonnage des entrées de tension

Pour configurer les mesures du courant et de la tension, il faut modifier les paramètres du module TRM2 et les paramètres des blocs SMAI.

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
LINE CT 5ms; SMAI_20_7: 1					
AI1NAME		IL1			13 character(s)
AI2NAME		IL2			13 character(s)
AI3NAME		IL3			13 character(s)
AI4NAME		IN optional			13 character(s)
GlobalBaseSel		1		1	6
DFTReference		InternalDFTRef			
ConnectionType		Ph-N			
Negation		Off			
✓ MinValFreqMeas		10	%	5	200
AnalogInputType		Current			

Figure 28 : Paramètres d'un bloc de conversion de courant SMAI

Dans les paramètres du module TRM2, il faut indiquer si le transformateur est branché ToObject (vers le système) ou FromObject (depuis le système). Ce paramètre est utilisé pour les fonctions directionnelles.

On y indique également le courant nominal primaire et secondaire pour les transformateurs de courant et la tension primaire et nominale pour les transformateurs de tension.

TRM_2					
NAMECH1	LINE_CT_L1				13 character(s)
InputType1	Current				
CTStarPoint1	FromObject				
CTsec1	1.0	A	0.1		10.0
CTprim1	20	A	1		99999
NAMECH2	LINE_CT_L2				13 character(s)
InputType2	Current				
CTStarPoint2	FromObject				
CTsec2	1.0	A	0.1		10.0
CTprim2	20	A	1		99999
NAMECH3	LINE_CT_L3				13 character(s)
InputType3	Current				
CTStarPoint3	FromObject				
CTsec3	1.0	A	0.1		10.0
CTprim3	20	A	1		99999
NAMECH6	LINE_VT_L1				13 character(s)
InputType6	Voltage				
VTsec6	100.000	V	0.001		999.999
VTprim6	0.400	kV	0.001		9999.999
NAMECH7	LINE_VT_L2				13 character(s)
InputType7	Voltage				
VTsec7	100.000	V	0.001		999.999
VTprim7	0.400	kV	0.001		9999.999
NAMECH8	LINE_VT_L3				13 character(s)
InputType8	Voltage				
VTsec8	100.000	V	0.001		999.999
VTprim8	0.400	kV	0.001		9999.999

Figure 29 : Paramètres des transformateurs

Il faut encore rentrer les paramètres du système qu'on protège. Sous REL650-> Power System (voir figure 25). On peut rentrer la fréquence, le sens de rotation normale des phases ainsi que la puissance, le courant et la tension nominale. Il est possible d'entrer plusieurs groupes de paramètres (groupe 1 à groupe 5). Ces groupes permettent de changer les paramètres du relais rapidement pour permettre certaines opérations sur le réseau. Par exemple le groupe 1 pourrait être le fonctionnement normal. Le groupe 2 pourrait être utilisé quand il y a des travaux de maintenance sur la ligne pendant qu'elle est en fonction. Le groupe 3 pour des paramètres de fonctionnement hivernal (possibilité de transporter plus de puissance en hiver voire chapitre sur les lignes aériennes). Dans notre cas, seul le groupe de paramètres 1 sera utilisé.

REL650 - Application Configuration		REL650 - Parameter Setting			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
Power system					
Primary values					
PRIMVAL: 1					
Frequency		50.0	Hz	50.0	60.0
PhaseRotation		Normal=L1L2L3			
Global base values					
GBASVAL: 1					
UBase		0.40	kV	0.05	1000.00
IBase		20	A	1	50000
✓ SBase		0.050	MVA	0.050	5000.000
GBASVAL: 2					
UBase		132.00	kV	0.05	1000.00
IBase		1000	A	1	50000
SBase		229.000	MVA	0.050	5000.000

Figure 30 : Paramètres du système

La puissance nominale du système est plus faible que la puissance minimale qu'il est possible de rentrer sur le relais. Le minimum qu'il est possible d'entrer est de 50 kVA alors que la puissance avec les deux génératrices est de :

$$S = 2 * 3 * U * I = 2 * 3 * 400 * 9.4 * \sqrt{3} = 39 \text{ kVA}$$

Le paramètre de puissance nominale a été réglé au minimum possible.

7.4 Protection de distance

La protection de distance est censée être la protection principale de ce relais. Le principe de fonctionnement est de calculer l'impédance vu par le relais en fonction du courant et de la tension. Si cette impédance devient trop basse, c'est qu'il y a un défaut. Il est possible de régler plusieurs zones de déclenchement avec des seuils et des temps de déclenchement différents.

La fonction choisie est de type quadrilatéral (voir figure 31) à 5 zones. Les différentes zones peuvent être configurées avec des paramètres et des temps de déclenchement différents. Le but est de déclencher instantanément quand le défaut est sur la ligne enterrée et de déclencher avec une temporisation si le défaut sur une autre ligne pour laisser le temps au relais qui doit déclencher de réagir en premier.

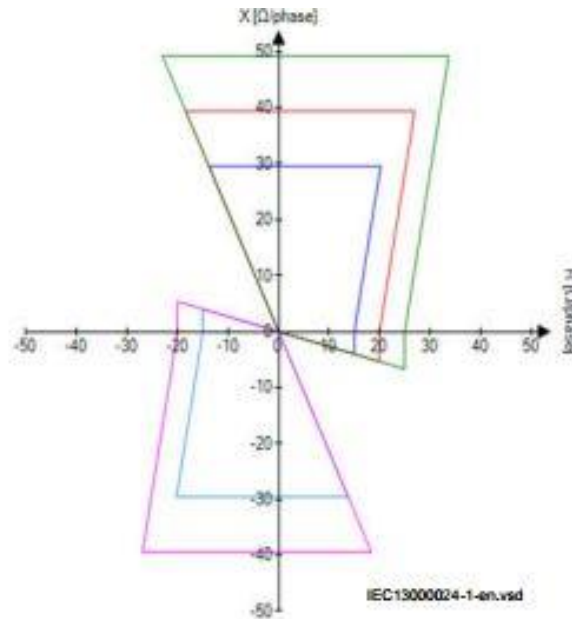


Figure 31 : Caractéristiques quadrilatérales selon la norme

La simulation du système complet a été utilisée pour déterminer la valeur de l'impédance vue par le REL650 en fonctionnement normal et en cas de défaut. Le défaut test est un défaut phase-terre dans différentes conditions de fonctionnement (1 ou 2 génératrices, une seule ou les deux lignes connectées, ...). Les valeurs relevées sont en annexe XX. Les résultats ont été reportés dans la figure 32. On remarque déjà une difficulté de réglage : en cas de défaut, les valeurs d'impédance de défaut ne permettent pas de distinguer suffisamment un défaut sur la ligne aérienne d'un défaut sur la ligne enterrée. Ce problème est courant sur des lignes de faible longueur où les valeurs d'impédances sont relativement proches.

Une solution serait d'intégrer une sélectivité logique entre le RED615 et le REL650. Dès que la protection différentielle du RED615 s'active, le RED615 envoie un signal au REL650 pour lui dire que ce n'est pas à lui de déclencher

Pour l'instant, le réglage est fait pour qu'il déclenche quel que soit l'endroit du court-circuit. Une zone de sécurité principale est placée avec un temps de déclenchement de 3 secondes pour éviter les déclenchements intempestifs en cas de légères perturbations fugitives. Cette zone est placée de manière à avoir de la marge pour éviter un déclenchement intempestif dû aux erreurs de simulation et de mesure.

Les impédances de défaut étant trop proches les unes des autres, il n'est pas utile d'utiliser plus qu'une zone de déclenchement instantanée en direct et un autre en inverse. Les zones 1-4 sont superposées et la zone 5 est identique à la zone 1 sauf qu'elle est pour le fonctionnement en inverse. On se retrouve avec le réglage de la figure 32.

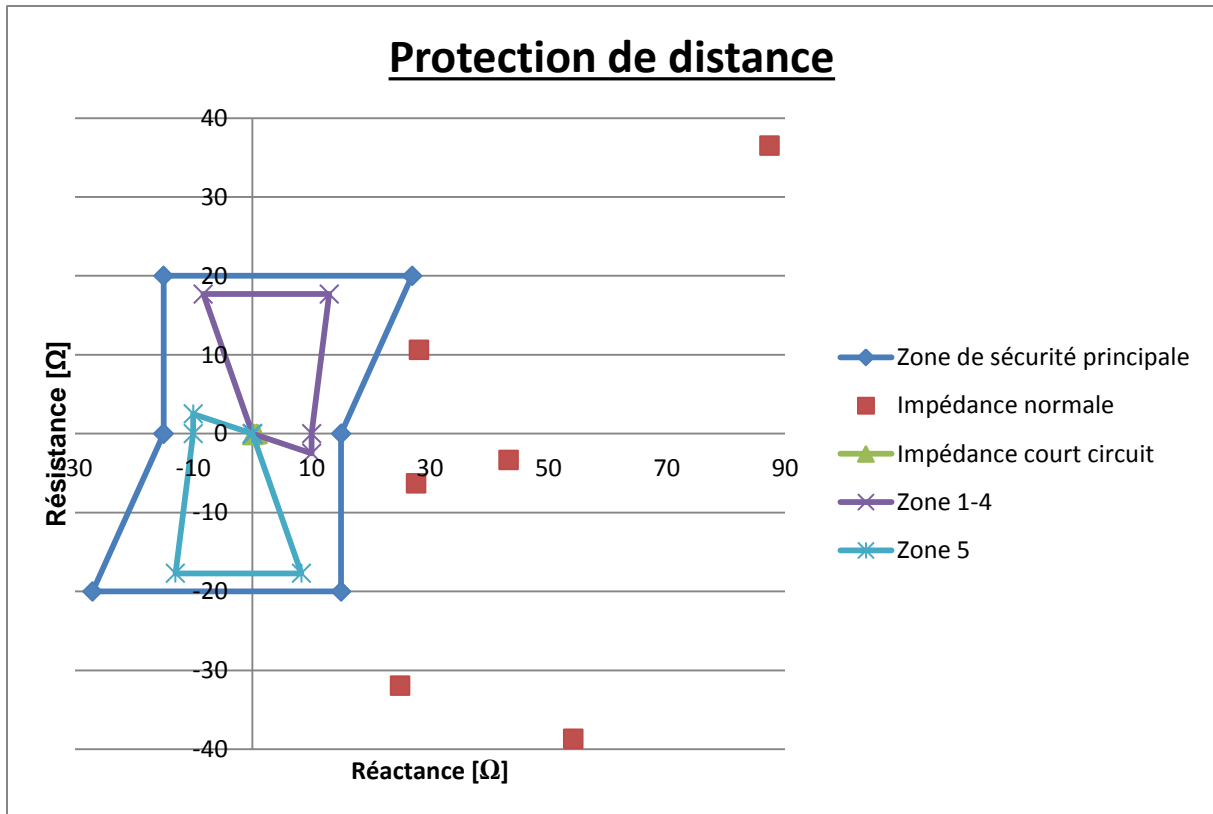


Figure 32 : Réglage de la fonction de protection de distance

Il faut maintenant implémenter ce réglage dans le REL650.

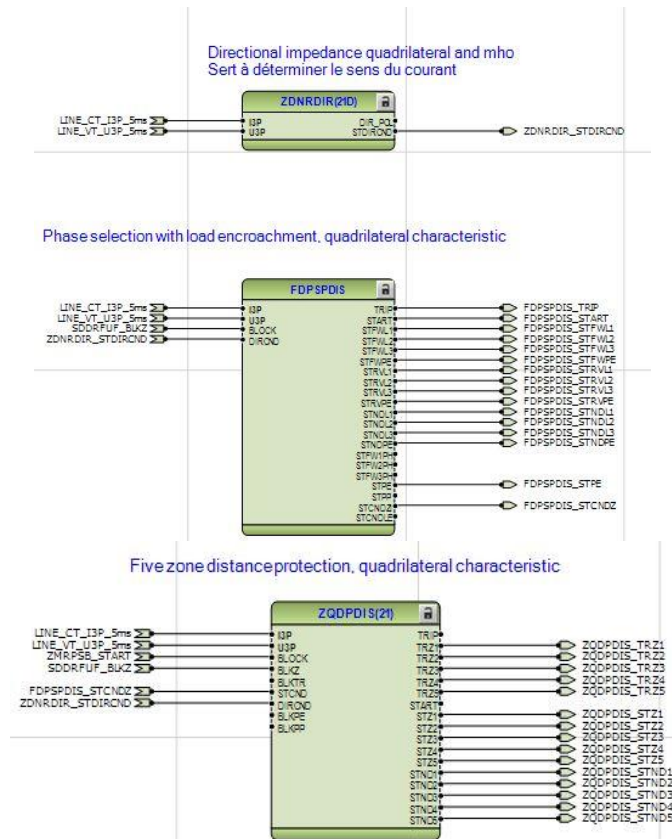


Figure 33 : Bloc de fonction de protection de distance

Un premier bloc (ZDNRDIR) permet de déterminer quel est le sens du défaut. Le bloc FDPSPDIS permet de configurer la zone principale et d'y intégrer un empiètement de charge. L'empiètement de charge est utile dans les cas de ligne fortement chargée ce qui n'est pas notre cas. Le dernier bloc ZQDPDIS permet de configurer les zones 1 à 5.

REL650 - Application Configuration		REL650 - Parameter Setting			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZDNRDIR(21D): 1					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ ArgNegRes		115	Deg	90	175
✓ ArgDir		15	Deg	5	45
✓ IMinOpPE		5	%IB	5	30
✓ IMinOpPP		10	%IB	5	30

Figure 34 : Paramètres du bloc ZDNRDIR

REL650 - Application Configuration		REL650 - Parameter Setting			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ FDPSPDIS: 1					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ OperationZ<		On			
✓ OperationI>		Off			
✓ INBlockPP		40	%IPh	10	100
✓ INReleasePE		20	%IPh	10	100
✓ RLdFw		30.00	ohm/p	1.00	3000.00
✓ RLdRv		30.00	ohm/p	1.00	3000.00
✓ ArgLd		30	Deg	5	70
✓ IPh>		120	%IB	10	2500
✓ IN>		20	%IB	10	2500
✓ X1		25.00		0.50	3000.00
✓ X0		10.00		0.50	3000.00
✓ RFFwPP		16.00	ohm/l	0.50	3000.00
✓ RFRvPP		16.00	ohm/l	0.50	3000.00
✓ RFFwPE		15.00	ohm/l	1.00	9000.00
✓ RFRvPE		15.00	ohm/l	1.00	9000.00
✓ TimerPP		Off			
✓ tPP		3.000	s	0.000	60.000
✓ TimerPE		Off			
✓ tPE		3.000	s	0.000	60.000
✓ IMinOpPP		10	%IB	5	500
✓ IMinOpPE		5	%IB	5	500

Figure 35 : Paramètres du bloc FDPSPDIS

REL650 - Application Configuration		REL650 - Parameter Setting			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ ZQDPDIS(21): 1					
✓ General					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ Operation		On			
✓ IMinOpPP		20	%IB	10	30
✓ IMinOpPE		20	%IB	10	30
✓ IMinOpIN		5	%IB	5	30
✓ LineAng		80	Deg	0	180
✓ Zone 1					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ RFPE1		10.00	ohm/l	1.00	9000.00
✓ RFPP1		12.00	ohm/l	1.00	3000.00
✓ Z1		10.000		0.005	3000.000
✓ KNMag1		0.80		0.00	3.00
✓ KNAng1		0	Deg	-180	180
✓ OpModetPE1		On			
✓ OpModetPP1		On			
✓ DirMode1		Forward			
✓ tPE1		0.000	s	0.000	60.000
✓ tPP1		0.000	s	0.000	60.000
✓ OpMode1		Enable Ph-E PhPh			
✓ Zone 5					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ RFPE5		10.00	ohm/l	1.00	9000.00
✓ RFPP5		12.00	ohm/l	1.00	3000.00
✓ Z5		10.000		0.005	3000.000
✓ OpModetPE5		On			
✓ OpModetPP5		On			
✓ DirMode5		Reverse			
✓ tPE5		0.000	s	0.000	60.000
✓ tPP5		0.000	s	0.000	60.000
✓ OpMode5		Enable Ph-E PhPh			

Figure 36 : Paramètres du bloc ZQPDIS

7.4.1 Relation entre les paramètres et la représentation graphique de la fonction

Les figures 37, 38 et 39 montrent la relation entre la représentation graphique de la fonction de protection et les paramètres. Ces paramètres sont communs pour les différents types de défauts. Le but est que le paramétrage des défauts phase-terre soit la même que celle de la figure 32.

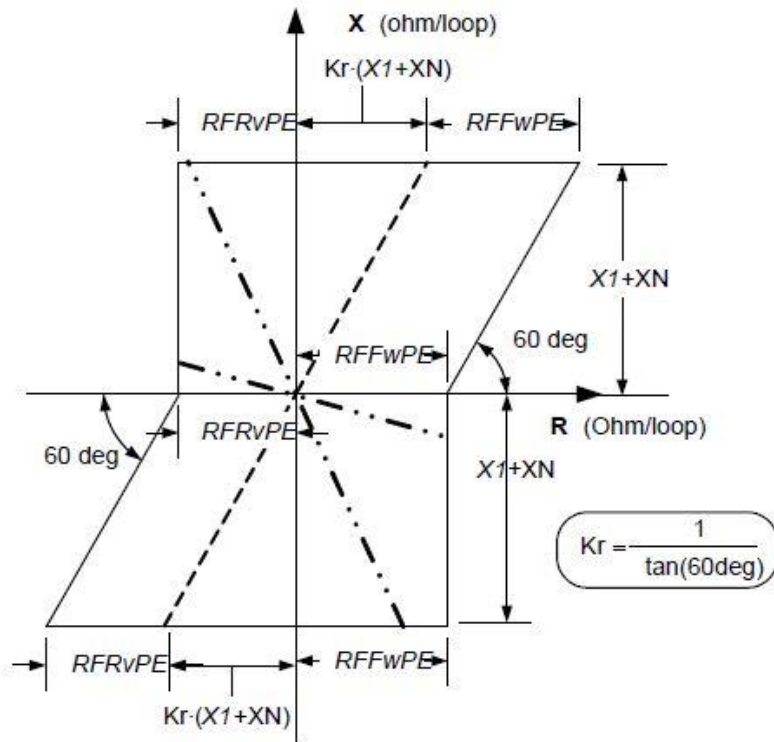


Figure 37 : Paramétrage de la zone principale en cas de défaut phase-terre

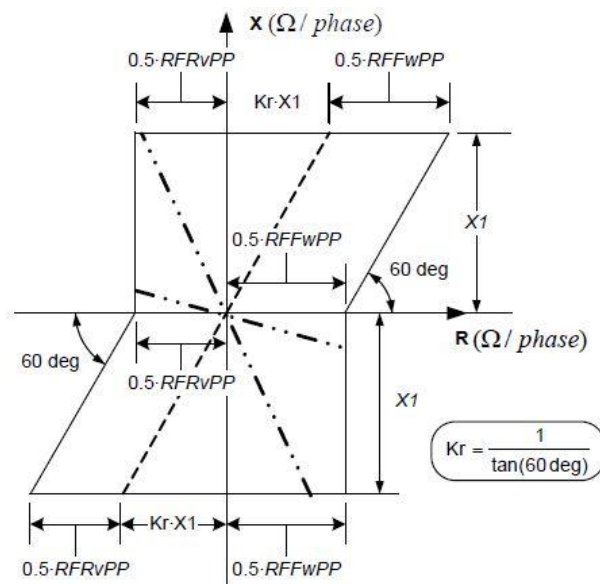


Figure 38 : Paramétrage de la zone principale en cas de défaut phase-phase

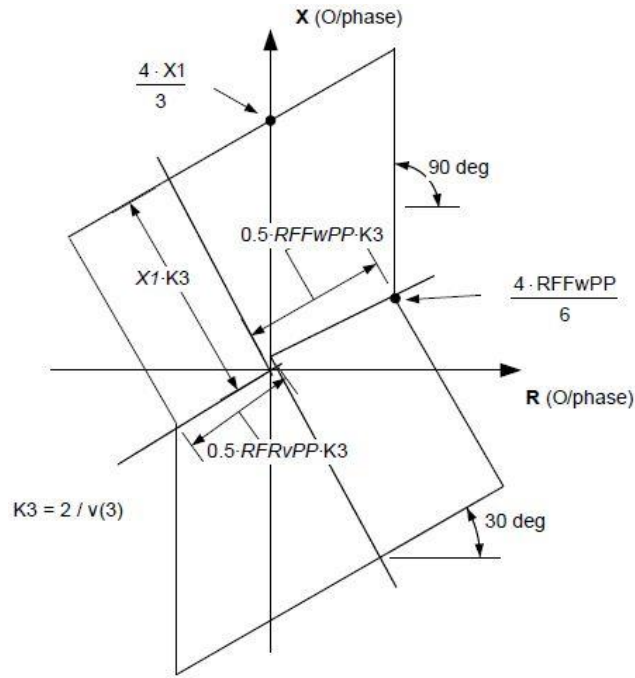


Figure 39 : Paramétrage de la zone principale en cas de défaut triphasé

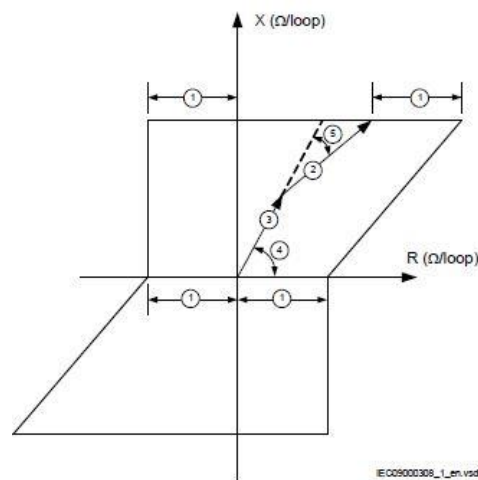


Figure 33: Characteristic for phase-to-earth measuring

- 1 *RFPE*
- 2 *KNMag |Z|*
where: $KN \cdot Z = ZN$
- 3 $|Z|$
where Z denotes the positive sequence vector corresponding to the zone reach
- 4 *LineAng*
- 5 *KNAng* (negative)

Figure 40 : Paramétrage des zones de déclenchement 1 à 5

7.4.2 Résultats obtenus

Les paramètres ont été choisis pour obtenir le même graphique que la figure 32 pour le défaut phase-terre. Les paramètres étant communs pour les différents types de défauts, on se retrouve avec les différentes zones déclenchement ci-dessous.

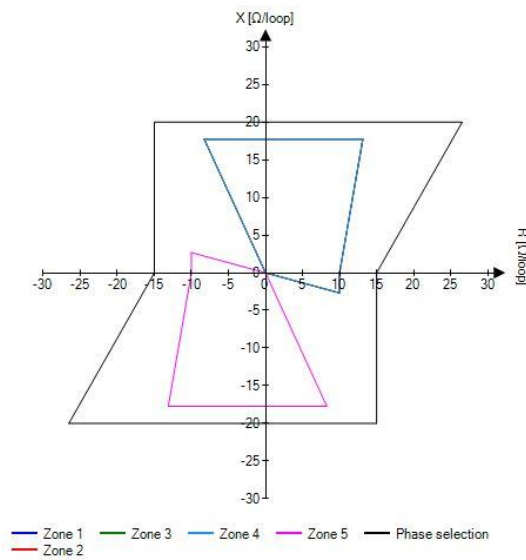


Figure 41 : Paramètres graphique obtenu en cas de défaut phase-terre

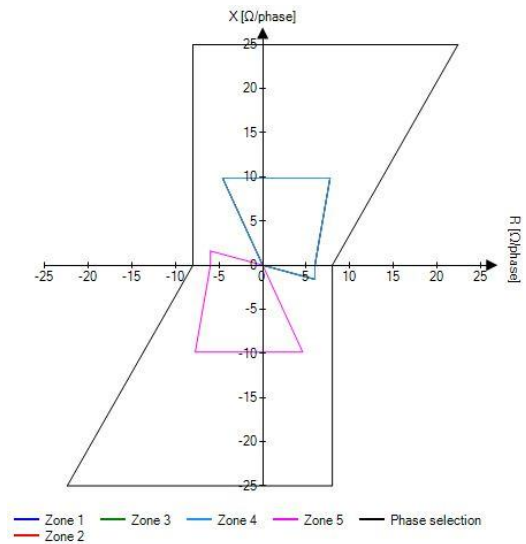


Figure 42 : Paramètres graphiques obtenus en cas de défaut phase-phase

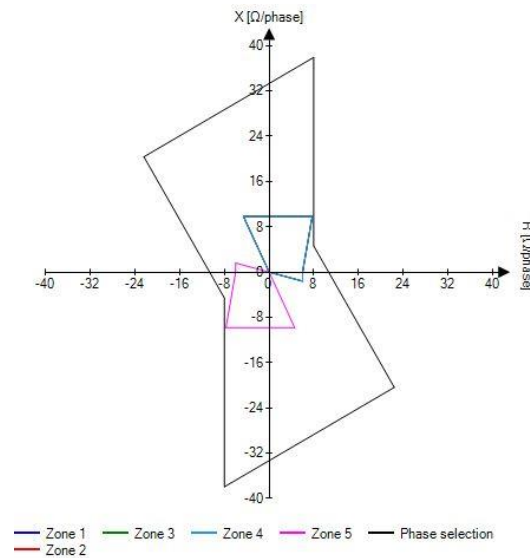


Figure 43 : Paramètres graphiques obtenus en cas de défaut triphasé

7.5 Protection de courant

Les protections de courant implémentées dans le relais sont les suivantes :

IEC	ANSI	Description
50	PHPIOC	Protection instantanée à maximale de courant
51	OC4PTOC	Protection à maximale de courant à 4 seuils
50N	EFPIOC	Protection instantanée de défaut de terre
51N	EF4PTOC	Protection de défaut de terre à 4 seuils

Tableau 3 : Fonctions de protection de courant

Ces fonctions sont chacune représentées par un bloc dans le PCM600.

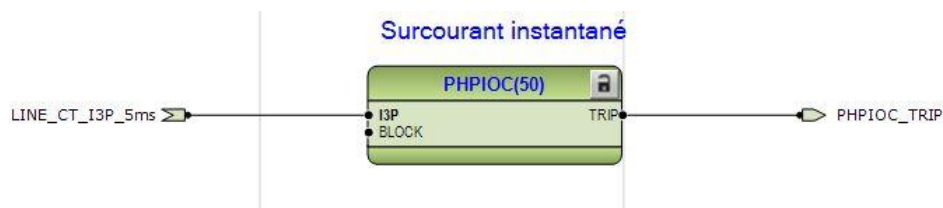


Figure 44 : Protection instantanée à maximal de courant

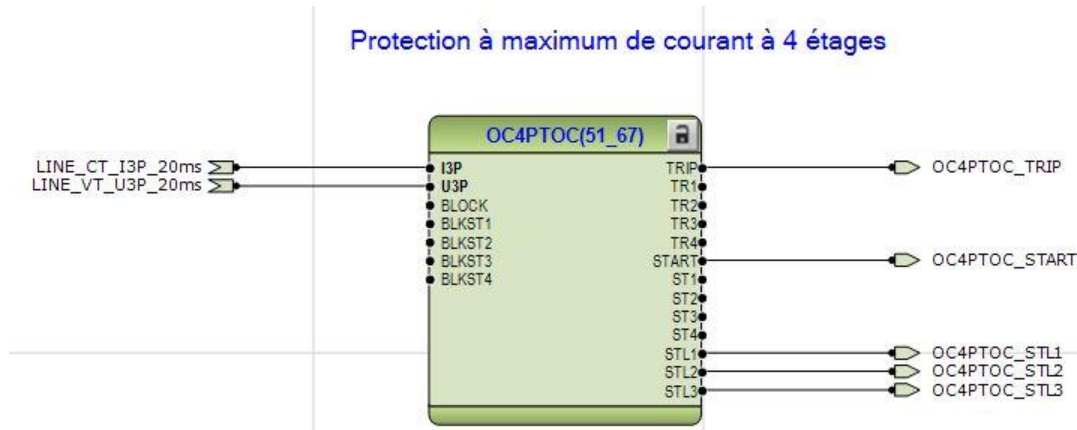


Figure 45 : Protection à maximal de courant à 4 seuils



Figure 46 : Protection instantanée de défaut de terre

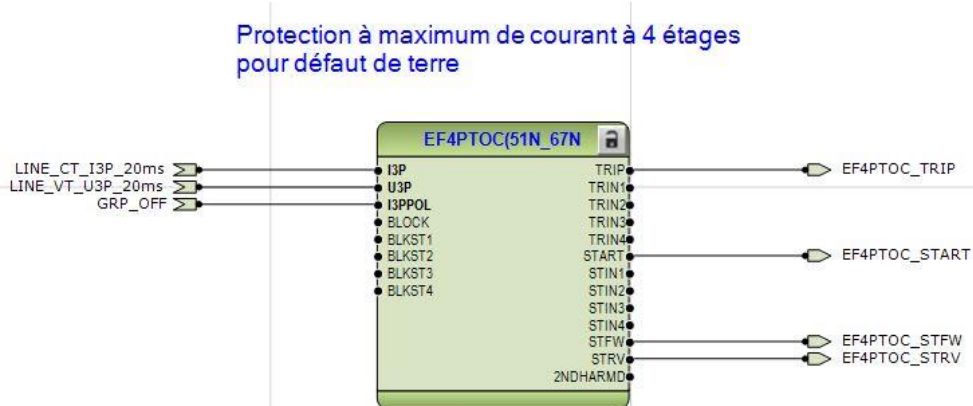


Figure 47 : Protection de défaut de terre à 4 seuils

7.5.1 Réglage de la protection à maximale de courant

Pour être sûr de déclencher en cas de défaut, il faut que la protection instantanée soit réglée à $0,8 \cdot I_{ccmin}$ pour prendre en compte les imprécisions causées par la simulation et l'erreur de mesure du transformateur.

Ce courant de défaut minimal a été simulé et reporté dans la figure ci-dessous avec une barre d'erreur de 20% pour représenter l'erreur globale dans le cas d'un défaut sur la ligne enterrée et dans le cas d'un défaut sur la ligne aérienne.

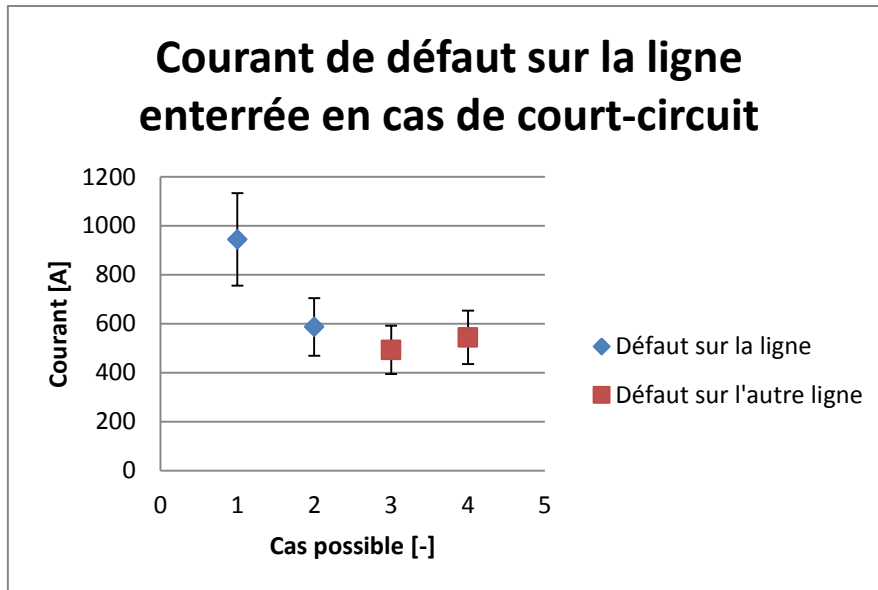


Figure 48 : Courant de défaut sur la ligne enterrée

On voit que le courant minimal de défaut se situe aux alentours de 580A pour un défaut sur la ligne enterrée. Ce qui est très proche des courants mesurés en cas de défaut sur la ligne aérienne. Il n'est pas possible de réaliser une sélectivité uniquement avec les seuils de courants.

La protection instantanée a été fixée à 400A afin d'être sûr de déclencher, c'est une protection de secours. La protection à maximal de courant à 4 étages est réglée pour laisser des surintensités transitoires qui peuvent être dû par des manœuvres. L'utilisation des 4 étages permet d'avoir une meilleure sélectivité en réglant précisément les différents seuils. Les 4 seuils n'étaient pas utiles mais ont été laissés afin de pouvoir les modifier plus facilement si on veut faire des essais de réglages plus précis plus tard.

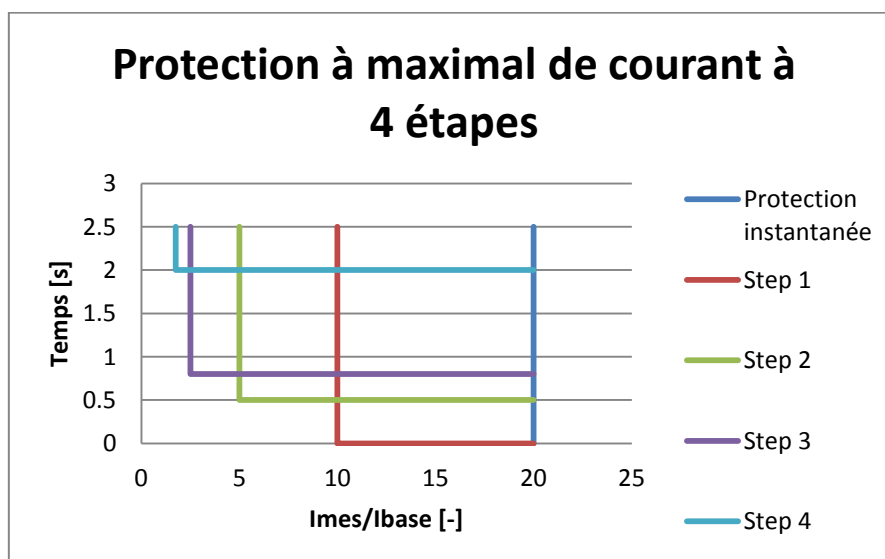


Figure 49 : Protection à maximal de courant

Il est possible d'entrer, soit des courbes définies dans une norme, soit un réglage avec un temps défini. Le réglage a été fait avec un temps définis mais il serait possible d'envisager de régler une courbe pour le quatrième seuil et de régler cette courbe pour qu'elle se comporte comme la tenue du câble au courant afin d'avoir une protection plus précise.

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ PHPIOC(50): 1					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ Operation		On			
✓ IP>>	2000		%IB	5	2500

Figure 50 : Protection instantanée à maximale de courant

REL650 - Parameter Setting		REL650 - Application Configuration			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ OC4PTOC(51_67): 1					
✓ General					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ MeasType		DFT			
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ Operation		On			
✓ Step 1					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ DirMode1		Non-directional			
✓ Characterist1		ANSI Def. Time			
✓ I1>		1000	%IB	5	2500
✓ t1		0.000	s	0.000	60.000
✓ k1		0.05		0.05	999.00
✓ IMin1		100	%IB	1	10000
✓ t1Min		0.000	s	0.000	60.000
✓ Step 2					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ DirMode2		Non-directional			
✓ I2>		500	%IB	5	2500
✓ t2		0.400	s	0.000	60.000
✓ Step 3					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ DirMode3		Non-directional			
✓ I3>		250	%IB	5	2500
✓ t3		0.800	s	0.000	60.000
✓ Step 4					
✓ Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>		
✓ DirMode4		Non-directional			
✓ Characterist4		ANSI Def. Time			
✓ I4>		175	%IB	5	2500
✓ t4		2.000	s	0.000	60.000
✓ k4		0.05		0.05	999.00
✓ IMin4		17	%IB	1	10000
✓ t4Min		0.000	s	0.000	60.000

Figure 51 : Protection à maximal de courant à 4 étage

7.5.2 Réglage de la protection de défaut de terre

N'ayant pas trouvé d'information plus précise sur le réglage de la protection de défaut de terre pour les lignes, j'ai gardé les réglages préconfigurés du relais. La protection de secours est réglée à 2 fois la valeur nominale du courant. Seulement 2 seuils sur 4 sont utilisés. Ces paramètres seront modifiés si on se rend compte qu'ils causent des déclenchements intempestifs ou que la protection ne s'active pas lors de défaut avec la terre.

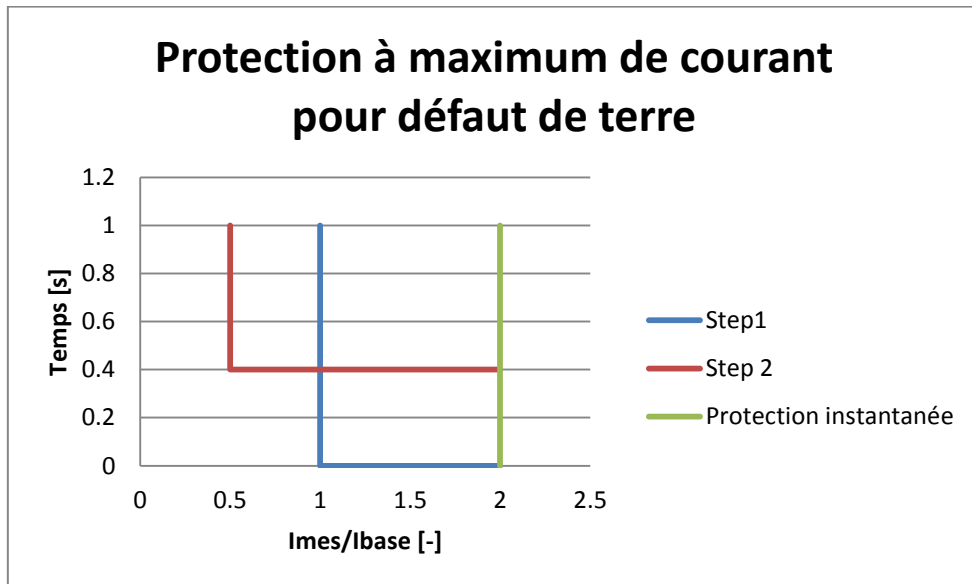


Figure 52 : Réglage de la protection de défaut de terre

REL650 - Parameter Setting		REL650 - Application Configuration			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ EFPIOC(50N): 1					
✓ GlobalBaseSel		1		1	6
✓ Setting Group1		<input checked="" type="checkbox"/>			
✓ Operation		On			
✓ IN>>		200	%IB	1	2500

Figure 53 : Paramètres de la protection instantanée de défaut de terre

REL650 - Parameter Setting		REL650 - Application Configuration			
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
OC4PTOC(51_67): 1					
General					
GlobalBaseSel		1		1	6
MeasType		DFT			
Setting Group1					
Operation		On			
Step 1					
Setting Group1					
DirMode1		Non-directional			
Characterist1		ANSI Def. Time			
I1>		1000	%IB	5	2500
t1		0.000	s	0.000	60.000
IMin1		100	%IB	1	10000
t1Min		0.000	s	0.000	60.000
Step 2					
Setting Group1					
DirMode2		Non-directional			
I2>		500	%IB	5	2500
t2		0.400	s	0.000	60.000
Step 3					
Setting Group1					
DirMode3		Non-directional			
I3>		250	%IB	5	2500
t3		0.800	s	0.000	60.000
Step 4					
Setting Group1					
DirMode4		Non-directional			
Characterist4		ANSI Def. Time			
I4>		175	%IB	5	2500
t4		2.000	s	0.000	60.000
IMin4		17	%IB	1	10000
t4Min		0.000	s	0.000	60.000

Figure 54 : Protection de défaut de terre à 4 étages

7.6 Protection de tension

La protection contre les surtensions est assurée par une fonction à 2 seuils de déclenchement.

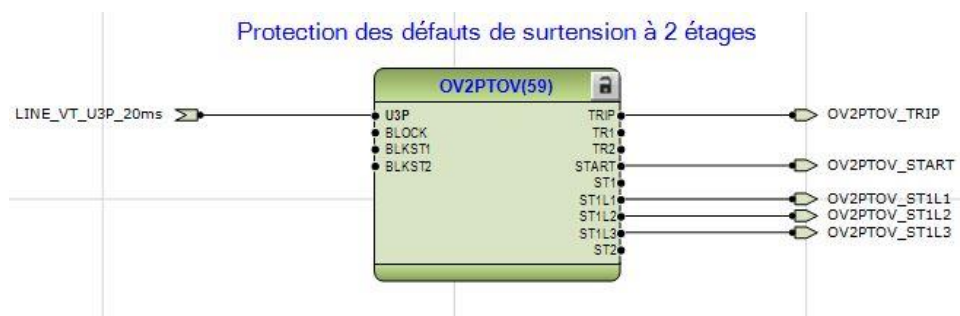


Figure 55 : Protection contre les surtensions

Le premier seuil est réglé pour déclencher après 4 secondes si la tension dépasse 120% de la tension nominal et le deuxième seuil est réglé pour déclencher après 5 secondes si la tension dépasse 150% de la tension nominale. Ce réglage permet d'éviter des déclenchements intempestifs causé par des surtensions transitoires causées par des manœuvres sur le réseau.

