



Manuel

Spécifications techniques relatives aux interfaces de protection et de contrôle-commande des transformateurs avec le réseau de transport

Règles techniques pour le raccordement,
l'exploitation et l'utilisation du réseau de
distribution

TNR2 – CH 2023

Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices de la première édition de 2015

Bruno Wartmann	ewz, Zurich	Responsable du GT
Bernhard Burgener	Swissgrid SA, Laufenburg	Membre du GT
Yann Gosteli	CKW, Lucerne	Membre du GT
Martin Herzig	Alpiq EnerTrans SA, Niedergösgen	Membre du GT
Werner Kälin	AXPO Power AG, Baden	Membre du GT
Deborah Koch	BKW, Berne	Membre du GT
Daniel Witschard	HYDRO Exploitation SA, Sion	Membre du GT
Andreas Degen	AES Aarau	Membre du GT

Auteurs de l'édition 2023

Bruno Wartmann	ewz, Zurich	Responsable du GT
Martin Albisser	Swissgrid SA, Aarau	Membre du GT
Yann Gosteli	CKW AG, Lucerne	Membre du GT
Werner Kälin	AXPO Grid AG, Baden	Membre du GT
Markus Süess	AXPO Grid AG, Baden	Membre du GT
Luigi Scoca	BKW FMB Energie SA, Berne	Membre du GT
Sven Heider	ENIWA AG, Buchs	Membre du GT
Toni Giossi	KHR, Thusis	Membre du GT
Nicola Canepa	AET, Bellinzone	Membre du GT
Andreas Gramm	WWZ, Zoug	Membre du GT
Eric Stohrer	Primeo Energie, Münchenstein	Membre du GT
Patrick Bader	AES Aarau	Membre du GT

Responsabilité de la Commission

La Commission Technique & Exploitation des réseaux de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

2014	Début des travaux au sein du groupe de travail
18 juin 2015	Approbation de la 1 ^{re} édition par la Direction de l'AES
Mars 2020 – avril 2023	Révision de la 1 ^{re} édition par le groupe de travail
26 juin – 17 août 2023	Consultation de la branche, 2 ^e édition
23 octobre 2023	Approbation de la 2 ^e édition par la Direction de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et des représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 23.10.2023.

Imprimé n° 1037/f, édition 2023

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou tout autre usage de ces documents que celui prévu pour le destinataire sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre les genres

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Abréviations, termes et définitions.....	5
Avant-propos	6
1. Introduction	7
2. Documents supérieurs et documents connexes.....	7
3. Répartition des systèmes de protection	7
3.1 Introduction	7
3.2 Exemple de transformateur NR 2 avec un réseau de distribution	8
4. Coordination de la protection entre gestionnaires de réseau/exploitants d'installation	10
4.1 Délais de protection sur le réseau de transport.....	10
4.1.1 Transformateur de NR 2 avec injections par des centrales.....	10
4.1.2 Transformateurs de NR 2 sans injections directes par des centrales.....	10
4.2 Protection contre les défaillances de disjoncteur.....	10
4.3 Protection de distance pour le côté haute tension.....	10
4.4 Protection à courant à retard indépendant	11
4.5 Matrice de déclenchement	11
5. Exigences relatives aux bobines de disjoncteur	13
5.1 Commande des bobines	13
5.2 Plage de travail des bobines.....	13
6. Échange d'informations	13
6.1 Affectation des câbles	15
6.2 Types de câbles.....	16
7. Circuits des transformateurs d'intensité/de tension	17
7.1 Généralités	17
7.2 Transformateurs d'intensité	18
7.3 Transformateurs de tension.....	20
8. Concept de déclenchement, protection contre les défaillances de disjoncteur et verrouillage d'enclenchement	22
8.1 Déclenchements de protection sur le disjoncteur du côté opposé	22
8.2 Déclenchements de protection via des unités de protection déportées ou des dispositifs de déclenchement à distance.....	23
8.3 Explications relatives à l'initialisation de la PDD.....	25
8.3.1 Initialisation avec courant de court-circuit.....	25
8.3.2 Initialisation sans courant de court-circuit.....	25
8.3.3 Initialisation de la PDD dans le cas de transformateurs à enroulement tertiaire	25
8.4 Interface de blocage de l'ordre d'enclenchement du disjoncteur	26
9. Interface des retours de signalisation pour protection et verrouillages.....	27
9.1 Tensions de signalisation	27
9.2 Portée du signal par câble.....	28
10. Contrôle de la chute de tension DC en cas de déclenchement du disjoncteur	31
11. Câblage de l'ensemble de l'installation	32
12. Défaillance à proximité de la station de la centrale.....	32



Annexe 1:	Abréviations spécifiques au présent document	33
-----------	--	----

Index des figures

Figure 1: Structure des documents	6
Figure 2: Vue d'ensemble des zones de protection	8
Figure 3: Principes d'échange	14
Figure 4: Vue d'ensemble du montage électrique des différents équipements	16
Figure 5: Exemple des transformateurs d'intensité – interface d'un enroulement	19
Figure 6: Vue d'ensemble de l'interface des transformateurs de tension	21
Figure 7: Exemple de l'enroulement 3, circuit transformateur de tension	21
Figure 8: Contacts de signaux des disjoncteurs de protection	22
Figure 9: Circuit de déclenchement pour déclenchement 1 ou 2	22
Figure 10: Représentation de principe de l'emplacement des équipements de protection	24
Figure 11: Initialisation de la PDD avec et sans courant de court-circuit	25
Figure 12: Initialisation de la PDD dans le cas de transformateurs à enroulement tertiaire	26
Figure 13: Verrouillage d'enclenchement	26
Figure 14: Principe de la tension de signalisation	27
Figure 15: Chute de tension	31
Figure 16: Câblage	32

Index des tableaux

Tableau 1: Vue d'ensemble des fonctions de protection	9
Tableau 2: Matrice de déclenchement	11
Tableau 3: Plage de travail des bobines	13
Tableau 4: Échange d'informations entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC	15
Tableau 5: Exemple d'exigences relatives au câblage	17
Tableau 6: Utilisation des noyaux et enroulements de transformateurs	17
Tableau 7: Transformateurs d'intensité, répartition entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC	18
Tableau 8: Transformateurs de tension, répartition entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC	20
Tableau 9: Affectation des câbles pour l'interface	29

Abréviations, termes et définitions

En ce qui concerne les abréviations, les termes et les définitions, nous vous renvoyons au glossaire de l'AES ([lien](#)).



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent manuel «Spécifications techniques relatives aux interfaces de protection et de contrôle-commande des transformateurs avec le réseau de transport» (TNR2) est un Outil/logiciel.