REL650 - Parameter Setting		REL650 - Application Configuration				
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max	
OV2PTOV(59): 1						
General						
GlobalBaseSel		1		1	6	
ConnType		PhN RMS				
Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>			
Operation		On				
Step 1						
Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>			
OperationStep1		On				
Characterist1		Definite time				
OpMode1		1 out of 3				
U1>		120	%UB	1	200	
t1		4.00	s	0.00	6000.00	
t1Min		5.000	s	0.000	60.000	
k1		0.05		0.05	1.10	
Step 2						
Setting Group1			<input checked="" type="checkbox"/>			
OperationStep2		On				
OpMode2		1 out of 3				
U2>		150	%UB	1	200	
t2		5.000	s	0.000	60.000	

Figure 56 : Paramètre de la protection de surtension à 2 seuils

8 Test cas simple avec le CMC 356 et QuickCmC

Le CMC 356 d'Omicron est un appareil polyvalent permettant de tester tous type de relais de protection. Il est équipé de six sources de courant qui peuvent délivrer jusqu'à 32A et 4 sorties de tension qui vont jusqu'à 300V. Cet appareil de test dispose également de dix entrées binaires et de quatre sorties binaires. Omicron dispose d'une suite de différents logiciels pour réaliser différents tests de protection. Dans mon travail de diplôme, j'ai utilisé RelaySim Test et QuickCmC.

Ne pouvant pas utiliser le logiciel RelaySimTest, les premiers tests ont été faits avec un autre logiciel d'Omicron qui permet de réaliser un test rapide en donnant comme consigne la valeur de courant et de tension des sorties. Le signal de déclenchement du relais est ramené sur le CMC 356, le logiciel permet de savoir le temps que mets le relais pour donner le signal de déclenchement depuis le début de l'injection du défaut.

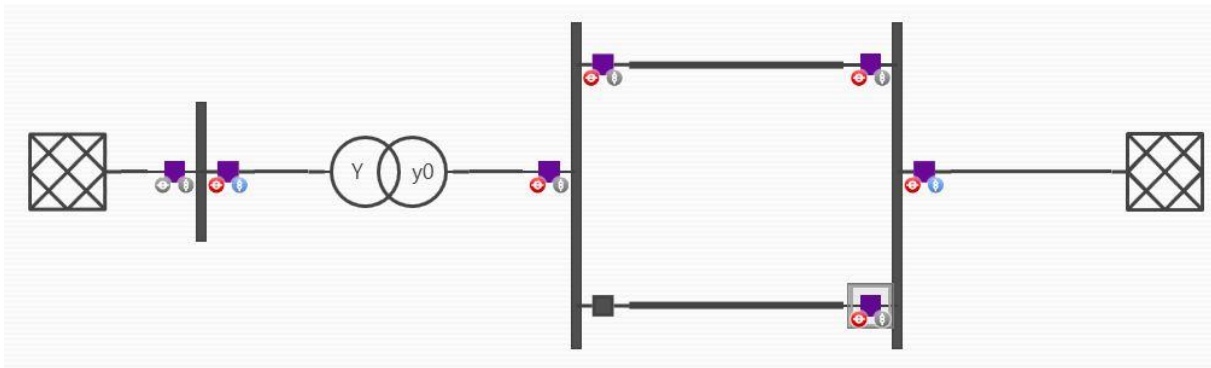


Figure 57 : Test cas simple avec une génératrice

8.1.1 Fonctionnement normal

La première chose à tester est que le relais ne déclenche pas quand l'installation fonctionne normalement. Le logiciel permet soit d'injecter le courant simulé au primaire du transformateur pour tester l'ensemble transformateur-relais soit d'injecter le courant simulé au secondaire. N'ayant pas reçu les transformateurs, c'est la deuxième option qui a été choisie.

Point_mesureE			
V L1-N sec.:	57.750 V	∠	0.11 °
V L2-N sec.:	57.750 V	∠	-119.89 °
V L3-N sec.:	57.750 V	∠	120.11 °
I L1 sec.:	540.00 mA	∠	29.48 °
I L2 sec.:	540.00 mA	∠	-90.53 °
I L3 sec.:	540.00 mA	∠	149.46 °
V L1-N prim.:	231.00 V	∠	0.11 °
V L2-N prim.:	231.00 V	∠	-119.89 °
V L3-N prim.:	231.00 V	∠	120.11 °
I L1 prim.:	5.4030 A	∠	29.48 °
I L2 prim.:	5.4040 A	∠	-90.53 °
I L3 prim.:	5.4030 A	∠	149.46 °

Figure 58 : Simulation de la tension et du courant vu par le REL650

Test View: FCT_normale.qcm

Analog Outputs			
Set Mode	Direct		
V L1-E	57.75 V	0.11 °	50.000 Hz
V L2-E	57.75 V	-119.89 °	50.000 Hz
V L3-E	57.75 V	120.11 °	50.000 Hz
I L1	774.0 mA	29.96 °	50.000 Hz
I L2	774.0 mA	-90.04 °	50.000 Hz
I L3	774.0 mA	149.55 °	50.000 Hz

Figure 59 : Tension et courant injecté par l'appareil

Ce signal a été injecté pendant 15 secondes afin d'être sûr qu'aucune protection temporisée ne s'active. Il n'y a pas eu de déclenchement ou de signaux indiquant qu'une protection temporisée s'active.

8.1.2 Court-circuit L1-N, contact direct

Le deuxième test est un défaut phase-neutre avec une connexion directe. Le courant de défaut est relativement important.

Point_mesureE			
I L1 sec.:	26.076 A	↙	122.87 °
I L2 sec.:	450.00 mA	↙	-91.83 °
I L3 sec.:	599.00 mA	↙	142.40 °
I L1 prim.:	260.76 A	↙	122.87 °
I L2 prim.:	4.4950 A	↙	-91.83 °
I L3 prim.:	5.9920 A	↙	142.40 °
Point_mesureF			
V L1-N sec.:	45.950 V	↙	11.73 °
V L2-N sec.:	51.910 V	↙	-126.83 °
V L3-N sec.:	66.330 V	↙	118.16 °
I L1 sec.:	755.00 mA	↙	123.02 °
I L2 sec.:	7.0000 mA	↙	-91.85 °
I L3 sec.:	9.0000 mA	↙	143.86 °

Figure 60 : Simulation de la tension et du courant vu par le REL650

Test View: CC_ligne_aerienne_L1_N_Z0.qcm

Analog Outputs			
Set Mode	Direct		
V L1-E	45.95 V	11.73 °	50.000 Hz
V L2-E	51.91 V	-126.84 °	50.000 Hz
V L3-E	66.33 V	118.16 °	50.000 Hz
I L1	26.08 A	122.89 °	50.000 Hz
I L2	444.2 mA	-91.93 °	50.000 Hz
I L3	590.0 mA	142.29 °	50.000 Hz

Figure 61 : Tension et courant injecté par l'appareil

Le relais a déclenché. Le relais enregistre les évènements et les mesures de tension et de courant en cas de défaut. Il est possible de générer un rapport depuis le logiciel PCM600. Le rapport correspondant à ce test se trouve en annexe 8.

Analog Time Diagram

Trig Date Time: 27.06.2016 13:33:01:144

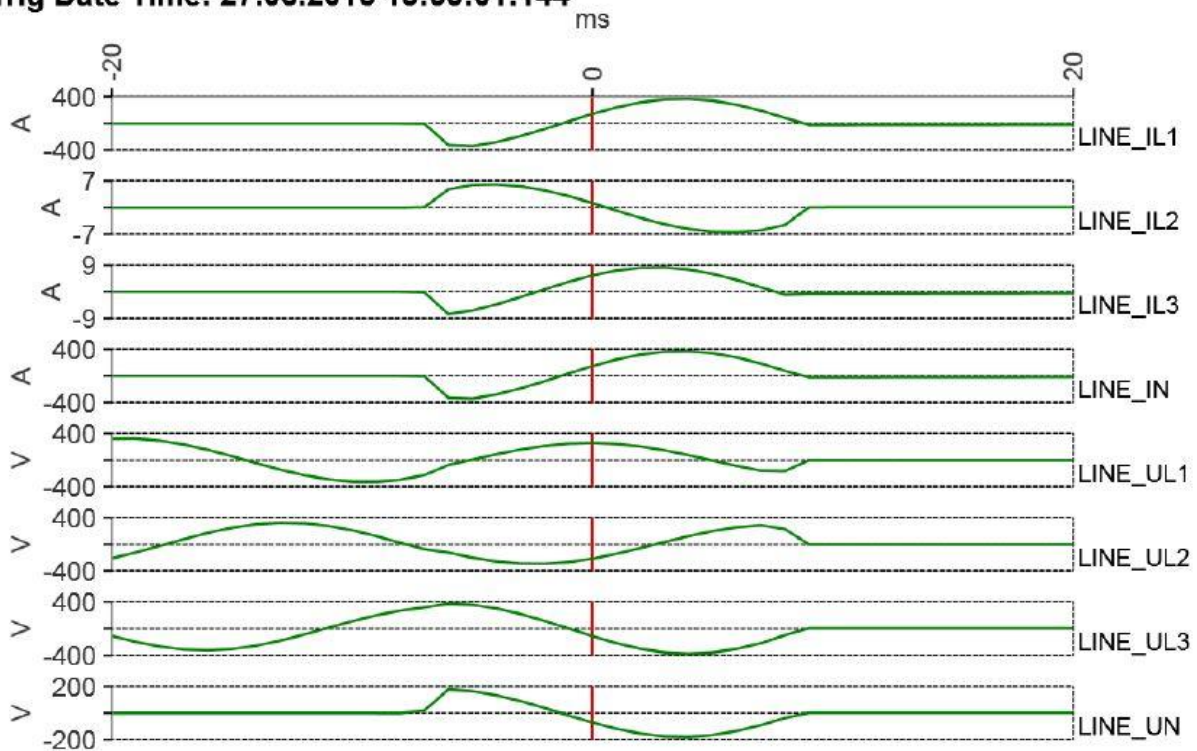
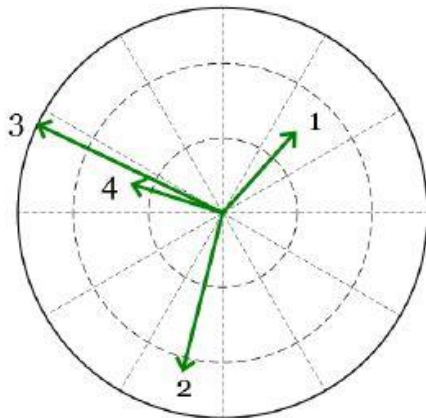


Figure 62 : Allure des mesures du relais

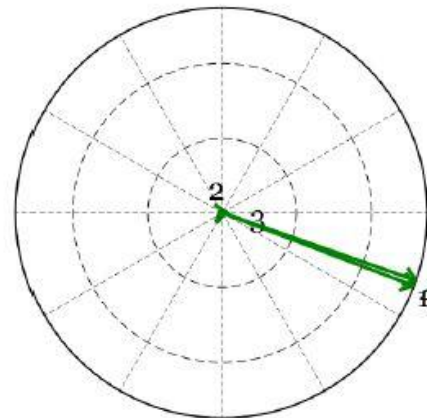
Vector Diagrams

Calculation Interval : -5 ms to 13 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	169.06(V)	48.0°	1	LINE_IL1	164.239(A)	339.2°
2	LINE_UL2	176.141(V)	255.8°	2	LINE_IL2	3.161(A)	107.3°
3	LINE_UL3	158.983(V)	154.5°	3	LINE_IL3	4.266(A)	6.5°
4	LINE_UN	77.137(V)	162.4°	4	LINE_IN	166.145(A)	340.8°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:144
28	IEF-TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:144
91	PHS-START	On	27.06.2016 13:33:01:149
81	TOC-TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:151
82	TOC-START	On	27.06.2016 13:33:01:151
7	TRIP_Z1	On	27.06.2016 13:33:01:154
8	START_Z1	On	27.06.2016 13:33:01:154

Figure 63 : Mesures tension-courant avec les 7 premiers évènements

Le premier point à relever est que les valeurs de courant sont calculés sur un intervalle depuis le début de la faute jusqu'à 4 millisecondes plus tard que la disparition de la faute. C'est pour cette raison que la valeur mesurée dans le rapport d'ABB n'est pas semblable aux tensions et aux courants injectés.

La relais réagit très vite au défaut et envoie le signal de déclenchement entre 9 et 14 millisecondes après l'apparition du défaut.

Le deuxième point est qu'en cas de défaut phase-terre avec un courant élevé, la protection de défaut de terre réagit plus rapidement que les autres fonctions. La protection contre les surintensités a déclenché 5 millisecondes après la première protection et finalement la protection de distance a déclenché 10 millisecondes après la première protection.

Plusieurs tests identiques ont été faits et le relais a réagi chaque fois de la même manière. Deux des rapports de tests réalisés sont en annexes 8. Une liste des abréviations des évènements est dans le chapitre 14.

9 RelaySim Test

Le logiciel RelaySim Test d'Omicron permet de simuler un circuit complet et d'injecter les signaux simulés sur le relais. Je n'ai pas pu faire tout de suite les tests avec RelaySim Test, car la version du firmware du CMC 356 n'était pas à jour et la licence de RelaySim Test était échue.

Une fois que ces deux problèmes ont été réglés, les tests ont pu être réalisés avec ce logiciel. RelaySimTest dispose de deux modes de simulations, la première où il injecte le signal simulé sans réagir s'il reçoit un signal en retour, la deuxième lui permet de réagir aux signaux reçu en retour par itérations successives.

Par exemple, il injecte les signaux simulés et il voit que le relais lui a envoyé un ordre de déclenchement 20 millisecondes après l'apparition du défaut. Il va refaire un test avec une nouvelle simulation qui prend en compte l'ordre de déclenchement et il surveille que le signal de déclenchement arrive de nouveau dans une plage de temps proche de la première simulation (Ce temps est réglable pour prendre en compte le temps de cycle des blocs de fonction). S'il ne voit pas d'autres signaux qui arrivent, il arrête la simulation sinon il continue tant qu'il reçoit de nouveaux événements.

9.1.1 Test court-circuit

Les courts-circuits ont été simulés aux différents endroits possibles :

- Premier test en fonctionnement normal
- Court-circuit phase-terre sur la ligne enterrée
- Court-circuit phase-terre sur la ligne aérienne
- Court-circuit après le transformateur
- Court-circuit biphasé sur la ligne aérienne

Les autres schémas de court-circuit n'ont pas pu être testés car le courant qu'il était nécessaire d'injecter dépassait la limite du CMC356 (32A). Les résultats du test sont en annexe 9 avec le rapport de RelaySimTest qui indique le temps entre l'apparition du défaut et le signal de déclenchement, ainsi que les différents enregistrements du REL650.

En cas de défaut de terre, la protection de défaut de terre est toujours plus rapide que les autres protections et réagit entre 11,8 et 17,3 millisecondes après l'apparition du défaut.

En cas de défaut sans contact avec la terre, c'est bien la protection de distance qui déclenche en premier et réagit aux alentours de 30 millisecondes.

De légers ajustements ont été réalisés pour essayer d'affiner les déclenchements mais il est très compliqué de définir quel est la ligne qui subit le défaut uniquement avec la protection de distance. La protection de distance prend un peu plus de temps pour réagir que les protections de courant (15-20ms).

10 Réalisation d'un court-circuit sur l'installation

Après la simulation et le test de la configuration du relais, la prochaine étape est de tester le relais directement sur le circuit. Les cas possibles sur une ligne enterrée sont un court-circuit, la foudre, une surcharge. On n'a pas la possibilité d'avoir un appareil permettant d'injecter un courant au milieu de la ligne pour reproduire un coup de foudre.

On ne peut pas reproduire tous les types de courts-circuits car la terre est connectée dans tout le laboratoire. En cas de court-circuit phase-terre, il y aura un courant important qui circule dans la terre et qui risque d'endommager certains équipements fragiles. Donc il faudrait plutôt réaliser un court-circuit sans contact avec la terre, par exemple un court-circuit biphasé ou triphasé.

Les protections intégrées au Gridlab réagissent en 10 ms en cas de courant trop important, ce qui est bien plus rapide que le temps de réaction du relais et du disjoncteur de coupure. Plusieurs solutions pour contourner ce problème ont été étudiées.

La première est de désactiver les protections du Gridlab et de limiter le courant pour que le relais ait le temps de réagir et que le disjoncteur puisse déclencher. Le courant doit être suffisamment limité pour que le déclenchement du circuit se fasse plus rapidement que le fusible HPC de 63A (Courbe de fusion en annexe 10) qui protège l'installation Gridlab. L'ajout de cette résistance fait que l'on s'éloigne du comportement de l'installation réelle.

Une deuxième solution est de laisser réagir les protections et de se contenter de voir si le relais voit qu'il y a un défaut et envoie un signal de déclenchement. Pour cela il faut voir si le relais est capable de réagir en cas de défaut de moins de 10 millisecondes. Il est possible de simuler l'ouverture des protections et de voir si le relais déclenche.

Le test a été fait en simulation en ouvrant le circuit 5 millisecondes après l'apparition de la faute et de voir si le relai envoie quand même un ordre d'ouverture.

No.	Status	Line fault 1 Fault location	Mesure_Irip	Mesure_ouverture	Executed	Comment
1	Passed	0.00 %	28.0 ms	45.4 ms	07.07.2016 14:52	
2	Passed	50.00 %	27.9 ms	47.5 ms	07.07.2016 14:52	
3	Passed	100.00 %	25.0 ms	46.4 ms	07.07.2016 14:52	

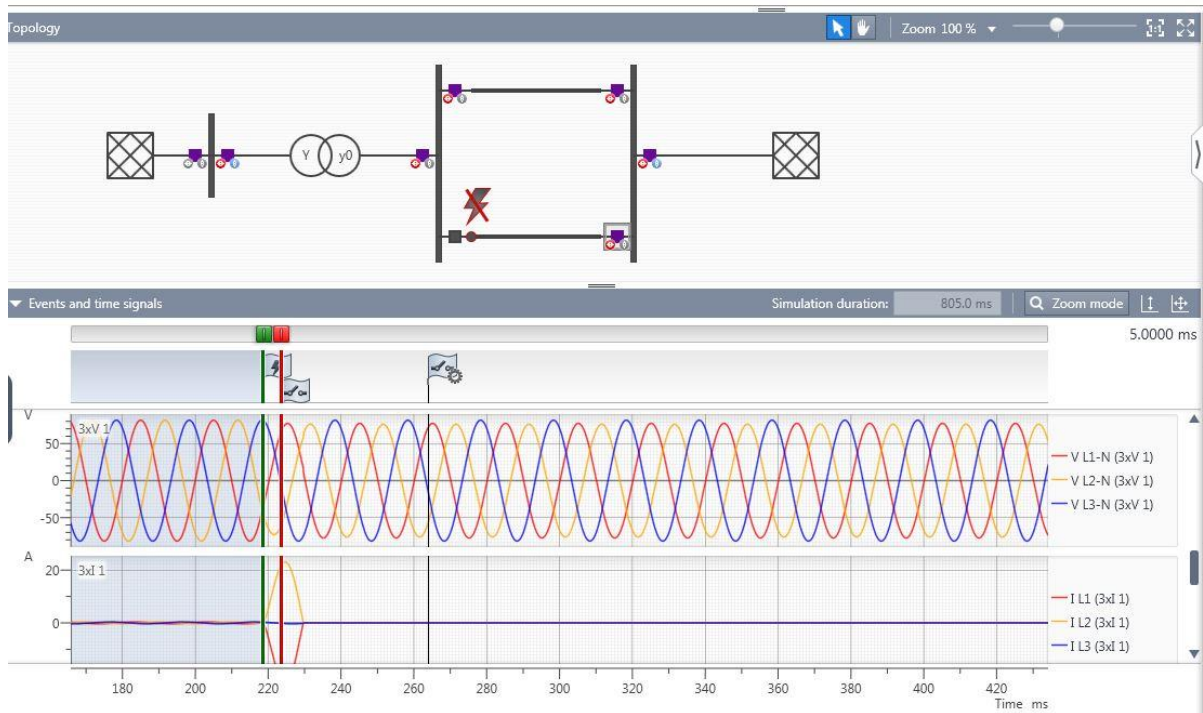


Figure 64 : Cas réel avec ouverture de la protection

Le test a été fait avec les mêmes circuits qu'au chapitre 9.1.1. Le rapport de ce test avec la mesure des temps est en annexe 11.

Il est donc possible de tester le relais en laissant connecté les disjoncteurs de protection. Le test sur l'installation sera fait quand les transformateurs auront été reçus et câblés.

11 Evolutions futures

Comme les transformateurs de mesures arrivent trop tard, il faudra monter le chariot de mesure, installer les transformateurs et les câbler. Une fois le montage fait, il sera possible de réaliser un court-circuit sur l'installation et de voir si le relais réagit correctement. La prochaine étape est de configurer les autres relais afin de pouvoir les tester séparément puis de les mettre ensemble pour tester un plan de sécurité complet d'un groupe de production.

12 Conclusions

Le circuit de l'installation a pu être analysé ainsi que les différents défauts pouvant se produire. Le relai de protection de distance est installé, configuré et prêt pour être testé sur l'installation du Gridlab.

Le délai de livraison m'a empêché de faire les tests sur l'installation. Ces tests seront faits plus tard. Dès que l'offre des prises de MultiContact sera reçue, il faudra également réaliser les plaques qui vont fermer le chariot de mesure.

La visite de la centrale de Saint-Léonard était intéressante pour faire le lien entre le monde de la simulation et quels sont les soucis principaux des exploitants de centrales hydroélectriques.

Le domaine des protections étant complexe et très spécifique, la recherche d'information a pris beaucoup de temps. Ce projet s'est révélé être intéressant et très enrichissant sur le fonctionnement d'un groupe de production hydroélectrique et sur les réseaux électriques en général.

Sion, le 14.07.16

Guillaume Saillen

13 Remerciements

Je tiens à remercier mon professeur Davide Pavanello, responsable du projet, pour son suivi et ses conseils tout au long de ce travail de diplôme.

Je remercie également Thomas Ritler, assistant au Gridlab pour son aide pendant le projet.

Je remercie également Claude Moren, chef de centrale de la Lienne, pour le temps qu'il a pris à me faire visiter la centrale de Saint-Léonard.

Samuel Berger, chef de centrale de la Bâtiaz, Claude Saillen, coordinateur du système d'exploitation d'Emosson pour leurs éclaircissements sur les défauts d'une centrale hydroélectrique.

14 Abréviations

IEF-TRIP :	Déclenchement fonction de protection de défaut de terre
START_Z1 :	Signal indiquant que l'impédance mesurée se trouve dans la zone 1 de la protection de distance
TRIP_Z1 :	Déclenchement de la zone 1 de la protection de distance
TRIP :	Signal de déclenchement général
TOC-START :	Fonction de protection à maximale de courant active
TOC-TRIP :	Déclenchement de la fonction de protection à maximal de courant

15 Bibliographie

- Protections électriques des alternateurs et moteurs, site : Techniques de l'Ingénieur, <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/differents-types-de-machines-electriques-tournantes-42249210/protections-electriques-des-alternateurs-et-moteurs-d3775/> (12.07.2016)
- ABB, Line distance protection REL650, Technical Manual, Product version 1.2, February 2011
- Protection des réseaux de transport et de répartition site : Techniques de l'Ingénieur, <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/protection-des-reseaux-de-transport-et-de-repartition-presentations-d4800/> (12.07.2016)
- Protection des lignes et des câbles de transport et de répartition site : Techniques de l'Ingénieur, <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/protection-des-lignes-et-des-cables-de-transport-et-de-repartition-d4802/> (12.07.2016)
- Protection des réseaux de transport et de répartition contre les courts-circuits et les défauts d'isolement site : Techniques de l'Ingénieur, <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/protection-des-reseaux-de-transport-et-de-repartition-contre-les-courts-circuits-et-les-defauts-d-isolement-d4801/> (12.07.2016)
- Réseaux de transport et de répartition - Systèmes et plans de protection site : Techniques de l'Ingénieur, <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/reseaux-de-transport-et-de-repartition-d4804/> (12.07.2016)

- Swissgrid, <https://www.swissgrid.ch> (12.07.2016)
- Guide de la protection, Merlin Gerin, 2003
- Cahier technique n°181 : Les protections directionnelles, Merlin Gerin, juillet 1996
- Cahier technique n°192 : Protection des transformateurs de postes MT/BT, Schneider Electric, avril 1998
- Cahier technique n°113 : Protection des machines et des réseaux industriels haute tension, Merlin Gerin, juin 1985
- Cahier technique n°174 : Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires

16 Annexes

1. Rapport du travail de semestre
2. Plan de protection
3. Circuit du Gridlab avec les points de connexion
4. Liste de l'analyse des défauts
5. Mise en plan chariot de mesure et commande item
6. Schéma de raccordement des transformateurs
7. Commande item pour le banc de test
8. Rapports de test avec Quick CMC
9. Rapports de test des courts-circuits
10. Courbe de fusion du HPC 63A gG Schurter
11. Rapports de test avec déclenchement des disjoncteurs
12. Schéma de câblage pour les premiers tests avec RelaySimTest

Annexe 1 : Travail de semestre



Projet de semestre :

**Stratégie de protection d'une infrastructure électrique à
échelle réduite**

Guillaume Sailen

1. Contents

2.	Introduction	3
3.	Cahier des charges	3
4.	Description du système	3
5.	Concept de sécurité	4
1.	But de la sécurité	4
2.	Circuit de protection	4
3.	Zone 1 : Génératrice et transformateur, REG670.....	5
4.	Zone 2 : Ligne enterrée, RED615	5
5.	Zone 3 : Ligne aérienne, REL650	6
6.	Zone 4 : Connexion au réseau, REF615	6
6.	Dimensionnement TI, TU.....	6
1.	Transformateur de protection de courant	6
2.	Transformateur de tension	8
7.	Simulation	8
1.	Modèle de base Neplan	8
2.	Modélisation du modèle de base sur RelaySimTest.....	9
3.	Ajout de la ligne enterrée	10
4.	Circuit 2	11
5.	Circuit 3	12
6.	Validation résultat	13
8.	Test des circuits	13
1.	Schémas de test	13
2.	Résultats.....	13
9.	Dimensionnement TI, TU.....	14
1.	Résistances des câbles	14
2.	Impédances des relais	15
10.	Choix de transformateur	15
1.	Cas 1 : Sans saturation.....	16
2.	Cas 2 : Avec saturation.....	16
11.	Annexes.....	17
12.	Conclusion.....	17

2. Introduction

Le GridLab Dispatching intègre une reproduction à l'échelle d'une usine de production hydroélectrique locale (la Lienne). Dans la pratique, chaque groupe de production d'une centrale comporte un système de protection par relais numériques qui contrôle que l'installation fonctionne correctement et commandent un disjoncteur en cas d'anomalie.

Le projet a pour but d'intégrer un concept de sécurité sur un des groupes afin d'acquérir du savoir-faire sur la protection électrique et à des fins didactique.

3. Cahier des charges

- Etude d'un concept de protection d'un groupe de production hydraulique du Dispatching
- Réalisation d'un modèle du Dispatching dans le logiciel OMICRON RelaySimTest
- Validation du concept de protection élaboré par simulation
- Spécification, commande et installation des transformateurs de courant

4. Description du système

L'installation est composée de quatre groupes de production. Ils sont composés d'une génératrice et d'un transformateur étoile-étoile. Deux de ces groupes sont directement reliés au réseau 400V. Les deux autres sont reliés au réseau par l'intermédiaire d'une ligne aérienne et d'une ligne enterrée selon la figure 1.

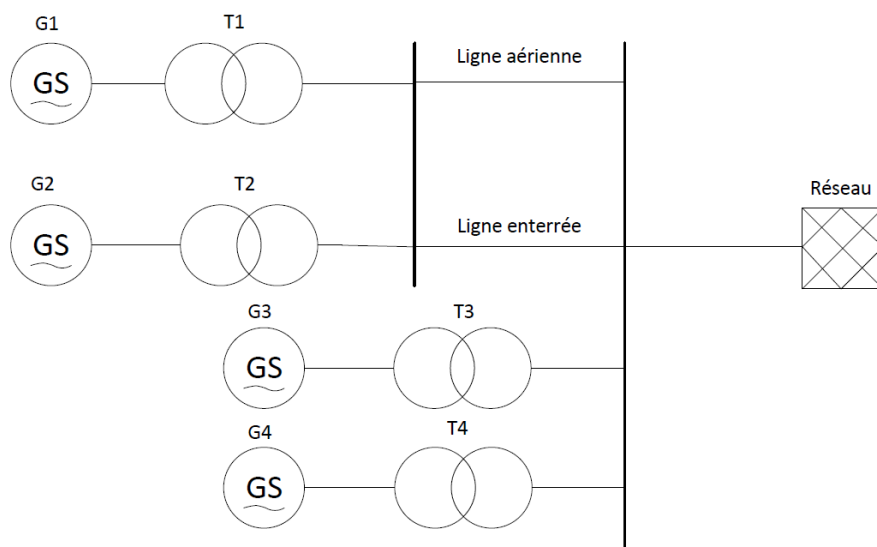


Figure 1 : Schéma de l'installation complète

Les génératrices génèrent un courant de 10A à puissance nominale. Les transformateurs ont un rapport de transformation unitaire. On se retrouve donc avec 40A au point d'injection du réseau. On peut également se retrouver avec un courant nominal de 20A sur une ligne si l'autre est déclenchée.

Il existe également un banc de test de protections électrique qui utilise le logiciel RelaySimTest de Omicron

5. Concept de sécurité

Un système de protection surveille tout le temps le fonctionnement des systèmes du réseau. Lors de l'apparition d'un défaut, il met hors-service les parties défectueuses.

1. But de la sécurité

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- participer à la protection des personnes contre les dangers électriques
- éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde. La température de l'arc peut dépasser en son centre 10 000 °C)
- limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels
- préserver la stabilité et la continuité de service du réseau
- protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

(Source : Schneider Electric. (2008). Guide de la protection)

2. Circuit de protection

Un concept de sécurité a déjà été défini selon le matériel à disposition. On a quatre relais de protection qui permettent de séparer le circuit en quatre zones de protection avec un recouvrement partiel qui permet d'assurer une meilleure sécurité. On est limité dans le choix

des fonctions à cause du nombre d'entrée-sortie des relais. La dénomination et le principe de fonctionnement des fonctions de protection sont normés par l'organisation ANSI (IEEE Standard C37.2-2008). La liste complète des fonctions est en annexe 1.

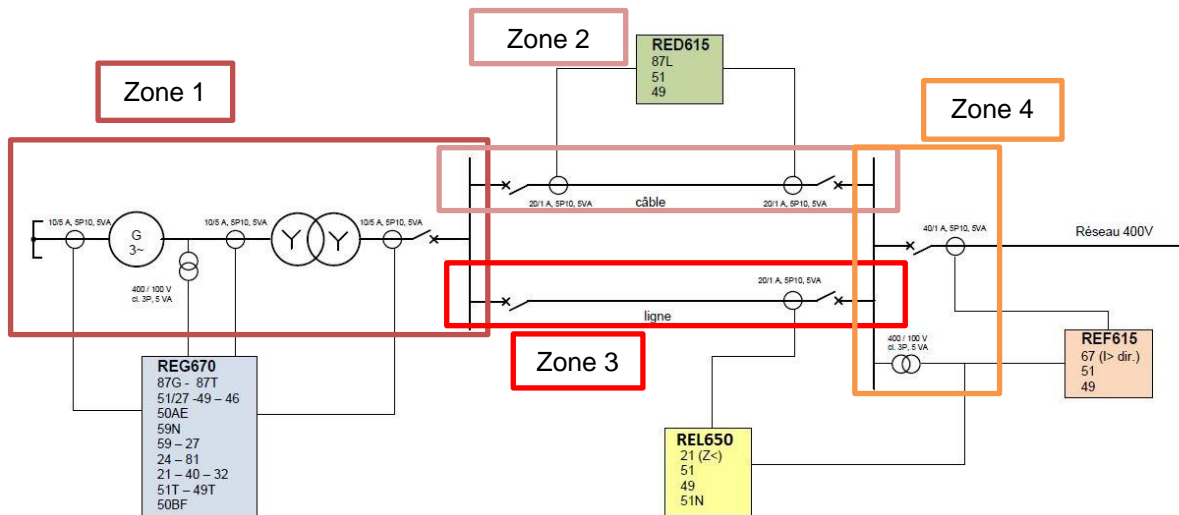


Figure 2 : Concept de sécurité d'un groupe

3. Zone 1 : Génératrice et transformateur, REG670

Le REG670 est un relais spécialement dédié à la protection d'une génératrice et de son transformateur. Il accepte un courant nominal de 5A et une tension nominale de 100V en entrée. Il dispose de 9 entrées en courant et 3 en tension. Il y a différents défauts qui peuvent apparaître soit en interne des appareils (court-circuit) soit en externe (surcharge, perte du réseau, fréquence réseau anormale,...).

4. Zone 2 : Ligne enterrée, RED615

Le RED615 est utilisé pour protéger la ligne enterrée. Il dispose de 6 entrées en courant de 1A. Il est capable de déclencher en cas de surintensité (51 : surintensité temporisé), de surcharge (49) ou si un défaut apparaît entre les deux bouts de la ligne (87L : Différentiel ligne).

5. Zone 3 : Ligne aérienne, REL650

Le REL650 est utilisé pour protéger la ligne aérienne. Il dispose de 3 entrées en courant de 1A et de 3 entrées en tension de 100V. Un court-circuit sur la ligne modifie son impédance. Ce relai est capable de calculer cet impédance à partir des mesures de tension et de courant (21 : minimum d'impédance). Il surveille également si on a une surcharge (49) ou une surintensité au point de mesure (51).

6. Zone 4 : Connexion au réseau, REF615

Le REF615 surveille ce qui se passe au point de connexion du système avec le réseau. Il dispose de 3 entrées en courant de 1A et de 3 entrées en tension de 100V. Il est capable de détecter une surcharge (49), une surintensité (51). Il est possible de donner une limite selon le sens du courant (67 : surintensité directionnel). Car si le réseau fournit du courant au système, c'est qu'il y a un court-circuit dans le système.

6. Dimensionnement TI, TU

On a besoin de 21 transformateurs de courant et 6 de tensions. Les transformateurs de protection ne sont pas dimensionnés de la même manière que les transformateurs de mesure.

1. Transformateur de protection de courant

Un transformateur de protection de courant est prévu pour mesurer et transmettre aussi fidèlement que possible l'image d'un courant de défaut. Contrairement à un transformateur de mesure, la précision et la puissance de mesure ne sont pas prévues pour des courants nominaux mais bien pour ces courants de défauts.

Ils sont caractérisés par :

- Un courant primaire : Le courant nominal à pleine charge.
- Un courant secondaire : Le courant nominal de sortie accepté par les relais.
- Une puissance de précision : Puissance connectée au secondaire où la précision est garantie.
- Une classe de précision : Détermine l'erreur maximale au courant limite de précision selon la norme CEI 60044-1. Voir figure 3 et son explication.
- Un facteur de sécurité : Facteur entre le courant de défaut maximum où la précision est garantie et le courant nominal.

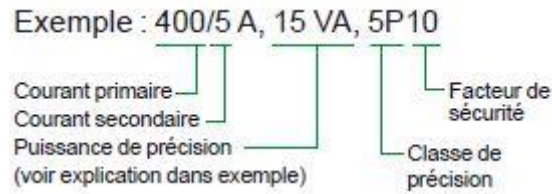


Figure 3 : Exemple type d'un transformateur [1]

Limites d'erreurs selon la classe de précision

Classe de précision	Erreur composée au courant limite de précision	Erreur de courant entre I_{pn} et $2I_{pn}$	Erreur de déphasage pour courant assigné
5P	5 %	$\pm 1 \%$	$\pm 60 \text{ mn}$
10P	10 %	$\pm 3 \%$	Pas de limite

Figure 4 : Classe de précision selon CEI 60044-1 [1]

([1] Source : Schneider Electric. (2012) Transformateur de mesure d'intérieur)

La classe de précision donne l'erreur maximale au courant limite de précision et l'erreur au courant nominale. Les classes normalisées sont 5P et 10P. L'indication de la classe de précision est suivie du facteur limite de précision. Les facteurs de sécurité standards sont 5, 10, 15, 20 ou 30.

Par exemple pour le transformateur de la figure 3 : on a une erreur inférieure à $\pm 5\%$ pour un courant plus petit que 4KA et une erreur inférieure à $\pm 1\%$ pour un courant de 400A.

Le choix de la classe dépend de l'utilisation de la mesure. Il ne faut pas oublier de tenir compte de l'erreur de l'appareil de mesure pour déterminer la précision du système complet.

Pour dimensionner un transformateur de courant, il faut respecter les points suivants :

- 1) Le ratio primaire doit être plus grand ou égal au courant de charge nominale à pleine charge.
- 2) Il faut s'assurer que le transformateur peut commander la charge (burden dans la littérature anglaise) dans le pire des cas (Courant de défaut maximum).
- 3) Vérifier qu'on ne sature pas

2. Transformateur de tension

Un transformateur de protection de tension est réalisé pour transmettre aussi fidèlement que possible l'image de la tension en cas de défaut (Surtension ou baisse de tension).

Ils sont caractérisés par :

- Une tension primaire : la tension nominale
- Une tension secondaire : la tension de sortie acceptée par les relais
- Une puissance de précision : la puissance connectée au secondaire où la précision est garantie.
- Une classe de précision : donne les limites d'erreurs de tension et de phase.
- Coefficient de surtension : donne la tension maximale où la précision est garantie, souvent suivi d'une limitation dans le temps.

7. Simulation

Un modèle du groupe 1 du Dispatching a déjà été réalisé sur Neplan par Thomas Rithler lors d'un travail de diplôme précédent. Comme on veut utiliser le logiciel RelaySimTest qui est utilisé pour le banc de test, il faut modéliser le circuit et comparer si on obtient les mêmes résultats que le circuit sur NEPLAN. Le modèle de base tient uniquement compte de la ligne aérienne et d'un seul groupe de production (voir figure 5). La première étape sera de modéliser le circuit de base sur RelaySimTest puis de rajouter la ligne enterrée

1. Modèle de base Neplan

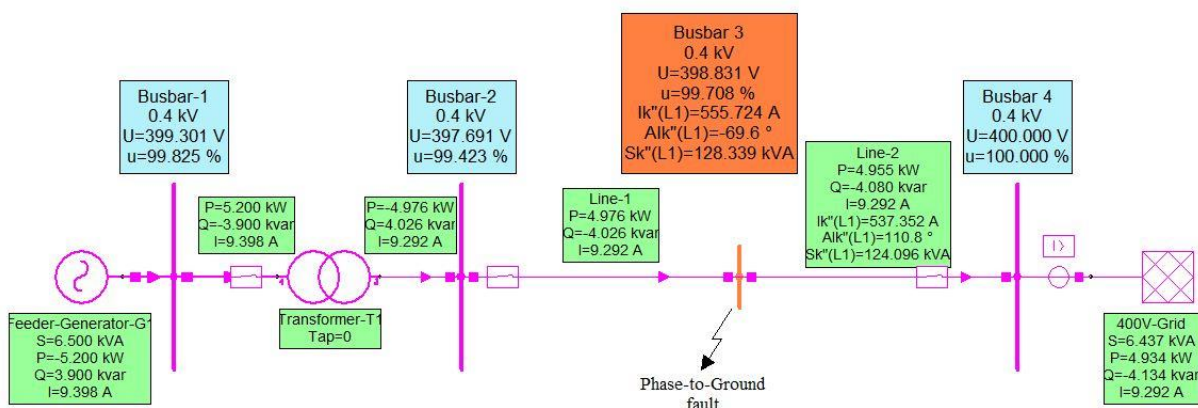


Figure 5 : circuit NEPLAN de base

Il faut regarder les caractéristiques du générateur, du transformateur, de la ligne et du réseau.

2. Modélisation du modèle de base sur RelaySimTest

Il n'y a pas de modèle pour une génératrice sur le logiciel RelaySimTest. La génératrice a été représentée par un réseau. Le logiciel étant plus jeune que Neplan, il est moins complet. Il a fallu simplifier les autres modèles. Il a fallu plusieurs essais pour trouver les bons paramètres surtout pour la génératrice. La comparaison entre les modèles des deux logiciels est en annexe 3.

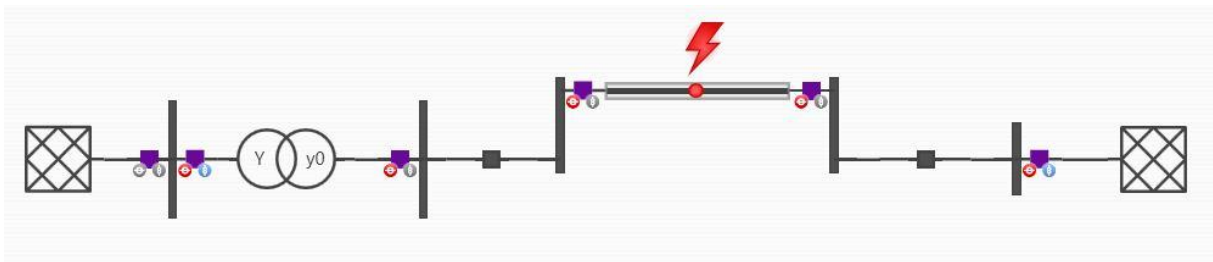


Figure 6 : circuit de base RelaySimTest

Ligne_aerienne			
Busbar 3			
I L1:	533.08 A	∠	-60.39 °
I L2:	3.8850 A	∠	77.88 °
I L3:	7.2280 A	∠	-44.46 °
I N:	537.15 A	∠	120.10 °
Busbar 2			
I L1:	6.1070 A	∠	-11.96 °
I L2:	3.8850 A	∠	-102.12 °
I L3:	7.2280 A	∠	135.54 °
I N:	0.0000 A	∠	132.18 °

Figure 7 : Résultat du circuit de base avec court-circuit phase-neutre

On obtient un courant de défaut de 555,7 A avec un angle de $-69,6^\circ$ sur Neplan contre 537.2 A avec un angle de $-59,9^\circ$ sur RelaySimTest. Ce qui donne une erreur de 3,2 %.