Structure des documents

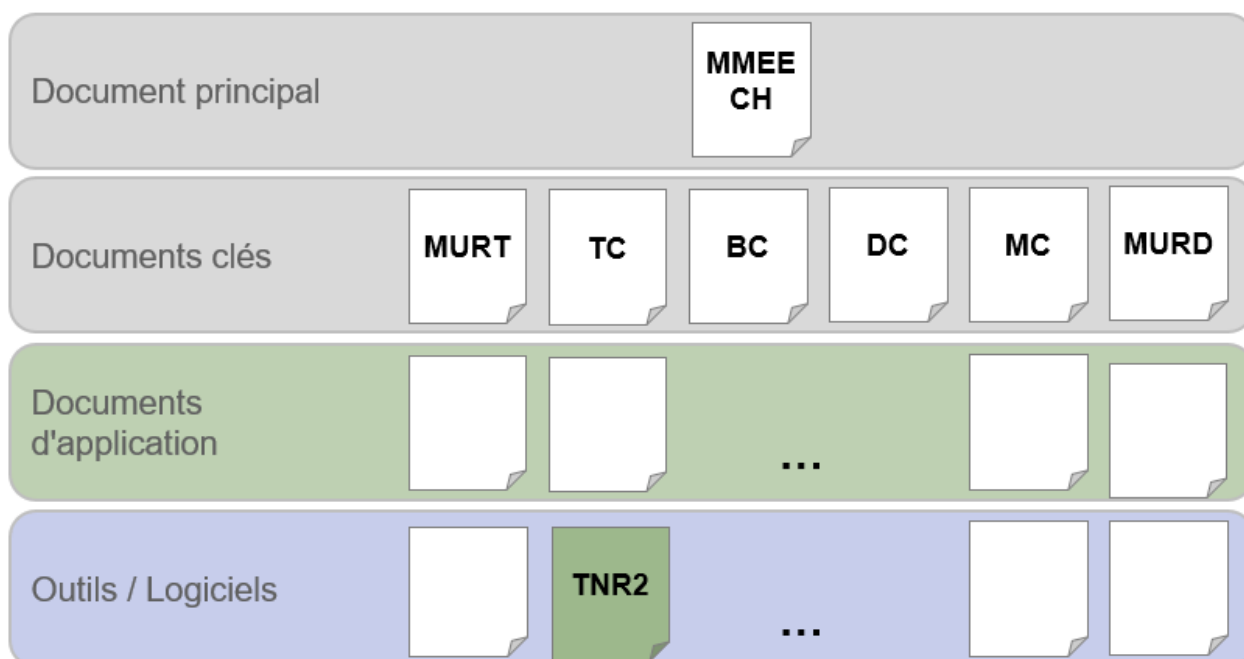


Figure 1: Structure des documents



1. Introduction

Le présent document décrit l'interface technique secondaire entre un transformateur de GRD/EC/GIC et une installation de la Société nationale pour l'exploitation du réseau (Swissgrid). Il s'applique aux nouvelles installations et aux installations dont une rénovation totale est envisagée (construction et rénovation simultanées des installations de GRD/EC/GIC et de l'installation de la Société nationale pour l'exploitation du réseau). Pour les rénovations partielles, l'applicabilité doit faire l'objet d'une concertation entre la Société nationale pour l'exploitation du réseau et le GRD/l'EC/le GIC.

2. Documents supérieurs et documents connexes

- (1) La liste des documents supérieurs à respecter comprend les documents de la Confédération (lois et ordonnances), ceux qui décrivent l'état de la technique (normes, documents de la branche) et les documents supérieurs de la Société nationale pour l'exploitation du réseau.
- (2) Exemples de documents supérieurs:
 - Ordonnance sur le courant fort de la Confédération (734.2)
 - VDE/FNN: Mémento pour l'utilisation de systèmes de protection dans les réseaux électriques
 - AES: Guide pour l'utilisation de systèmes de protection dans les réseaux électriques – Application pour la Suisse
 - AES: Recommandation de la branche pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie
 - Société nationale pour l'exploitation du réseau: Transmission Code

3. Répartition des systèmes de protection

3.1 Introduction

- (1) Pour assurer la protection électrique d'un transformateur, il faut prévoir deux systèmes de protection indépendants pouvant être constitués d'un ou de plusieurs relais. Ces deux systèmes couvrent en principe les mêmes défaillances, mais leur sensibilité et leurs fonctions de protection actives peuvent être différentes. Ils permettent de détecter les courts-circuits monophasés ou polyphasés qui surviennent dans le transformateur et dans ses lignes d'alimentation. Il convient en outre de prévoir une protection de réserve pour les lignes et barres collectrices adjacentes.
- (2) La propriété des éléments et leur instance responsable doivent être explicitement réglées dans les contrats d'installation passés entre le GRD/l'EC/le GIC et la Société nationale pour l'exploitation du réseau. Dans la pratique, ces contrats ont priorité sur le présent manuel de l'AES concernant la propriété et la responsabilité des éléments.
- (3) Pour tous les éléments reliés au point de raccordement du réseau, situés dans la zone de protection entre un transformateur haute tension (HT) à un convertisseur basse tension (BT), la protection principale (systèmes de protection des transformateurs 1 et 2) incombe au GRD/à l'EC/au GIC.
- (4) La Société nationale pour l'exploitation du réseau met à disposition comme protection de réserve une protection à maximum de courant à retard indépendant, en général au sein de la PBC/PDD. Le



GRD/l'EC/le GIC, quant à lui, met à disposition du côté haute tension une zone de protection de distance en direction de la barre collectrice.

- (5) Les fonctions de protection de l'enroulement tertiaire éventuel ainsi que du point neutre (p. ex. protection bobine de réactance) ne sont pas décrites dans ces spécifications et doivent être convenues et réalisées individuellement. Les systèmes de protection supplémentaires pour un éventuel passage de câbles entre l'installation de couplage et le transformateur doivent être contrôlés par l'exploitant de l'installation de câblage et coordonnés avec le GRD/l'EC/le GIC ou la Société nationale pour l'exploitation du réseau.
- (6) Hormis la protection des barres collectrices côté Société nationale pour l'exploitation du réseau, tous les équipements de protection sont montés côté GRD/EC/GIC.

3.2 Exemple de transformateur NR 2 avec un réseau de distribution

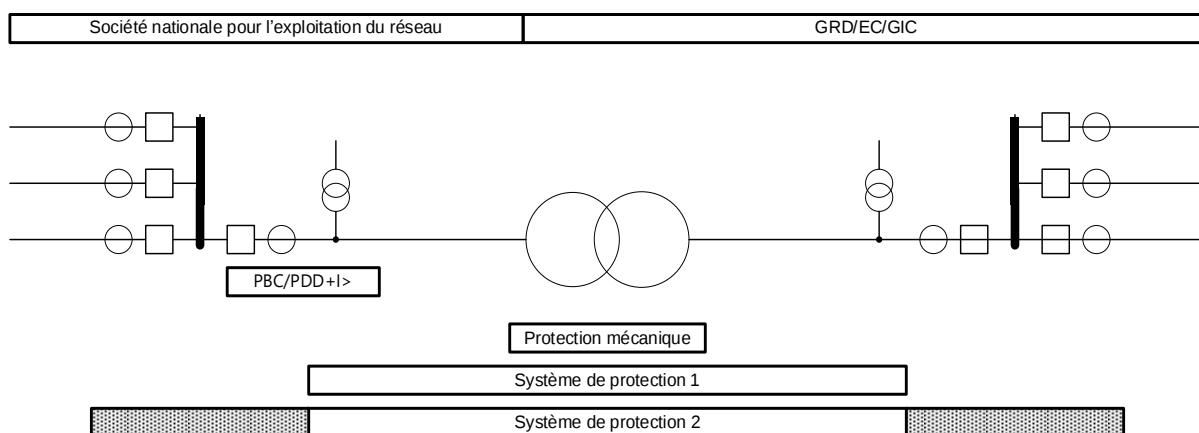


Figure 2: Vue d'ensemble des zones de protection

Désignation	Fonctions de protection	Emplacement des appareils	Remarque
Protection mécanique	Relais Buchholz, etc.	GRD/EC/GIC	
Système de protection 1	Protection différentielle Protection à maximum de courant à retard indépendant $I >$ Protection contre les surcharges	GRD/EC/GIC	
Système de protection 2	Protection de distance pour le côté HT Protection à maximum de courant à retard indépendant $I >$, $I >$	GRD/EC/GIC	Une communication peut être établie entre les équipements de protection de distance. Dans la protection de distance côté HT, il faut prévoir une étape de réserve dans la direction des barres collectrices de la Société nationale pour l'exploitation du réseau.
	Raccordement au réseau: Protection de distance pour le côté BT Protection à maximum de courant à retard indépendant $I >$, $I >$ Centrale: Protection du générateur Protection à maximum de courant à retard indépendant $I >$		
	Deuxième protection différentielle optionnelle		
PBC/PDD	Protection à maximum de courant à retard indépendant $I >$ PDD	Société nationale pour l'exploitation du réseau	

Tableau 1: Vue d'ensemble des fonctions de protection



4. Coordination de la protection entre gestionnaires de réseau/exploitants d'installation

4.1 Délais de protection sur le réseau de transport

- (1) Sur le réseau de transport 380/220 kV, le délai de la protection de distance est uniformisé à 1,8 seconde. Le délai de protection avec protection à maximum de courant à retard indépendant est de 2,0 secondes.

4.1.1 Transformateur de NR 2 avec injections par des centrales

- (1) Le délai de protection doit être supérieur d'au moins 200 millisecondes au délai de protection sur le réseau de transport de la Société nationale pour l'exploitation du réseau, soit au minimum 2,2 secondes. Cela permet de garantir, en cas de panne sur le réseau de la Société nationale pour l'exploitation du réseau, que les centrales injectent un courant de court-circuit suffisamment longtemps pour que les équipements de protection puissent fonctionner correctement.

4.1.2 Transformateurs de NR 2 sans injections directes par des centrales

- (1) Les délais de protection du transformateur et du réseau de distribution en aval peuvent être supérieurs ou inférieurs.
- (2) La protection de réserve à maximum de courant à retard indépendant de la Société nationale pour l'exploitation du réseau au sein de la PBC/PDD est réglée sur 2,0 secondes, dans la mesure où le délai de protection du transformateur pour la protection à maximum de courant à retard indépendant ou la protection de distance n'est pas supérieur.
- (3) Les paramètres de protection et de contrôle de synchronisation doivent faire l'objet d'une concertation entre gestionnaires du réseau/exploitants d'installation.

4.2 Protection contre les défaillances de disjoncteur

- (1) La surveillance de la fonction de protection contre les défaillances de disjoncteur s'effectue à l'aide d'une combinaison de courant et/ou d'un retour de signalisation du disjoncteur.
- (2) La fonction de PDD du champ du NR 1 peut être verrouillée dans l'armoire de sécurité de la Société nationale pour l'exploitation du réseau, à des fins de vérification.
- (3) Le principe de déclenchement des disjoncteurs environnants doit être défini individuellement pour chaque élément de protection.

4.3 Protection de distance pour le côté haute tension

- (1) Il faut prévoir au moins un niveau d'impédance en direction de la barre collectrice du NR 1 et le coordonner avec la Société nationale pour l'exploitation du réseau. Pour les lignes parallèles, la valeur indicative doit être de 30% de l'impédance de ligne de la ligne la plus courte pour le premier niveau, ou de 50% à 80% pour des lignes individuelles. Au moins un niveau de protection de distance doit être réglé en direction du transformateur.
- (2) Les niveaux de délai doivent être définis par les gestionnaires de réseau.



4.4 Protection à courant à retard indépendant

- (1) La protection à maximum de courant à retard indépendant sur le NR 1 est généralement non directionnelle.

4.5 Matrice de déclenchement

- (1) La matrice de déclenchement suivante associe les fonctions de protection et les disjoncteurs correspondants. Dans le cas des transformateurs à double enroulement, les deux côtés peuvent être déclenchés simultanément.

		Déclenchement			
Fonction		Dis-jonc-teur HT	Dis-jonc-teur BT	Ter-tiaire	
PBC/PDD HT	I_{max}	X	(X)		Société nationale pour l'exploitation du réseau
	PBC	X	(X)	(X)	
	PDD	t_1	$(t_1/t_2)^*$	$(t_1/t_2)^*$	
Protection de distance HT	Protection de distance (en direction du transformateur)	X	X	(X)	GRD/EC/GIC
	Protection de distance (en direction de la barre collectrice du NR 1)	X	(X)	(X)	
	Protection à maximum de courant à retard indépendant $I_{>>}$, $I_{>}$	X	X	(X)	
Protection différentielle		X	X	X	
Protection de distance côté BT	Protection de distance (en direction du transformateur)	X	X	(X)	
	Protection de distance (en direction de la barre collectrice NR 3)	(X)	X	(X)	
	Protection à maximum de courant à retard indépendant $I_{>>}$, $I_{>}$	X	X	(X)	
PBC/PDD côté HT	PBC	(X)	X	(X)	
	PDD	$(t_1/t_2)^*$	t_1	t_1	
Mécanique	Relais Buchholz et autres équipements de protection mécaniques	X	X	X	

Tableau 2: Matrice de déclenchement

(*) : À définir en fonction de l'élément de protection et du concept de protection.



- (2) Les circuits de déclenchement 1 et 2 sont si possible alimentés par deux systèmes DC indépendants.
En l'absence de ces derniers, les circuits de déclenchement 1 et 2 doivent être protégés séparément.



5. Exigences relatives aux bobines de disjoncteur

5.1 Commande des bobines

- (1) Chaque disjoncteur dispose d'au moins deux bobines de déclenchement et d'une seule bobine d'enclenchement. Dans le boîtier du disjoncteur, les bobines doivent être câblées de manière à ce que la bobine d'enclenchement soit systématiquement reliée à une borne «positive» et à une borne «négative». Les bobines de déclenchement sont uniquement reliées à une borne «positive» (c'est-à-dire câblage fixe de la borne «négative»).

5.2 Plage de travail des bobines

- (1) Les plages de travail des bobines d'enclenchement et de déclenchement sont différentes.

Bobine	Tension mesurée	Remarques
Bobine d'enclenchement	-15% à +10%	Info
Bobine de déclenchement	-30% à +10%	EN 62271-1

Tableau 3: Plage de travail des bobines

6. Échange d'informations

- (1) Pour l'exploitation d'une installation raccordée à un transformateur du NR 2, des informations doivent être échangées entre la Société nationale pour l'exploitation du réseau et le GRD/l'EC/le GIC.
- (2) Selon les cas, l'échange peut s'effectuer directement via des lignes en cuivre, via un protocole selon la norme CEI 60870–5–101 ou via le système d'échange d'informations des partenaires (EIP, protocole ICCP).