3. Ajout de la ligne enterrée

La deuxième étape était de rajouter la ligne enterrée. Elle est composée d'une résistance, de 2 capacités de $4,7 \mu\text{F}$ et de 2 bobines de $290 \mu\text{H}$. Les caractéristiques de la ligne enterrée sont dans le tableau ci-dessous.

R [mΩ]	L [mH]	C [μF]
74	0,58	9,4

Tableau 1 : Caractéristiques de la ligne enterrée

On peut la modéliser sur Neplan et le logiciel RelaySimTest.

Line

Name:

Nominal current:

Length:

Line impedances:

R1:

X1:

R0:

X0:

Enable mutual coupling:

Enable capacitance:

C1:

C0:

Figure 8 : Ligne enterrée

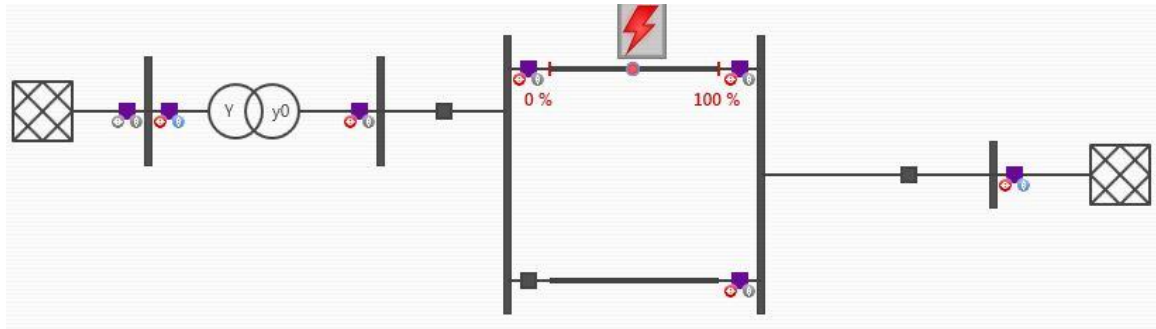


Figure 9 : Circuit modélisé avec les deux lignes

Afin de valider les résultats, il faut comparer le circuit complet avec un court-circuit au milieu des lignes sur les deux logiciels.

4. Circuit 2

Le premier test est fait avec un court-circuit phase-neutre au milieu de la ligne aérienne.

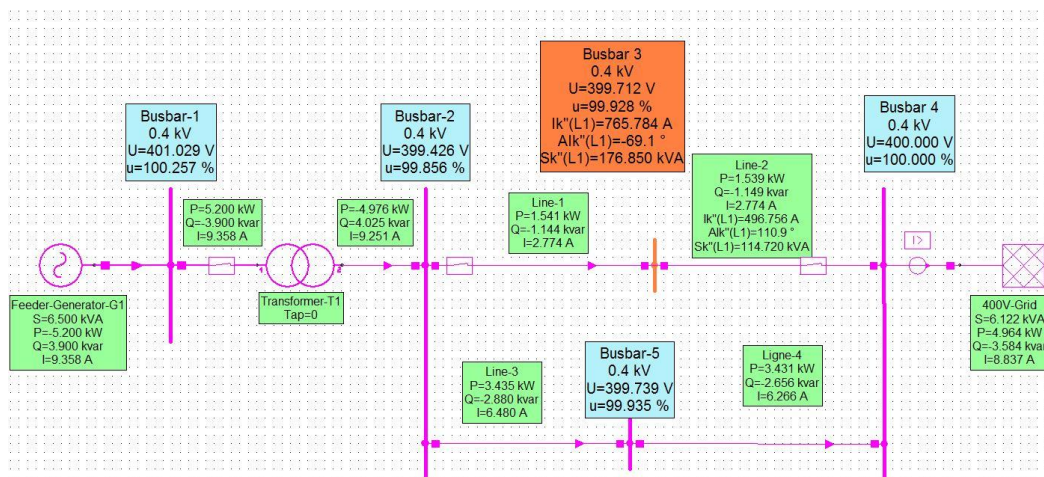


Figure 10 : Résultat Neplan : court-circuit phase-neutre au milieu de la ligne enterrée

Ligne_aerienne			
Busbar 3			
I L1:	493.76 A	<	-56.73 °
I L2:	1.4680 A	<	75.81 °
I L3:	2.0010 A	<	-42.36 °
I N:	494.71 A	<	123.46 °
Busbar 2			
I L1:	263.33 A	<	-55.67 °
I L2:	1.4680 A	<	-104.19 °
I L3:	2.0010 A	<	137.64 °
I N:	262.36 A	<	123.99 °

Figure 11 : Résultat RelaySimTest : court-circuit phase-neutre au milieu de la ligne aérienne

On obtient un courant de défaut de 765,8A avec un angle de $-69,1^\circ$ sur Neplan. On obtient un courant de défaut de 753,9A avec un angle de $-56,7^\circ$. Ce qui donne une erreur de 2,1%.

5. Circuit 3

Le deuxième test est fait avec un court-circuit au milieu de la ligne enterrée.

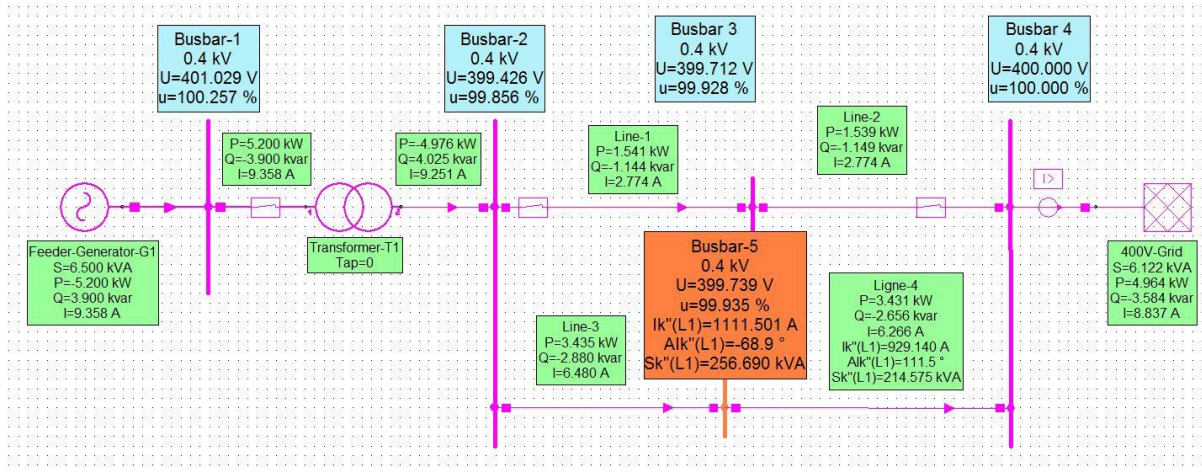


Figure 12 : Résultat Neplan : court-circuit phase-neutre au milieu de la ligne enterrée

Ligne_enteree			
Busbar 2			
I L1:	175.49 A	∠	-49.67 °
I L2:	2.7460 A	∠	-100.32 °
I L3:	5.1250 A	∠	137.00 °
I N:	172.17 A	∠	129.42 °
Busbar 3			
I L1:	945.97 A	∠	-49.81 °
I L2:	2.5990 A	∠	66.50 °
I L3:	4.9230 A	∠	-50.84 °
I N:	949.75 A	∠	130.33 °

Figure 13 : Résultat RelaySimTest : court-circuit phase-neutre au milieu de la ligne enterrée

On obtient un courant de défaut de 1111,5 A avec un angle de $-68,8^\circ$ sur Neplan. Sur RelaySimTest on a un courant de défaut de 1121A avec un angle de $-49,7^\circ$. Ce qui donne une erreur de 0.8%.

6. Validation résultat

On obtient des résultats suffisamment proches avec une erreur inférieure à 2,1% sur le circuit complet. La modélisation du circuit est assez précise pour permettre d'avoir un ordre de grandeur des courants de défauts qui peuvent apparaître et dimensionner les protections en conséquence.

8. Test des circuits

Pour pouvoir dimensionner les transformateurs de courant, il faut déterminer les courants de court-circuit maximaux qui peuvent passer dans les différents transformateurs. Il faut prendre le pire des cas, soit un court-circuit triphasé aux différents points de connexion possible et les deux groupes qui alimentent le départ des lignes.

1. Schémas de test

Il y a 5 points où on peut réaliser un court-circuit :

1. Entre la génératrice et le transformateur
2. Entre le transformateur et le départ des lignes
3. Au milieu de la ligne aérienne
4. Au milieu de la ligne enterrée
5. Entre l'arrivée des lignes et la connexion au réseau

Et 3 topologies de réseau possible :

- a) Les deux lignes en services
- b) Seulement la ligne aérienne en service
- c) Seulement la ligne enterrée en service

Sur les 15 cas possibles, on peut se limiter à l'étude de 7 cas. Car avoir une seule ligne impacte seulement si le court-circuit est sur la ligne en service. Les circuits de test ainsi que les résultats sont dans l'annexe 4.

2. Résultats

Les valeurs des courants de court-circuit ont été relevées dans le tableau suivant :

Circuit de test	Mesure A [A]	Mesure B [A]	Mesure C [A]	Mesure D [A]	Mesure E [A]	Mesure F [A]
Circuit A	6.37	6.37	405.34	755.17	394.45	1149.6
Circuit B	8.28	8.28	253.02	253.02	1409.9	1662.8
Circuit C	9.179	9.179	369.3	369.3	832.71	1201.9
Circuit D	9.08	9.08	5.58	5.58	12.58	4123.7
Circuit E	9.02	9.02	18.048	833.57	0	833.57
Circuit F	9.11	9.11	0	0	1501.2	1501.2
Circuit G	262.67	262.67	79.568	79.568	179.23	258.78

Tableau 2 : Courant de court-circuit maximal selon simulation

Les valeurs de courants maximales ont été mises en évidence. On remarque bien que plus le court-circuit se fait proche du réseau plus la valeur de courant de défauts est grand.

9. Dimensionnement TI, TU

Afin de s'assurer que le transformateur puisse commander la charge situé sur son secondaire, il faut déterminer la résistance des câbles et la résistance du relais connecté au transformateur.

1. Résistances des câbles

Afin de déterminer la résistance maximale à commander, il a été décidé de prendre en compte une longueur de câble de 10 mètres, d'une section de 2,5 mm² et une température ambiante de 35°C (Gridlab en été). On peut calculer la résistance du câble à 35°C selon les deux relations suivantes :

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = \frac{\rho * L}{A}$$

$$R_{T1} = R_{20} * (1 + \alpha * (20 - T1)) = \frac{\rho * L}{A} (1 + \alpha * (20 - T1))$$

Avec les paramètres suivants :

- ρ = Résistivité du cuivre 1,68*10⁻² [Ω *mm²/m]
- L = longueur câble 20 [m] (aller-retour)
- A = section du câble 2,5 [mm²]
- α = Coefficient de température 4*10⁻³ [1/K]
- T1 = Température ambiante 35 [°C]

$$R_{T1} = \frac{1,68 * 10^{-2} * 20}{2,5} (1 + 4 * 10^{-3} * (20 - 35)) = 143 [m\Omega]$$

2. Impédances des relais

L'impédance des relais est directement indiquée sur le datasheet. Sauf pour le REG670 où on a la puissance maximale consommé et son courant nominal.

Relai	Impédance [Ω]
REL 650	0.01
RED 615	0.02
REF 615	0.02

Tableau 3 : relai

10. Choix de transformateur

En connaissant le courant maximal de court-circuit et l'impédance du circuit secondaire, on peut déterminer les caractéristiques des transformateurs. Le point A', A et B ont les mêmes résultats.

A		B		C	
Inprim	10.00	Inprim	10.00	Inprim	20.00
Insec	5.00	Insec	5.00	Insec	1.00
Ifaultmax[A]	262.67	Ifaultmax[A]	262.67	Ifaultmax[A]	405.34
Ifaultsec[A]	131.34	Ifaultsec[A]	131.34	Ifaultsec[A]	20.27
Ztot	0.15	Ztot	0.15	Ztot	0.16
Usec	19.50	Usec	19.50	Usec	3.29
Ifaultmax/Inprim	26.27	Ifaultmax/Inprim	26.27	Ifaultmax/Inprim	20.27
Snmesure	3.71	Snmesure	3.71	Snmesure	0.16
D		E		F	
Inprim	20.00	Inprim	20.00	Inprim	40.00
Insec	1.00	Insec	1.00	Insec	1.00
Ifaultmax[A]	833.57	Ifaultmax[A]	1501.20	Ifaultmax[A]	4123.70
Ifaultsec[A]	41.68	Ifaultsec[A]	75.06	Ifaultsec[A]	103.09
Ztot	0.16	Ztot	0.15	Ztot	0.16
Usec	6.77	Usec	11.44	Usec	16.75
Ifaultmax/Inprim	41.68	Ifaultmax/Inprim	75.06	Ifaultmax/Inprim	103.09
Snmesure	0.16	Snmesure	0.15	Snmesure	0.16

Tableau 4 : Caractéristiques des transformateurs selon la simulation

La puissance de mesure des transformateurs est fixée à 5VA qui est une valeur normalisée. La classe de précision des transformateurs de courant est fixée à CL5 qui est la valeur conseillée pour réaliser des protections différentielles. La classe de précision des transformateurs de tension est fixée à CL3P. Dans le cadre d'un projet précédent, trois transformateurs de courant et trois de tension ont déjà été commandés.

1. Cas 1 : Sans saturation

Pour ne pas saturer, il faut s'assurer que le coefficient de précision est égal ou supérieur au rapport du courant de défaut maximal et du courant nominal au primaire.

En arrondissant ce rapport vers les valeurs normalisées, on obtient les transformateurs suivants :

- 6x Transformateur de courant 10/5A 5VA CL5P30
- 3x Transformateur de courant 20/1A 5VA CL5P30
- 3x Transformateur de courant 20/1A 5VA CL5P45
- 3x Transformateur de courant 20/1A 5VA CL5P80
- 3x Transformateur de courant 40/1A 5VA CL5P110
- 3x Transformateur de tension 400/100V 5VA CL3P

Une demande d'offre a été envoyée à l'entreprise RS ISOLSEC qui est spécialisé dans les transformateurs de mesure et de protection. L'offre reçue est en annexe 5. Cette solution s'est révélée être trop cher. Il a fallu étudier une solution plus économique tout en assurant le bon fonctionnement des protections.

2. Cas 2 : Avec saturation

En laissant saturer le transformateur, on perd en précision mais on peut toujours détecter qu'il y a un défaut. Il faudra faire attention d'adapter les seuils des relais en prenant en compte cette saturation. On obtient l'offre suivante :

- 6x Transformateur de courant 10/5A 5VA CL5P10
- 9x Transformateur de courant 20/1A 5VA CL5P30
- 3x Transformateur de courant 40/1A 5VA CL5P30
- 3x Transformateur de tension 400/100V 5VA CL3P

Une demande d'offre a été envoyée à l'entreprise Pfiffner par l'intermédiaire de Sotero et à RS ISOLSEC. L'offre de Pfiffner a été reçue (Annexe 6) et celle de RS ISOLSEC est toujours

en attente. En comparant l'offre de Pfiffner et la première de RS ISOLSEC, on se rend compte que PFiffner est 1,5 à 2 fois plus cher.

11. Annexes

1. Liste des fonctions
2. Concept de sécurité avec dénomination des transformateurs de courant
3. Caractéristiques des modèles Neplan et RelaySimTest
4. Circuits de test avec les résultats
5. Offre RS ISOLSEC : Cas 1
6. Offre Pfiffner : Cas 2

12. Conclusion

Le modèle du circuit sur RelaySimTest est en ordre. On peut l'utiliser pour dimensionner les plages des relais de protections et générer des signaux de court-circuit sur le banc de test. C'est délicat de trouver des transformateurs de courant car on a des conditions de fonctionnement particulières. Le système travaille à basse tension avec un petit courant et on a besoin de coefficient de performance élevé pour ne pas saturer. Dès qu'on sort un peu des standards, le prix des transformateurs de protection grimpe en flèches car ils sont faits sur mesure. Le délai de livraison est aussi relativement élevé.

Si la deuxième offre de RS ISOLSEC est toujours trop chère, il faudra réfléchir à une autre solution. Par exemple, en baissant encore le coefficient de performance, choisir des transformateurs classiques ou abandonner certaines fonctions de protection mais dans ces cas, on perd en sécurité.

Si l'offre est acceptée, il faudra modifier le chariot existant pour intégrer les transformateurs, installer les nouveaux relais sur le banc de test et configurer les différentes fonctions des relais. Puis tester ces protections avec le banc de test et sur le système réel.

Saillen Guillaume

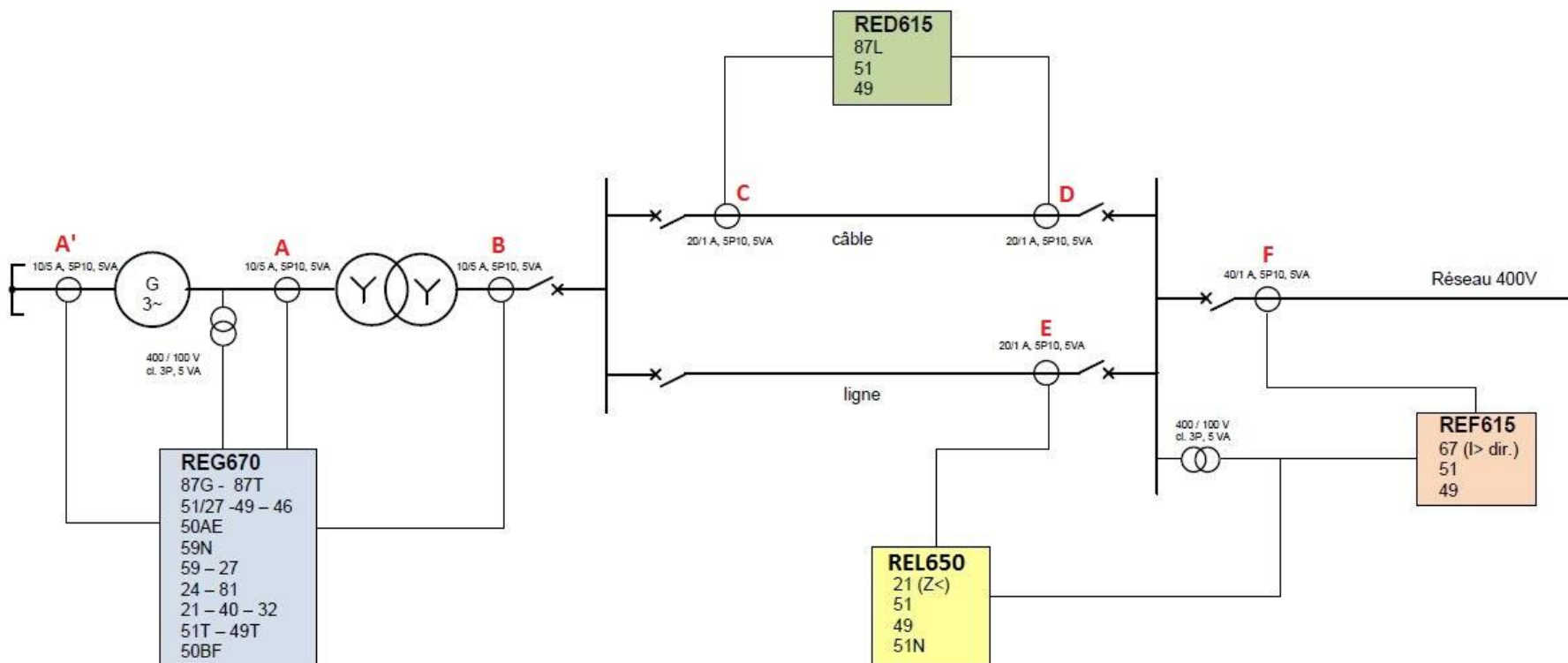
ANSI/IEEE Standard Device Numbers

In North America protective relays are generally referred to by standard device numbers. Letters are sometimes added to specify the application (IEEE Standard C37.2-2008).

Device Numbers (the more commonly used ones are in bold)

- | | |
|---|--|
| 1 - Master Element | 53 – Field Excitation Relay |
| 2 - Time Delay Starting or Closing Relay | 55 - Power Factor Relay |
| 3 - Checking or Interlocking Relay | 56 - Field Application Relay |
| 4 - Master Contactor | 59 - Overvoltage Relay |
| 5 - Stopping Device | 60 - Voltage or Current Balance Relay |
| 6 - Starting Circuit Breaker | 62 - Time-Delay Stopping or Opening Relay |
| 7 – Rate of Change Relay | 63 - Pressure Switch |
| 8 - Control Power Disconnecting Device | 64 - Ground Detector Relay |
| 9 - Reversing Device | 65 - Governor |
| 10 - Unit Sequence Switch | 66 – Notching or jogging device |
| 11 – Multifunction Device | 67 - AC Directional Overcurrent Relay |
| 12 - Overspeed Device | 68 - Blocking or “out of step” Relay |
| 13 - Synchronous-speed Device | 69 - Permissive Control Device |
| 14 - Underspeed Device | 74 - Alarm Relay |
| 15 - Speed or Frequency-Matching Device | 75 - Position Changing Mechanism |
| 16 – Data Communications Device | 76 - DC Overcurrent Relay |
| 20 - Elect. operated valve (solenoid valve) | 78 - Phase-Angle Measuring Relay |
| 21 - Distance Relay | 79 - AC-Reclosing Relay |
| 23 - Temperature Control Device | 81 - Frequency Relay |
| 24 – Volts per Hertz Relay | 83 - Automatic Selective Control or Transfer Relay |
| 25 - Synchronizing or Synchronism-Check Device | 84 - Operating Mechanism |
| 26 - Apparatus Thermal Device | 85 – Pilot Communications, Carrier or Pilot-Wire Relay |
| 27 - Undervoltage Relay | 86 - Lockout Relay |
| 30 - Annunciator Relay | 87 - Differential Protective Relay |
| 32 - Directional Power Relay | 89 - Line Switch |
| 36 - Polarity or Polarizing Voltage Devices | 90 - Regulating Device |
| 37 - Undercurrent or Underpower Relay | 91 - Voltage Directional Relay |
| 38 - Bearing Protective Device | 92 - Voltage and Power Directional Relay |
| 39 - Mechanical Conduction Monitor | 94 - Tripping or Trip-Free Relay |
| 40 –Field (over/under excitation) Relay | |
| 41 - Field Circuit Breaker | |
| 42 - Running Circuit Breaker | <hr/> |
| 43 - Manual Transfer or Selector Device | B – Bus |
| 46 – Rev. phase or Phase-Bal. Current Relay | F - Field |
| 47 - Phase-Seq. or Phase-Bal. Voltage Relay | G – Ground or generator |
| 48 - Incomplete-Sequence Relay | N – Neutral |
| 49 - Machine or Transformer Thermal Relay | T – Transformer |
| 50 - Instantaneous Overcurrent | |
| 51 - AC Time Overcurrent Relay | |
| 52 - AC Circuit Breaker | |

Annexe 2 : Concept de sécurité avec dénomination des transformateur de courant



Annexe 3 : Caractéristiques des modèles

Génératrice :

Le modèle de Neplan pour une génératrice est très complet, ce n'est pas le cas pour RelaySimTest où la génératrice a été simplifiée par un modèle de réseau. La génératrice sur RelaySimTest est caractérisée par une puissance, un angle de phase et le rapport X/R

The screenshot shows the 'Parameters' dialog for a generator model named 'Feeder-Generator-G1'. The dialog is organized into several sections:

- Name:** Feeder-Generator-G1
- Type:** (empty field)
- Rating:**
 - Ur .. kV: 0.4
 - Sr .. MVA: 0.0065
 - Pr .. MW: 0.005
 - Cos(phi): 0.8
- Generator type:** Hydro
- Short Circuit:**
 - xd sat .. %: 143
 - xd' sat .. %: 39
 - xd'' sat .. %: 8.1
 - x(2) .. %: 70
 - x(0) .. %: 35
 - RG .. Ohm: 0.22153
 - X/R: 9
 - R(2) .. pu: 0
 - Tdc .. s: 0
 - pUr .. %: 0
 - Ik .. kA: 0
 - mue: 0
 - Ufmax/Ufr: 1.3
- Rotor type:** Salient Pole
- Earthing:**
 - Amortisseur winding:
 - Unit generator:
 - Motor acc. to IEC/ANSI:
 - direct:
 - impedance:
 - isolated:
 - Re .. Ohm: 0
 - Xe .. Ohm: 0
 - Active .. %: 100

Figure 1 : modèle Neplan de la génératrice

The screenshot shows the 'Infeed' dialog for a generator model named 'G1'. The dialog contains the following parameters:

- Name:** G1
- Nominal voltage L-L:** 400.00 V
- ΔV:** 0.00 %
- Actual voltage L-L:** 400.00 V
- Nominal frequency:** 50.00 Hz
- Δf:** 0.00 %
- Actual frequency:** 50.00 Hz
- Phase angle:** 36.87 °
- Grounding:** Insulated
- Source impedances:** Ssc max, X1/...
- Nominal Ssc max:** 6.5000 kVA
- X1/R1:** 9.0000
- R0/R1:** Non Numérique
- X0/X1:** Non Numérique
- Enable capacitance:**
- Enable phase slip:**

Figure 2 : Modèle RelaySimTest de la génératrice

Transformateur :

Le transformateur est caractérisé d'une manière relativement similaire que sur Neplan en indiquant sa puissance, sa tension, et sa tension de court-circuit en %.

Parameters

Name:

Type:

Un1 .. kV: Un2 .. kV: Sr .. MVA:

Ur1 .. kV: Ur2 .. kV:

URr(1) .. %: kW: URr(0) .. %: kW:

Ukr(1) .. %: Ukr(0) .. %:

X(1)/R(1): X(0)/R(0):

I0 .. %: U01(0) .. %: LMUNS .. pu:

P fe .. kW: U02(0) .. %: LMSAT .. pu:

On-load tapchanger KP .. pu:

Switchable phiresA .. pu:

Autotransformer phiresB .. pu:

Vector Group: phiresC .. pu:

Figure 3 : Modèle Neplan du transformateur

Transformer

Name:

Core type:

Vector group:

Delta compensation winding:

Rated voltage HV:

Rated voltage LV:

Rated power:

Short-circuit voltage:

Real part of short-circuit voltage:

No load current:

HV starpoint insulated:

R (HV winding):

X (HV winding):

LV starpoint insulated:

R (LV winding):

X (LV winding):

Figure 4 : Modèle RelaySimTest du transformateur

Ligne aérienne

La ligne aérienne est caractérisée de la même manière sur les deux logiciels.

Parameters

Name:

Type:

Length .. km: Units:

Number of lines: EMT model:

R(1) .. Ohm/km: R(0) .. Ohm/km:

X(1) .. Ohm/km: X(0) .. Ohm/km:

C(1) .. uF/km: C(0) .. uF/km:

B(1) .. uS/km: B(0) .. uS/km:

G(1) .. uS/km:

Ir max (low) .. A:

Ir max (med) .. A:

Ir max (high) .. A:

Reduction factor:

IEr max .. A:

Asymmetric Pi with sections

Switchable

Figure 5 : Modèle Neplan de la ligne aérienne

Line

Name:

Nominal current:

Length:

Line impedances:

R1':

X1':

R0':

X0':

Enable mutual coupling:

Enable capacitance:

Figure 6 : Modèle RelaySimTest de la ligne aérienne

Ligne enterrée

La ligne enterrée est caractérisée de la même manière sur les deux logiciels.

Parameters

Name:

Type:

Length .. km: Units:

Number of lines: EMT model:

R(1) .. Ohm/km: R(0) .. Ohm/km:

X(1) .. Ohm/km: X(0) .. Ohm/km:

C(1) .. uF/km: C(0) .. uF/km:

B(1) .. uS/km: B(0) .. uS/km:

G(1) .. uS/km:

Ir max (low) .. A:

Ir max (med) .. A:

Ir max (high) .. A:

Reduction factor:

IEr max .. A:

Asymmetric Pi with sections

Switchable

Figure 7 : Modèle Neplan de la ligne enterrée

Line

Name:

Nominal current:

Length:

Line impedances:

R1:

X1:

R0:

X0:

Enable mutual coupling:

Enable capacitance:

C1:

C0:

Figure 8 : Modèle RelaySimTest de la ligne enterrée

Réseau :

Le réseau est caractérisé par sa tension, sa fréquence et son courant de court-circuit maximal en cas de court-circuit triphasé et phase-neutre

Parameters

Name:

Type:

Three Phase SC Quantities

Sk"max .. MVA: Sk"min .. MVA: Ik" according to IEC

Ik"max .. kA: ° Ik"min .. kA: ° Eoper .. pu:

R(1)/X(1) max: R(1)/X(1) min:

Single Phase SC Quantities

Ik"max .. kA: ° Ik"min .. kA: °

Z(0)/Z(1) max: Z(0)/Z(1) min:

R(0)/X(0) max: R(0)/X(0) min:

Operational data

LF-Type: Slack portion .. %:

P oper .. MW: U oper .. %:

Q oper .. Mvar: Uw oper .. °:

Remote controlled bus:

Operating mode

Generation cost

a .. CurU/MW²/h:

b .. CurU/MW/h:

c .. CurU/h:

Mult. factor:

Harmonic Analysis

C .. uF:

Figure 9 : Modèle Neplan du réseau

Infeed

Name:

Nominal voltage L-L:

ΔV :

Actual voltage L-L:

Nominal frequency:

Δf :

Actual frequency:

Phase angle:

Grounding:

Source impedances:

Isc LLL:

Isc LN:

Enable capacitance:

Enable phase slip:

Figure 10 : Modèle RelaySimTest du réseau

Annexe 4 : circuit de test avec les résultats

Circuit de test :

Circuit A : Court-circuit au milieu de la ligne aérienne.

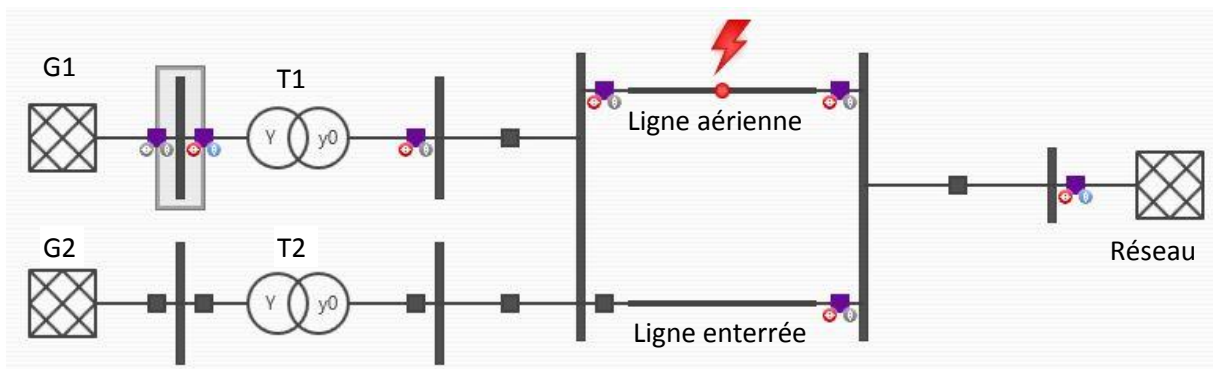


Figure 1 : Circuit A

Résultat de la simulation du circuit A :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne
V L1-N prim.: 132.41 V \angle -16.97 °	V L1-N prim.: 169.77 V \angle 4.17 °	Busbar 3
V L2-N prim.: 132.41 V \angle -136.96 °	V L2-N prim.: 169.77 V \angle -115.83 °	I L1: 762.59 A \angle -64.48 °
V L3-N prim.: 132.41 V \angle 103.04 °	V L3-N prim.: 169.77 V \angle 124.17 °	I L2: 762.58 A \angle 175.52 °
I L1 prim.: 66.164 A \angle 79.58 °	I L1 prim.: 762.59 A \angle 115.52 °	I L3: 762.58 A \angle 55.52 °
I L2 prim.: 66.151 A \angle -40.43 °	I L2 prim.: 762.58 A \angle -4.48 °	I N: 0.0000 A \angle 115.42 °
I L3 prim.: 66.149 A \angle -160.42 °	I L3 prim.: 762.58 A \angle -124.48 °	Busbar 2
Point_mesureA	Point_mesureE	I L1: 455.34 A \angle -68.61 °
V L1-N prim.: 132.40 V \angle -16.94 °	V L1-N prim.: 169.77 V \angle 4.17 °	I L2: 455.32 A \angle 171.39 °
V L2-N prim.: 132.40 V \angle -136.93 °	V L2-N prim.: 169.77 V \angle -115.83 °	I L3: 455.33 A \angle 51.39 °
V L3-N prim.: 132.41 V \angle 103.07 °	V L3-N prim.: 169.77 V \angle 124.17 °	I N: 0.0000 A \angle -5.23 °
I L1 prim.: 66.164 A \angle 79.58 °	I L1 prim.: 349.57 A \angle -57.08 °	Ligne_enteree
I L2 prim.: 66.151 A \angle -40.43 °	I L2 prim.: 349.58 A \angle -177.08 °	Busbar 2
I L3 prim.: 66.149 A \angle -160.42 °	I L3 prim.: 349.58 A \angle 62.92 °	I L1: 349.91 A \angle -57.12 °
Point_mesureB	Point_mesureF	I L2: 349.92 A \angle -177.12 °
V L1-N prim.: 101.57 V \angle 0.00 °	V L1-N prim.: 170.68 V \angle 3.49 °	I L3: 349.92 A \angle 62.88 °
V L2-N prim.: 101.41 V \angle -120.01 °	V L2-N prim.: 170.68 V \angle -116.51 °	I N: 0.0000 A \angle 127.86 °
V L3-N prim.: 101.42 V \angle 119.99 °	V L3-N prim.: 170.67 V \angle 123.49 °	Busbar 3
I L1 prim.: 66.164 A \angle -100.42 °	I L1 prim.: 1.1102 kA \angle 117.84 °	I L1: 349.57 A \angle -57.08 °
I L2 prim.: 66.150 A \angle 139.57 °	I L2 prim.: 1.1102 kA \angle -2.16 °	I L2: 349.58 A \angle -177.08 °
I L3 prim.: 66.148 A \angle 19.58 °	I L3 prim.: 1.1102 kA \angle -122.16 °	I L3: 349.57 A \angle 62.92 °
Point_mesureC		I N: 0.0000 A \angle 129.89 °
V L1-N prim.: 101.58 V \angle 0.03 °		
V L2-N prim.: 101.42 V \angle -119.97 °		
V L3-N prim.: 101.44 V \angle 120.03 °		
I L1 prim.: 455.34 A \angle -68.61 °		
I L2 prim.: 455.32 A \angle 171.39 °		
I L3 prim.: 455.33 A \angle 51.39 °		

Circuit B : Court-circuit au milieu de la ligne enterrée.

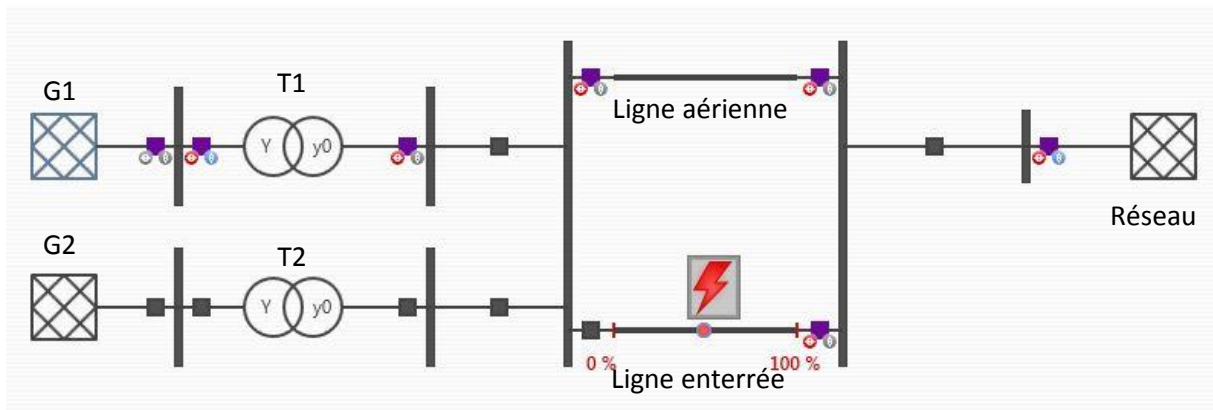


Figure 2 : Circuit B

Résultat de la simulation du circuit B :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>32.540 V</td><td>5.65 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>32.330 V</td><td>-114.35 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>32.710 V</td><td>125.65 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>8.2850 A</td><td>137.91 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>8.2840 A</td><td>17.92 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>8.2860 A</td><td>-102.08 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	32.540 V	5.65 °	V L2-N prim.:	32.330 V	-114.35 °	V L3-N prim.:	32.710 V	125.65 °	I L1 prim.:	8.2850 A	137.91 °	I L2 prim.:	8.2840 A	17.92 °	I L3 prim.:	8.2860 A	-102.08 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>6.73 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>-113.27 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>126.73 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>118.11 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>-1.89 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>-121.89 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	139.19 V	6.73 °	V L2-N prim.:	139.19 V	-113.27 °	V L3-N prim.:	139.19 V	126.73 °	I L1 prim.:	253.02 A	118.11 °	I L2 prim.:	253.02 A	-1.89 °	I L3 prim.:	253.02 A	-121.89 °	<table border="1"> <tr><td colspan="3">Busbar 3</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>253.02 A</td><td>-61.89 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>253.02 A</td><td>178.11 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>253.02 A</td><td>58.11 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>37.32 °</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 2</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>253.02 A</td><td>-61.89 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>253.02 A</td><td>178.11 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>253.02 A</td><td>58.11 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>37.32 °</td></tr> </table>	Busbar 3			I L1:	253.02 A	-61.89 °	I L2:	253.02 A	178.11 °	I L3:	253.02 A	58.11 °	I N:	0.0000 A	37.32 °	Busbar 2			I L1:	253.02 A	-61.89 °	I L2:	253.02 A	178.11 °	I L3:	253.02 A	58.11 °	I N:	0.0000 A	37.32 °			
V L1-N prim.:	32.540 V	5.65 °																																																																					
V L2-N prim.:	32.330 V	-114.35 °																																																																					
V L3-N prim.:	32.710 V	125.65 °																																																																					
I L1 prim.:	8.2850 A	137.91 °																																																																					
I L2 prim.:	8.2840 A	17.92 °																																																																					
I L3 prim.:	8.2860 A	-102.08 °																																																																					
V L1-N prim.:	139.19 V	6.73 °																																																																					
V L2-N prim.:	139.19 V	-113.27 °																																																																					
V L3-N prim.:	139.19 V	126.73 °																																																																					
I L1 prim.:	253.02 A	118.11 °																																																																					
I L2 prim.:	253.02 A	-1.89 °																																																																					
I L3 prim.:	253.02 A	-121.89 °																																																																					
Busbar 3																																																																							
I L1:	253.02 A	-61.89 °																																																																					
I L2:	253.02 A	178.11 °																																																																					
I L3:	253.02 A	58.11 °																																																																					
I N:	0.0000 A	37.32 °																																																																					
Busbar 2																																																																							
I L1:	253.02 A	-61.89 °																																																																					
I L2:	253.02 A	178.11 °																																																																					
I L3:	253.02 A	58.11 °																																																																					
I N:	0.0000 A	37.32 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>32.540 V</td><td>5.66 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>32.330 V</td><td>-114.34 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>32.710 V</td><td>125.66 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>8.2850 A</td><td>137.91 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>8.2840 A</td><td>17.92 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>8.2860 A</td><td>-102.08 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	32.540 V	5.66 °	V L2-N prim.:	32.330 V	-114.34 °	V L3-N prim.:	32.710 V	125.66 °	I L1 prim.:	8.2850 A	137.91 °	I L2 prim.:	8.2840 A	17.92 °	I L3 prim.:	8.2860 A	-102.08 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>6.73 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>-113.27 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>139.19 V</td><td>126.73 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>1.4099 kA</td><td>-60.61 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>1.4099 kA</td><td>179.39 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>1.4099 kA</td><td>59.39 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	139.19 V	6.73 °	V L2-N prim.:	139.19 V	-113.27 °	V L3-N prim.:	139.19 V	126.73 °	I L1 prim.:	1.4099 kA	-60.61 °	I L2 prim.:	1.4099 kA	179.39 °	I L3 prim.:	1.4099 kA	59.39 °	<table border="1"> <tr><td colspan="3">Ligne_enteree</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 2</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>268.67 A</td><td>-60.70 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>268.67 A</td><td>179.31 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>268.67 A</td><td>59.31 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>38.44 °</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 3</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>1.4099 kA</td><td>-60.61 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>1.4099 kA</td><td>179.39 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>1.4099 kA</td><td>59.39 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>36.91 °</td></tr> </table>	Ligne_enteree			Busbar 2			I L1:	268.67 A	-60.70 °	I L2:	268.67 A	179.31 °	I L3:	268.67 A	59.31 °	I N:	0.0000 A	38.44 °	Busbar 3			I L1:	1.4099 kA	-60.61 °	I L2:	1.4099 kA	179.39 °	I L3:	1.4099 kA	59.39 °	I N:	0.0000 A	36.91 °
V L1-N prim.:	32.540 V	5.66 °																																																																					
V L2-N prim.:	32.330 V	-114.34 °																																																																					
V L3-N prim.:	32.710 V	125.66 °																																																																					
I L1 prim.:	8.2850 A	137.91 °																																																																					
I L2 prim.:	8.2840 A	17.92 °																																																																					
I L3 prim.:	8.2860 A	-102.08 °																																																																					
V L1-N prim.:	139.19 V	6.73 °																																																																					
V L2-N prim.:	139.19 V	-113.27 °																																																																					
V L3-N prim.:	139.19 V	126.73 °																																																																					
I L1 prim.:	1.4099 kA	-60.61 °																																																																					
I L2 prim.:	1.4099 kA	179.39 °																																																																					
I L3 prim.:	1.4099 kA	59.39 °																																																																					
Ligne_enteree																																																																							
Busbar 2																																																																							
I L1:	268.67 A	-60.70 °																																																																					
I L2:	268.67 A	179.31 °																																																																					
I L3:	268.67 A	59.31 °																																																																					
I N:	0.0000 A	38.44 °																																																																					
Busbar 3																																																																							
I L1:	1.4099 kA	-60.61 °																																																																					
I L2:	1.4099 kA	179.39 °																																																																					
I L3:	1.4099 kA	59.39 °																																																																					
I N:	0.0000 A	36.91 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>26.550 V</td><td>6.54 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>26.550 V</td><td>-113.46 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>26.550 V</td><td>126.54 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>8.2850 A</td><td>-42.09 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>8.2840 A</td><td>-162.08 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>8.2860 A</td><td>77.92 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	26.550 V	6.54 °	V L2-N prim.:	26.550 V	-113.46 °	V L3-N prim.:	26.550 V	126.54 °	I L1 prim.:	8.2850 A	-42.09 °	I L2 prim.:	8.2840 A	-162.08 °	I L3 prim.:	8.2860 A	77.92 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>5.47 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>-114.53 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>125.47 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>119.20 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>-0.80 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>-120.80 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	140.50 V	5.47 °	V L2-N prim.:	140.50 V	-114.53 °	V L3-N prim.:	140.50 V	125.47 °	I L1 prim.:	1.6628 kA	119.20 °	I L2 prim.:	1.6628 kA	-0.80 °	I L3 prim.:	1.6628 kA	-120.80 °																																		
V L1-N prim.:	26.550 V	6.54 °																																																																					
V L2-N prim.:	26.550 V	-113.46 °																																																																					
V L3-N prim.:	26.550 V	126.54 °																																																																					
I L1 prim.:	8.2850 A	-42.09 °																																																																					
I L2 prim.:	8.2840 A	-162.08 °																																																																					
I L3 prim.:	8.2860 A	77.92 °																																																																					
V L1-N prim.:	140.50 V	5.47 °																																																																					
V L2-N prim.:	140.50 V	-114.53 °																																																																					
V L3-N prim.:	140.50 V	125.47 °																																																																					
I L1 prim.:	1.6628 kA	119.20 °																																																																					
I L2 prim.:	1.6628 kA	-0.80 °																																																																					
I L3 prim.:	1.6628 kA	-120.80 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>26.540 V</td><td>6.55 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>26.540 V</td><td>-113.45 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>26.540 V</td><td>126.55 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>118.11 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>-1.89 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>253.02 A</td><td>-121.89 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	26.540 V	6.55 °	V L2-N prim.:	26.540 V	-113.45 °	V L3-N prim.:	26.540 V	126.55 °	I L1 prim.:	253.02 A	118.11 °	I L2 prim.:	253.02 A	-1.89 °	I L3 prim.:	253.02 A	-121.89 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>5.47 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>-114.53 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>140.50 V</td><td>125.47 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>119.20 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>-0.80 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>1.6628 kA</td><td>-120.80 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	140.50 V	5.47 °	V L2-N prim.:	140.50 V	-114.53 °	V L3-N prim.:	140.50 V	125.47 °	I L1 prim.:	1.6628 kA	119.20 °	I L2 prim.:	1.6628 kA	-0.80 °	I L3 prim.:	1.6628 kA	-120.80 °																																		
V L1-N prim.:	26.540 V	6.55 °																																																																					
V L2-N prim.:	26.540 V	-113.45 °																																																																					
V L3-N prim.:	26.540 V	126.55 °																																																																					
I L1 prim.:	253.02 A	118.11 °																																																																					
I L2 prim.:	253.02 A	-1.89 °																																																																					
I L3 prim.:	253.02 A	-121.89 °																																																																					
V L1-N prim.:	140.50 V	5.47 °																																																																					
V L2-N prim.:	140.50 V	-114.53 °																																																																					
V L3-N prim.:	140.50 V	125.47 °																																																																					
I L1 prim.:	1.6628 kA	119.20 °																																																																					
I L2 prim.:	1.6628 kA	-0.80 °																																																																					
I L3 prim.:	1.6628 kA	-120.80 °																																																																					

Circuit C : Court-circuit entre le transformateur et le départ des lignes.

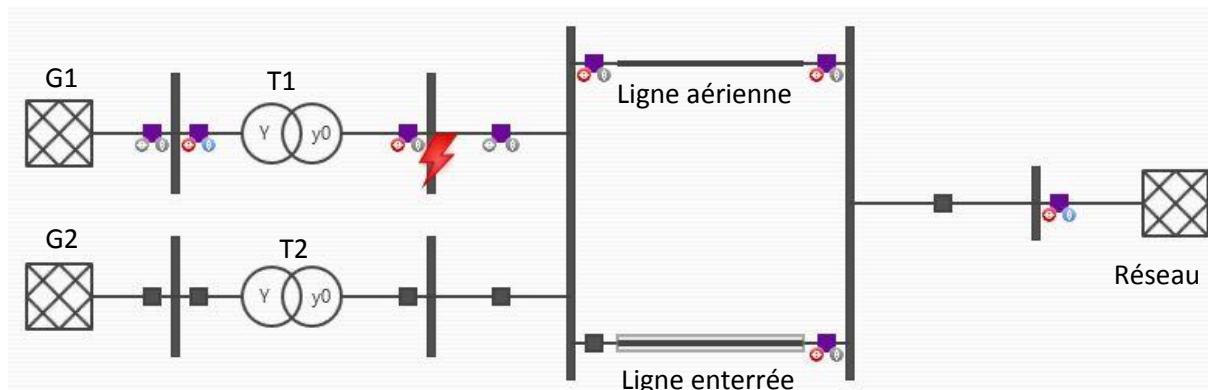


Figure 3 : Circuit C

Résultat de la simulation du circuit C :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne
V L1-N prim.: 7.8800 V \angle -2.44°	V L1-N prim.: 164.90 V \angle 4.81°	Busbar 3
V L2-N prim.: 6.5000 V \angle -122.43°	V L2-N prim.: 164.90 V \angle -115.19°	I L1: 369.30 A \angle -63.45°
V L3-N prim.: 8.4900 V \angle 117.56°	V L3-N prim.: 164.90 V \angle 124.81°	I L2: 369.30 A \angle 176.55°
I L1 prim.: 9.1790 A \angle 134.23°	I L1 prim.: 369.30 A \angle 116.55°	I L3: 369.30 A \angle 56.55°
I L2 prim.: 9.1780 A \angle 14.24°	I L2 prim.: 369.30 A \angle -3.45°	I N: 0.0000 A \angle 13.64°
I L3 prim.: 9.1800 A \angle -105.75°	I L3 prim.: 369.30 A \angle -123.45°	Busbar 2
Point_mesureA	Point_mesureE	I L1: 369.30 A \angle -63.45°
V L1-N prim.: 7.8800 V \angle -2.39°	V L1-N prim.: 164.90 V \angle 4.81°	I L2: 369.30 A \angle 176.55°
V L2-N prim.: 6.4900 V \angle -122.38°	V L2-N prim.: 164.90 V \angle -115.19°	I L3: 369.30 A \angle 56.55°
V L3-N prim.: 8.4800 V \angle 117.62°	V L3-N prim.: 164.90 V \angle 124.81°	I N: 0.0000 A \angle 13.39°
I L1 prim.: 9.1790 A \angle 134.23°	I L1 prim.: 832.71 A \angle -62.14°	Ligne_enteree
I L2 prim.: 9.1780 A \angle 14.24°	I L2 prim.: 832.71 A \angle 177.86°	Busbar 2
I L3 prim.: 9.1800 A \angle -105.75°	I L3 prim.: 832.71 A \angle 57.86°	I L1: 832.93 A \angle -62.15°
Point_mesureB	Point_mesureF	I L2: 832.93 A \angle 177.85°
V L1-N prim.: 40.000 mV \angle -62.30°	V L1-N prim.: 165.84 V \angle 4.04°	I L3: 832.93 A \angle 57.85°
V L2-N prim.: 10.000 mV \angle 177.70°	V L2-N prim.: 165.84 V \angle -115.96°	I N: 0.0000 A \angle 53.78°
V L3-N prim.: 10.000 mV \angle 57.70°	V L3-N prim.: 165.84 V \angle 124.04°	Busbar 3
I L1 prim.: 1.2019 kA \angle 117.45°	I L1 prim.: 1.2019 kA \angle 117.45°	I L1: 832.71 A \angle -62.14°
I L2 prim.: 1.2019 kA \angle -2.55°	I L2 prim.: 1.2019 kA \angle -2.55°	I L2: 832.71 A \angle 177.86°
I L3 prim.: 1.2019 kA \angle -122.55°	I L3 prim.: 1.2019 kA \angle -122.55°	I L3: 832.71 A \angle 57.86°
Mesure_faute1		I N: 0.0000 A \angle 48.55°
V L1-N sec.: 10.000 mV \angle -62.30°		
V L2-N sec.: 10.000 mV \angle 177.70°		
V L3-N sec.: 10.000 mV \angle 57.70°		
I L1 sec.: 1.2110 A \angle -62.42°		
I L2 sec.: 1.2110 A \angle 177.58°		
I L3 sec.: 1.2110 A \angle 57.58°		

Circuit D : Court-circuit entre l'arrivée des lignes et la connexion au réseau.

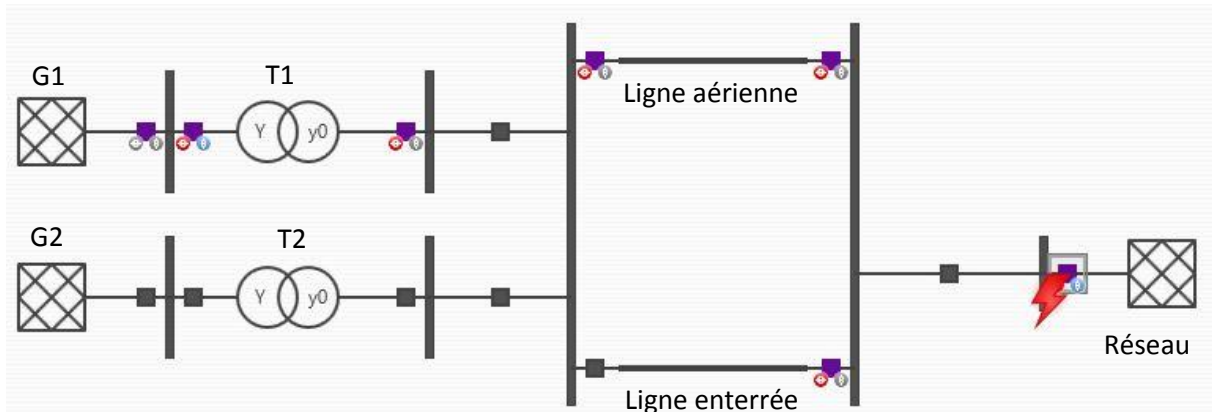


Figure 4 : Circuit D

Résultat de la simulation du circuit D :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>9.8500 V</td><td>3.90 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>8.8200 V</td><td>-116.09 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>10.330 V</td><td>123.91 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>9.0830 A</td><td>134.42 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>9.0820 A</td><td>14.43 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>9.0840 A</td><td>-105.56 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	9.8500 V	3.90 °	V L2-N prim.:	8.8200 V	-116.09 °	V L3-N prim.:	10.330 V	123.91 °	I L1 prim.:	9.0830 A	134.42 °	I L2 prim.:	9.0820 A	14.43 °	I L3 prim.:	9.0840 A	-105.56 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>-50.87 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>-170.87 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>69.13 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>5.5820 A</td><td>-46.49 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>5.5810 A</td><td>-166.47 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>5.5820 A</td><td>73.53 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	160.00 mV	-50.87 °	V L2-N prim.:	160.00 mV	-170.87 °	V L3-N prim.:	160.00 mV	69.13 °	I L1 prim.:	5.5820 A	-46.49 °	I L2 prim.:	5.5810 A	-166.47 °	I L3 prim.:	5.5820 A	73.53 °	<table border="1"> <tr><td colspan="3">Busbar 3</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>5.5820 A</td><td>-46.49 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>5.5810 A</td><td>-166.47 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>5.5820 A</td><td>73.53 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>45.91 °</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 2</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>5.5820 A</td><td>-46.49 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>5.5810 A</td><td>-166.47 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>5.5820 A</td><td>73.53 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>45.91 °</td></tr> </table>	Busbar 3			I L1:	5.5820 A	-46.49 °	I L2:	5.5810 A	-166.47 °	I L3:	5.5820 A	73.53 °	I N:	0.0000 A	45.91 °	Busbar 2			I L1:	5.5820 A	-46.49 °	I L2:	5.5810 A	-166.47 °	I L3:	5.5820 A	73.53 °	I N:	0.0000 A	45.91 °			
V L1-N prim.:	9.8500 V	3.90 °																																																																					
V L2-N prim.:	8.8200 V	-116.09 °																																																																					
V L3-N prim.:	10.330 V	123.91 °																																																																					
I L1 prim.:	9.0830 A	134.42 °																																																																					
I L2 prim.:	9.0820 A	14.43 °																																																																					
I L3 prim.:	9.0840 A	-105.56 °																																																																					
V L1-N prim.:	160.00 mV	-50.87 °																																																																					
V L2-N prim.:	160.00 mV	-170.87 °																																																																					
V L3-N prim.:	160.00 mV	69.13 °																																																																					
I L1 prim.:	5.5820 A	-46.49 °																																																																					
I L2 prim.:	5.5810 A	-166.47 °																																																																					
I L3 prim.:	5.5820 A	73.53 °																																																																					
Busbar 3																																																																							
I L1:	5.5820 A	-46.49 °																																																																					
I L2:	5.5810 A	-166.47 °																																																																					
I L3:	5.5820 A	73.53 °																																																																					
I N:	0.0000 A	45.91 °																																																																					
Busbar 2																																																																							
I L1:	5.5820 A	-46.49 °																																																																					
I L2:	5.5810 A	-166.47 °																																																																					
I L3:	5.5820 A	73.53 °																																																																					
I N:	0.0000 A	45.91 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>9.8400 V</td><td>3.95 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>8.8100 V</td><td>-116.04 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>10.330 V</td><td>123.95 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>9.0830 A</td><td>134.42 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>9.0820 A</td><td>14.43 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>9.0840 A</td><td>-105.57 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	9.8400 V	3.95 °	V L2-N prim.:	8.8100 V	-116.04 °	V L3-N prim.:	10.330 V	123.95 °	I L1 prim.:	9.0830 A	134.42 °	I L2 prim.:	9.0820 A	14.43 °	I L3 prim.:	9.0840 A	-105.57 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>-50.87 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>-170.87 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>160.00 mV</td><td>69.13 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>12.589 A</td><td>134.82 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>12.587 A</td><td>14.83 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>12.590 A</td><td>-105.17 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	160.00 mV	-50.87 °	V L2-N prim.:	160.00 mV	-170.87 °	V L3-N prim.:	160.00 mV	69.13 °	I L1 prim.:	12.589 A	134.82 °	I L2 prim.:	12.587 A	14.83 °	I L3 prim.:	12.590 A	-105.17 °	<table border="1"> <tr><td colspan="3">Ligne_entreee</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 2</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>12.586 A</td><td>-45.18 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>12.584 A</td><td>-165.16 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>12.587 A</td><td>74.84 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>47.17 °</td></tr> <tr><td colspan="3">Busbar 3</td></tr> <tr><td>I L1:</td><td>12.589 A</td><td>-45.18 °</td></tr> <tr><td>I L2:</td><td>12.587 A</td><td>-165.17 °</td></tr> <tr><td>I L3:</td><td>12.590 A</td><td>74.83 °</td></tr> <tr><td>I N:</td><td>0.0000 A</td><td>47.35 °</td></tr> </table>	Ligne_entreee			Busbar 2			I L1:	12.586 A	-45.18 °	I L2:	12.584 A	-165.16 °	I L3:	12.587 A	74.84 °	I N:	0.0000 A	47.17 °	Busbar 3			I L1:	12.589 A	-45.18 °	I L2:	12.587 A	-165.17 °	I L3:	12.590 A	74.83 °	I N:	0.0000 A	47.35 °
V L1-N prim.:	9.8400 V	3.95 °																																																																					
V L2-N prim.:	8.8100 V	-116.04 °																																																																					
V L3-N prim.:	10.330 V	123.95 °																																																																					
I L1 prim.:	9.0830 A	134.42 °																																																																					
I L2 prim.:	9.0820 A	14.43 °																																																																					
I L3 prim.:	9.0840 A	-105.57 °																																																																					
V L1-N prim.:	160.00 mV	-50.87 °																																																																					
V L2-N prim.:	160.00 mV	-170.87 °																																																																					
V L3-N prim.:	160.00 mV	69.13 °																																																																					
I L1 prim.:	12.589 A	134.82 °																																																																					
I L2 prim.:	12.587 A	14.83 °																																																																					
I L3 prim.:	12.590 A	-105.17 °																																																																					
Ligne_entreee																																																																							
Busbar 2																																																																							
I L1:	12.586 A	-45.18 °																																																																					
I L2:	12.584 A	-165.16 °																																																																					
I L3:	12.587 A	74.84 °																																																																					
I N:	0.0000 A	47.17 °																																																																					
Busbar 3																																																																							
I L1:	12.589 A	-45.18 °																																																																					
I L2:	12.587 A	-165.17 °																																																																					
I L3:	12.590 A	74.83 °																																																																					
I N:	0.0000 A	47.35 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>18.62 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>-101.37 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>138.62 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>9.0830 A</td><td>-45.58 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>9.0820 A</td><td>-165.57 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>9.0840 A</td><td>74.43 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	2.5400 V	18.62 °	V L2-N prim.:	2.5400 V	-101.37 °	V L3-N prim.:	2.5400 V	138.62 °	I L1 prim.:	9.0830 A	-45.58 °	I L2 prim.:	9.0820 A	-165.57 °	I L3 prim.:	9.0840 A	74.43 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>-51.59 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>-171.59 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>68.41 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>128.41 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>8.41 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>-111.59 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	4.2600 V	-51.59 °	V L2-N prim.:	4.2600 V	-171.59 °	V L3-N prim.:	4.2600 V	68.41 °	I L1 prim.:	4.1237 kA	128.41 °	I L2 prim.:	4.1237 kA	8.41 °	I L3 prim.:	4.1237 kA	-111.59 °																																		
V L1-N prim.:	2.5400 V	18.62 °																																																																					
V L2-N prim.:	2.5400 V	-101.37 °																																																																					
V L3-N prim.:	2.5400 V	138.62 °																																																																					
I L1 prim.:	9.0830 A	-45.58 °																																																																					
I L2 prim.:	9.0820 A	-165.57 °																																																																					
I L3 prim.:	9.0840 A	74.43 °																																																																					
V L1-N prim.:	4.2600 V	-51.59 °																																																																					
V L2-N prim.:	4.2600 V	-171.59 °																																																																					
V L3-N prim.:	4.2600 V	68.41 °																																																																					
I L1 prim.:	4.1237 kA	128.41 °																																																																					
I L2 prim.:	4.1237 kA	8.41 °																																																																					
I L3 prim.:	4.1237 kA	-111.59 °																																																																					
<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>18.81 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>-101.19 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>2.5400 V</td><td>138.81 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>5.5820 A</td><td>-46.49 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>5.5810 A</td><td>-166.47 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>5.5820 A</td><td>73.53 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	2.5400 V	18.81 °	V L2-N prim.:	2.5400 V	-101.19 °	V L3-N prim.:	2.5400 V	138.81 °	I L1 prim.:	5.5820 A	-46.49 °	I L2 prim.:	5.5810 A	-166.47 °	I L3 prim.:	5.5820 A	73.53 °	<table border="1"> <tr><td>V L1-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>-51.59 °</td></tr> <tr><td>V L2-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>-171.59 °</td></tr> <tr><td>V L3-N prim.:</td><td>4.2600 V</td><td>68.41 °</td></tr> <tr><td>I L1 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>128.41 °</td></tr> <tr><td>I L2 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>8.41 °</td></tr> <tr><td>I L3 prim.:</td><td>4.1237 kA</td><td>-111.59 °</td></tr> </table>	V L1-N prim.:	4.2600 V	-51.59 °	V L2-N prim.:	4.2600 V	-171.59 °	V L3-N prim.:	4.2600 V	68.41 °	I L1 prim.:	4.1237 kA	128.41 °	I L2 prim.:	4.1237 kA	8.41 °	I L3 prim.:	4.1237 kA	-111.59 °																																		
V L1-N prim.:	2.5400 V	18.81 °																																																																					
V L2-N prim.:	2.5400 V	-101.19 °																																																																					
V L3-N prim.:	2.5400 V	138.81 °																																																																					
I L1 prim.:	5.5820 A	-46.49 °																																																																					
I L2 prim.:	5.5810 A	-166.47 °																																																																					
I L3 prim.:	5.5820 A	73.53 °																																																																					
V L1-N prim.:	4.2600 V	-51.59 °																																																																					
V L2-N prim.:	4.2600 V	-171.59 °																																																																					
V L3-N prim.:	4.2600 V	68.41 °																																																																					
I L1 prim.:	4.1237 kA	128.41 °																																																																					
I L2 prim.:	4.1237 kA	8.41 °																																																																					
I L3 prim.:	4.1237 kA	-111.59 °																																																																					

Circuit E : Court-circuit au milieu de la ligne aérienne avec la ligne enterrée hors-service.

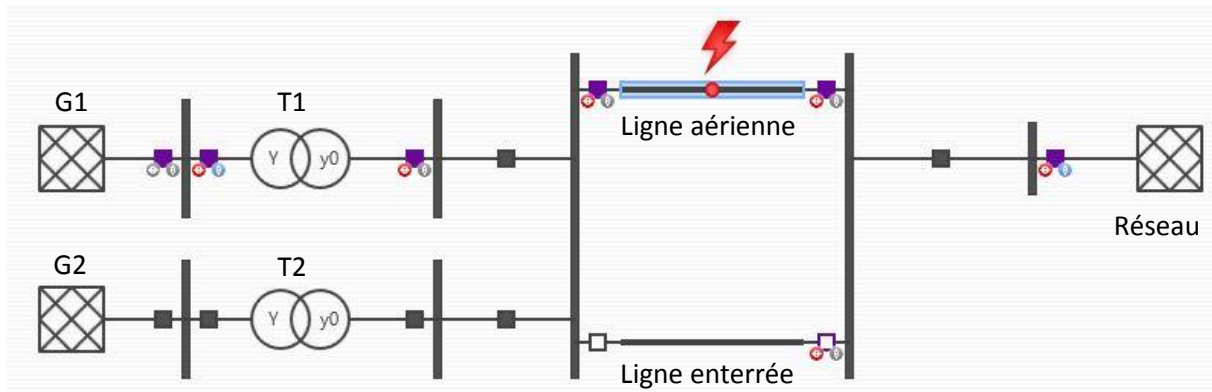


Figure 5 : Circuit E

Résultat de la simulation du circuit E :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne
V L1-N prim.: 11.010 V ∠ 7.63 °	V L1-N prim.: 185.57 V ∠ 3.59 °	Busbar 3
V L2-N prim.: 10.140 V ∠ -112.37 °	V L2-N prim.: 185.57 V ∠ -116.41 °	I L1: 833.57 A ∠ -65.07 °
V L3-N prim.: 11.440 V ∠ 127.63 °	V L3-N prim.: 185.57 V ∠ 123.59 °	I L2: 833.57 A ∠ 174.93 °
I L1 prim.: 9.0240 A ∠ 134.47 °	I L1 prim.: 833.57 A ∠ 114.93 °	I L3: 833.57 A ∠ 54.93 °
I L2 prim.: 9.0230 A ∠ 14.48 °	I L2 prim.: 833.57 A ∠ -5.07 °	I N: 0.0000 A ∠ -94.29 °
I L3 prim.: 9.0250 A ∠ -105.51 °	I L3 prim.: 833.57 A ∠ -125.07 °	Busbar 2
		I L1: 18.048 A ∠ -45.53 °
Point_mesureA	Point_mesureE	I L2: 18.046 A ∠ -165.52 °
V L1-N prim.: 11.010 V ∠ 7.67 °	V L1-N prim.: 185.57 V ∠ 3.59 °	I L3: 18.050 A ∠ 74.49 °
V L2-N prim.: 10.140 V ∠ -112.33 °	V L2-N prim.: 185.57 V ∠ -116.41 °	I N: 0.0000 A ∠ 47.08 °
V L3-N prim.: 11.430 V ∠ 127.67 °	V L3-N prim.: 185.57 V ∠ 123.59 °	
I L1 prim.: 9.0240 A ∠ 134.47 °	I L1 prim.: 0.0000 A ∠ Numérique	Ligne_enteree
I L2 prim.: 9.0230 A ∠ 14.48 °	I L2 prim.: 0.0000 A ∠ Numérique	Busbar 2
I L3 prim.: 9.0250 A ∠ -105.52 °	I L3 prim.: 0.0000 A ∠ Numérique	I L1: 0.0000 A ∠ Numérique
Point_mesureB	Point_mesureF	I L2: 0.0000 A ∠ Numérique
V L1-N prim.: 4.0200 V ∠ 22.62 °	V L1-N prim.: 186.18 V ∠ 3.11 °	I L3: 0.0000 A ∠ Numérique
V L2-N prim.: 4.0200 V ∠ -97.38 °	V L2-N prim.: 186.18 V ∠ -116.89 °	I N: 0.0000 A ∠ -180.00 °
V L3-N prim.: 4.0200 V ∠ 142.62 °	V L3-N prim.: 186.18 V ∠ 123.11 °	Busbar 3
I L1 prim.: 9.0240 A ∠ -45.53 °	I L1 prim.: 833.57 A ∠ 114.93 °	I L1: 0.0000 A ∠ Numérique
I L2 prim.: 9.0230 A ∠ -165.52 °	I L2 prim.: 833.57 A ∠ -5.07 °	I L2: 0.0000 A ∠ Numérique
I L3 prim.: 9.0250 A ∠ 74.49 °	I L3 prim.: 833.57 A ∠ -125.07 °	I L3: 0.0000 A ∠ Numérique
Point_mesureC		I N: 0.0000 A ∠ -180.00 °
V L1-N prim.: 4.0200 V ∠ 22.74 °		
V L2-N prim.: 4.0200 V ∠ -97.26 °		
V L3-N prim.: 4.0200 V ∠ 142.74 °		
I L1 prim.: 18.048 A ∠ -45.53 °		
I L2 prim.: 18.046 A ∠ -165.52 °		
I L3 prim.: 18.050 A ∠ 74.49 °		

Circuit F : Court-circuit au milieu de la ligne enterrée avec la ligne aérienne désactivée.

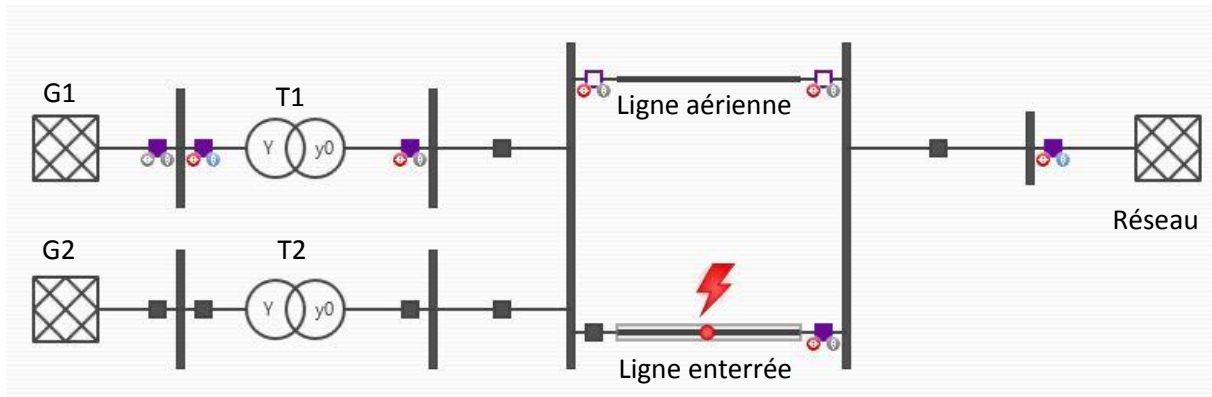


Figure 6 : Circuit F

Résultat de la simulation du circuit F :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne
V L1-N prim.: 9.2400 V \angle 2.79°	V L1-N prim.: 148.20 V \angle 6.00°	Busbar 3
V L2-N prim.: 8.1200 V \angle -117.20°	V L2-N prim.: 148.20 V \angle -114.00°	I L1: 0.0000 A \angle Numérique
V L3-N prim.: 9.7600 V \angle 122.79°	V L3-N prim.: 148.20 V \angle 126.00°	I L2: 0.0000 A \angle Numérique
I L1 prim.: 9.1100 A \angle 134.35°	I L1 prim.: 0.0000 A \angle Numérique	I L3: 0.0000 A \angle Numérique
I L2 prim.: 9.1090 A \angle 14.37°	I L2 prim.: 0.0000 A \angle Numérique	I N: 0.0000 A \angle -180.00°
I L3 prim.: 9.1110 A \angle -105.63°	I L3 prim.: 0.0000 A \angle Numérique	Busbar 2
V L1-N prim.: 9.2300 V \angle 2.84°	Point_mesureE	I L1: 0.0000 A \angle Numérique
V L2-N prim.: 8.1200 V \angle -117.15°	V L1-N prim.: 148.20 V \angle 6.00°	I L2: 0.0000 A \angle Numérique
V L3-N prim.: 9.7500 V \angle 122.84°	V L2-N prim.: 148.20 V \angle -114.00°	I L3: 0.0000 A \angle Numérique
I L1 prim.: 9.1100 A \angle 134.36°	V L3-N prim.: 148.20 V \angle 126.00°	I N: 0.0000 A \angle -180.00°
I L2 prim.: 9.1090 A \angle 14.37°	I L1 prim.: 1.5012 kA \angle -61.34°	Ligne_entree
I L3 prim.: 9.1110 A \angle -105.63°	I L2 prim.: 1.5012 kA \angle 178.66°	Busbar 2
V L1-N prim.: 1.8100 V \angle 19.86°	I L3 prim.: 1.5012 kA \angle 58.66°	I L1: 18.221 A \angle -45.65°
V L2-N prim.: 1.8100 V \angle -100.13°	Point_mesureF	I L2: 18.218 A \angle -165.63°
V L3-N prim.: 1.8100 V \angle 139.86°	V L1-N prim.: 149.38 V \angle 4.94°	I L3: 18.222 A \angle 74.37°
I L1 prim.: 9.1100 A \angle -45.65°	V L2-N prim.: 149.38 V \angle -115.06°	I N: 0.0000 A \angle 46.48°
I L2 prim.: 9.1090 A \angle -165.63°	V L3-N prim.: 149.38 V \angle 124.94°	Busbar 3
I L3 prim.: 9.1110 A \angle 74.37°	I L1 prim.: 1.5012 kA \angle 118.66°	I L1: 1.5011 kA \angle -61.34°
V L1-N prim.: 1.8100 V \angle 20.13°	I L2 prim.: 1.5012 kA \angle -1.34°	I L2: 1.5011 kA \angle 178.66°
V L2-N prim.: 1.8100 V \angle -99.87°	I L3 prim.: 1.5012 kA \angle -121.34°	I L3: 1.5011 kA \angle 58.66°
V L3-N prim.: 1.8100 V \angle 140.13°		I N: 0.0000 A \angle -108.43°
I L1 prim.: 0.0000 A \angle Numérique		
I L2 prim.: 0.0000 A \angle Numérique		
I L3 prim.: 0.0000 A \angle Numérique		

Circuit G : Court-circuit entre la génératrice et le transformateur.

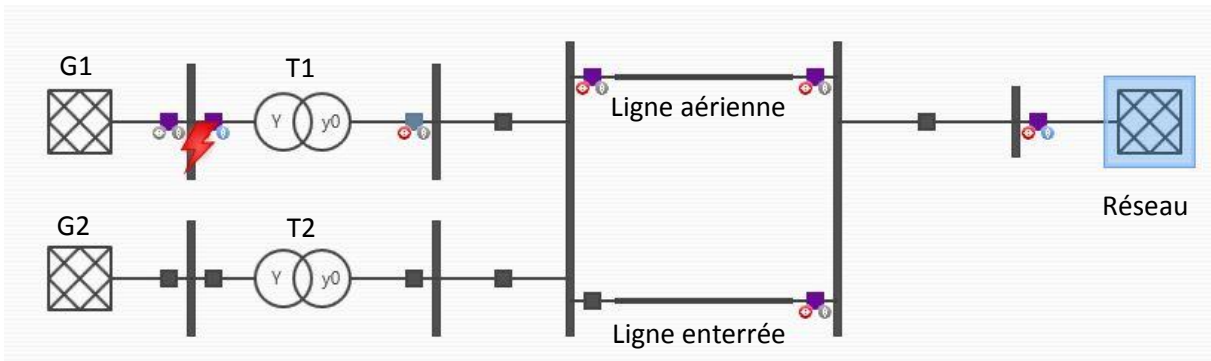


Figure 7 : Circuit G

Résultat de la simulation du circuit G :

Mesure_intermediaire	Point_mesureD	Ligne_aerienne
V L1-N prim.: 20.000 mV \angle -47.11 °	V L1-N prim.: 216.33 V \angle -0.17 °	Busbar 3
V L2-N prim.: 20.000 mV \angle -167.11 °	V L2-N prim.: 216.30 V \angle -120.16 °	I L1: 79.568 A \angle -49.41 °
V L3-N prim.: 20.000 mV \angle 72.89 °	V L3-N prim.: 216.32 V \angle 119.84 °	I L2: 79.571 A \angle -169.41 °
I L1 prim.: 9.3810 A \angle 133.21 °	I L1 prim.: 79.568 A \angle 130.59 °	I L3: 79.568 A \angle 70.59 °
I L2 prim.: 9.3810 A \angle 13.21 °	I L2 prim.: 79.571 A \angle 10.59 °	I N: 0.0000 A \angle 139.69 °
I L3 prim.: 9.3810 A \angle -106.79 °	I L3 prim.: 79.568 A \angle -109.41 °	Busbar 2
Point_mesureA	Point_mesureE	I L1: 79.568 A \angle -49.41 °
V L1-N prim.: 10.000 mV \angle -47.45 °	V L1-N prim.: 216.33 V \angle -0.17 °	I L2: 79.571 A \angle -169.41 °
V L2-N prim.: 10.000 mV \angle -167.45 °	V L2-N prim.: 216.30 V \angle -120.16 °	I L3: 79.568 A \angle 70.59 °
V L3-N prim.: 10.000 mV \angle 72.55 °	V L3-N prim.: 216.32 V \angle 119.84 °	I N: 0.0000 A \angle 139.69 °
I L1 prim.: 262.67 A \angle -47.47 °	I L1 prim.: 179.23 A \angle -48.03 °	Ligne_enteree
I L2 prim.: 262.66 A \angle -167.47 °	I L2 prim.: 179.24 A \angle -168.03 °	Busbar 2
I L3 prim.: 262.67 A \angle 72.53 °	I L3 prim.: 179.23 A \angle 71.96 °	I L1: 179.65 A \angle -48.17 °
Point_mesureB	Point_mesureF	I L2: 179.65 A \angle -168.17 °
V L1-N prim.: 184.04 V \angle -3.80 °	V L1-N prim.: 216.67 V \angle -0.27 °	I L3: 179.65 A \angle 71.83 °
V L2-N prim.: 183.24 V \angle -123.79 °	V L2-N prim.: 216.64 V \angle -120.26 °	I N: 0.0000 A \angle 141.16 °
V L3-N prim.: 183.42 V \angle 116.21 °	V L3-N prim.: 216.67 V \angle 119.74 °	Busbar 3
I L1 prim.: 262.67 A \angle 132.53 °	I L1 prim.: 258.78 A \angle 131.55 °	I L1: 179.23 A \angle -48.03 °
I L2 prim.: 262.66 A \angle 12.53 °	I L2 prim.: 258.79 A \angle 11.54 °	I L2: 179.23 A \angle -168.04 °
I L3 prim.: 262.67 A \angle -107.47 °	I L3 prim.: 258.78 A \angle -108.46 °	I L3: 179.22 A \angle 71.96 °
Point_mesureC		I N: 2.0000 mA \angle 141.53 °
V L1-N prim.: 184.23 V \angle -3.86 °		Busbar 1
V L2-N prim.: 183.43 V \angle -123.85 °		V L1-N: 10.000 mV \angle -47.45 °
V L3-N prim.: 183.61 V \angle 116.15 °		V L2-N: 10.000 mV \angle -167.45 °
I L1 prim.: 79.568 A \angle 130.59 °		V L3-N: 10.000 mV \angle 72.55 °
I L2 prim.: 79.571 A \angle 10.59 °		
I L3 prim.: 79.568 A \angle -109.41 °		

RS ISOLSEC

Instrument transformers
Transformateurs de mesure
Transformadores de medida

45 Avenue des acacias - BP 72 - 45120 CEPOY - France

OFFRE /OFFER

A / to : HES-SO VALAIS/ SUISSE	De / from : C. BRITIS
Attn : GUILLAUME SAILLEN	tel. : +33 (0)2 38 85 62 62
Offre n° :	fax n° : +33 (0)2 38 85 62 05
v. / y. ref. : demande du 16/04/2016	e mail : c.britis@rsisolsec.com
Date : 27/04/2106	n. / o. ref. : 16/71112/BBC
Pages : 1/1 (y compris cette page / this page included)	

Veillez indiquer notre référence d'offre sur vos commandes

Bonjour,

Pour donner suite à votre demande, veuillez trouver ci-dessous notre meilleure offre :

Transformateur de Courant

Type intérieur 0.72/3kV – 50Hz – 80In 1s
selon notre Fiche M1CB et M1PA de notre catalogue
conforme à la CEI 61869- 2
avec PV d'essais de routine

6pièces	P80SB (H+13mm)	10/5A 5VA CL5P30	Prix unitaire : 239EUR
3pièces	P80SB (H+13mm)	20/1A 5VA CL5P30	Prix unitaire : 263EUR
3pièces	CB131-A1	20/1A 5VA CL5P45	Prix unitaire : 546EUR
3pièces	CB132-A1	20/1A 5VA CL5P80	Prix unitaire : 691EUR
3pièces	CB242-A1	40/1A 5VA CL5P110	Prix unitaire : 784EUR

Transformateur de Tension

Type intérieur 0.72/3kV – 50Hz – 1,9Un 30s
selon Fiche M1JA de notre catalogue
conforme à la CEI 61869- 3
avec PV d'essais de routine

3pièces	TP84-2	400/100V	5VA CL3P	Prix unitaire : 87EUR
---------	--------	----------	----------	-----------------------

Nos conditions :

Nos prix s'entendent : EXW Cepoy , en Euro.

Matériel avec emballage standard.

Paiement : paiement d'avance par virement , selon notre facture proforma.

Délai de livraison EXW : 7semaines + Fermeture Usine Août, à partir de notre confirmation.