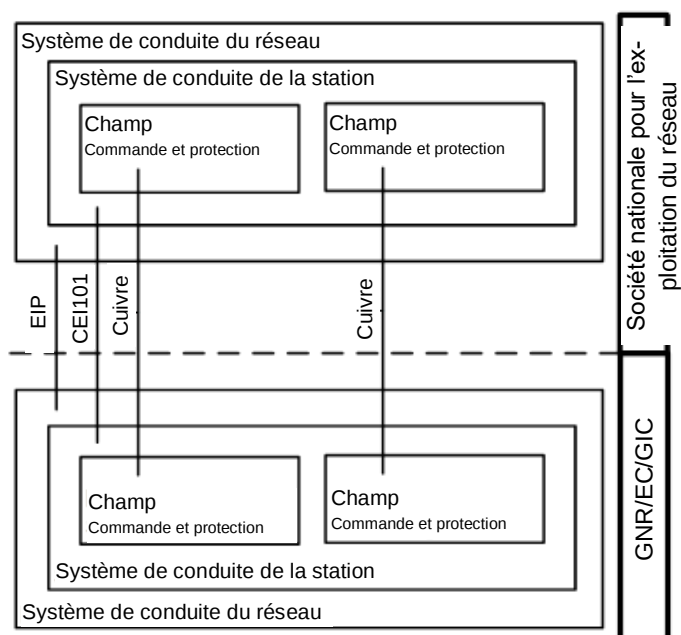


Figure 3: Principes d'échange

- (3) Les signaux sans incidence directe sur les verrouillages et blocages du champ, notamment les ordres de commande, sont échangés via un protocole CEI 60870–5–101 ou une interface en cuivre étendue. La Société nationale pour l'exploitation du réseau installe dans les sous-stations une passerelle dédiée (GW3) avec le protocole de communication CEI 60870–5–101.
- (4) Échange d'informations avec les champs de transformateur du NR 2 entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC
(Résumé des principes d'échange pour l'interface de protection et de contrôle-commande):

Émetteur	Destinataire	Signaux	Protocole
Société nationale pour l'exploitation du réseau	GRD/EC/GIC	Valeurs de mesure, position des éléments de commutation, alarmes, informations	GW3 (CEI 60870-5-101) ou Interface en cuivre avec portée réduite de signaux (voir section 9.2)
Société nationale pour l'exploitation du réseau	GRD/EC/GIC	Signal de blocage (lock-out), verrouillage, déclenchements	Ligne en cuivre
GRD/EC/GIC	Société nationale pour l'exploitation du réseau	Valeurs de mesure, position des éléments de commutation, alarmes, informations, ordres de commande des sectionneurs/sectionneurs de terre du système de contrôle-commande de station	GW3 (CEI60870-5-101) ou Interface en cuivre avec portée réduite de signaux (voir section 9.2)



GRD/EC/GIC	Société nationale pour l'exploitation du réseau	Ordres provenant d'un automate, p. ex. synchronisation d'enclenchement d'une machine, déclenchements; ordres de commande du disjoncteur du système de contrôle-commande de la station (via un contrôleur de terrain avec fonction de protection)	Interface en cuivre
------------	---	--	---------------------

Tableau 4: Échange d'informations entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC

- (5) Vous trouverez plus de détails sur les signaux échangés aux sections 6.1 (Affectation des câbles) et 9.2 (Portée des signaux par câble).
- (6) La Société nationale pour l'exploitation du réseau met à disposition une fonction de contrôle de synchronisation pour le disjoncteur du côté haute tension.
- (7) La Société nationale pour l'exploitation du réseau met à disposition une logique de verrouillage adaptée dans son contrôleur de terrain pour le système de commande des éléments de commutation du côté haute tension.
- (8) Le système d'EIP (échange d'informations des partenaires) sert à la surveillance mutuelle du réseau (topologie des installations et flux de charge notamment) et ne se prête pas à servir d'interface pour les signaux de protection et de contrôle-commande des transformateurs. Ce système est utilisé pour les échanges au niveau du système de conduite du réseau, c'est-à-dire pour les signaux qui ne concernent pas directement les transformateurs de NR 2. Il est utilisé par de nombreux GRD/EC/GIC, néanmoins pas par tous.

6.1 Affectation des câbles

- (1) L'échange de signaux entre le côté HT et le côté BT d'un transformateur de NR 2 doit s'effectuer via différents câbles. Les câbles doivent être hors tension pour le système de protection 1, le système de protection 2 et le système de commande. La Figure 4 suivante présente une affectation possible des câbles.
- (2) Cette affectation n'est pas fixe. Elle doit être adaptée en fonction de la configuration de l'installation, notamment pour les projets de retrofit.



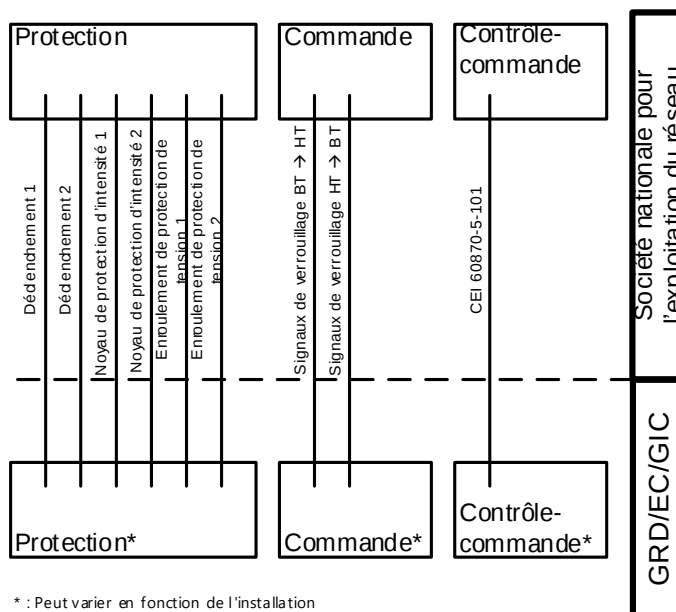


Figure 4: Vue d'ensemble du montage électrique des différents équipements

6.2 Types de câbles

- (1) Les câbles de signalisation doivent présenter un blindage tressé épais et être torsadés. Il faut opter de préférence pour des blindages à double tresse. Il convient de les relier à la terre aux deux extrémités afin d'éviter l'apparition de tensions induites longitudinales au niveau des câbles de signalisation. Pour entrer les câbles de signalisation dans les boîtiers des appareils et les armoires de couplage, il convient d'utiliser des passages presse-étoupe ou des douilles de passage.
- (2) La mise à la terre bilatérale des blindages des câbles de signalisation exige que ces derniers soient tous accompagnés au minimum d'un conducteur de terre résistant au courant (section similaire à celle des autres raccordements de terre). Il est recommandé de poser les câbles de signalisation dans un caniveau de câbles métallique relié en continu et raccordé à la terre aux deux extrémités (aux boîtiers métalliques des terminaux).
- (3) Les numéros, marquages et types de câbles doivent être déterminés en amont.
- (4) L'isolation des câbles doit être conforme à la norme CEI 60255–26.