Validité de l'offre : 3 mois à partir de la date de l'offre

Notre minimum de commande : 65 €

En cas de commande, nos Conditions Générales de Vente s'appliqueront. Disponibles sur www.rsisolsec.com/Conditions-generales-de-vente.html

Meilleures salutations,

Katia BILLIAU
Commerciale Export

Christophe BRITIS
Responsable Export

Visitez notre site web : www.rsisolsec.com

Visit our web site : www.rsisolsec.com

PFIFFNER Messwandler AG
Lindenplatz 17
CH-5042 Hirschthal
SCHWEIZ

HES-SO Valais/Wallis
Route du Rawyl 47
1950 Sion
SWITZERLAND

Ihr Ansprechpartner: Ernst Hirschi / Hie
Telefon: +41 62 739 28 28
Telefon direkt: +41 62 739 28 16
Fax: +41 62 739 28 10
E-Mail: ernst.hirschi@pmw.ch
Kunden-Nr.: 32455

Ihr Zeichen: Guillaume Saillen
Ihre Anfrage: vom 29.04.2016

Ihr E-Mail: guillaume.saillen@students.hevs.ch

Angebot-Nr.: 2016.315577

vom 02.05.2016

Seite 01 von 03

Gültigkeit 28.07.2016

Monsieur Guillaume Saillen

Vielen Dank für Ihre Anfrage. Gerne unterbreiten wir Ihnen folgendes Angebot

Pos.	Artikelbeschreibung	Menge	Stückpreis CHF	Total CHF
1	Stomwandler Typ JLP0.5	6 Stck	350.00	2'100.00
	Norm		IEC 61869-2	
	Spannungsreihe		0.72 / 3 kV	
	Frequenz		50 Hz	
	Umgebungstemperatur		-5 ... +40 °C	
	Ith		60* Ipr 1 s	
	Idyn		2.5*Ith	
	Icth / RF		120%	
	K1 Übersetzung		10/5 A	
	K1 Bürde		5 VA	
	K1 Gen.-klasse		5P10	
	K1 Eichung		NEIN	
2	Stomwandler Typ JLP0.5	9 Stck	350.00	3'150.00
	Norm		IEC 61869-2	
	Spannungsreihe		0.72 / 3 kV	
	Frequenz		50 Hz	
	Umgebungstemperatur		-5 ... +40 °C	
	Ith		60* Ipr 1 s	
	Idyn		2.5*Ith	
	Icth / RF		120%	

Pos.	Artikelbeschreibung	Menge	Stückpreis CHF	Total CHF
	K1 Übersetzung K1 Bürde K1 Gen.-klasse K1 Eichung	20/1 A 5 VA 5P30 NEIN		
3	Stomwandler Typ JLP0.5	3 Stck	450.00	1'350.00
	Norm Spannungsreihe Frequenz Umgebungstemperatur I _{th} I _{dyn} I _{cth} / RF	IEC 61869-2 0.72 / 3 kV 50 Hz -5 ... +40 °C 60* I _{pr} 1 s 2.5*I _{th} 120%		
	K1 Übersetzung K1 Bürde K1 Gen.-klasse K1 Eichung	40/1 A 5 VA 5P30 NEIN		
4	Spannungswandler Typ ELP0.5	3 Stck	220.00	660.00
	Norm Spannungsreihe Frequenz Umgebungstemperatur Spannungsfaktor I _{dyn} I _{cth} / RF	IEC 61869-3 0.72 / 3 kV 50 Hz -5 ... +40 °C 1.9 x U _n 8h 2.5*I _{th} 120%		
	K1 Übersetzung K1 Bürde K1 Gen.-klasse K1 Eichung	400/100 V 5 VA 3P NEIN		
5	Verpackung	1 Stck	15.00	15.00
6	Porto	1 Stck	100.00	100.00
Nettosumme				7'375.00
+ 8% Mwst-pflicht. Betrag von			7'375.00	590.00
Total				7'965.00

Preise:

Im Preis inbegriffen sind:

- Routineprüfungen

Im Preis nicht inbegriffen sind:

- Typen- und Sonderprüfungen

Lieferung:

EXW Hirschthal (INCOTERMS 2010)

Versandart:

per Post (Priority)

Zahlung:

100% netto innerhalb 30 Tagen ab Rechnungsdatum

Lieferzeit:

4 Wochen nach Erhalt der Bestellung

Garantie:24 Monate nach Inbetriebsetzung, aber längstens
30 Monate nach Versanddatum.

Die Garantie beschränkt sich auf die Reparatur des defekten Teiles oder den Ersatz des defekten Gerätes inklusive des nötigen Transportes. Weitere Kosten werden nicht erstattet. Das betrifft sowohl Folgeschäden, entgangener Gewinn, als auch Demontage- und Montageleistungen. Mitgeltende Dokumente sind nur soweit anwendbar, wenn wir diesen ausdrücklich zustimmen.

Allgemeine Geschäftsbedingungen

Sämtliche Lieferungen erfolgen ausschliesslich auf Basis unserer Allgemeinen Lieferbedingungen für Apparate und elektrische Komponenten, welche dieser Offerte/Auftragsbestätigung beiliegen oder auf unserer Homepage eingesehen und heruntergeladen werden können:

<http://www.pfiffner-group.com/pch/Lieferbedingungen.pdf>

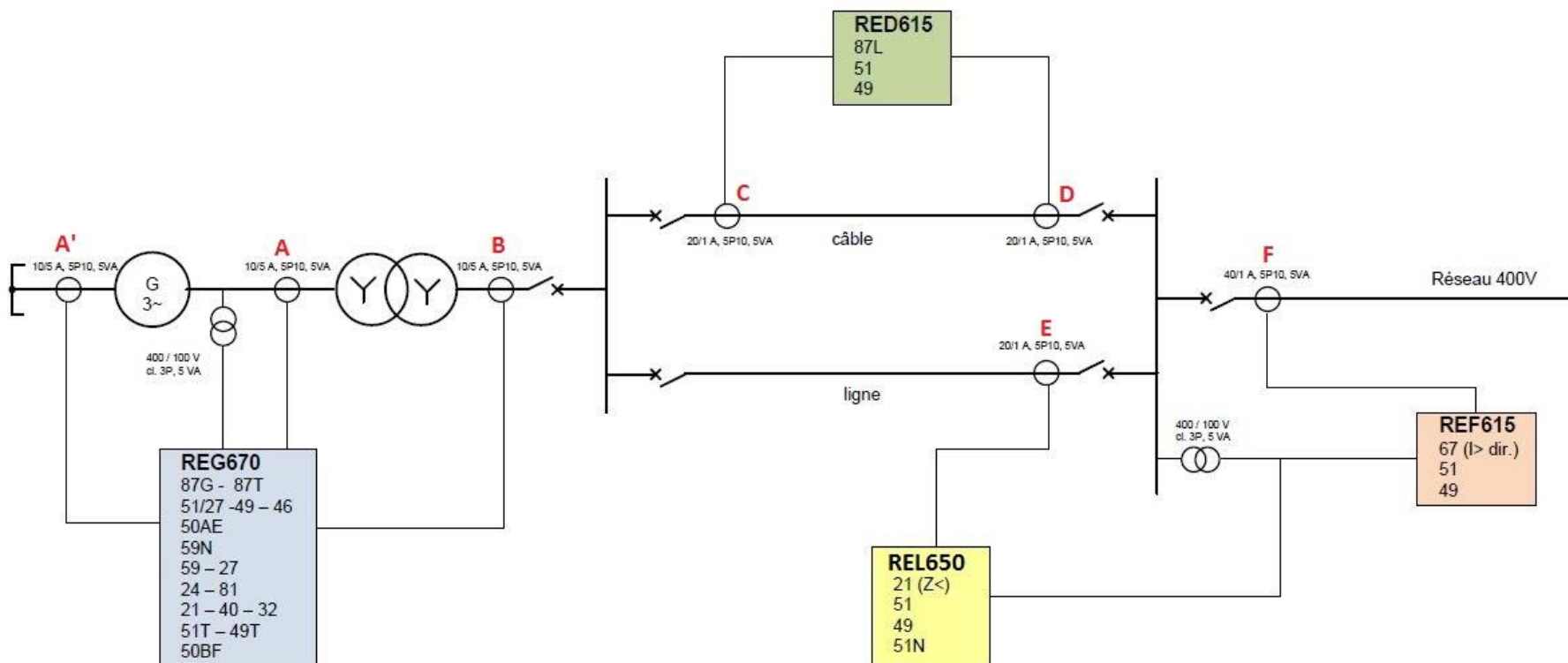
Wir hoffen, dass unser Angebot Ihren Erwartungen entspricht und würden uns freuen, den Auftrag zu erhalten. Haben Sie Fragen? Wir stehen Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

PIFFNER Messwander AG

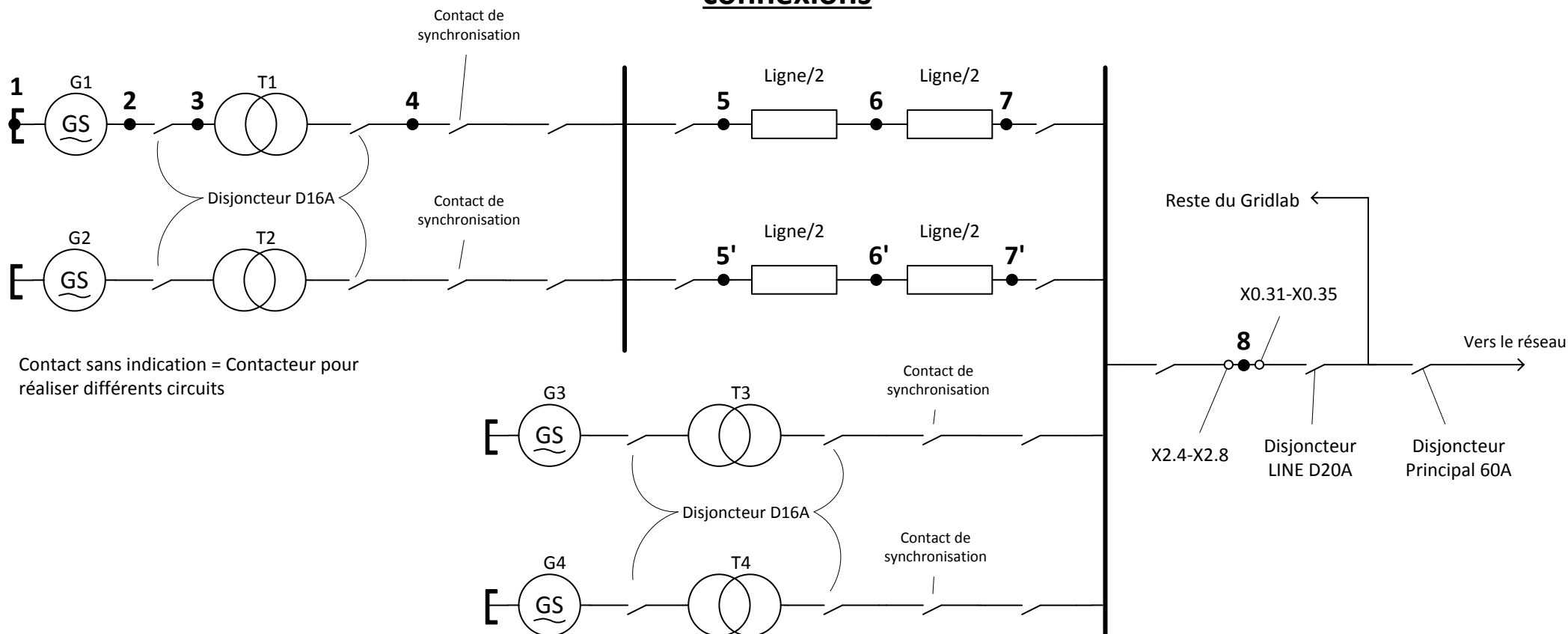
Annexe 2 : Plan de protection

Annexe 2 : Concept de sécurité avec dénomination des transformateur de courant



Annexe 3 : Circuit Gridlab avec point de connection

Annexe 3: Circuit complet avec les points de connexions



- 1 : Accès capot générateur
- 2 : Accès capot générateur
- 3 : Sur le côté du banc du groupe, à la place du pont entre la génératrice et le transfo
- 4 : Sur le côté du banc du groupe, à la place du pont entre le transfo et le départ des lignes
- 5,5' : Sur le pupitre du banc de couplage, à la place du pont entre le départ de la ligne et la première moitié de la ligne
- 6,6' : Sur le pupitre du banc de couplage, à la place du pont entre les deux moitié de lignes
- 7,7' : Sur le pupitre du banc de couplage, à la place du pont entre la deuxième moitié de la ligne et la connexion au réseau
- 8 : Soit sur les bornes de l'introduction (X0.31-35), soit sur les bornes du poste de couplage (X2.4-8)

Annexe 4 : Liste des défauts

Lignes						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Court-circuit Phase-terre	électrique	interne	Arbre qui tombe sur la ligne, rupture ligne, oiseaux,...	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Oui	Délicat, terre commune dans tous le Gridlab
Court-circuit Phase-Phase	électrique	interne	Arbre qui tombe sur la ligne, rupture ligne, oiseaux,...	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Oui	Oui
Court-circuit triphasé	électrique	interne	Arbre qui tombe sur la ligne, rupture ligne, oiseaux,...	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Oui	Oui
Surcharge	électrique	externe	Demande de puissance qui dépasse la capacité de la ligne	Surintensité de longue durée qui provoque une augmentation de la température	Oui	Oui
Foudre	électrique	externe	Foudre qui touche un des câbles de la lignes	Sur tension transitoire importante qui se propage sur la ligne	Non	Non
Défectuosité ligne	électrique	interne	Diélectrique câble souterrain endommagé, isolateur ligne aérienne endommagé,...	Dégradation des caractéristiques de la ligne	Possible en changeant les paramètres de la ligne	Peut-être rajouter impédance

Transformateur						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Surcharge	électrique	externe	Augmentation de la puissance absorbée par les charges	Surintensité de longue durée qui provoque une augmentation de la température	Oui	Oui
Court-circuit	électrique	interne	Défaut entre des phases différentes ou entre les spire d'une même phase.	L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie	Non	Non
Court-circuit	électrique	externe	Défaut des phases en aval	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Non	Non
Défaut à la masse	électrique	interne	Défaut entre bobinage et cuve ou bobinage et noyau magnétique	Destruction transformateur et incendie	Non	Non

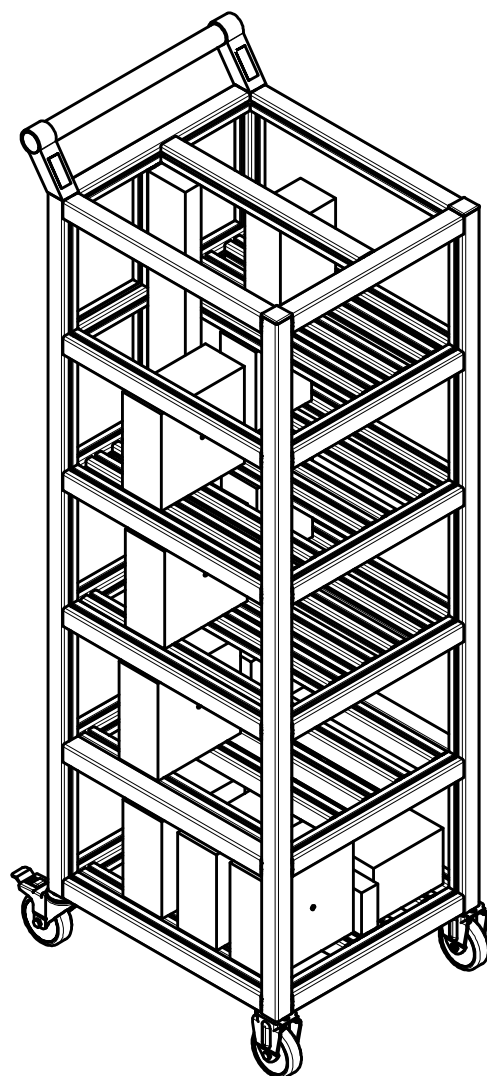
Génératrice						
Rotor						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Court-circuit	électrique	interne	Défaut entre des phases différentes ou entre les spire d'une même phase.	L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie	Non	Non
Défaut de terre	électrique	interne	Défaut entre une phase et la carcasse de la génératrice	L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie	Non	Non
Surcharge	électrique	externe	Augmentation de la puissance absorbée par les charges	Echauffement de la machine, endommagement de l'isolation électrique	Oui	Oui
Charge asymétrique	électrique	externe	Phase ouverte ou charge déséquilibrée	Pertes importantes et échauffement	Oui	Oui
Perte d'excitation	électrique	interne	Défaut sur le réglage de l'excitation, rupture câbles	Fonctionnement en asynchrone, peut partir en survitesse	Non	Oui
Stator						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	simulation	Réalisable en vrai
Surcharge	électrique	externe	Augmentation de la puissance absorbée par les charges	Echauffement de la machine	Oui	Oui
Charge asymétrique	électrique	externe	Phase ouverte ou charge déséquilibrée	Pertes importantes et échauffement	Oui	Oui
Court-circuit	électrique	interne	Défaut entre des phases différentes ou entre les spire d'une même phase.	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Non	Non
Turbine						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Retour de puissance	Mécanique	externe	La turbine n'est plus entraînée par l'eau	La génératrice se comporte comme un moteur et consomme un courant réactif	Peut-être remplacement par une charge ?	? Désaccouplement servomoteur ou en roue libre

Réseau						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Sur/sous-fréquence	électrique	externe	Consommation plus grande ou plus petite que la production	échauffement si fréquence élevée, perte de puissance si la fréquence est trop basse	Oui	Peu-être avec un réseau créée par les autres génératrices
Soustension	électrique	externe	Pas assez d'énergie réactive produite, court-circuit	Surcharge de l'alternateur, perte du synchronisme	Oui	Peu-être avec un réseau créée par les autres génératrices
Surtension	électrique	externe	Ouverture de la ligne raccordant au réseau, défaut régulateur de tension	Claquage si dépasse la valeur limite des composants, endommagement des appareils	Oui	Peu-être avec un réseau créée par les autres génératrices
Court-circuit	électrique	externe	Arbre qui tombe sur la ligne, rupture ligne, oiseaux,...	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Oui	Non
Défaut terre	électrique	externe	Arbre qui tombe sur la ligne, rupture ligne, oiseaux,...	Arc électrique et courant potentiellement élevé (dépend de la résistance de court-circuit)	Oui	Non

Transformateur d'intensité						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Interruption circuit secondaire	Mécanique	interne	Rupture câbles, mauvais raccordement	Surtension potentiellement destructrice, perte de la mesure	Non	Oui mais gros risque de destruction du transformateur
Défectuosité TI	électrique	interne	Défaut matériel	Fausse la mesure	Oui/Non changer ratio	Oui, par exemple rajouter résistance pour fausser le signal

Disjoncteur de coupure						
Défaut	Type	Emplacement	Cause	Effets	Simulation	Réalisable en vrai
Défaillance ouverture	Mécanique	interne	Contacts collés, défaillance système de coupure	Il reçoit l'ordre mais n'ouvre pas le circuit	Oui	Oui, en débranchant le signal d'ouverture
Défaillance ouverture	électrique	externe	Rupture câbles	Il ne reçoit pas l'ordre et n'ouvre pas le circuit	Oui	Oui, en débranchant le signal d'ouverture

Annexe 5 : Mise en plan chariot de mesure et commande item



Pos. Pos.	Quantité Menge	Matière Werkstoff	Dénomination / Caractéristiques Benennung / Merkmale
C02	1	PVC-U	Chemin de câble vertical
C01	1	PVC-U	Chemin de câble 30x70x370
P01	13	Aluminium	Profile 6 30x30x370 léger, naturel
P02	5	Aluminium	Profile6 30x30x190 1N
P03	8	Aluminium	Profile6 30x30x320 1N
P04	7	Aluminium	Profile 6 30x30x370 1N
P05	4	Aluminium	Profile 6 30x30x320 2N
P06	4	Aluminium	Profile 6 30x30x370_2N
P07	4	Aluminium	Profile6 30x30x1130 2N
P08	3	Aluminium	Profile 6 30x30x370 2N180
P09	9	Aluminium	Profile 6 30x30x370 3N
P10	1	Aluminium	Poignée
P11	2	Aluminium	Roue pivotante
P12	2	Aluminium	Roue fixe
P13	2	PVC-U	Cache de protection

Chariot de mesure

Liste de pièce chariot pour transformateur de protection

Dessiné
Gezeichnet

guillaum.saillen

23.05.2016

Echelle
Massstab

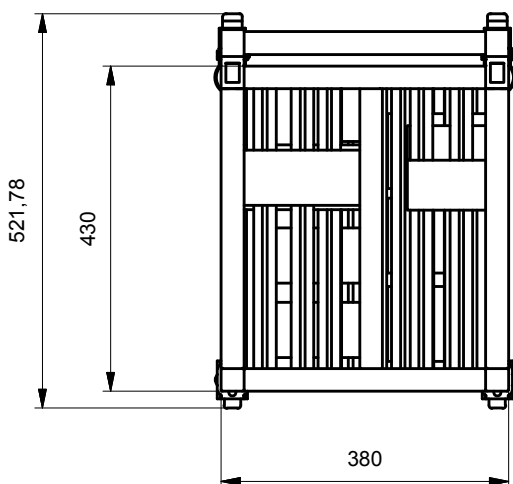
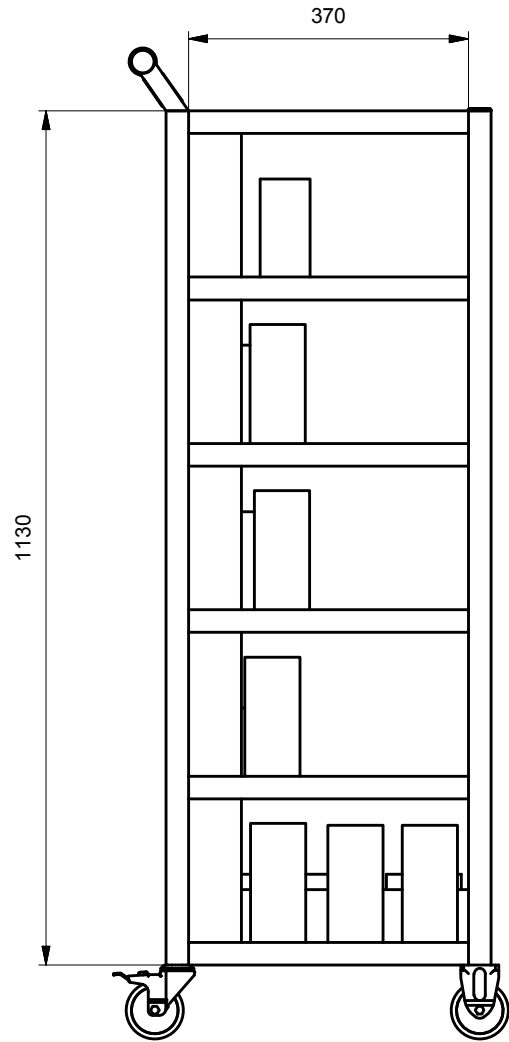
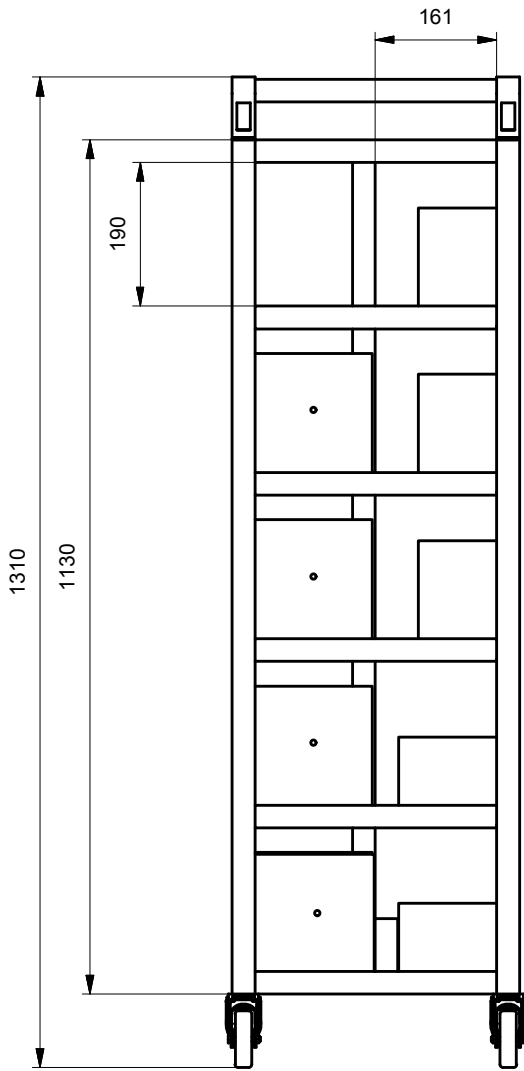
Contrôlé
Geprüft

1:10

Fichier
Datei

Nouveau_Chariot_transformateur_mise_en_plan_pourannotation.idw

Hes-so  VALAIS
WALLIS



Chariot de mesure

Liste de pièce chariot pour transformateur de protection

Dessiné
Gezeichnet

guillaum.saillen

23.05.2016

Echelle
Massstab

Contrôlé
Geprüft

1:10

Fichier
Datei Nouveau_Chariot_transformateur_mise_en_plan_pourannotation.idw

Hes-so/Valais
 Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)
 M. Christophe Truffer
 Route du Rawyl 47
 1950 Sion 2
 Schweiz

Confirmation de commande

Numéro	Date	N° de client	Page
AB0043996-1	24.05.2016	8551686	1

N° téléphone: +41 (0)27 6068511
 N° télécopie: +41 (0)27 6068515
 Votre référence: TRC_SG_16042

Contact: Nadine Furger
 N° de téléphone: +41 52 647 31 31
 N° de fax: +41 52 647 31 99
 E-mail: info@item24.ch
 Date livraison: 26.05.16
 Code transporteur: PP PRIO SP

Livraison: Hes-so/Valais, Haute Ecole d'Ingénierie (HEI), M. Christophe Truffer, Rte du rawyl 47, 1950 Sion 2

Pos.	Désignation	Quantité	Unit	Prix unitaire	Remise	Montant				
1.0	43945 Profilé 6 30x30 2N90 léger, naturel	4.52	m	15.07	10	61.29				
	<table border="0"> <tr> <td>Pièce</td> <td>Long.[mm]</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1'130.0</td> </tr> </table>	Pièce	Long.[mm]	4	1'130.0					
Pièce	Long.[mm]									
4	1'130.0									
	Date livraison planifiée			26.05.16						
1.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	4	Pièce	3.45		13.80				
	Date livraison planifiée			26.05.16						
2.0	43943 Profilé 6 30x30 1N léger, naturel	2.22	m	15.27	10	30.50				
	<table border="0"> <tr> <td>Pièce</td> <td>Long.[mm]</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>370.0</td> </tr> </table>	Pièce	Long.[mm]	6	370.0					
Pièce	Long.[mm]									
6	370.0									
	Date livraison planifiée			26.05.16						
2.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	6	Pièce	3.45		20.70				
	Date livraison planifiée			26.05.16						
3.0	43943 Profilé 6 30x30 1N léger, naturel	1.92	m	15.27	10	26.38				
	<table border="0"> <tr> <td>Pièce</td> <td>Long.[mm]</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>320.0</td> </tr> </table>	Pièce	Long.[mm]	6	320.0					
Pièce	Long.[mm]									
6	320.0									
	Date livraison planifiée			26.05.16						
			report			152.67				

item Industrietechnik
 Schweiz GmbH
 Diessenhoferstrasse 14
 CH-8252 Schlatt
 Telefon
 +41 52 647 31 31
 Telefax
 +41 52 647 31 99
 E-Mail
 info@item24.ch
 Internet
 www.item24.ch

MwSt.-Nr.
 CHE-109.632.773 MWST

Konto
 UBS AG 4051 Basel
 292-573525.01C
 BIC: UBSWCHZH80A
 IBAN: CH 55 0029 2292 5735 2501C

Hes-so/Valais
 Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)
 M. Christophe Truffer
 Route du Rawyl 47
 1950 Sion 2
 Schweiz

Confirmation de commande

Numéro	Date	N° de client	Page
AB0043996-1	24.05.2016	8551686	2

Pos.	Désignation	Quantité	Unit	Prix		Montant
				unitaire	Remise	
						report 152.67
3.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	6	Pièce	3.45		20.70
	Date livraison planifiée					26.05.16
4.0	43943 Profilé 6 30x30 1N léger, naturel	0.57	m	15.27	10	7.83
	Pièce Long.[mm]					3 190.0
	Date livraison planifiée					26.05.16
4.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	3	Pièce	3.45		10.35
	Date livraison planifiée					26.05.16
5.0	41906 Profilé 6 30x30 léger, naturel	4.81	m	13.66	10	59.11
	Pièce Long.[mm]					13 370.0
	Date livraison planifiée					26.05.16
5.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	13	Pièce	3.45		44.85
	Date livraison planifiée					26.05.16
6.0	41971 Fixation automatique 6, zingué	50	Pièce	4.40	10	198.00
	Date livraison planifiée					26.05.16
Total CHF hors TVA						493.51
8% TVA						39.48
Total CHF avec TVA						532.99

item Industrietechnik
 Schweiz GmbH
 Diessenhoferstrasse 14
 CH-8252 Schlatt

Telefon
 +41 52 647 31 31

Telefax
 +41 52 647 31 99

E-Mail
 info@item24.ch

Internet
 www.item24.ch

MwSt.-Nr.
 CHE-109.632.773 MWST

Konto
 UBS AG 4051 Basel
 292-573525.01C
 BIC: UBSWCHZH80A
 IBAN: CH 55 0029 2292 5735 2501C

Hes-so//Valais
Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)
M. Christophe Truffer
Route du Rawyl 47
1950 Sion 2
Schweiz

Confirmation de commande

Numéro	Date	N° de client	Page
AB0043996-1	24.05.2016	8551686	3

Notre code TVA: CHE-109.632.773 MWST
Votre code TVA: 379239 MWST

Conditions de paiement et de livraison

Les conditions générales de item Industrietechnik Schweiz GmbH sont applicables.

Prix

Coûts de transport à la charge du client

Paiement

14 jours avec 2% d'escompte
30 jours net

Le matériel vient délivré par:

item Industrietechnik Schweiz GmbH
Diessenhoferstrasse 14
8252 Schlatt

Tolérance générale selon norme DIN ISO 2768-mk et tolérance de rectitude et planéité selon DIN EN 12020 partie 2.

Si vous avez des questions concernant cette confirmation de commande, veuillez contacter s.v.p. notre team comm (tél.: +41 52 647 31 31).

Pour de plus amples informations concernant les produits item et les prestations de service, veuillez contacter votre conseiller personnel Michel Ehret (tél.: 079 446 13 57), qui se tient à votre disposition.

Nous vous envoyons nos conditions générales sur demande.

item Industrietechnik
Schweiz GmbH
Diessenhoferstrasse 14
CH-8252 Schlatt

Telefon
+41 52 647 31 31

Telefax
+41 52 647 31 99

E-Mail
info@item24.ch

Internet
www.item24.ch

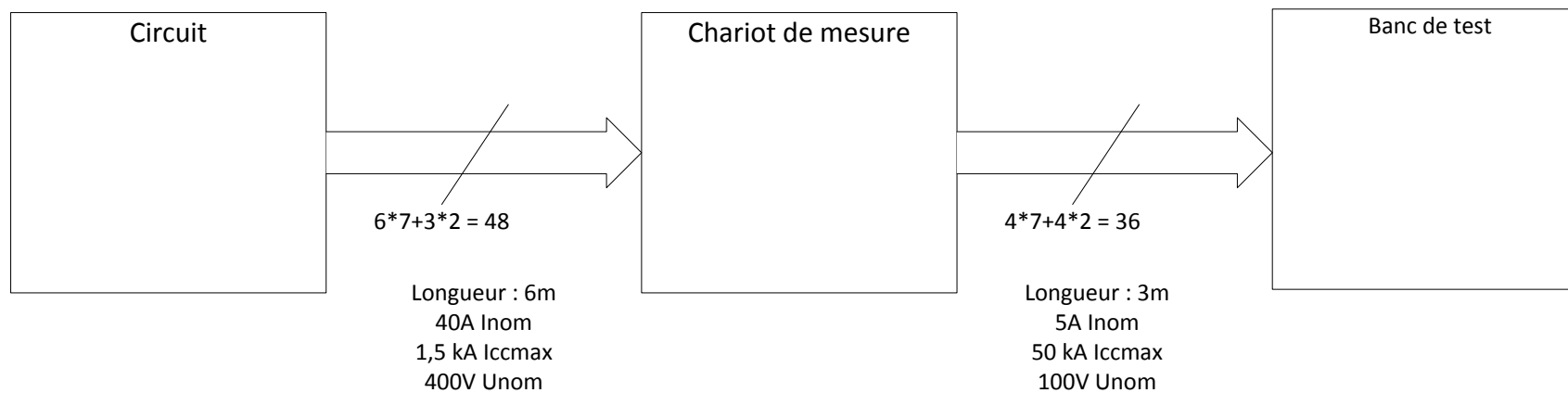
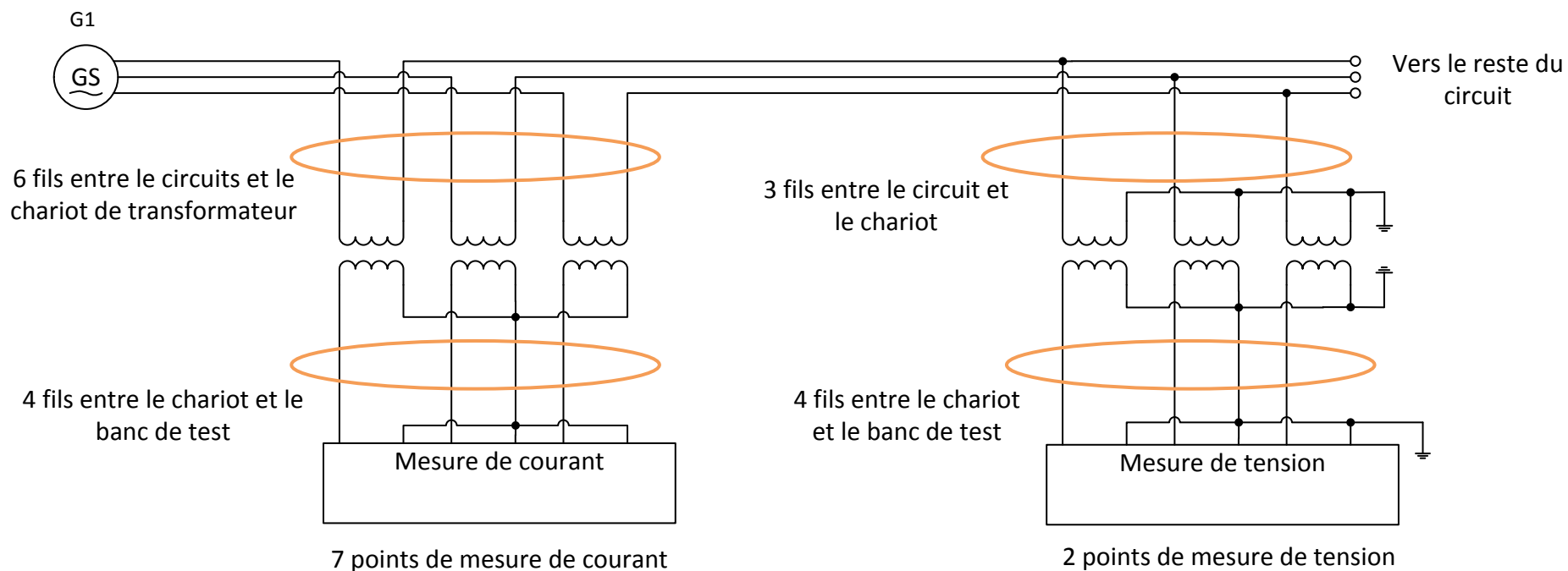
MwSt.-Nr.
CHE-109.632.773 MWST

Konto
UBS AG 4051 Basel
292-573525.01C
BIC: UBSWCHZH80A
IBAN: CH 55 0029 2292 5735 2501C

0.4.115.90/02.2013

Annexe 6 : Schéma de raccordement des transformateurs

Annexe 6 : Raccordement transformateur de protection



Annexe 7 : Commande du matériel item pour le banc de test

Hes-so//Valais
Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)
M. Christophe Truffer
Route du Rawyl 47
1950 Sion 2
Schweiz

Confirmation de commande

Numéro	Date	N° de client	Page
AB0044167-1	01.06.2016	8551686	1

N° téléphone: +41 (0)27 6068511
N° télécopie: +41 (0)27 6068515
Votre référence: TRC_SG_16044
Texte de commission: travail de diplôme

Contact: Nadine Furger
N° de téléphone: +41 52 647 31 31
N° de fax: +41 52 647 31 99
E-mail: info@item24.ch
Date livraison: 06.06.16
Code transporteur: PP PRIO SP

Livraison: Hes-so//Valais, Haute Ecole d'Ingénierie (HEI), M. Christophe Truffer, Rte du rawyl 47, 1950 Sion 2

Pos.	Désignation	Quantité	Unit	Prix unitaire	Remise	Montant				
1.0	43945 Profilé 6 30x30 2N90 léger, naturel	4.52	m	15.07	10	61.29				
	<table border="0"> <tr> <td>Pièce</td> <td>Long.[mm]</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1'130.0</td> </tr> </table>	Pièce	Long.[mm]	4	1'130.0					
Pièce	Long.[mm]									
4	1'130.0									
	Date livraison planifiée			06.06.16						
1.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	4	Pièce	3.45		13.80				
	Date livraison planifiée			06.06.16						
2.0	37003 Profilé 5 20x20, naturel	2.68	m	8.16	10	19.67				
	<table border="0"> <tr> <td>Pièce</td> <td>Long.[mm]</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>670.0</td> </tr> </table>	Pièce	Long.[mm]	4	670.0					
Pièce	Long.[mm]									
4	670.0									
	Date livraison planifiée			06.06.16						
2.1	2630 Coupe de profilé pour petites sections	4	Pièce	3.45		13.80				
	Date livraison planifiée			06.06.16						
3.0	37009 Embout 5 20x20, noir	8	Pièce	0.47	10	3.36				
	Date livraison planifiée			06.06.16						
4.0	42503 Equerre 5 20x20 Zn, gris alu similaire RAL 9006	2	Pièce	3.77	10	6.78				
	Date livraison planifiée			06.06.16						

Total CHF hors TVA	118.70
8% TVA	9.50
Total CHF avec TVA	128.20

item Industrietechnik
Schweiz GmbH
Diessenhoferstrasse 14
CH-8252 Schlatt

Telefon
+41 52 647 31 31

Telefax
+41 52 647 31 99

E-Mail
info@item24.ch

Internet
www.item24.ch

MwSt.-Nr.
CHE-109.632.773 MWST

Konto
UBS AG 4051 Basel
292-573525.01C
BIC: UBSWCHZH80A
IBAN: CH 55 0029 2292 5735 2501C

Hes-so/Valais
Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)
M. Christophe Truffer
Route du Rawyl 47
1950 Sion 2
Schweiz

Confirmation de commande

Numéro	Date	N° de client	Page
AB0044167-1	01.06.2016	8551686	2

Notre code TVA: CHE-109.632.773 MWST
Votre code TVA: 379239 MWST

Conditions de paiement et de livraison

Les conditions générales de item Industrietechnik Schweiz GmbH sont applicables.

Prix

Coûts de transport à la charge du client

Paiement

14 jours avec 2% d'escompte
30 jours net

Le matériel vient délivré par:

item Industrietechnik Schweiz GmbH
Diessenhoferstrasse 14
8252 Schlatt

Tolérance générale selon norme DIN ISO 2768-mk et tolérance de rectitude et planéité selon DIN EN 12020 partie 2.

Si vous avez des questions concernant cette confirmation de commande, veuillez contacter s.v.p. notre team comm (tél.: +41 52 647 31 31).

Pour de plus amples informations concernant les produits item et les prestations de service, veuillez contacter votre conseiller personnel Michel Ehret (tél.: 079 446 13 57), qui se tient à votre disposition.

Nous vous envoyons nos conditions générales sur demande.

item Industrietechnik
Schweiz GmbH
Diessenhoferstrasse 14
CH-8252 Schlatt

Telefon
+41 52 647 31 31

Telefax
+41 52 647 31 99

E-Mail
info@item24.ch

Internet
www.item24.ch

MwSt.-Nr.
CHE-109.632.773 MWST

Konto
UBS AG 4051 Basel
292-573525.01C
BIC: UBSWCHZH80A
IBAN: CH 55 0029 2292 5735 2501C

Annexe 8 : Rapport de test avec Quick CMC, défaut phase-terre

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	27.06.2016 13:32:50:679
Trigger signal name	TRIP
Recording number	124
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

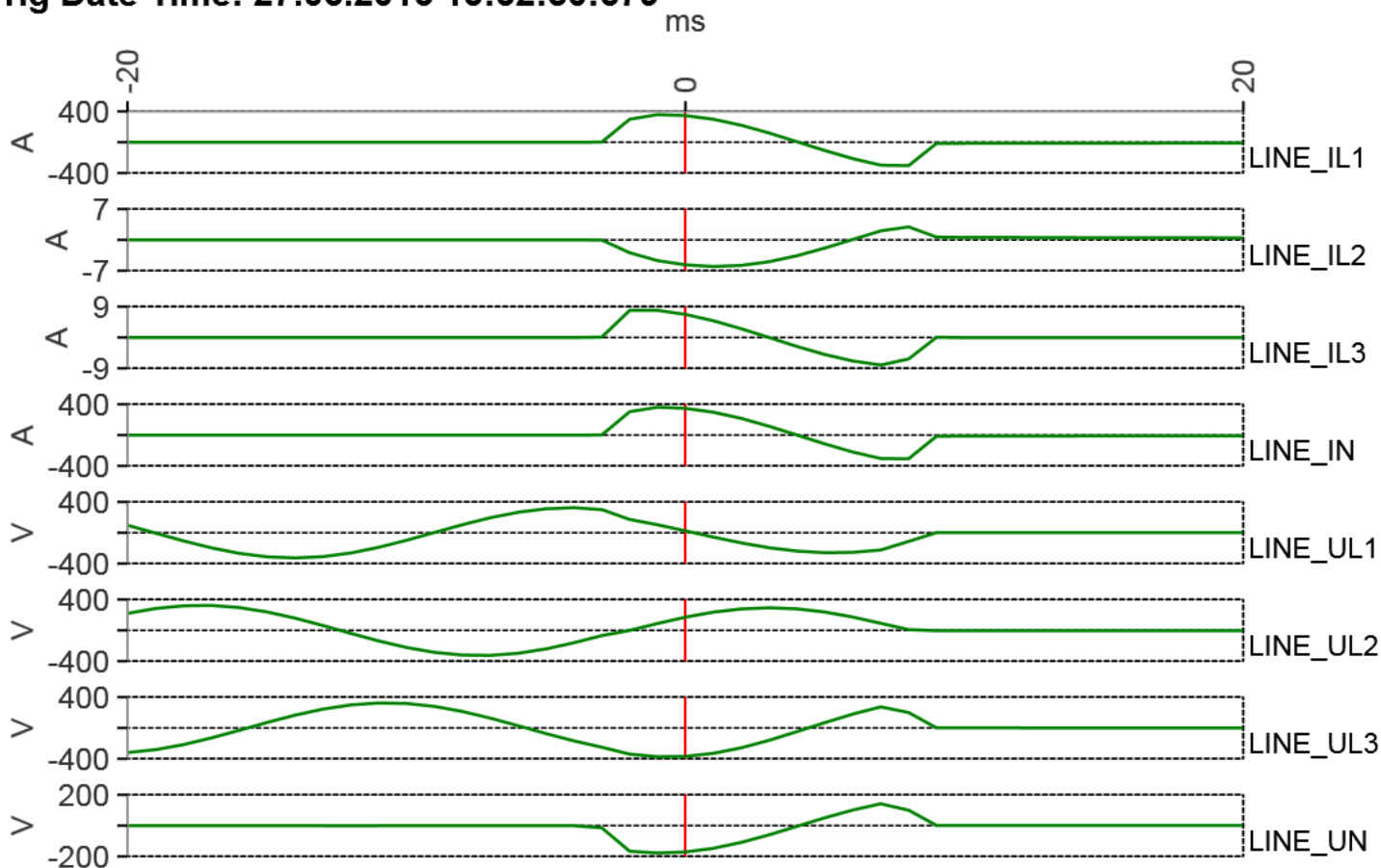
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	0.1 (0.1 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

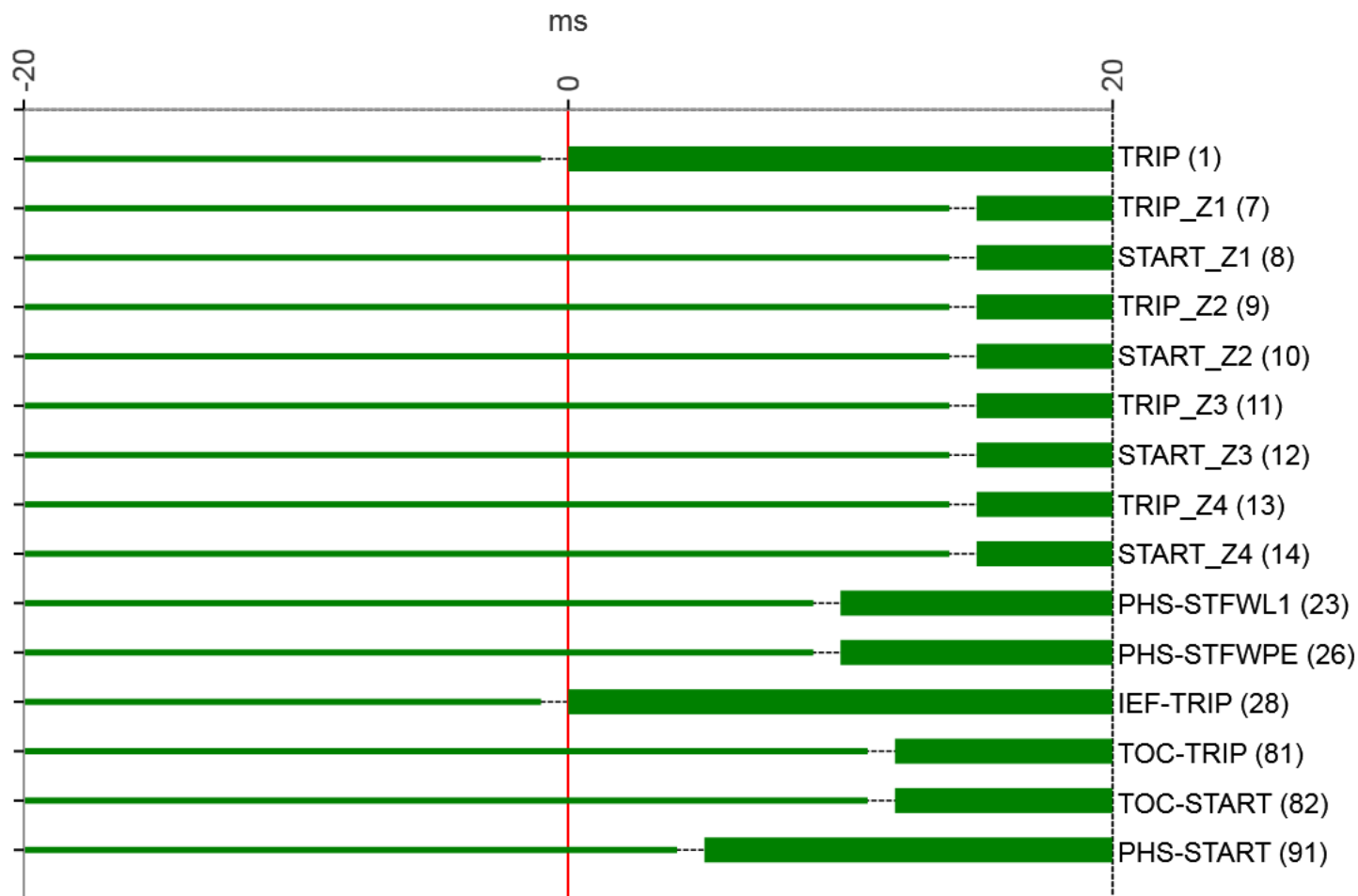
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 27.06.2016 13:32:50:679



Binary Time Diagram

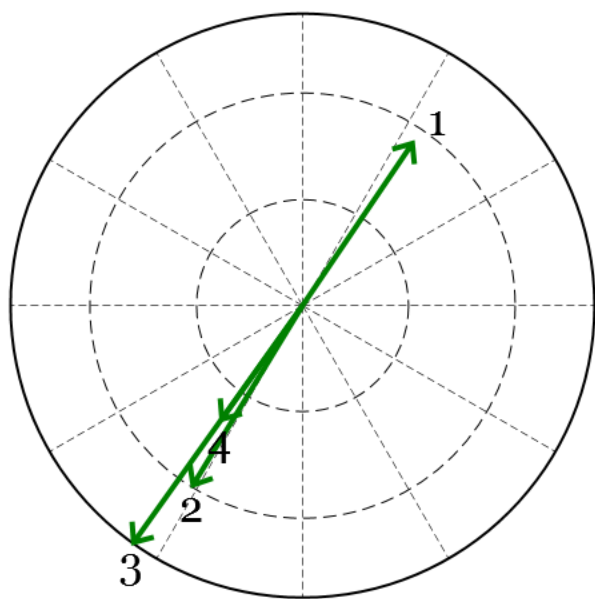
Trig Date Time: 27.06.2016 13:32:50:679



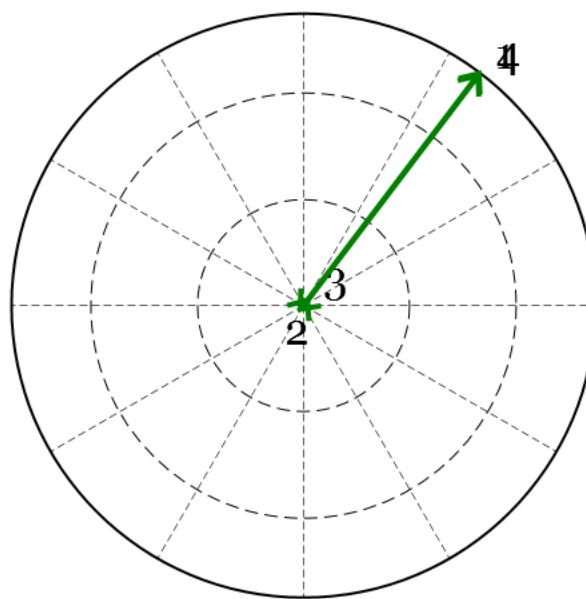
Vector Diagrams

Calculation Interval : -1 ms to 17 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	109.286(V)	55.9°	1	LINE_IL1	163.98(A)	52.8°
2	LINE_UL2	39.513(V)	238.6°	2	LINE_IL2	1.03(A)	228.8°
3	LINE_UL3	142.564(V)	234.5°	3	LINE_IL3	4.248(A)	54.4°
4	LINE_UN	72.721(V)	234.6°	4	LINE_IN	167.199(A)	52.9°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	27.06.2016 13:32:50:679
28	IEF-TRIP	On	27.06.2016 13:32:50:679
91	PHS-START	On	27.06.2016 13:32:50:684
23	PHS-STFWL1	On	27.06.2016 13:32:50:689
26	PHS-STFWPE	On	27.06.2016 13:32:50:689
81	TOC-TRIP	On	27.06.2016 13:32:50:691
82	TOC-START	On	27.06.2016 13:32:50:691

7	TRIP_Z1	On	27.06.2016 13:32:50:694
8	START_Z1	On	27.06.2016 13:32:50:694
9	TRIP_Z2	On	27.06.2016 13:32:50:694
10	START_Z2	On	27.06.2016 13:32:50:694
11	TRIP_Z3	On	27.06.2016 13:32:50:694
12	START_Z3	On	27.06.2016 13:32:50:694
13	TRIP_Z4	On	27.06.2016 13:32:50:694
14	START_Z4	On	27.06.2016 13:32:50:694
81	TOC-TRIP	Off	27.06.2016 13:32:50:711
7	TRIP_Z1	Off	27.06.2016 13:32:50:719
8	START_Z1	Off	27.06.2016 13:32:50:719
9	TRIP_Z2	Off	27.06.2016 13:32:50:719
10	START_Z2	Off	27.06.2016 13:32:50:719
11	TRIP_Z3	Off	27.06.2016 13:32:50:719
12	START_Z3	Off	27.06.2016 13:32:50:719
13	TRIP_Z4	Off	27.06.2016 13:32:50:719
14	START_Z4	Off	27.06.2016 13:32:50:719
23	PHS-STFWL1	Off	27.06.2016 13:32:50:719
26	PHS-STFWPE	Off	27.06.2016 13:32:50:719
28	IEF-TRIP	Off	27.06.2016 13:32:50:719
82	TOC-START	Off	27.06.2016 13:32:50:731
91	PHS-START	Off	27.06.2016 13:32:50:749
1	TRIP	Off	27.06.2016 13:32:50:834

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	27.06.2016 13:33:01:144
Trigger signal name	TRIP
Recording number	125
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

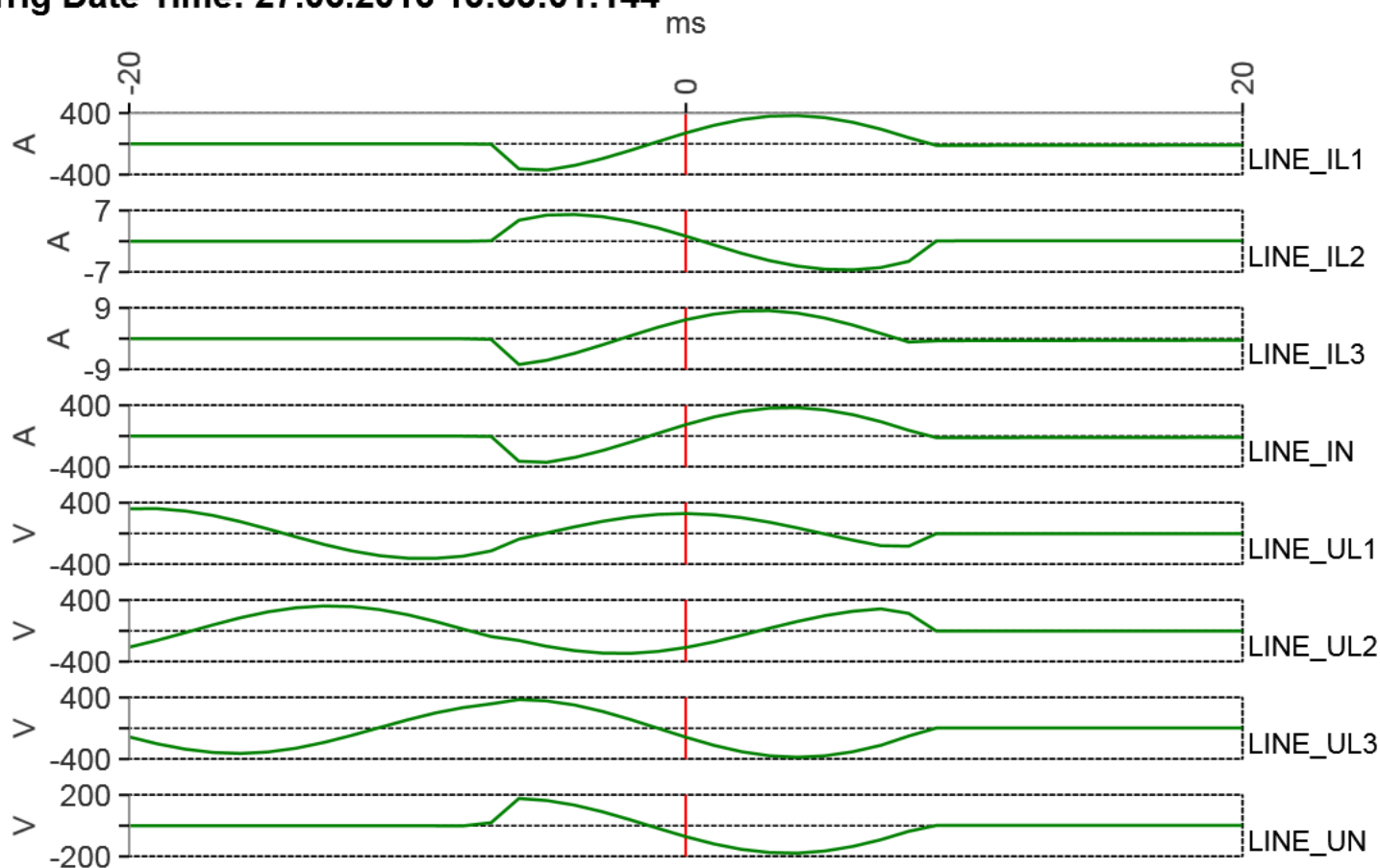
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	1.5 (3.8 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

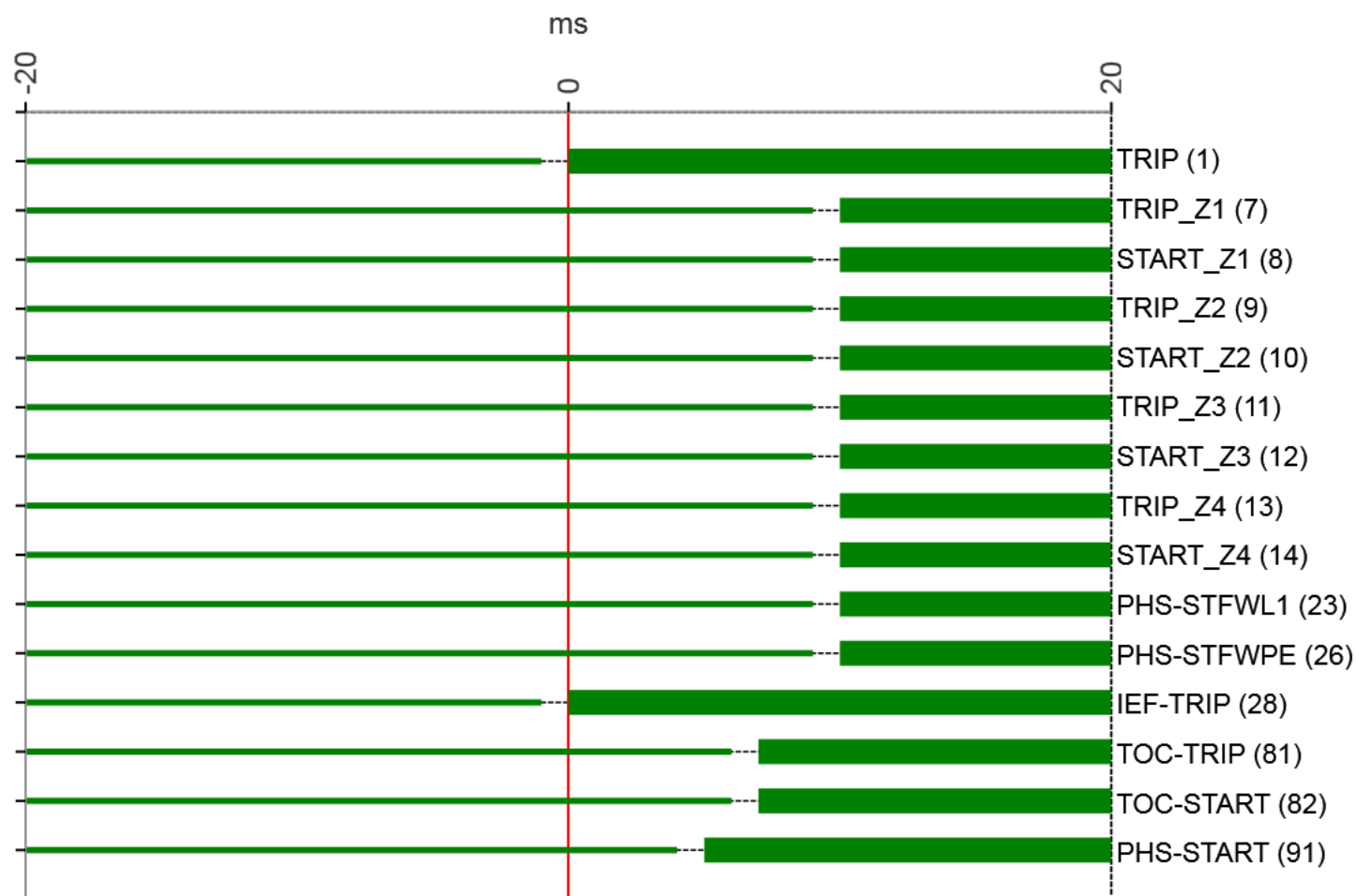
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 27.06.2016 13:33:01:144



Binary Time Diagram

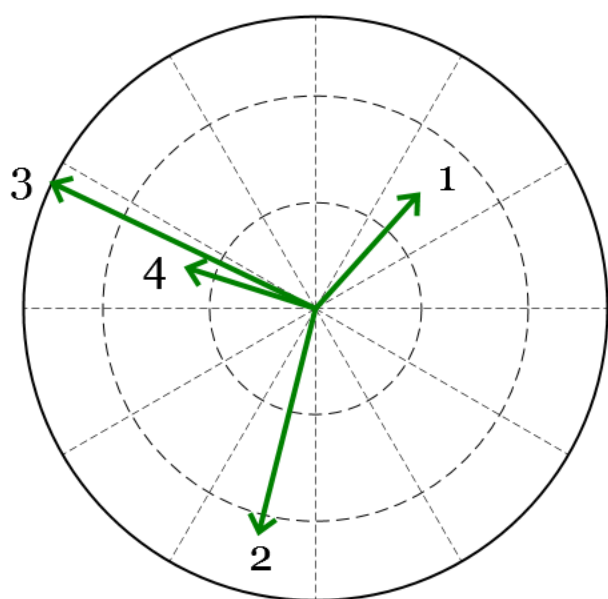
Trig Date Time: 27.06.2016 13:33:01:144



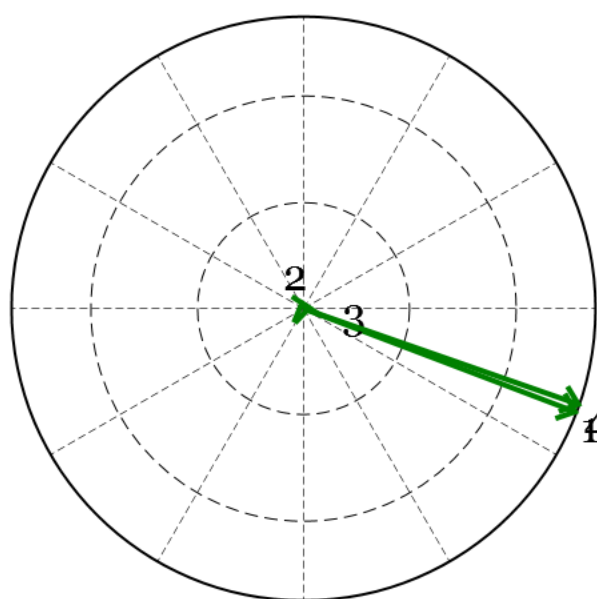
Vector Diagrams

Calculation Interval : -5 ms to 13 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	169.06(V)	48.0°	1	LINE_IL1	164.239(A)	339.2°
2	LINE_UL2	176.141(V)	255.8°	2	LINE_IL2	3.161(A)	107.3°
3	LINE_UL3	158.983(V)	154.5°	3	LINE_IL3	4.266(A)	6.5°
4	LINE_UN	77.137(V)	162.4°	4	LINE_IN	166.145(A)	340.8°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:144
28	IEF-TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:144
91	PHS-START	On	27.06.2016 13:33:01:149
81	TOC-TRIP	On	27.06.2016 13:33:01:151
82	TOC-START	On	27.06.2016 13:33:01:151
7	TRIP_Z1	On	27.06.2016 13:33:01:154
8	START_Z1	On	27.06.2016 13:33:01:154

9	TRIP_Z2	On	27.06.2016 13:33:01:154
10	START_Z2	On	27.06.2016 13:33:01:154
11	TRIP_Z3	On	27.06.2016 13:33:01:154
12	START_Z3	On	27.06.2016 13:33:01:154
13	TRIP_Z4	On	27.06.2016 13:33:01:154
14	START_Z4	On	27.06.2016 13:33:01:154
23	PHS-STFWL1	On	27.06.2016 13:33:01:154
26	PHS-STFWPE	On	27.06.2016 13:33:01:154
81	TOC-TRIP	Off	27.06.2016 13:33:01:171
28	IEF-TRIP	Off	27.06.2016 13:33:01:184
7	TRIP_Z1	Off	27.06.2016 13:33:01:189
8	START_Z1	Off	27.06.2016 13:33:01:189
9	TRIP_Z2	Off	27.06.2016 13:33:01:189
10	START_Z2	Off	27.06.2016 13:33:01:189
11	TRIP_Z3	Off	27.06.2016 13:33:01:189
12	START_Z3	Off	27.06.2016 13:33:01:189
13	TRIP_Z4	Off	27.06.2016 13:33:01:189
14	START_Z4	Off	27.06.2016 13:33:01:189
23	PHS-STFWL1	Off	27.06.2016 13:33:01:189
26	PHS-STFWPE	Off	27.06.2016 13:33:01:189
91	PHS-START	Off	27.06.2016 13:33:01:219
82	TOC-START	Off	27.06.2016 13:33:01:231
1	TRIP	Off	27.06.2016 13:33:01:299

Annexe 9 : Rapport de test des courts-circuits

Test REL650

Creation date / last modified: 13.07.2016 10:21:44

Created by: Guillaume Saillen

Execution date: 29.06.2016 13:47:05

Executed by: Guillaume Saillen

Executed: 9 of 9

Issues: 0

Passed: 9

Failed: 0

Overall assessment: Passed

FonctionnementNormal		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	29.06.2016 13:40:00	
Fct_normal:			
+ ∞			

CC_ligne_enterree_L1N_Z0		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	29.06.2016 13:40:27	Enregistrement 215
Fault location: 0.00 %			
Mesure_Trip: Mesure_ouvert...			
14.7 ms 36.1 ms			
2	✔ Passed	29.06.2016 13:40:35	Enregistrement 217
Fault location: 50.00 %			
Mesure_Trip: Mesure_ouvert...			
12.8 ms 34.8 ms			
3	✔ Passed	29.06.2016 13:40:43	Enregistrement 219
Fault location: 100.00 %			
Mesure_Trip: Mesure_ouvert...			
11.8 ms 31.7 ms			

CC_ligne_aerienne_L1N_Z0		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	29.06.2016 13:44:49	Enregistrement 221
Fault location: 50.00 %			
Mesure_Trip: Mesure_ouvert...			
17.3 ms 37.0 ms			
2	✔ Passed	29.06.2016 13:44:56	Enregistrement 222
Fault location: 100.00 %			

Mesure_Trip: 12.7 ms	Mesure_ouvert... 34.2 ms
-------------------------	-----------------------------

CC_apres_transfo_L1N		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	29.06.2016 13:46:17	Enregistrement 225

Mesure_Trip: 12.5 ms	Mesure_ouvert... 35.9 ms		

CC_ligne_aerienne_L1L2		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	29.06.2016 13:46:54	Enregistrement 227
Fault location: 50.00 %			

Mesure_Trip: 28.7 ms	Mesure_ouvert... 49.3 ms		
2	✔ Passed	29.06.2016 13:47:03	Enregistrement 229
Fault location: 100.00 %			

Mesure_Trip: 29.4 ms	Mesure_ouvert... 47.5 ms		

Test sets configurations

Configuration 1

CMC 356

Serial number: HE120P

Voltages: 4x300 V

Currents: 6x32 A; 25 Vrms

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:40:15:012
Trigger signal name	TRIP
Recording number	215
Total recording time	2150 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

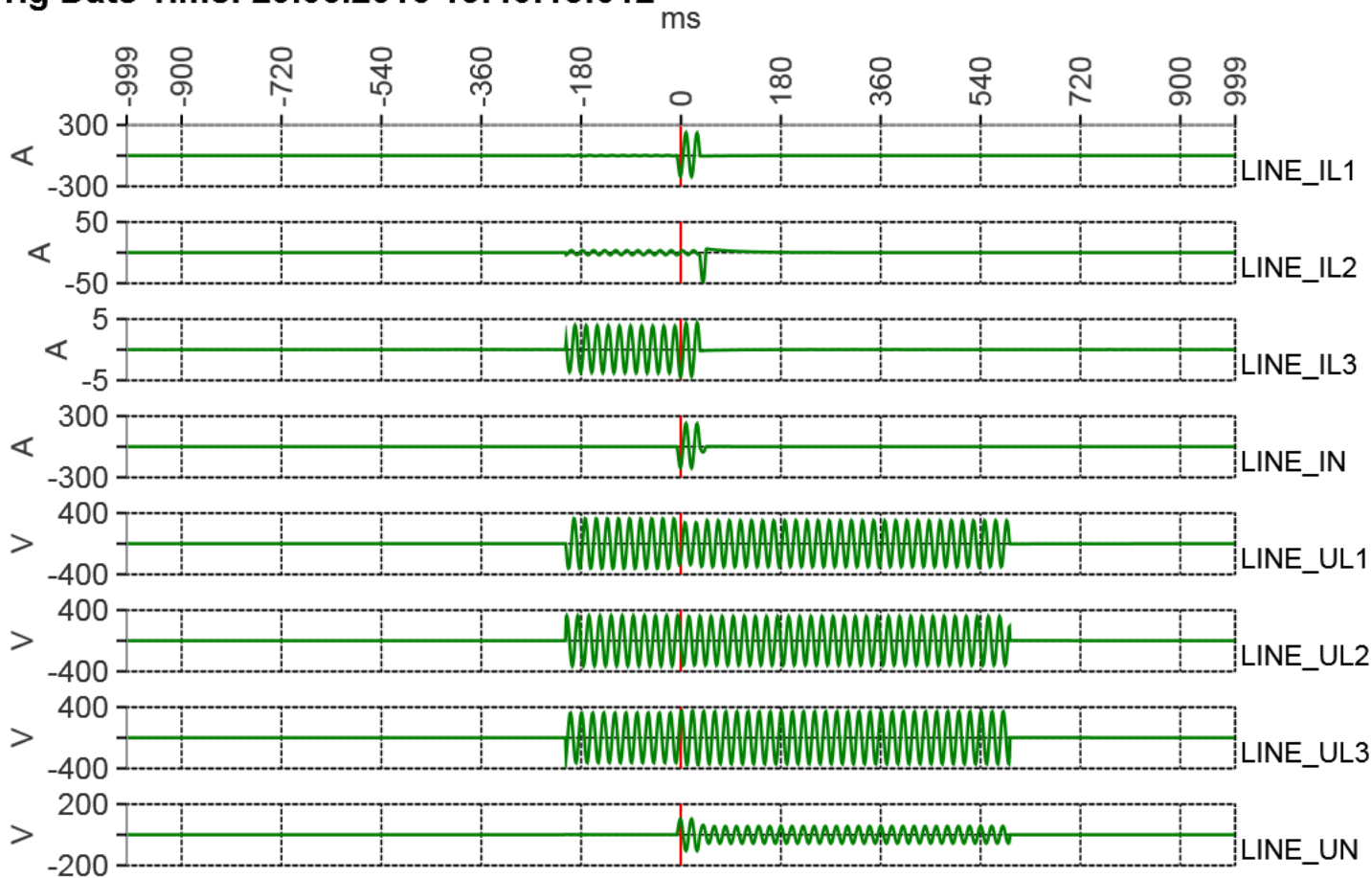
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-L2
Fault location	6.6 (16.4 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

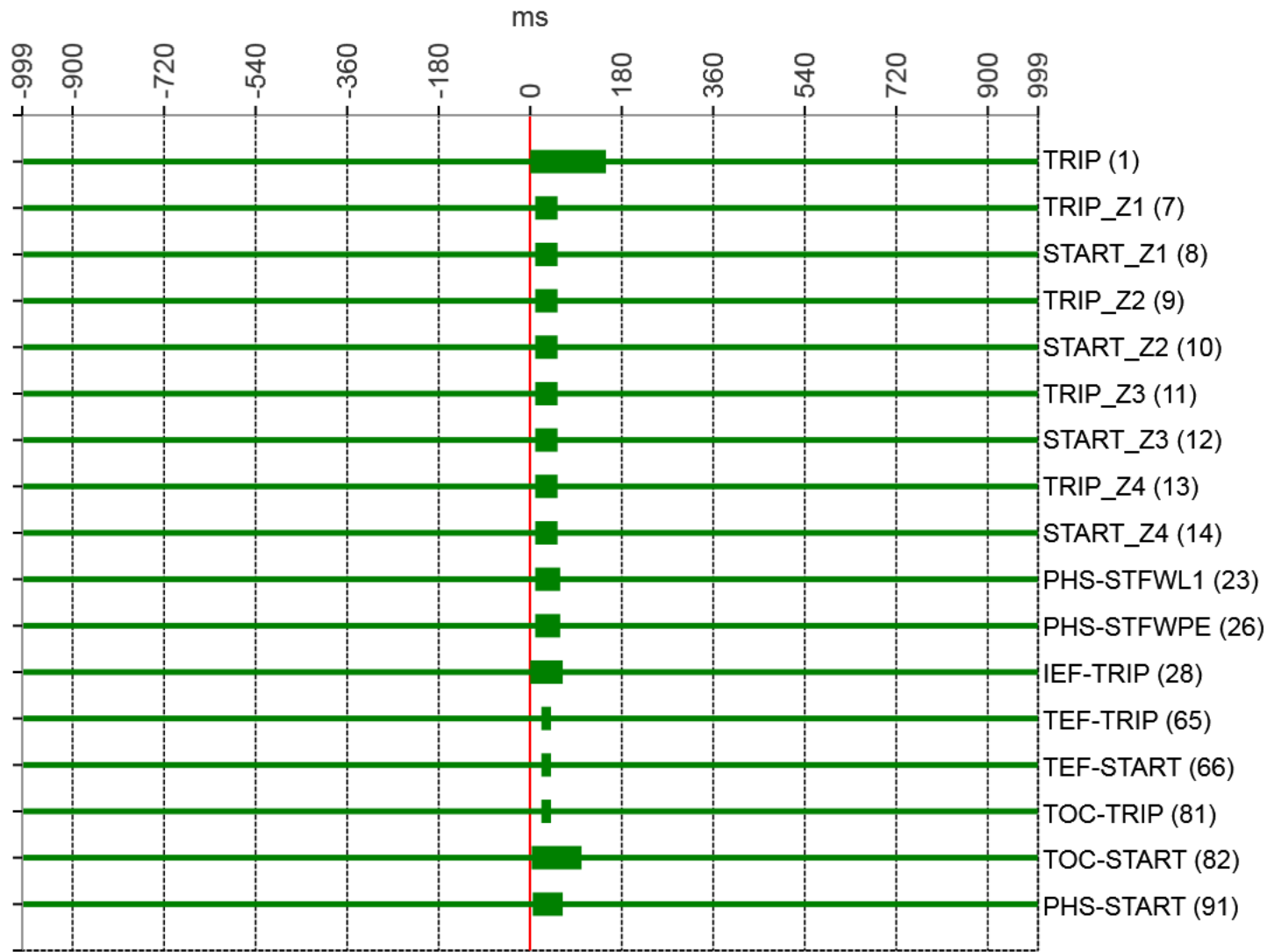
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:15:012



Binary Time Diagram

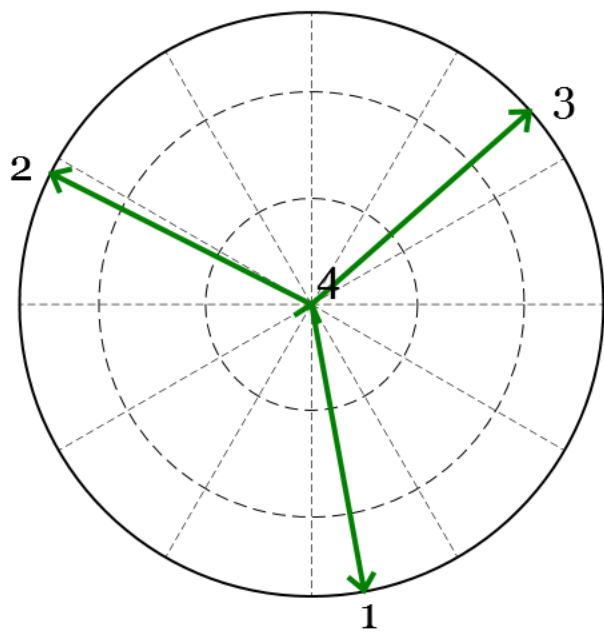
Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:15:012



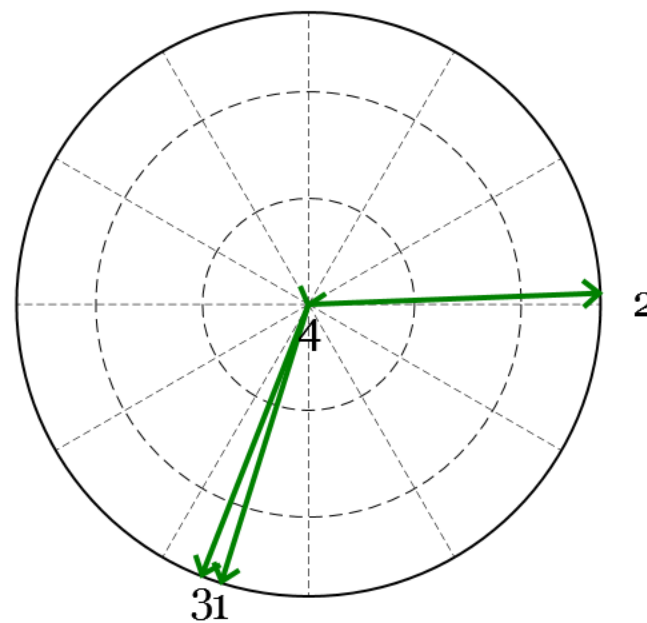
Vector Diagrams

Calculation Interval : -206 ms to -188 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	192.323(V)	280.4°	1	LINE_IL1	148.952(A)	252.6°
2	LINE_UL2	218.114(V)	153.3°	2	LINE_IL2	2.366(A)	2.2°
3	LINE_UL3	242.081(V)	41.5°	3	LINE_IL3	3.004(A)	248.5°
4	LINE_UN	72.499(V)	73.0°	4	LINE_IN	151.168(A)	253.4°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:40:15:012
28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:15:012
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:40:15:015
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:40:15:017

7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:40:15:022
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:40:15:022
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:40:15:022
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:40:15:022
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:40:15:022
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:40:15:022
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:40:15:022
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:40:15:022
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:40:15:022
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:40:15:022
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:15:034
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:40:15:034
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:40:15:034
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:15:054
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:40:15:054
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:15:054
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:40:15:067
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:40:15:067
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:40:15:067
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:40:15:067
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:40:15:067
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:40:15:067
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:40:15:067
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:40:15:067
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:40:15:072
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:40:15:072
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:15:077
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:40:15:077
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:40:15:114
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:40:15:162

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:40:23:037
Trigger signal name	TRIP
Recording number	217
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

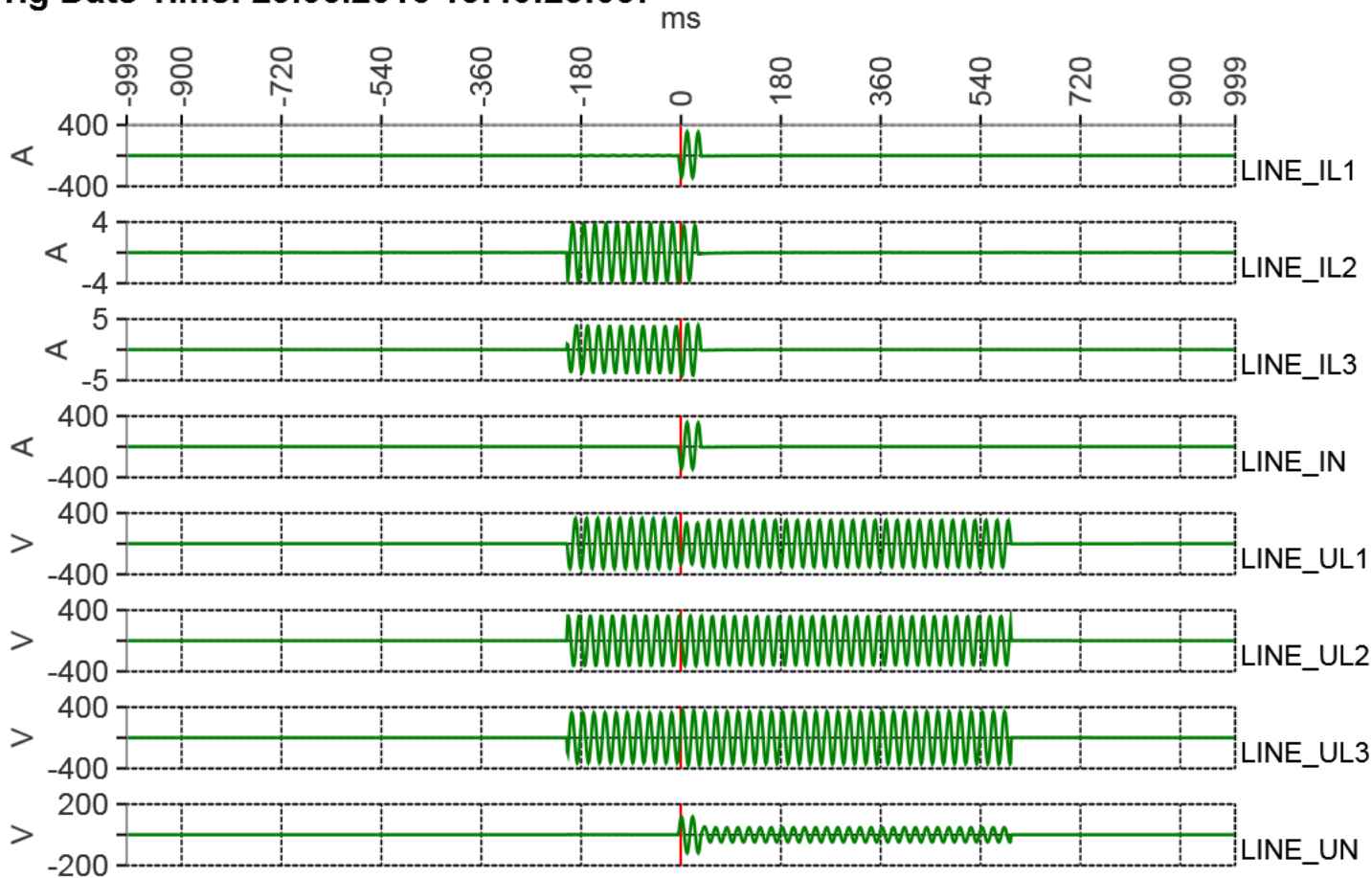
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	0.5 (1.2 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