Propriétés			Variante intérieure	Variante extérieure	Remarques
Conducteur Cu	CEI 60228	Brins fins cl. 5	oui	oui	
Blindage		Tresse Cu étamé	oui	Revêtement alu + Tresse Cu étamé	
Classe de feu	OPCo Classification	min.	Cca s1-d1-a1	Dca s1-d1-a1	
Résistance aux UV			non	oui	Protection UV, intempéries et ozone

Tableau 5: Exemple d'exigences relatives au câblage

7. Circuits des transformateurs d'intensité/de tension

- (1) Les circuits de transformateurs côté haute tension sont partagés. Par conséquent, toute manipulation des circuits de courant et de tension doit être la plus sûre et univoque possible.
- (2) Une structure claire des blocs à bornes doit permettre d'exclure les erreurs de manipulation.

7.1 Généralités

- (1) Les groupes de mesure et/ou les transformateurs d'intensité/de tension côté Société nationale pour l'exploitation du réseau sont en général pourvus de deux noyaux ou enroulements de mesure et de deux noyaux ou enroulements de protection. La Société nationale pour l'exploitation du réseau est chargée du dimensionnement des transformateurs du côté haute tension et coordonne cette tâche avec le GRD/l'EC/le GIC.
- (2) Il appartient au propriétaire des transformateurs de coordonner la mise à la terre des circuits correspondants.
- (3) Pour les projets de rénovation concernant exclusivement le circuit secondaire dans lesquels l'installation primaire est conservée, les blocs à bornes de transformateur doivent être réalisés conformément à la structure décrite ci-après. Aucune autre affectation n'est admise.
- (4) Pour une configuration initiale différente:

Configuration initiale	Transformateurs d'intensité	Transformateurs de tension
Nombre insuffisant de noyaux/enroulements par type	Équipements de protection montés en série.	Équipements de protection montés parallèlement aux enroulements
Noyaux/enroulements surnuméraires par type	Noyaux surnuméraires court-circuités et non raccordés	Enroulements surnuméraires non transmis

Tableau 6: Utilisation des noyaux et enroulements de transformateurs



7.2 Transformateurs d'intensité

- (1) Les circuits de courant des noyaux de mesure côté haute tension restent à la Société nationale pour l'exploitation du réseau et ne sont pas mis à la disposition du GRD/de l'EC/du GIC.
- (2) Les circuits de courant des noyaux de protection côté haute tension sont transmis au GRD/à l'EC/au GIC via un câble à 8 brins.
- (3) Le point neutre d'un circuit de transformateur doit être créé dans les locaux du propriétaire de ce dernier.

Noyau	Bloc 1	Bloc 2	Bloc 3	Bloc 4
1 (mesure)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Compteur principal	Point neutre		
2 (mesure)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Appareil de commande	Société nationale pour l'exploitation du réseau Compteur de contrôle	Point neutre	
3 (protection)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Réserve, le cas échéant 2 ^e PBC/PDD	GRD/EC/GIC Système de protection du transformateur 1 / (2) Le cas échéant, perturbographe autonome	Point neutre	
4 (protection)	Société nationale pour l'exploitation du réseau PBC/PDD avec protection à maximum de courant à retard indépendant	Société nationale pour l'exploitation du réseau Perturbographe autonome	GRD/EC/GIC Système de protection du transformateur 2 / (1)	Point neutre

Tableau 7: Transformateurs d'intensité, répartition entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC



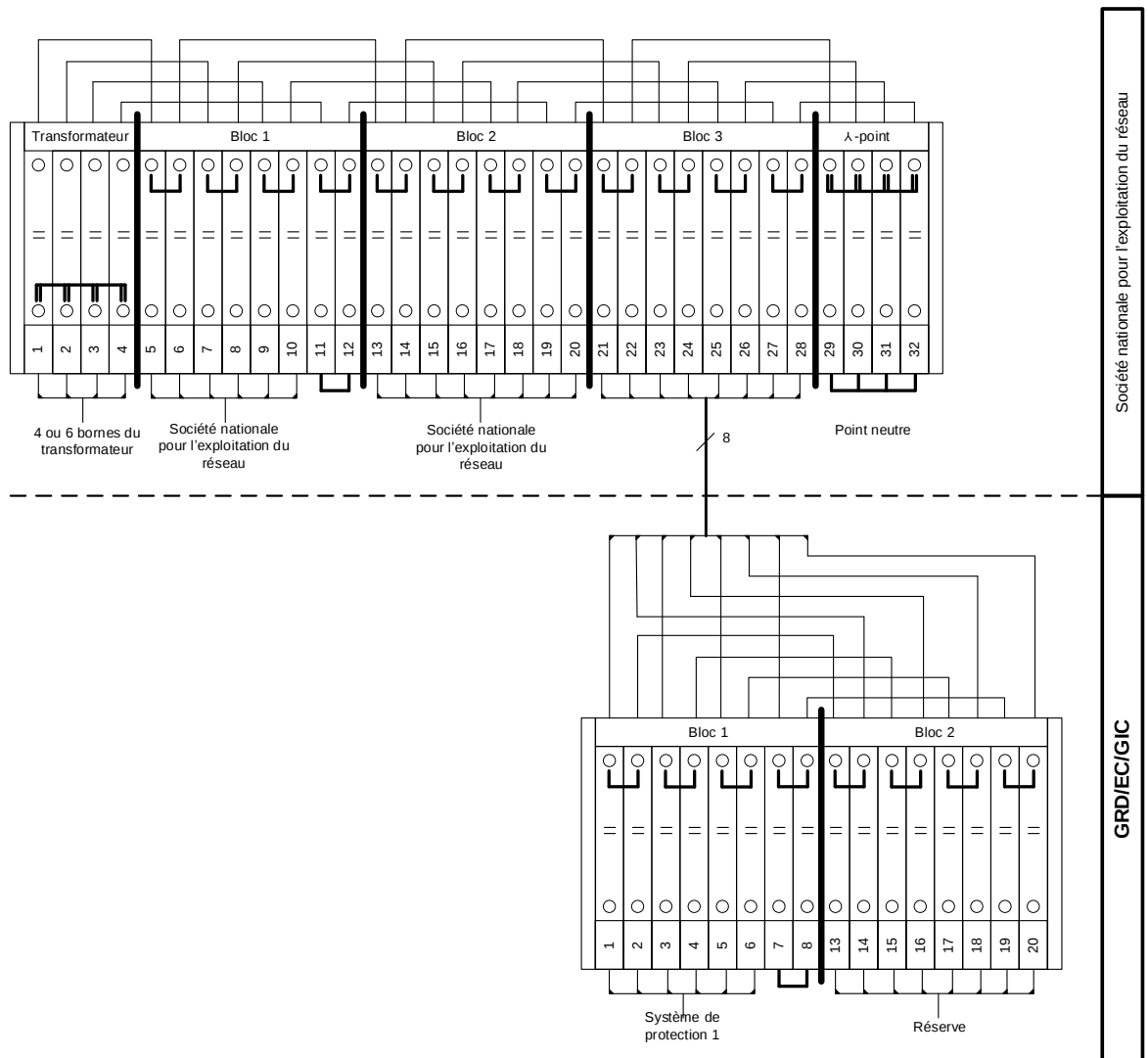


Figure 5: Exemple des transformateurs d'intensité – interface d'un enroulement

- (4) Les interfaces des différents noyaux électriques avec le GRD/l'EC/le GIC doivent être réalisées à l'aide de bornes de courant appropriées. Les blocs à bornes doivent satisfaire aux exigences suivantes:
- Court-circuit et coupure du transformateur par phase
 - Dégagement (coupure et court-circuit) de certains appareils du circuit électrique

7.3 Transformateurs de tension

- (1) Seuls les enroulements de protection 220 kV ou 380 kV sont transmis au GRD/à l'EC/au GIC.