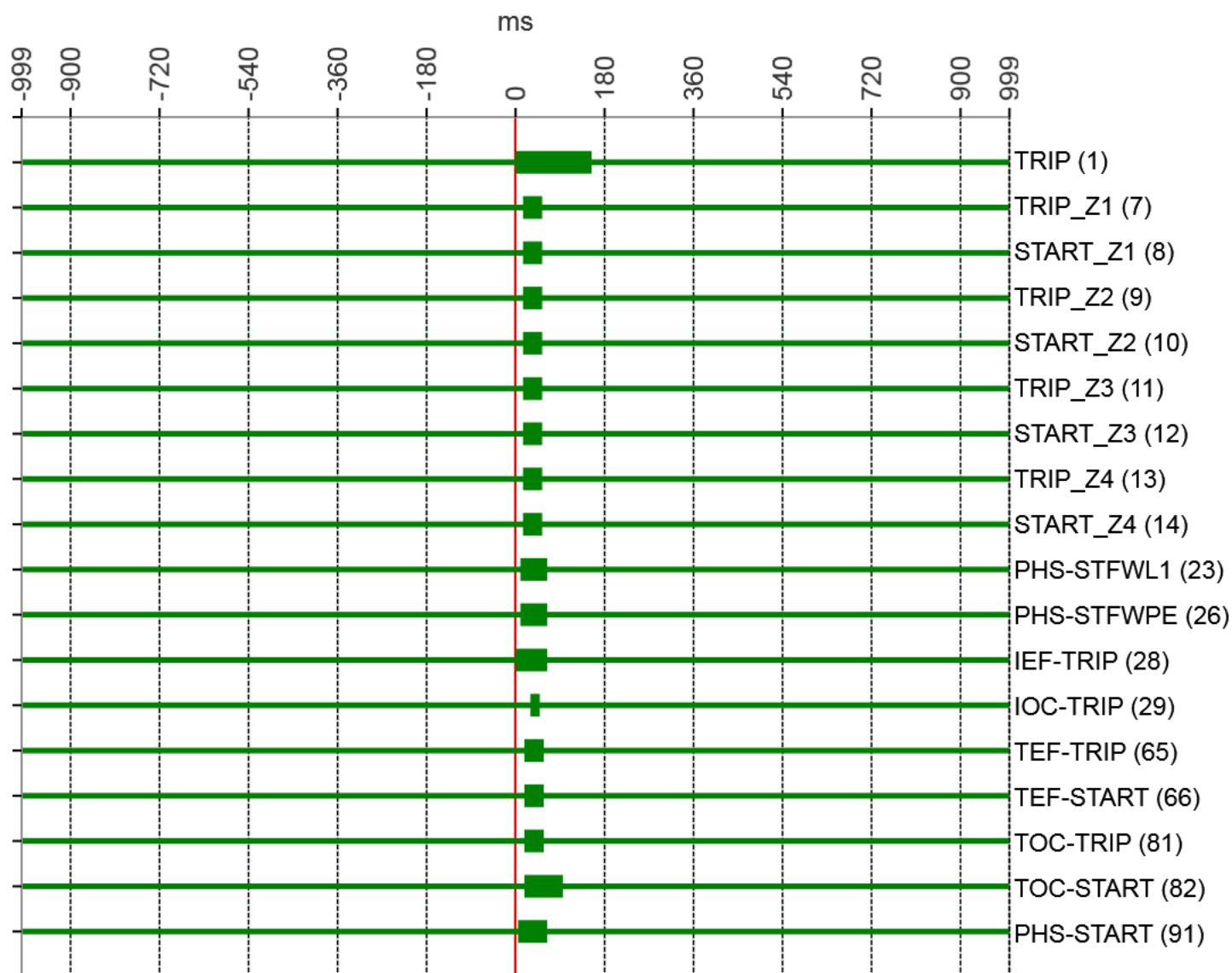
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:23:037



Binary Time Diagram

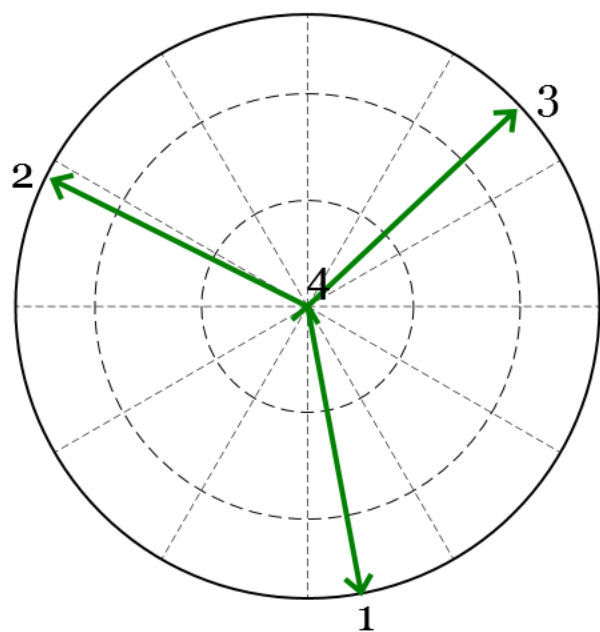
Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:23:037



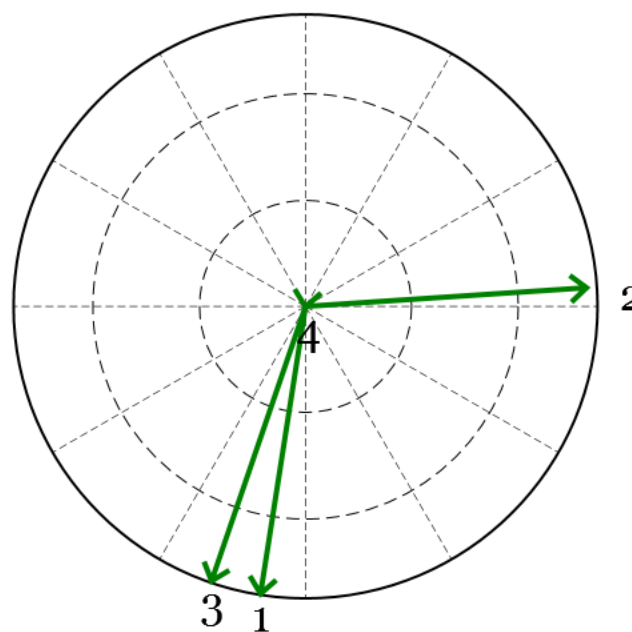
Vector Diagrams

Calculation Interval : -204 ms to -186 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	187.0(V)	280.6°	1	LINE_IL1	207.095(A)	261.1°
2	LINE_UL2	221.715(V)	153.6°	2	LINE_IL2	2.195(A)	3.8°
3	LINE_UL3	242.842(V)	43.3°	3	LINE_IL3	2.885(A)	251.1°
4	LINE_UN	82.339(V)	81.4°	4	LINE_IN	209.458(A)	261.5°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:40:23:037
28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:23:037

91	PHS-START	On	29.06.2016 13:40:23:042
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:40:23:047
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:40:23:047
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:40:23:052
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:40:23:052
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:40:23:052
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:40:23:052
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:40:23:052
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:40:23:052
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:40:23:052
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:40:23:052
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:23:055
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:40:23:055
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:40:23:055
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:40:23:055
29	IOC-TRIP	On	29.06.2016 13:40:23:067
29	IOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:23:087
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:40:23:092
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:40:23:092
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:40:23:092
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:40:23:092
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:40:23:092
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:40:23:092
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:40:23:092
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:40:23:092
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:23:095
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:40:23:095
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:23:095
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:40:23:102
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:40:23:102
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:23:102
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:40:23:102
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:40:23:134
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:40:23:192

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:40:31:482
Trigger signal name	TRIP
Recording number	219
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

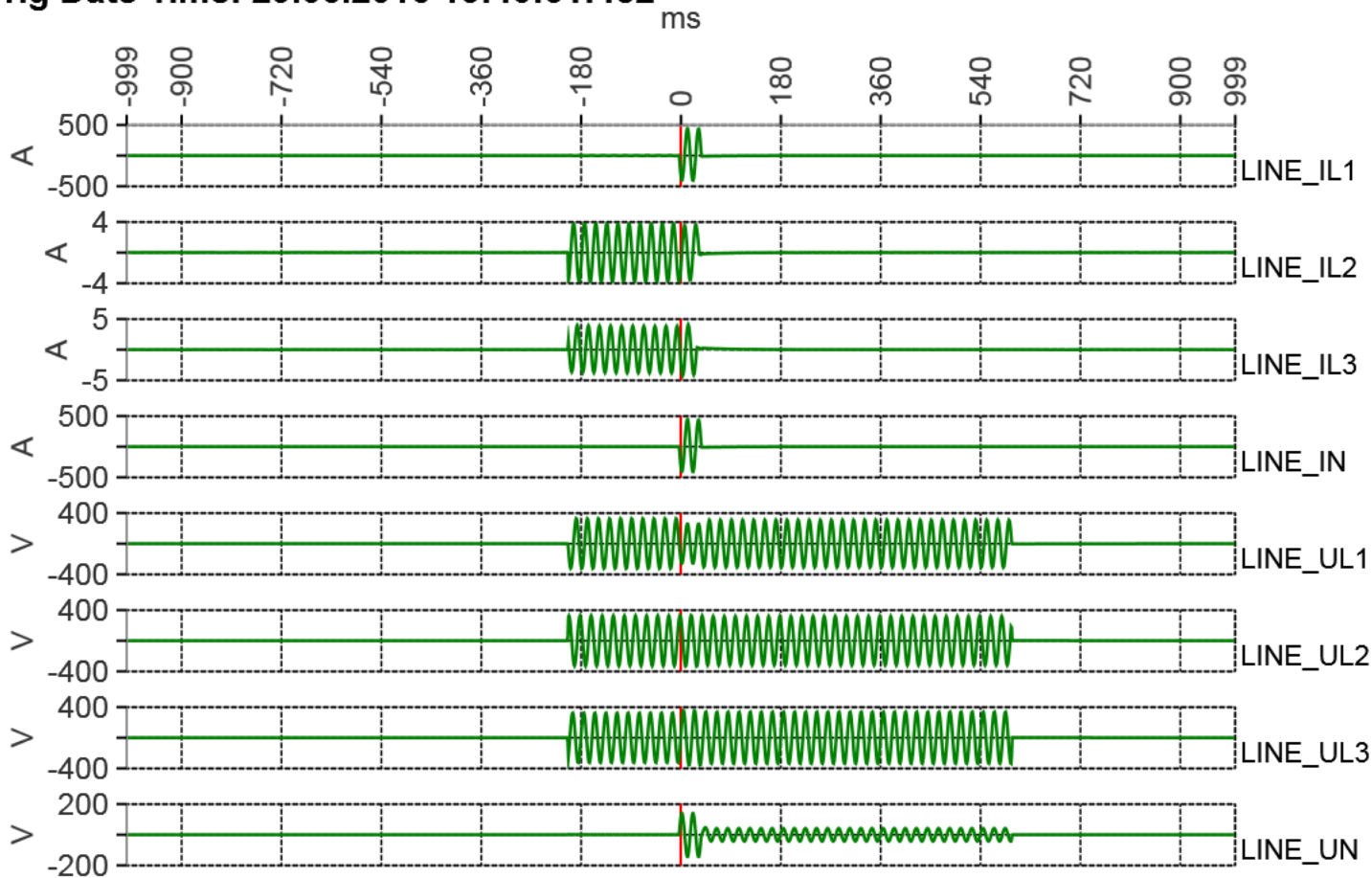
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	0.0 (0.0 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Not valid

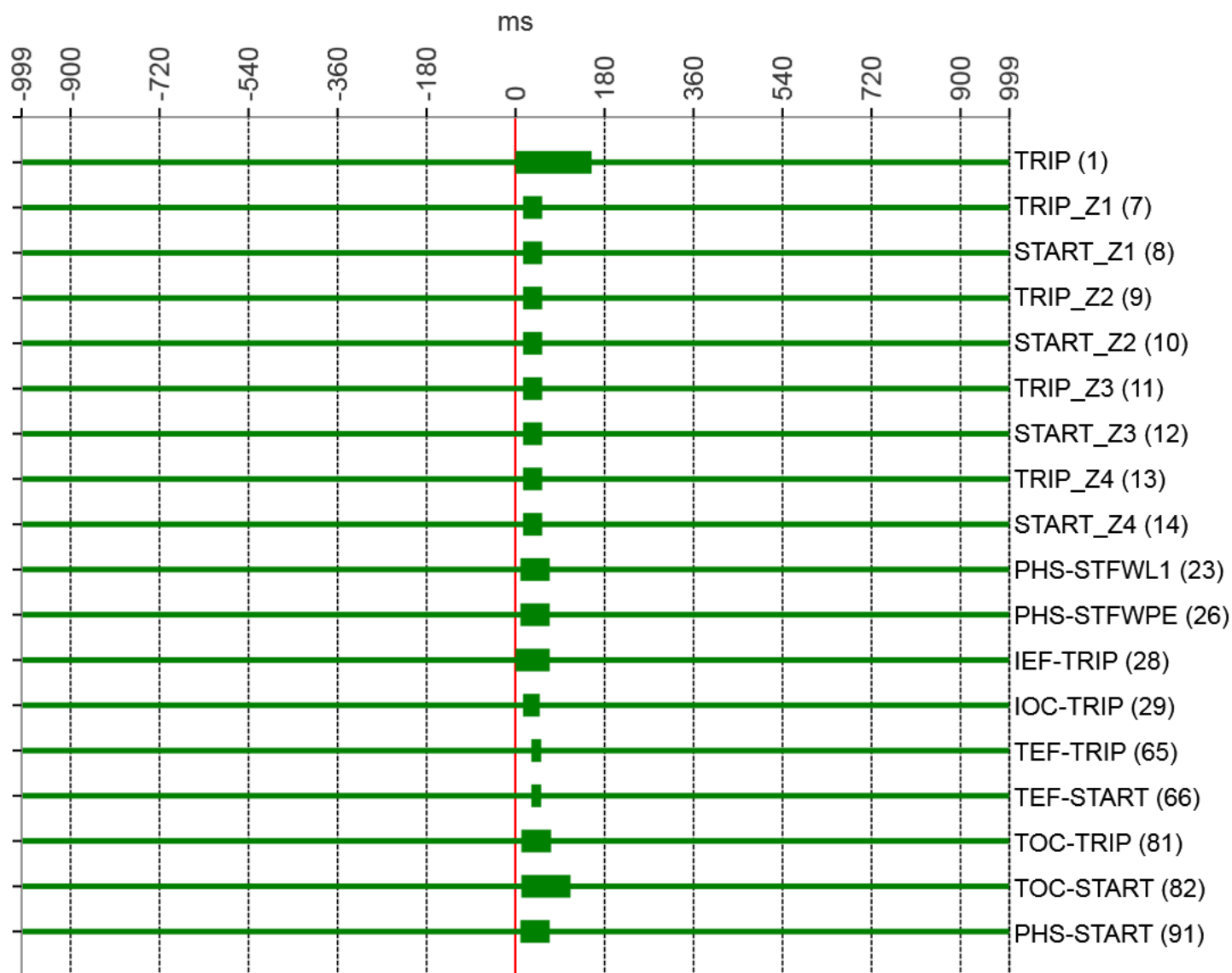
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:31:482



Binary Time Diagram

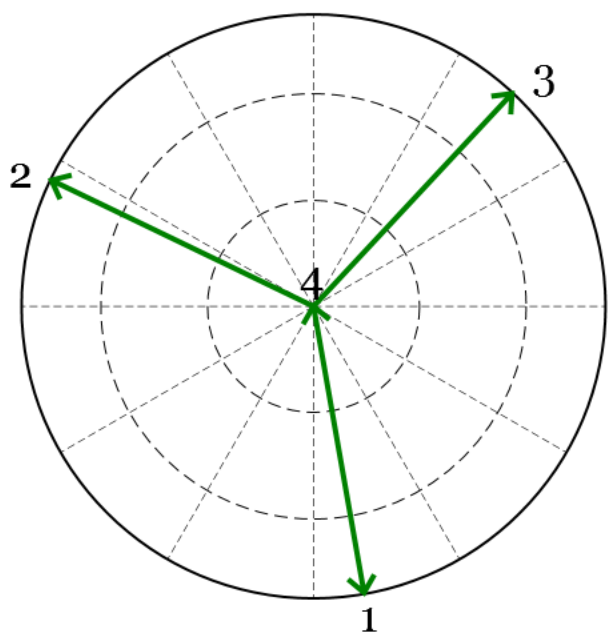
Trig Date Time: 29.06.2016 13:40:31:482



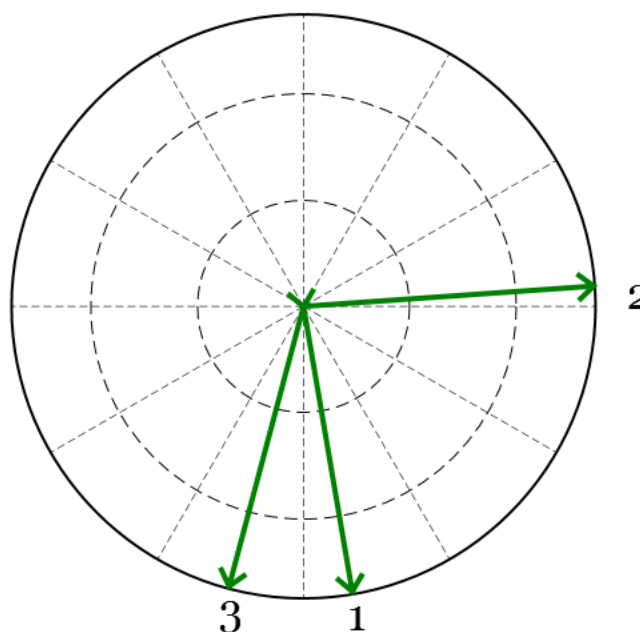
Vector Diagrams

Calculation Interval : -202 ms to -184 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	180.794(V)	280.0°	1	LINE_IL1	297.236(A)	279.7°
2	LINE_UL2	234.738(V)	154.3°	2	LINE_IL2	2.369(A)	4.0°
3	LINE_UL3	239.04(V)	47.0°	3	LINE_IL3	2.259(A)	255.1°
4	LINE_UN	99.769(V)	99.9°	4	LINE_IN	299.53(A)	280.0°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:40:31:482
28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:31:482

23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:40:31:492
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:40:31:492
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:40:31:492
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:40:31:494
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:40:31:494
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:40:31:497
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:40:31:497
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:40:31:497
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:40:31:497
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:40:31:497
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:40:31:497
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:40:31:497
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:40:31:497
29	IOC-TRIP	On	29.06.2016 13:40:31:497
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:40:31:514
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:40:31:514
29	IOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:31:532
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:31:534
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:40:31:534
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:40:31:537
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:40:31:537
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:40:31:537
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:40:31:537
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:40:31:537
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:40:31:537
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:40:31:537
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:40:31:537
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:40:31:552
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:40:31:552
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:31:552
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:40:31:552
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:40:31:555
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:40:31:594
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:40:31:637

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:44:37:462
Trigger signal name	TRIP
Recording number	221
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

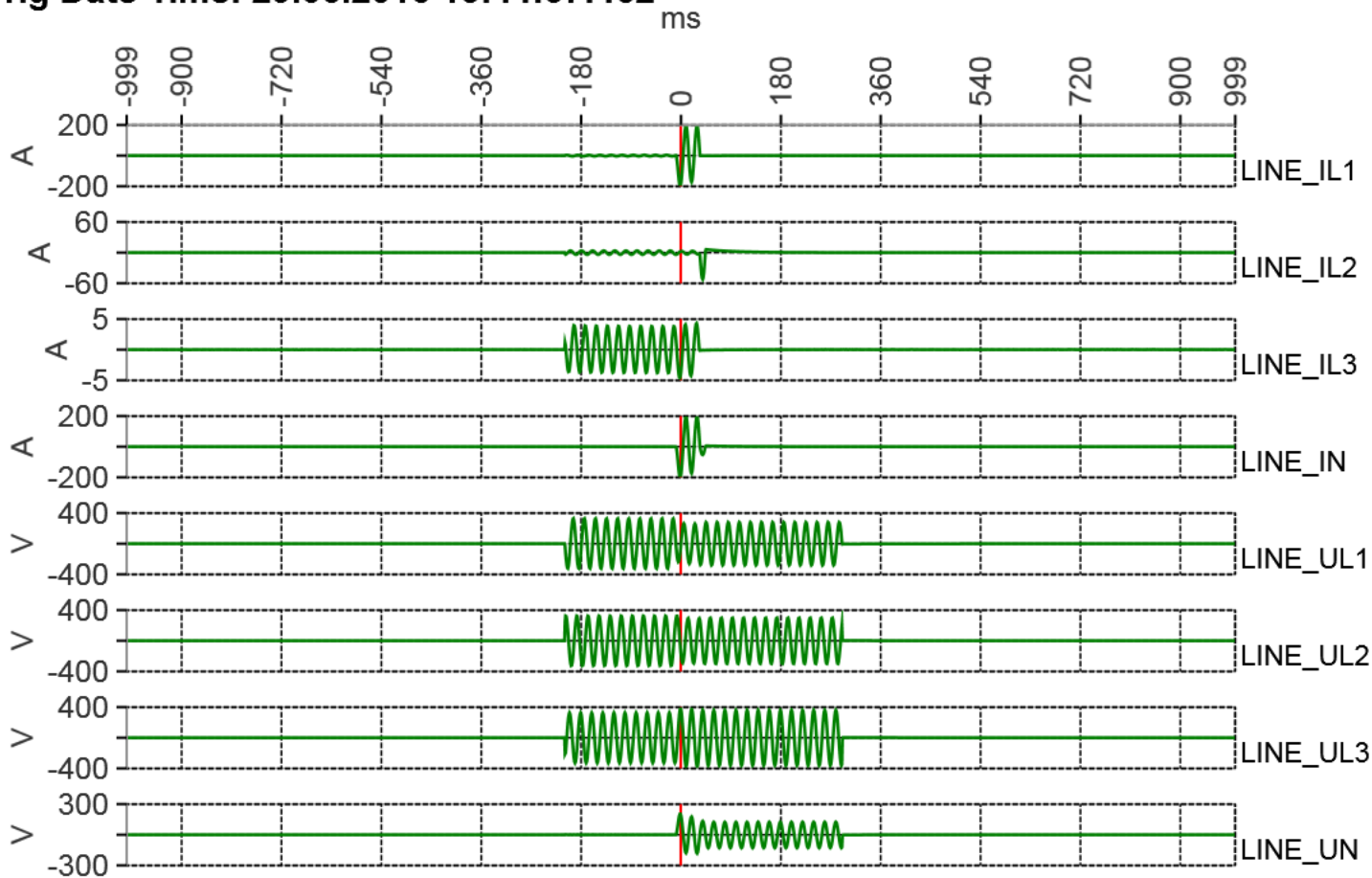
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-L2
Fault location	8.7 (21.7 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

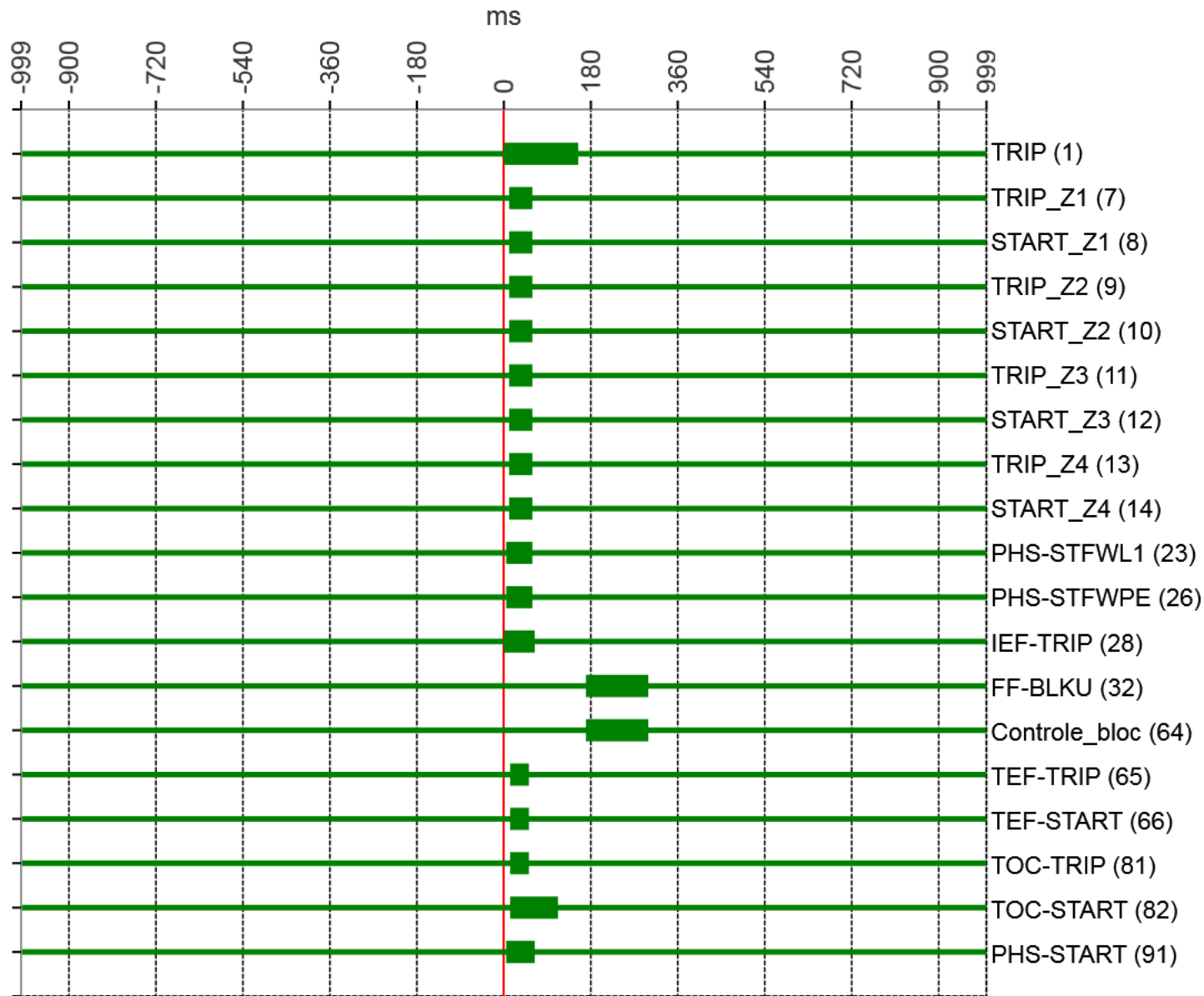
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:44:37:462



Binary Time Diagram

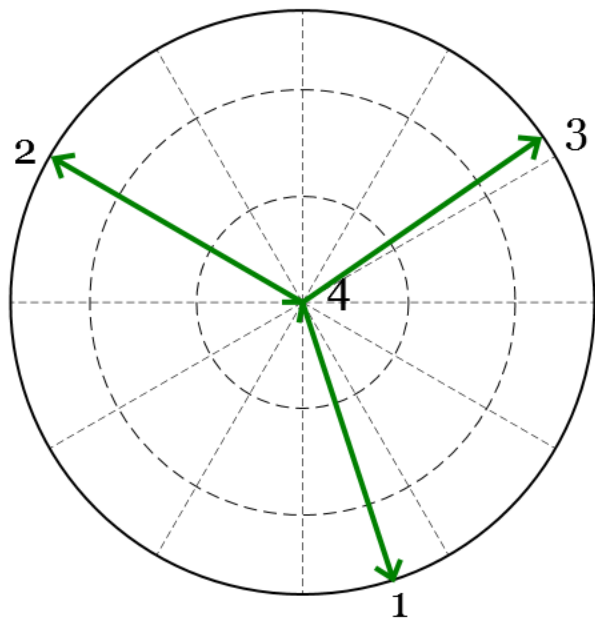
Trig Date Time: 29.06.2016 13:44:37:462



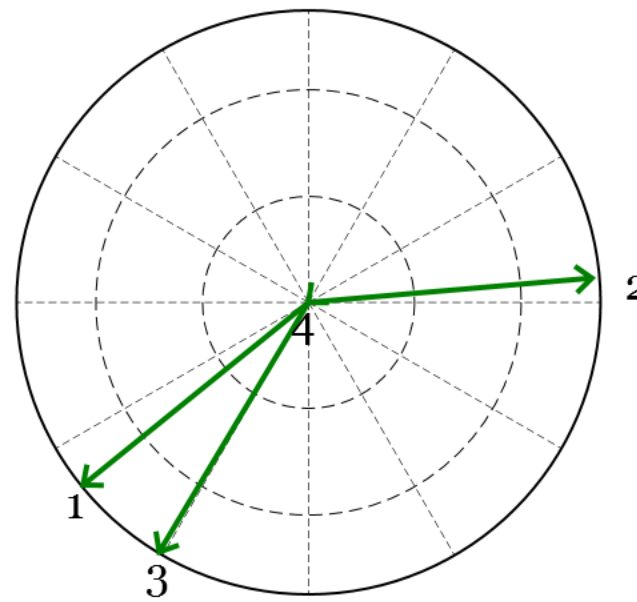
Vector Diagrams

Calculation Interval : -208 ms to -190 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	177.093(V)	288.1°	1	LINE_IL1	127.264(A)	219.0°
2	LINE_UL2	199.669(V)	149.9°	2	LINE_IL2	2.189(A)	4.9°
3	LINE_UL3	258.187(V)	34.6°	3	LINE_IL3	2.917(A)	239.1°
4	LINE_UN	123.046(V)	39.6°	4	LINE_IN	128.208(A)	220.0°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:44:37:462

28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:44:37:462
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:44:37:467
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:44:37:467
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:44:37:467
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:44:37:472
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:44:37:472
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:44:37:472
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:44:37:472
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:44:37:472
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:44:37:472
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:44:37:472
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:44:37:472
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:44:37:475
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:44:37:475
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:44:37:475
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:44:37:475
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:37:515
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:44:37:515
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:37:515
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:44:37:522
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:44:37:522
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:44:37:522
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:44:37:522
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:44:37:522
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:44:37:522
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:44:37:522
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:44:37:522
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:44:37:522
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:44:37:522
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:37:527
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:44:37:527
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:44:37:575
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:44:37:617
32	FF-BLKU	On	29.06.2016 13:44:37:632
64	Controle_bloc	On	29.06.2016 13:44:37:632
32	FF-BLKU	Off	29.06.2016 13:44:37:762
64	Controle_bloc	Off	29.06.2016 13:44:37:762

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:44:41:302
Trigger signal name	TRIP
Recording number	222
Total recording time	2335 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

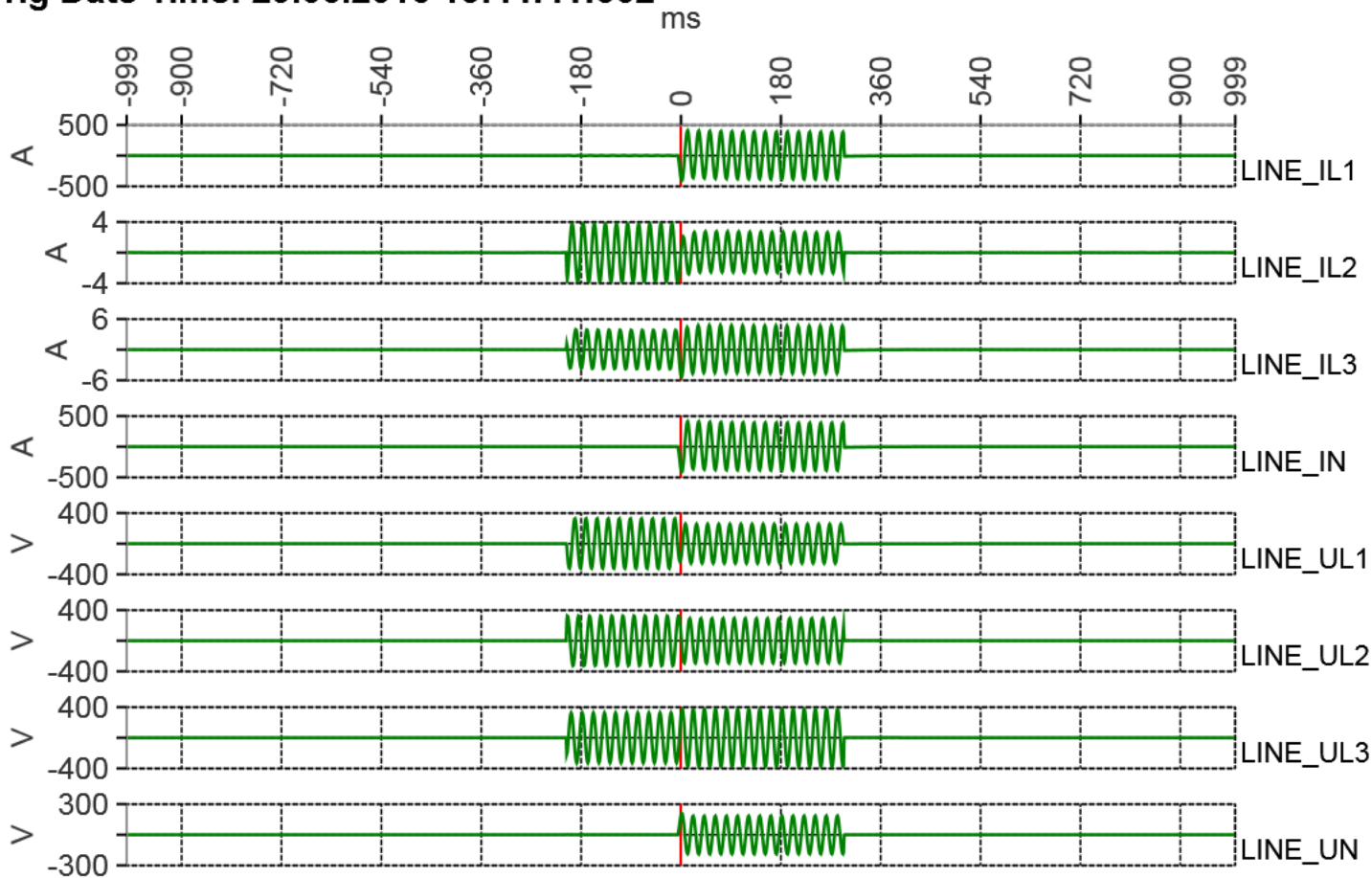
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	1.0 (2.6 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

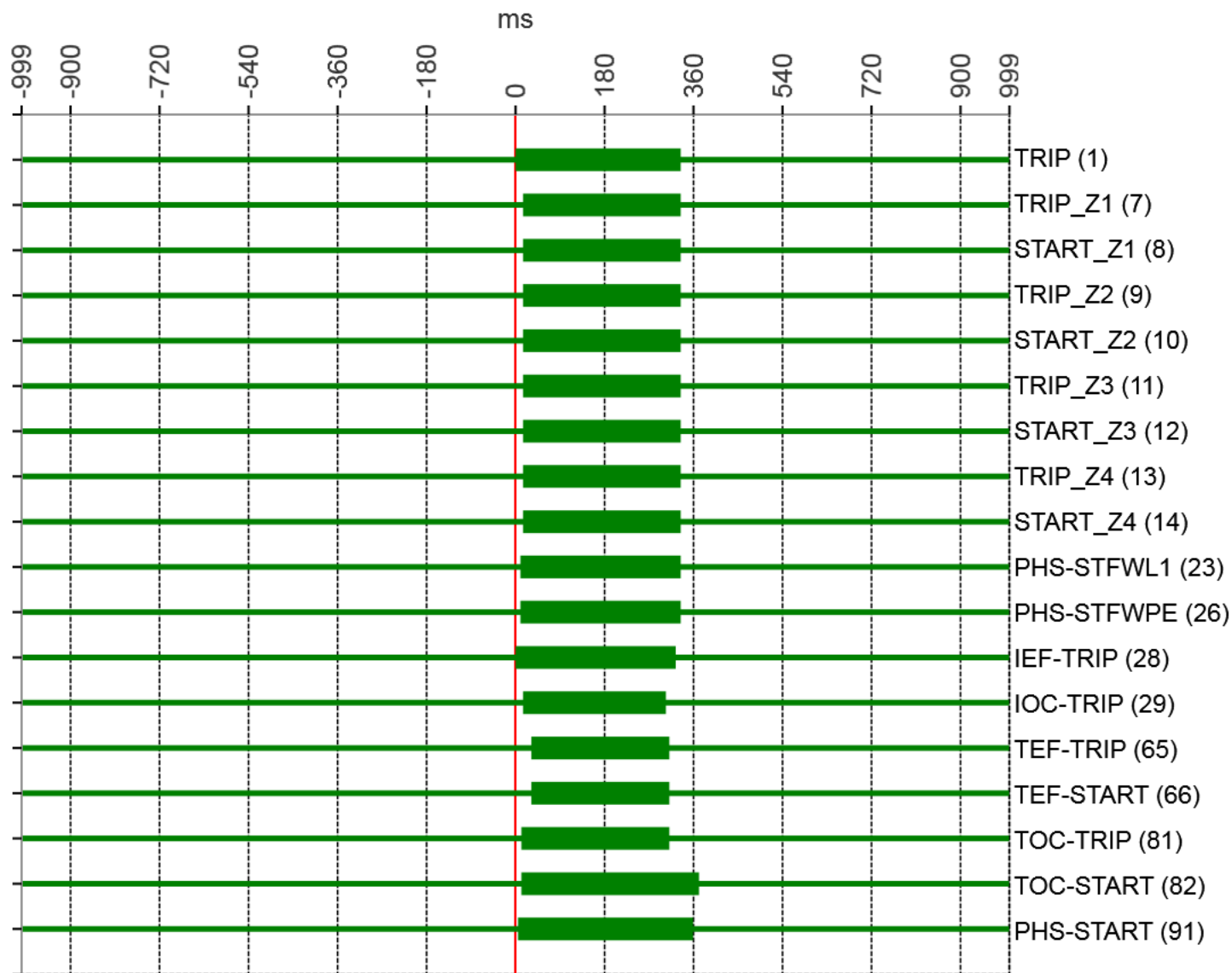
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:44:41:302



Binary Time Diagram

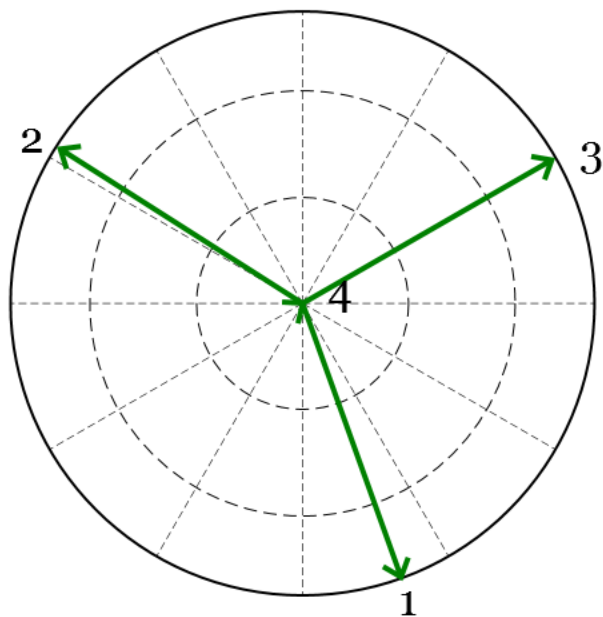
Trig Date Time: 29.06.2016 13:44:41:302



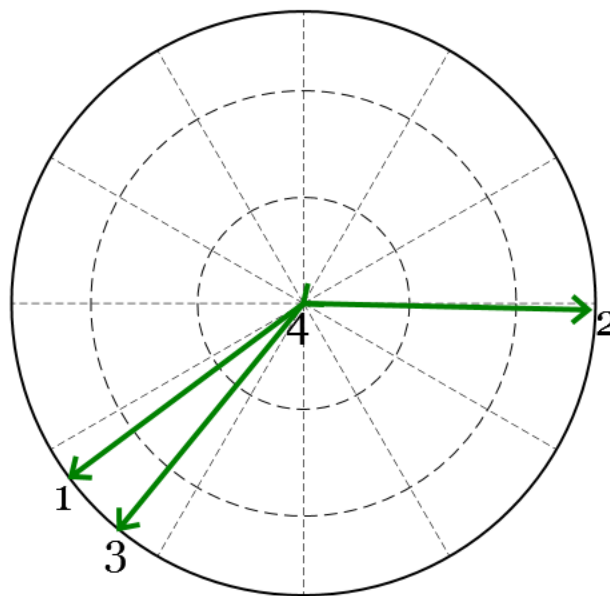
Vector Diagrams

Calculation Interval : -205 ms to -187 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	171.058(V)	289.8°	1	LINE_IL1	250.189(A)	216.7°
2	LINE_UL2	206.262(V)	147.5°	2	LINE_IL2	1.8(A)	358.7°
3	LINE_UL3	245.653(V)	29.9°	3	LINE_IL3	2.946(A)	230.7°
4	LINE_UN	121.018(V)	36.7°	4	LINE_IN	251.636(A)	217.1°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:44:41:302
28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:44:41:302

91	PHS-START	On	29.06.2016 13:44:41:307
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:44:41:312
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:44:41:312
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:44:41:314
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:44:41:314
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:44:41:317
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:44:41:317
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:44:41:317
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:44:41:317
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:44:41:317
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:44:41:317
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:44:41:317
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:44:41:317
29	IOC-TRIP	On	29.06.2016 13:44:41:317
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:44:41:334
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:44:41:334
29	IOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:41:607
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:41:614
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:44:41:614
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:41:614
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:44:41:627
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:44:41:637
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:44:41:637
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:44:41:637
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:44:41:637
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:44:41:637
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:44:41:637
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:44:41:637
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:44:41:637
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:44:41:637
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:44:41:637
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:44:41:637
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:44:41:662
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:44:41:674

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:46:04:872
Trigger signal name	TRIP
Recording number	225
Total recording time	2150 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