Enroulement	Bloc 1	Bloc 2	Bloc 3
1 (mesure)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Instrument d'affichage	Société nationale pour l'exploitation du réseau Compteur principal	Réserve
2 (mesure)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Appareil de commande	Société nationale pour l'exploitation du réseau Répétition de position barre collectrice	Société nationale pour l'exploitation du réseau Compteur de contrôle
3 (protection)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Inutilisé	GRD/EC/GIC Système de protection du transformateur 1 ou 2 Le cas échéant, perturbo- graphe autonome	
4 (protection)	Société nationale pour l'exploitation du réseau Réserve	Société nationale pour l'exploitation du réseau Le cas échéant, perturbo- graphe autonome	GRD/EC/GIC Système de protection du transformateur 1 ou 2

Tableau 8: Transformateurs de tension, répartition entre Société nationale pour l'exploitation du réseau et GRD/EC/GIC



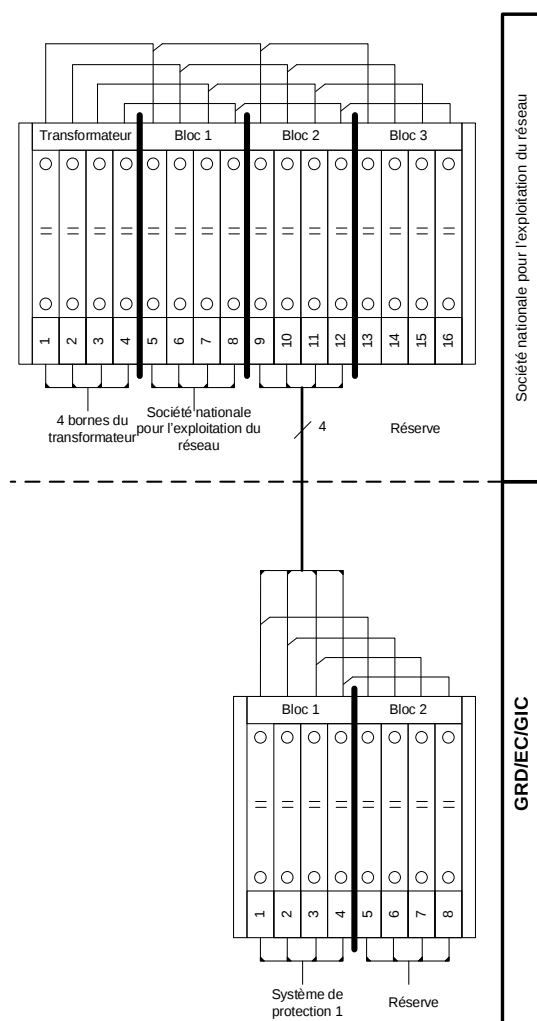


Figure 6: Vue d'ensemble de l'interface des transformateurs de tension

- (2) Les enroulements du transformateur de tension doivent être sécurisés de sorte qu'une erreur de manipulation de la part du GRD/de l'EC/du GIC n'affecte que ses propres équipements de protection. La sélectivité doit être garantie.
- (3) La Société nationale pour l'exploitation du réseau installe un disjoncteur pour protéger la section de câblage entre la Société nationale pour l'exploitation du réseau et le GRD/l'EC/le GIC.

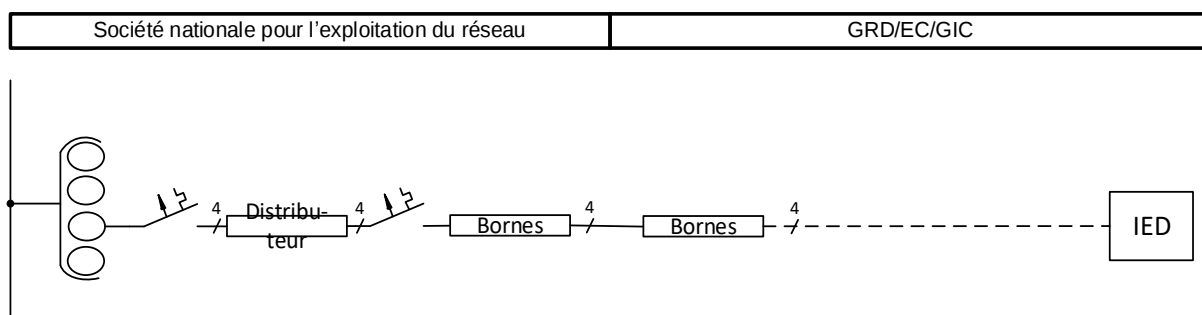


Figure 7: Exemple de l'enroulement 3, circuit transformateur de tension

- (4) La Société nationale pour l'exploitation du réseau est responsable du dimensionnement et de la conception du mini-disjoncteur des transformateurs de tension. La protection du circuit de tension du GRD/de l'EC/du GIC doit être réalisée de manière à ce que le mini-disjoncteur des transformateurs de tension protège le circuit secondaire des surcharges et des courts-circuits.
- (5) Pour empêcher tout dysfonctionnement dans le déclenchement de la protection d'impédance, des contacts auxiliaires spécifiques, affectés dans le temps aux contacts principaux du disjoncteur, sont requis. Les contacts de signaux de tous les disjoncteurs de protection d'enroulements utilisés par le GRD/l'EC/le GIC doivent être transmis.

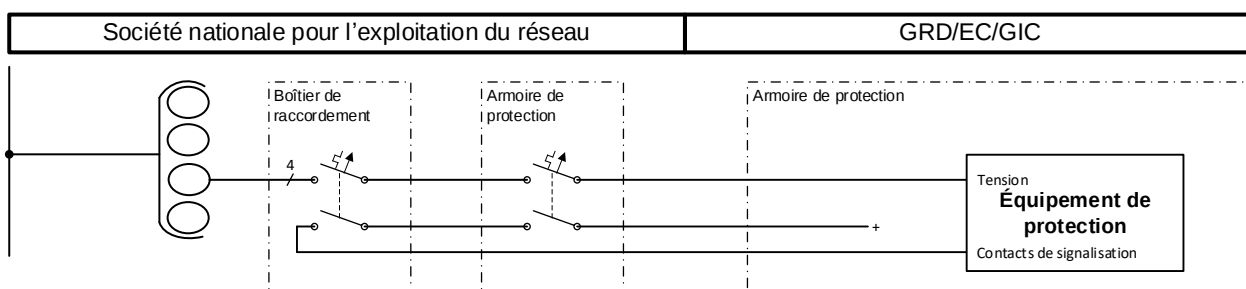


Figure 8: Contacts de signaux des disjoncteurs de protection

8. Concept de déclenchement, protection contre les défaillances de disjoncteur et verrouillage d'enclenchement

8.1 Déclenchements de protection sur le disjoncteur du côté opposé

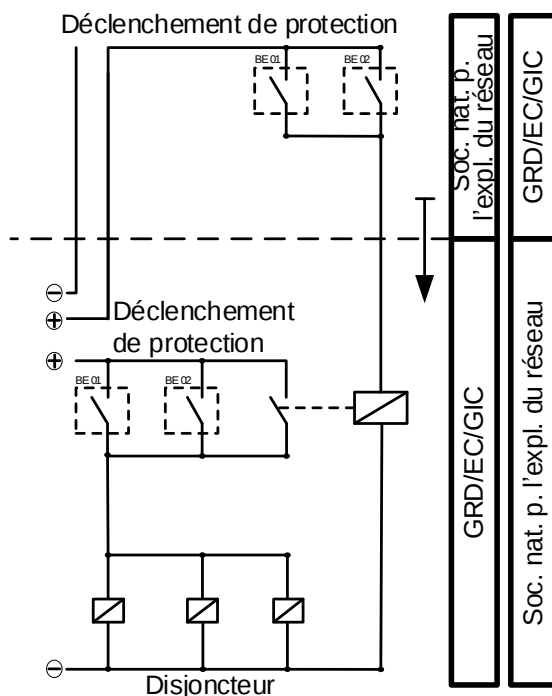


Figure 9: Circuit de déclenchement pour déclenchement 1 ou 2

- (1) Les ordres de déclenchement sur un disjoncteur propre sont transmis directement aux deux bobines de déclenchement.
- (2) Le déclenchement du côté opposé est appliqué directement aux circuits de déclenchement via un relais Trip (temps de réponse ≤ 10 millisecondes).
- (3) Le signal négatif correspondant doit être mis à disposition sur le bornier interface à des fins de mesure et de contrôle.
- (4) Compte tenu de la distance géographique entre les composants de l'installation, un déclenchement via un convertisseur électrique/optique est possible à titre exceptionnel. Dans ce cas, il faut veiller à ce que les convertisseurs soient dotés d'un contact de surveillance permettant de détecter de façon précoce d'éventuelles défaillances dans le circuit de déclenchement. Les circuits de déclenchement doivent être redondants. Les lignes de communication, notamment, ne doivent pas être utilisées par les deux systèmes. Dans la mesure du possible, l'ordre d'enclenchement doit être combiné avec la ligne de communication du déclenchement 1.

8.2 Déclenchements de protection via des unités de protection déportées ou des dispositifs de déclenchement à distance

- (1) En fonction de la situation, le GRD/l'EC/le GIC doit monter son unité de protection, de contrôle-commande ou de synchronisation dans la sous-station de la Société nationale pour l'exploitation du réseau. Pour ces armoires déportées, il convient, dans la mesure du possible, de mettre à disposition un local à part entière doté d'un accès propre. À cet effet, la Société nationale pour l'exploitation du réseau met à disposition toutes les tensions AC/DC requises.



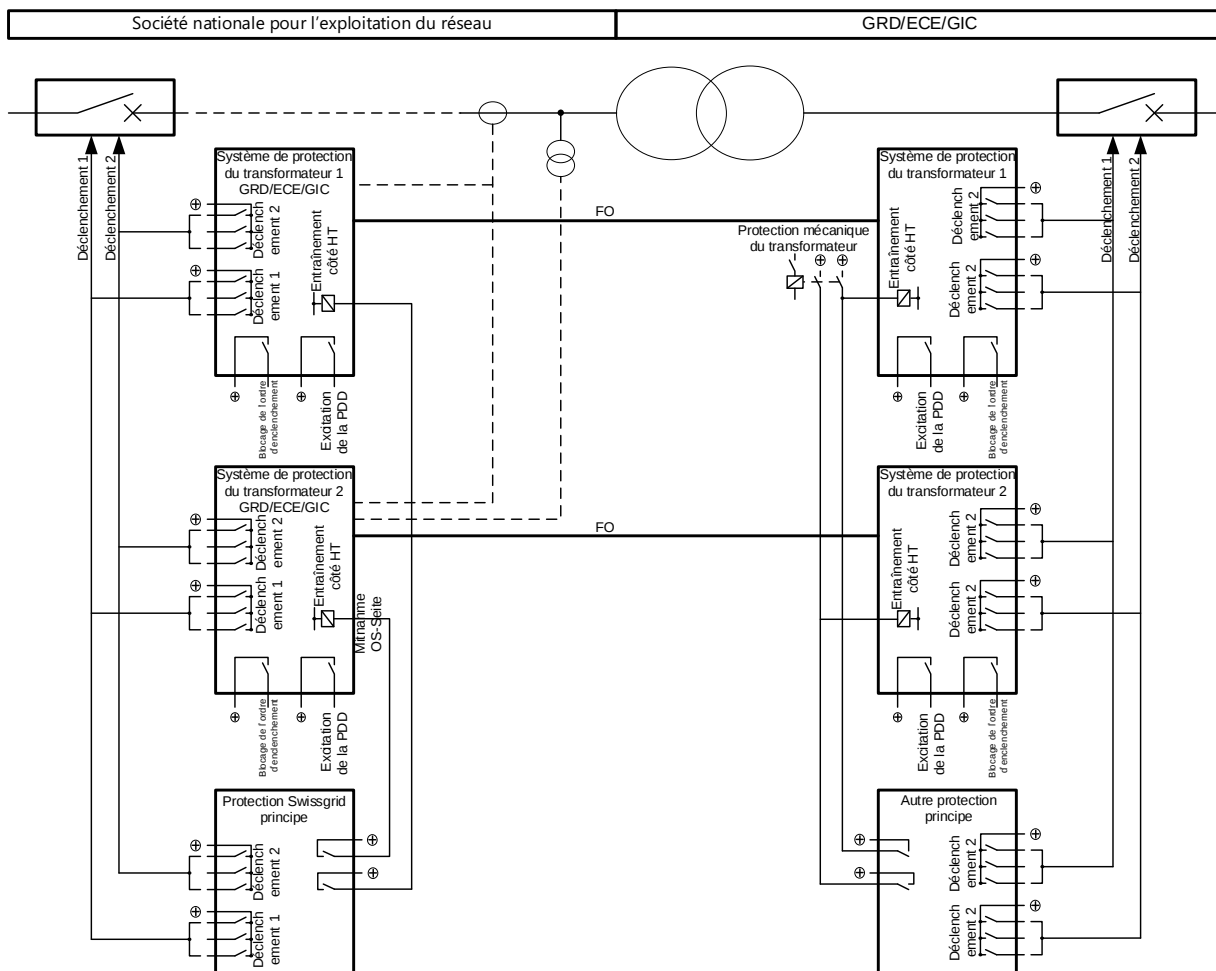


Figure 10: Représentation de principe de l'emplacement des équipements de protection