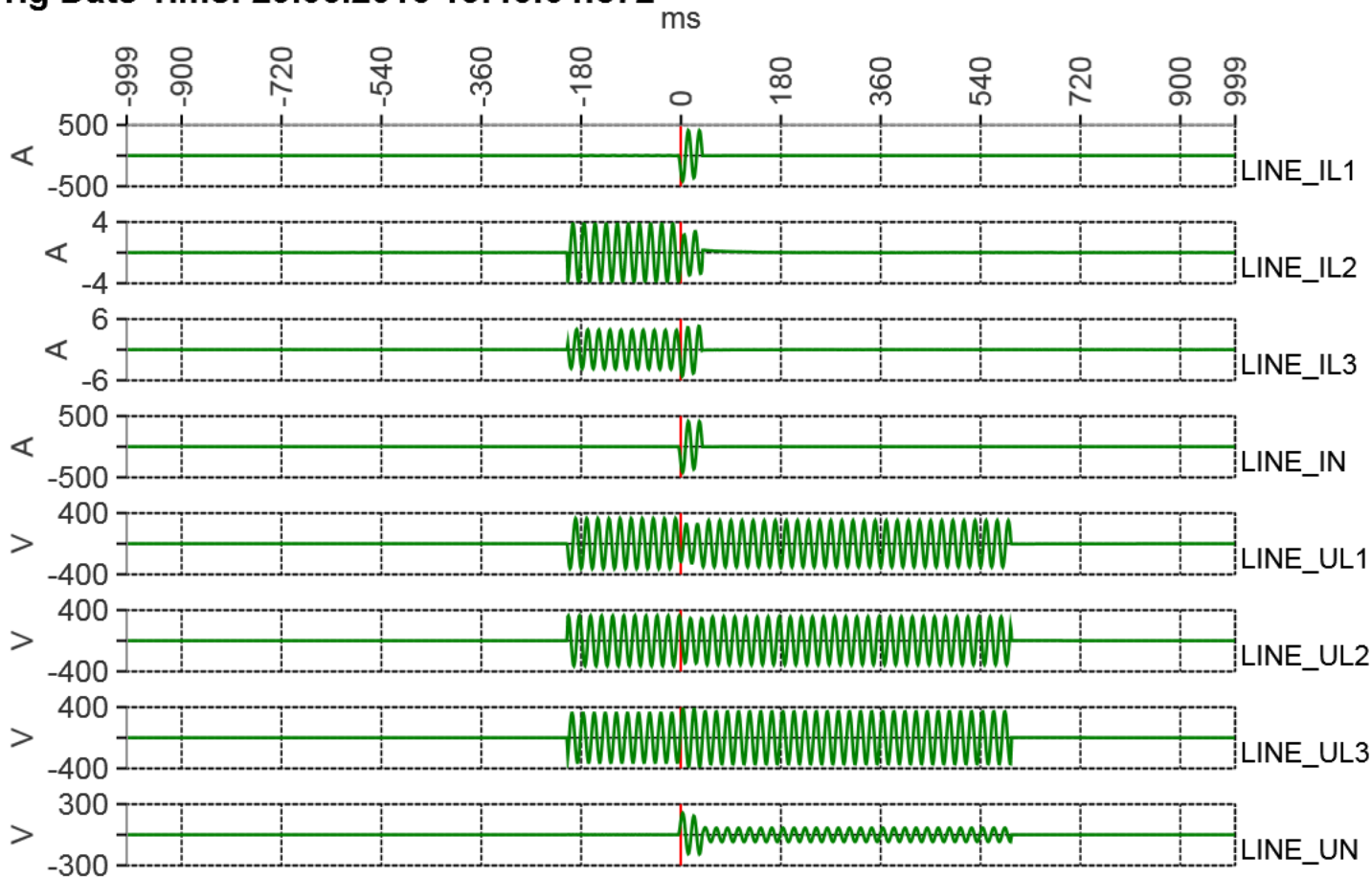
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-N
Fault location	1.0 (2.4 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

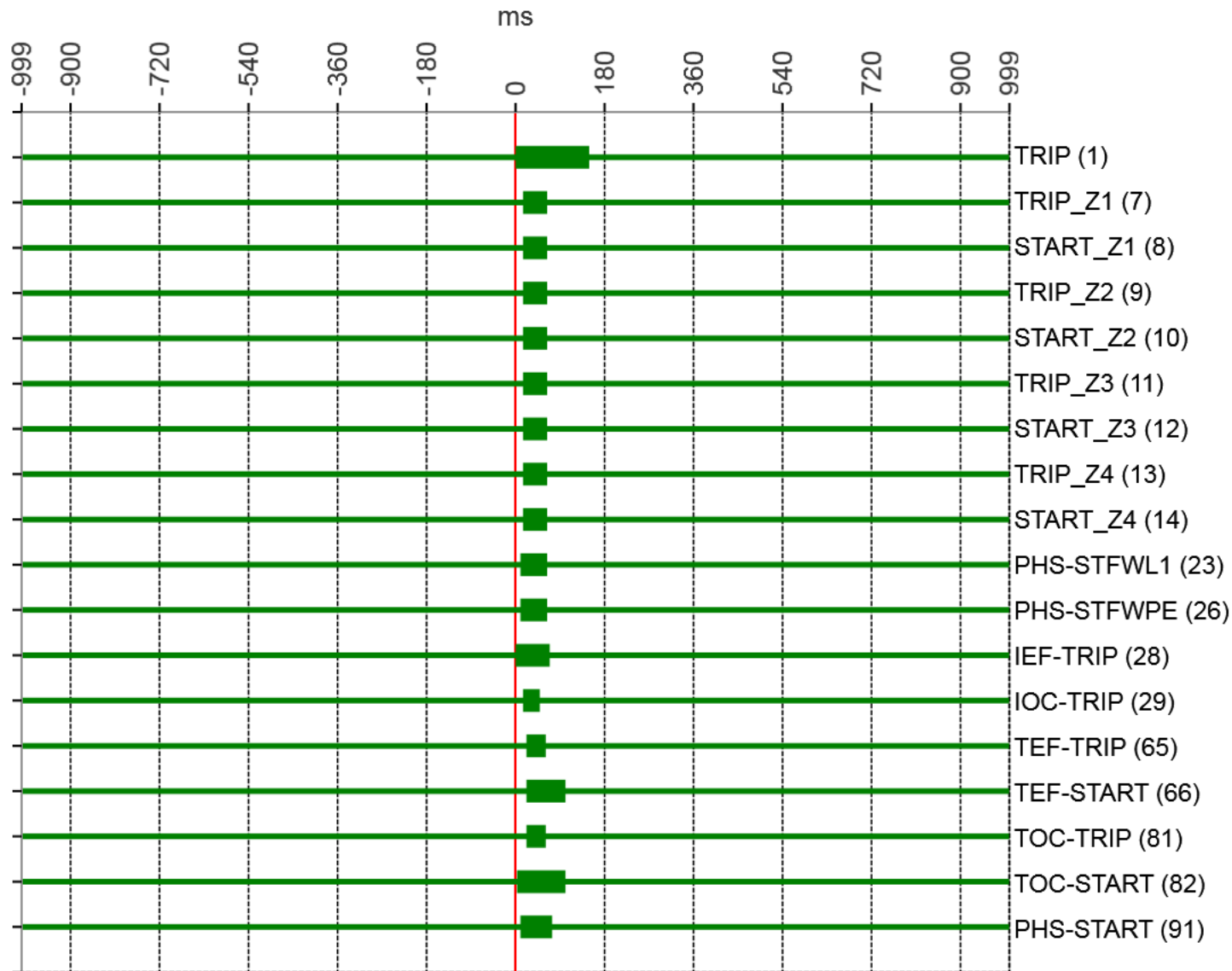
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:04:872



Binary Time Diagram

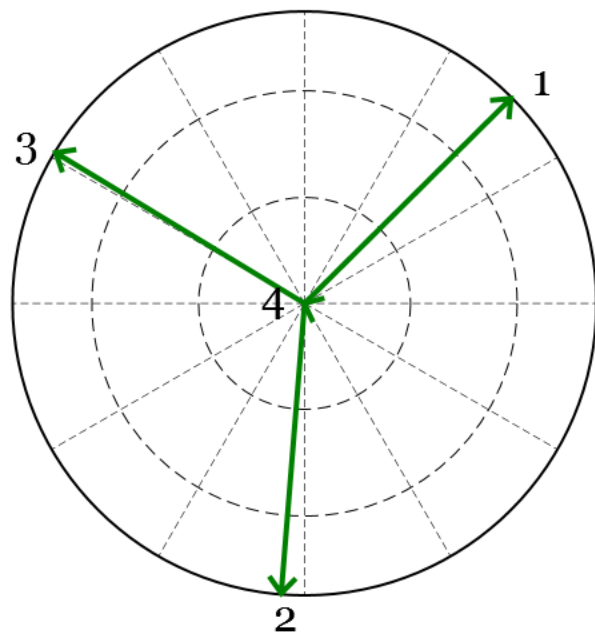
Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:04:872



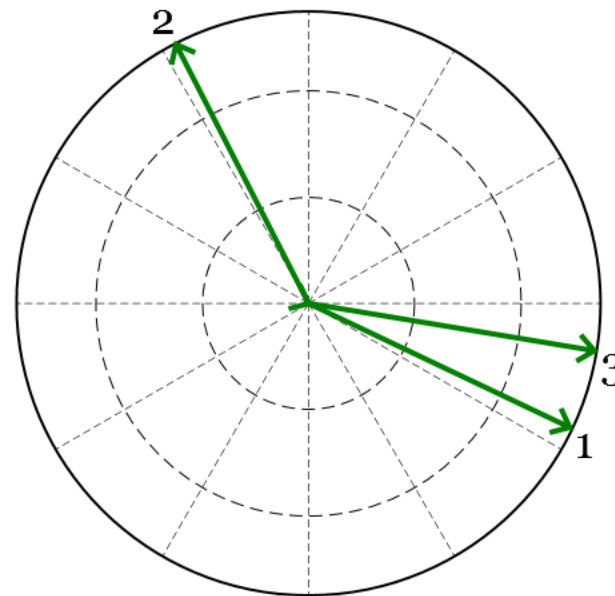
Vector Diagrams

Calculation Interval : -203 ms to -185 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle	No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	177.381(V)	44.8°	1	LINE_IL1	272.486(A)	334.6°
2	LINE_UL2	207.81(V)	265.4°	2	LINE_IL2	2.013(A)	117.1°
3	LINE_UL3	266.754(V)	148.8°	3	LINE_IL3	3.19(A)	350.6°
4	LINE_UN	131.455(V)	154.7°	4	LINE_IN	273.963(A)	335.0°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
1	TRIP	On	29.06.2016 13:46:04:872
28	IEF-TRIP	On	29.06.2016 13:46:04:872

82	TOC-START	On	29.06.2016 13:46:04:875
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:46:04:882
26	PHS-STFWPE	On	29.06.2016 13:46:04:882
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:46:04:882
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:46:04:887
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:46:04:887
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:46:04:887
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:46:04:887
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:46:04:887
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:46:04:887
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:46:04:887
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:46:04:887
29	IOC-TRIP	On	29.06.2016 13:46:04:887
65	TEF-TRIP	On	29.06.2016 13:46:04:894
66	TEF-START	On	29.06.2016 13:46:04:894
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:46:04:894
29	IOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:46:04:922
65	TEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:46:04:934
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:46:04:934
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:46:04:937
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:46:04:937
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:46:04:937
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:46:04:937
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:46:04:937
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:46:04:937
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:46:04:937
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:46:04:937
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:46:04:937
26	PHS-STFWPE	Off	29.06.2016 13:46:04:937
28	IEF-TRIP	Off	29.06.2016 13:46:04:942
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:46:04:947
66	TEF-START	Off	29.06.2016 13:46:04:974
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:46:04:974
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:46:05:022

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:46:41:877
Trigger signal name	TRIP
Recording number	227
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

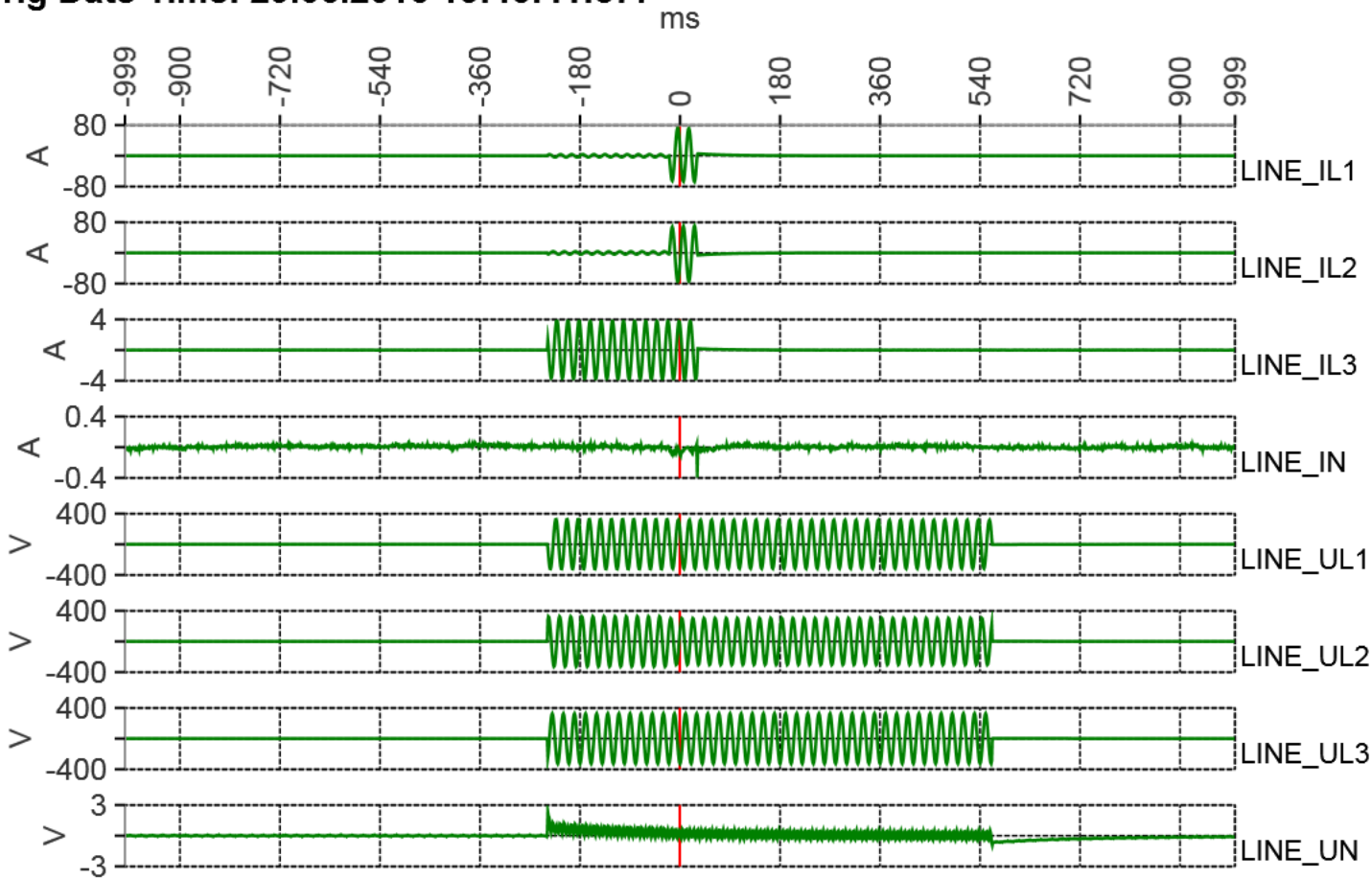
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-L2
Fault location	2.5 (6.3 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

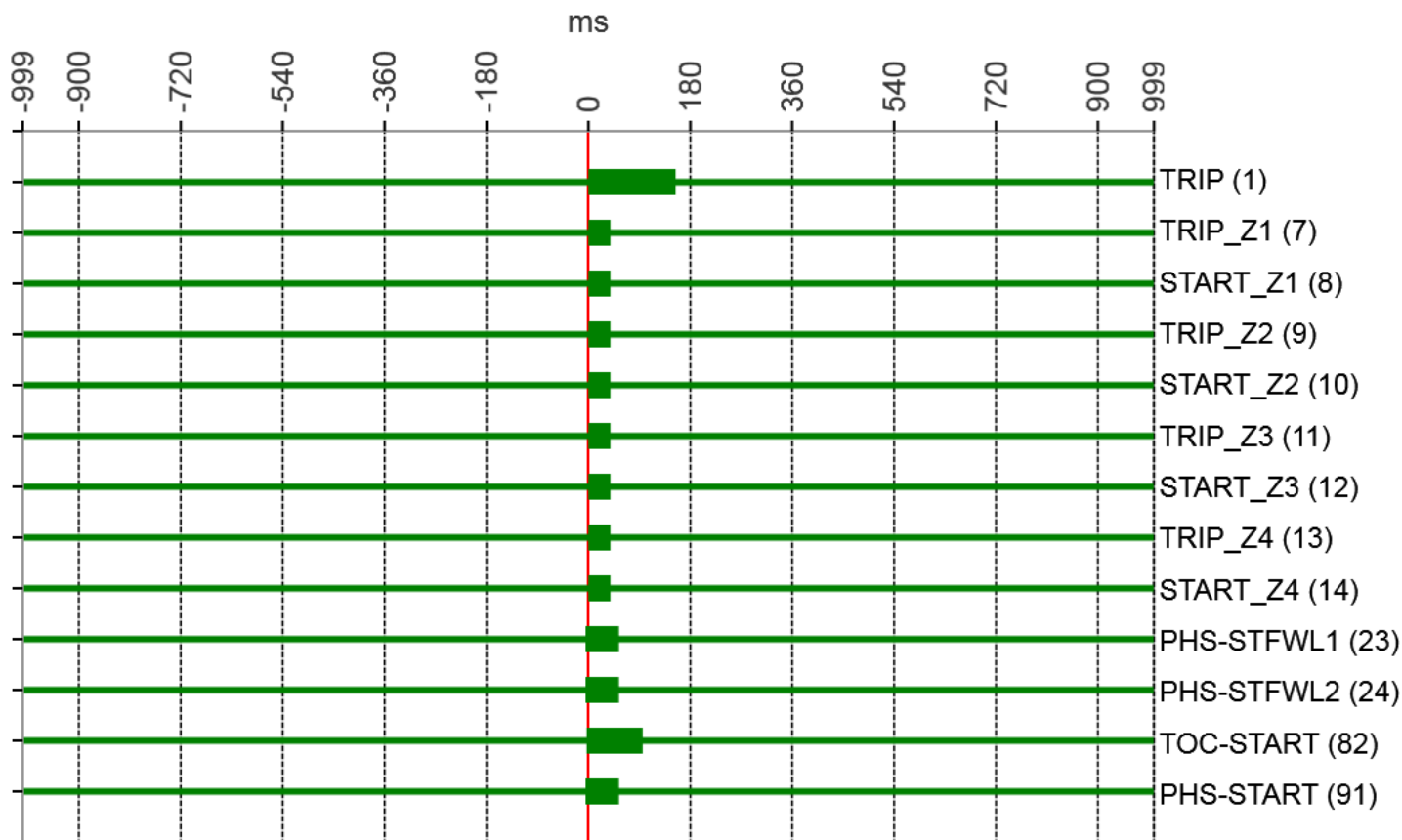
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:41:877



Binary Time Diagram

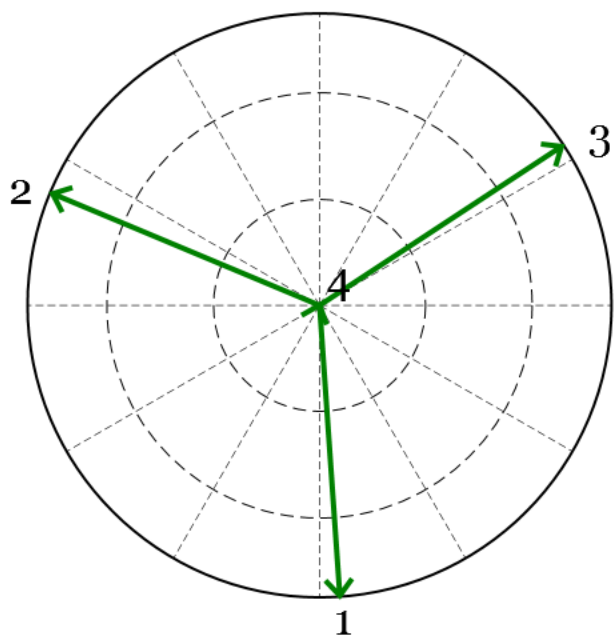
Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:41:877



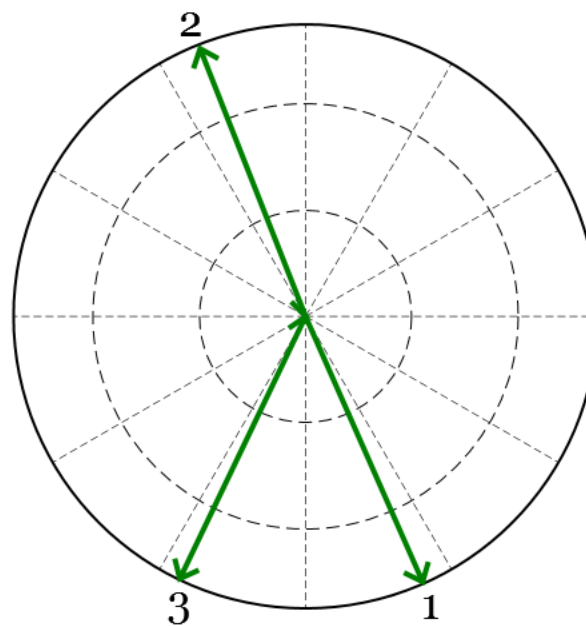
Vector Diagrams

Calculation Interval : -237 ms to -219 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	202.083(V)	274.0°
2	LINE_UL2	212.628(V)	157.3°
3	LINE_UL3	217.828(V)	33.3°
4	LINE_UN	0.043(V)	69.5°

No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_IL1	45.484(A)	293.8°
2	LINE_IL2	47.09(A)	111.5°
3	LINE_IL3	2.425(A)	244.4°
4	LINE_IN	0.023(A)	354.9°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:46:41:872
24	PHS-STFWL2	On	29.06.2016 13:46:41:872
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:46:41:872
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:46:41:874
1	TRIP	On	29.06.2016 13:46:41:877
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:46:41:877
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:46:41:877
9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:46:41:877
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:46:41:877

11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:46:41:877
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:46:41:877
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:46:41:877
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:46:41:877
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:46:41:917
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:46:41:917
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:46:41:917
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:46:41:917
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:46:41:917
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:46:41:917
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:46:41:917
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:46:41:917
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:46:41:932
24	PHS-STFWL2	Off	29.06.2016 13:46:41:932
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:46:41:932
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:46:41:974
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:46:42:032

Disturbance Short Report

Disturbance Recordings Information

Device Information

Recorder ID	1
IED type	REL650 1.1.0.3
IED version	1.1.0
Station name	Station name
Object name	REL650-A01
IED name	Unit name

Fault Information

Trig date and time	29.06.2016 13:46:50:787
Trigger signal name	TRIP
Recording number	229
Total recording time	2155 ms
Pre-trig recording time	1000 ms
Post trig recording time	1000 ms
Max. recording time	3000 ms

General Recordings Information

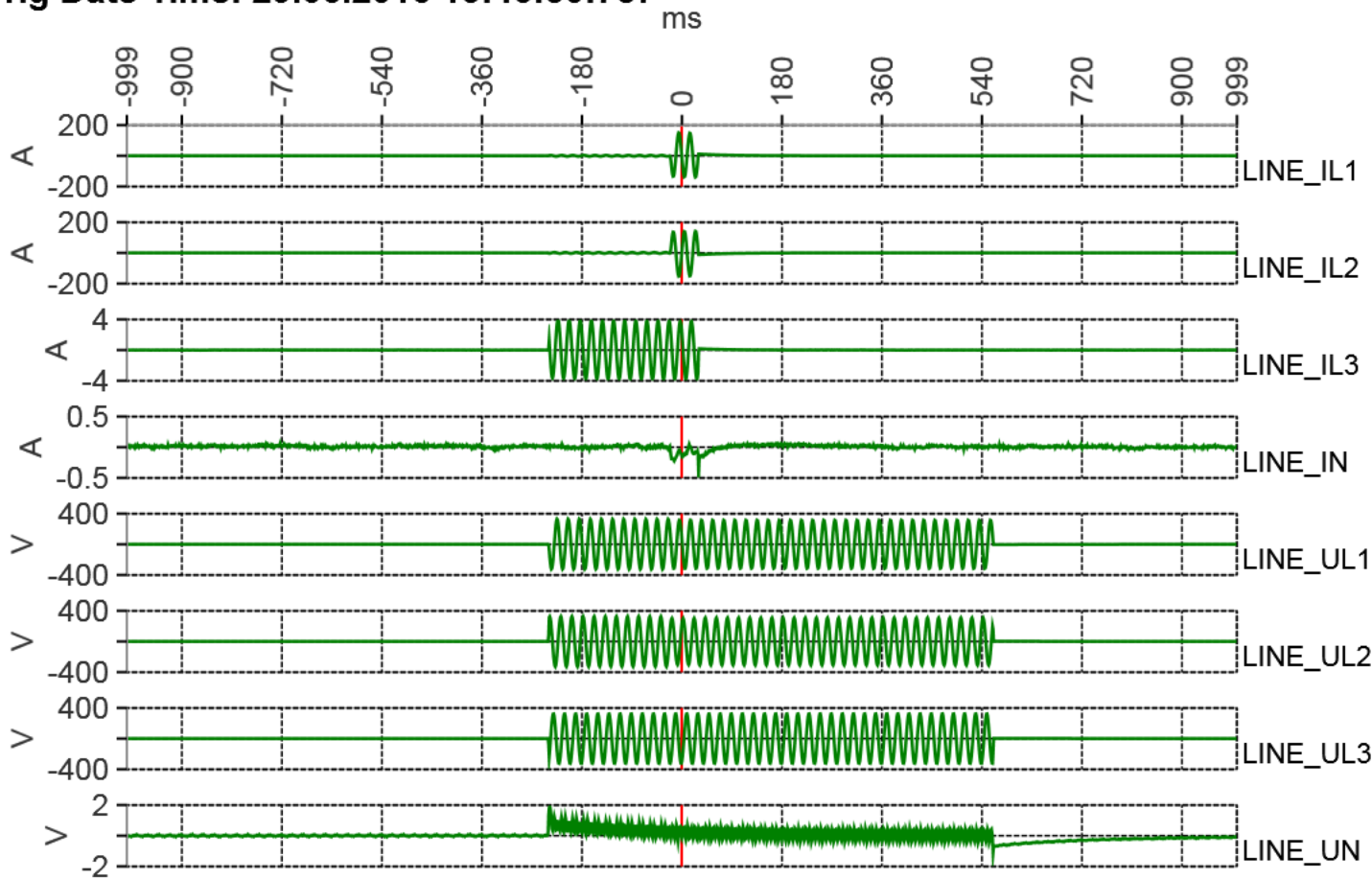
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
System frequency	50 Hz
Sampling frequency	1 kHz
Active setting group during recording	1

Fault Location Information

Fault loop type	L1-L2
Fault location	1.2 (3.0 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault direction	Forward

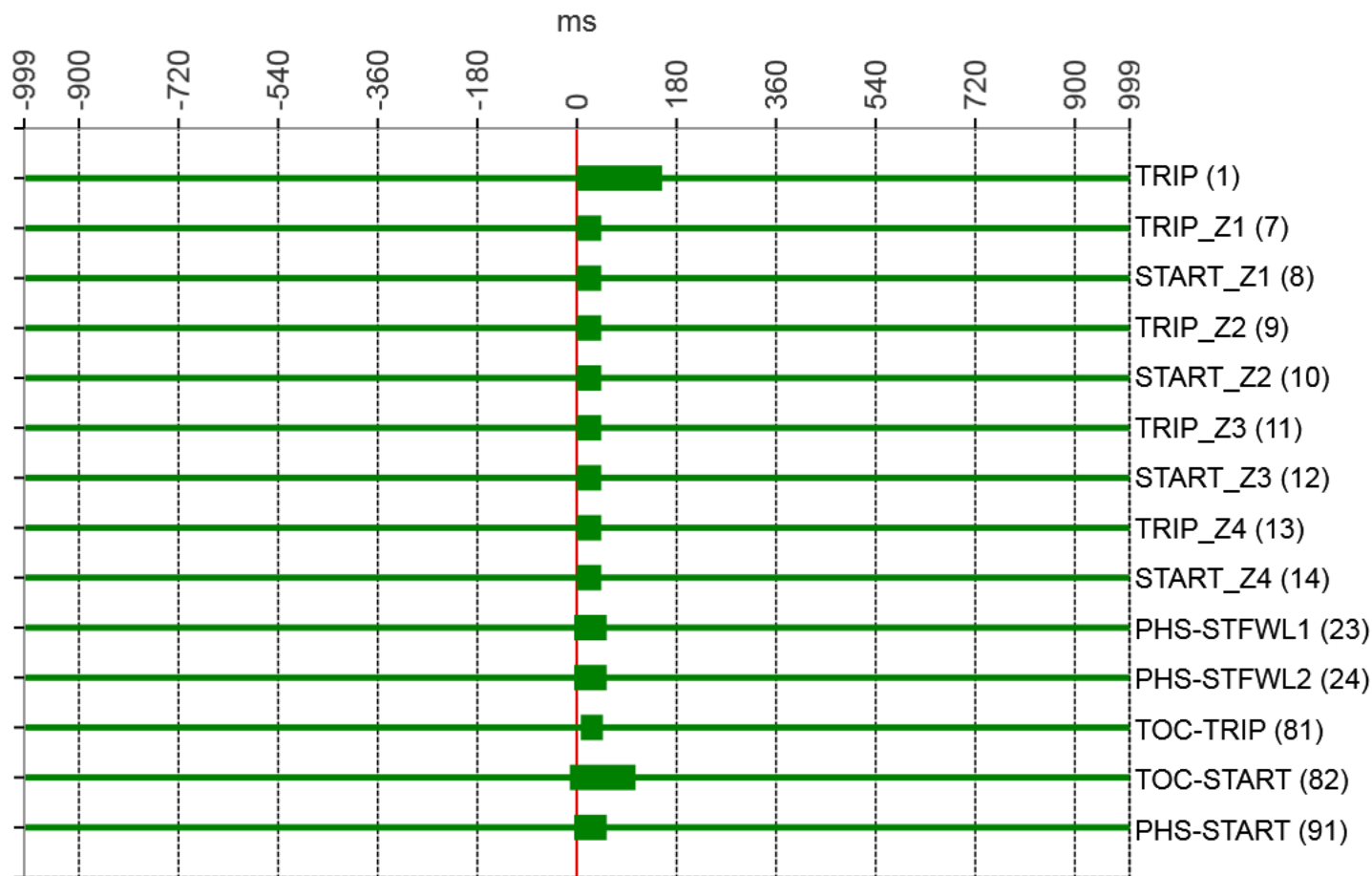
Analog Time Diagram

Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:50:787



Binary Time Diagram

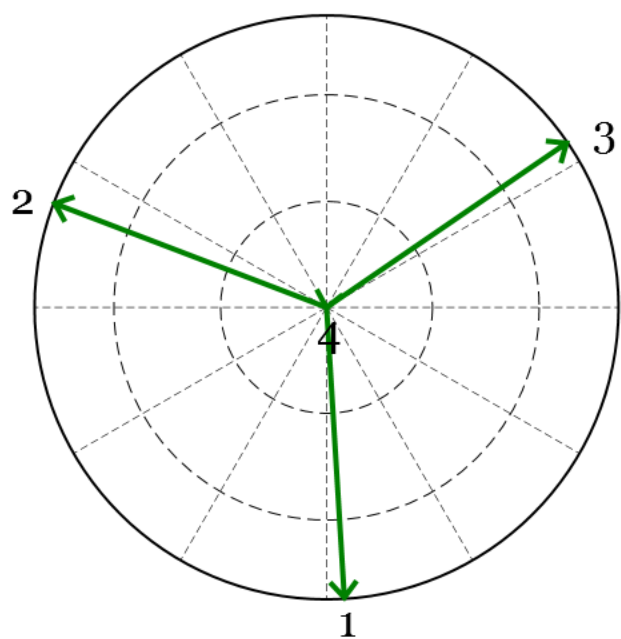
Trig Date Time: 29.06.2016 13:46:50:787



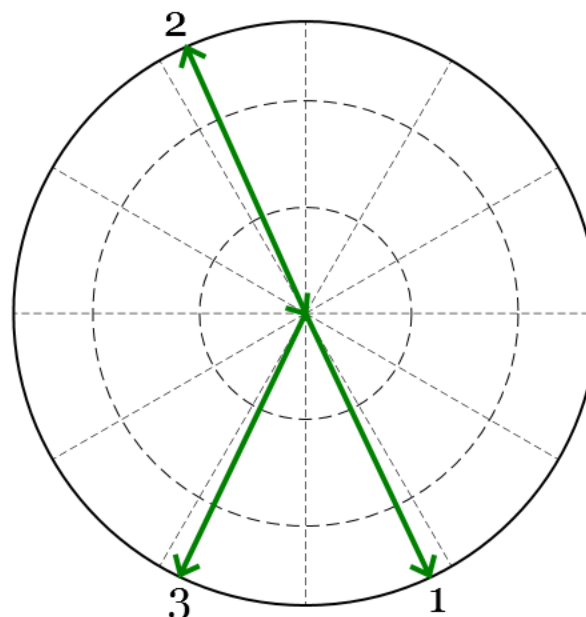
Vector Diagrams

Calculation Interval : -238 ms to -220 ms

Voltages



Currents



No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_UL1	201.069(V)	273.5°
2	LINE_UL2	209.802(V)	159.1°
3	LINE_UL3	222.67(V)	34.4°
4	LINE_UN	0.008(V)	258.5°

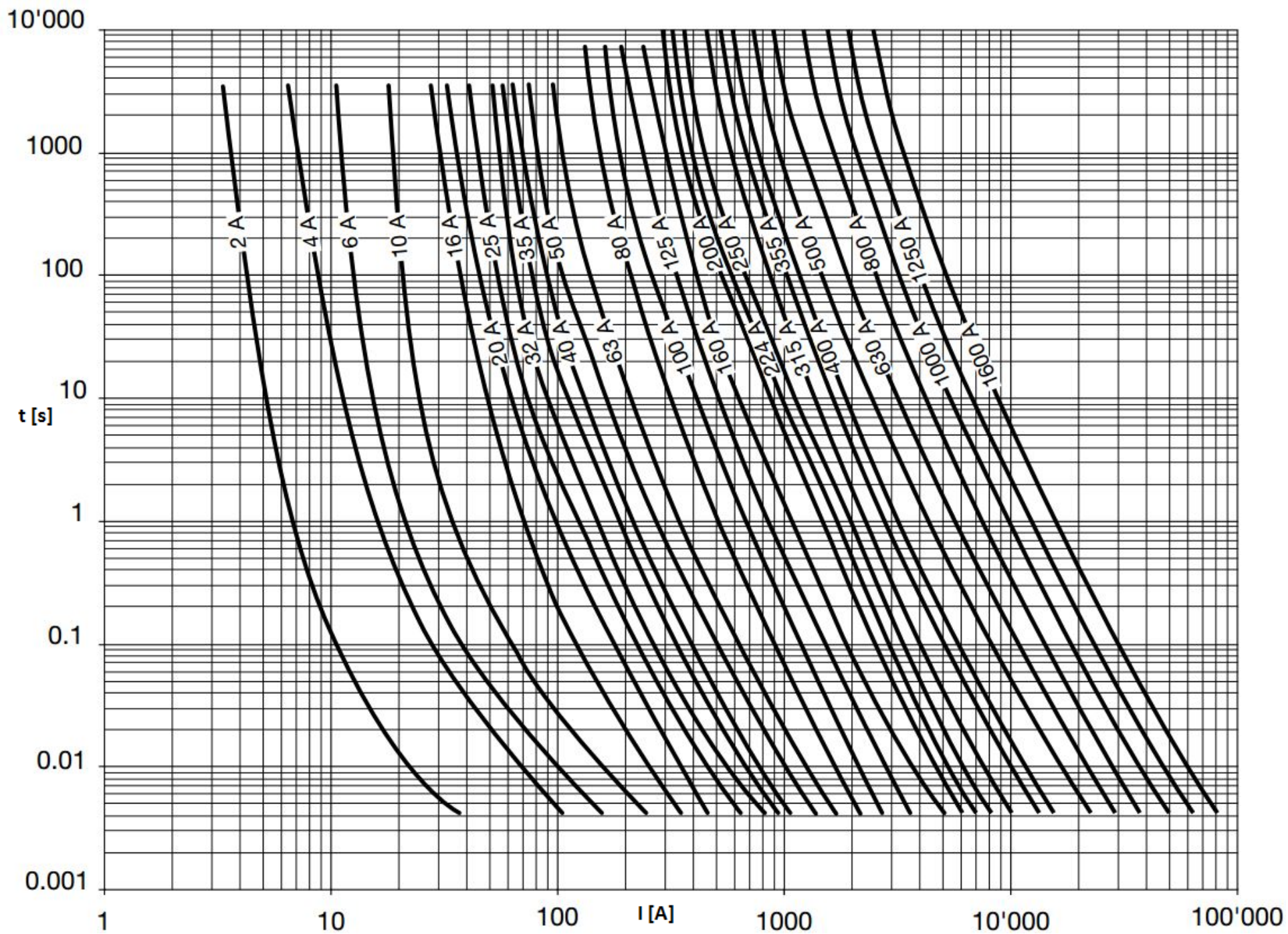
No.	Name	RMS	Angle
1	LINE_IL1	92.35(A)	295.3°
2	LINE_IL2	93.876(A)	114.1°
3	LINE_IL3	2.456(A)	244.4°
4	LINE_IN	0.044(A)	304.6°

Events List

Channel Number	Name	Status	Time
82	TOC-START	On	29.06.2016 13:46:50:774
23	PHS-STFWL1	On	29.06.2016 13:46:50:782
24	PHS-STFWL2	On	29.06.2016 13:46:50:782
91	PHS-START	On	29.06.2016 13:46:50:782
1	TRIP	On	29.06.2016 13:46:50:787
7	TRIP_Z1	On	29.06.2016 13:46:50:787
8	START_Z1	On	29.06.2016 13:46:50:787

9	TRIP_Z2	On	29.06.2016 13:46:50:787
10	START_Z2	On	29.06.2016 13:46:50:787
11	TRIP_Z3	On	29.06.2016 13:46:50:787
12	START_Z3	On	29.06.2016 13:46:50:787
13	TRIP_Z4	On	29.06.2016 13:46:50:787
14	START_Z4	On	29.06.2016 13:46:50:787
81	TOC-TRIP	On	29.06.2016 13:46:50:794
7	TRIP_Z1	Off	29.06.2016 13:46:50:832
8	START_Z1	Off	29.06.2016 13:46:50:832
9	TRIP_Z2	Off	29.06.2016 13:46:50:832
10	START_Z2	Off	29.06.2016 13:46:50:832
11	TRIP_Z3	Off	29.06.2016 13:46:50:832
12	START_Z3	Off	29.06.2016 13:46:50:832
13	TRIP_Z4	Off	29.06.2016 13:46:50:832
14	START_Z4	Off	29.06.2016 13:46:50:832
81	TOC-TRIP	Off	29.06.2016 13:46:50:835
23	PHS-STFWL1	Off	29.06.2016 13:46:50:842
24	PHS-STFWL2	Off	29.06.2016 13:46:50:842
91	PHS-START	Off	29.06.2016 13:46:50:842
82	TOC-START	Off	29.06.2016 13:46:50:894
1	TRIP	Off	29.06.2016 13:46:50:942

Annexe 10 : Courbe de fusion du HPC 63A gG Schurter



Annexe 11 : Rapports de test avec déclenchement des disjoncteurs

Défaut avec déclenchement disjoncteur

Creation date / last modified: 07.07.2016 14:54:30

Created by: Guillaume Saillen

Execution date: 07.07.2016 14:52:46

Executed by: Guillaume Saillen

Executed: 7 of 7

Issues: 0

Passed: 7


Failed: 0

Overall assessment: Passed

FonctionnementNormal		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	07.07.2016 14:52:19	
Fct_normal:			
+ ∞			

CC_ligne_enterree_L1L2		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	07.07.2016 14:52:23	
Fault location: 0.00 %			
Mesure_Trip:		Mesure_ouvert...	
28.0 ms		45.4 ms	
2	✔ Passed	07.07.2016 14:52:27	
Fault location: 50.00 %			
Mesure_Trip:		Mesure_ouvert...	
27.9 ms		47.5 ms	
3	✔ Passed	07.07.2016 14:52:31	
Fault location: 100.00 %			
Mesure_Trip:		Mesure_ouvert...	
25.0 ms		46.4 ms	

CC_ligne_enterree_L1L2L3		Configuration 1	
Test case status: Passed			
No.	Status	Executed	Comment
1	✔ Passed	07.07.2016 14:52:36	
Fault location: 0.00 %			
Mesure_Trip:		Mesure_ouvert...	
25.1 ms		45.9 ms	
2	✔ Passed	07.07.2016 14:52:40	
Fault location: 50.00 %			
Mesure_Trip:		Mesure_ouvert...	
25.1 ms		48.1 ms	

3	 Passed	07.07.2016 14:52:44
Fault location: 100.00 %		

Mesure_Trip:	Mesure_ouvert...	
26.7 ms	43.0 ms	

Test sets configurations

Configuration 1

CMC 356

Serial number: HE120P

Voltages: 4x300 V

Currents: 6x32 A; 25 Vrms

Annexe 12 : Câblage premier test avec RelaySimTest

Annexe 12 : Câblage premier test avec RelaySimTest