- (2) Les systèmes de protection du transformateur 1 et 2 sont montés de manière décentralisée dans la partie de l'installation appartenant à la Société nationale pour l'exploitation du réseau, ainsi que chez le GRD/l'EC/le GIC et reliés via des FO. Les déclenchements de protection externes réciproques, comme la protection mécanique du transformateur, sont saisis dans les deux systèmes de protection du transformateur et transmis à la station opposée indépendamment l'un de l'autre. Les systèmes de protection du transformateur 1 et 2 sont si possible alimentés par deux systèmes DC indépendants. Pour les installations pourvues d'un seul système DC, les systèmes de protection 1 et 2 doivent au moins être protégés séparément.
- (3) Chacun des deux systèmes de protection de transformateur dispose au minimum des entrées et sorties suivantes:
 - 1 ou 3 contacts pour le circuit de déclenchement 1 du disjoncteur
 - 1 ou 3 contacts pour le circuit de déclenchement 2 du disjoncteur
 - 1 contact pour le blocage de l'ordre d'enclenchement
 - 1 contact pour l'initialisation de la PDD
 - 1 entrée binaire pour le déclenchement du disjoncteur à la station opposée



8.3 Explications relatives à l'initialisation de la PDD

- (1) L'initialisation la protection contre les défaillances de disjoncteur peut s'opérer avec et sans courant de court-circuit.

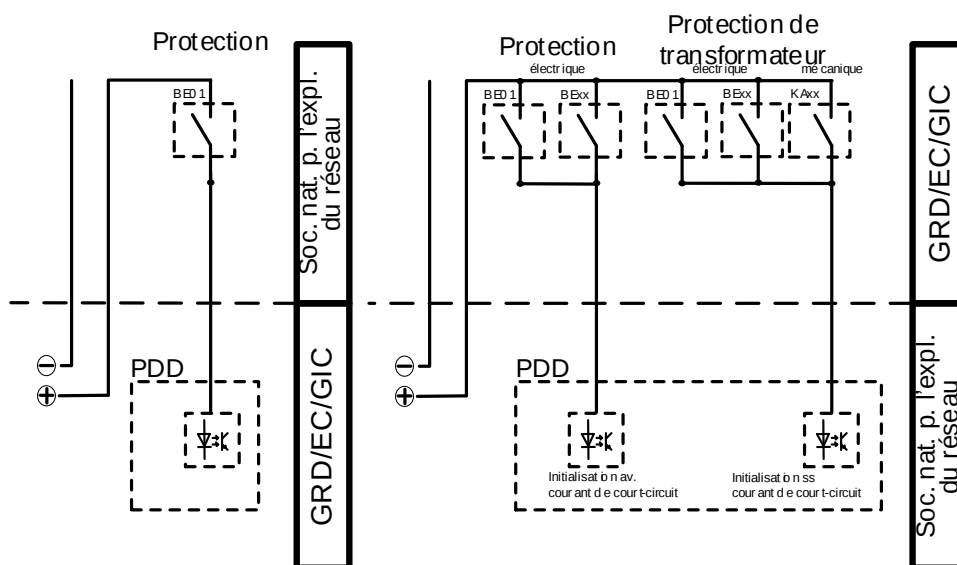


Figure 11: Initialisation de la PDD avec et sans courant de court-circuit

8.3.1 Initialisation avec courant de court-circuit

- (1) L'initialisation de la PDD avec courant de court-circuit regroupe tous les signaux émis en lien avec une défaillance électrique en présence d'un courant de court-circuit suffisant.

8.3.2 Initialisation sans courant de court-circuit

- (1) L'initialisation de la PDD sans courant de court-circuit regroupe les signaux de fonctions émis dans certaines circonstances en l'absence d'un courant de court-circuit caractéristique.
- (2) Le signal d'initialisation est sans rapport avec l'initialisation de la PDD avec courant de court-circuit.
- (3) Font également partie des fonctions sans courant de court-circuit les fonctions de protection électrique à courant faible (p. ex. protection différentielle).

8.3.3 Initialisation de la PDD dans le cas de transformateurs à enroulement tertiaire

- (1) Dans le cas des transformateurs à enroulement tertiaire, les signaux d'initialisation de la PDD doivent être transmis à la fois à l'enroulement principal et à l'enroulement tertiaire.
- (2) Le graphique ci-dessous correspond au cas d'une initialisation de la PDD du côté haute tension. L'interface entre GRD/EC/GIC reste inchangée et la transmission des signaux s'effectue du côté basse tension.



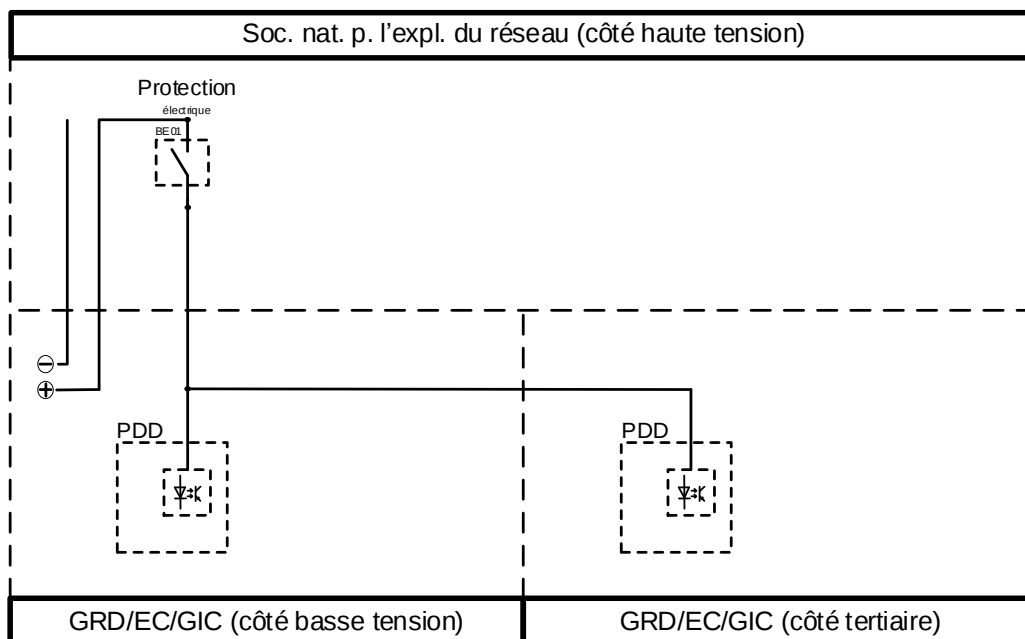


Figure 12: Initialisation de la PDD dans le cas de transformateurs à enroulement tertiaire

8.4 Interface de blocage de l'ordre d'enclenchement du disjoncteur

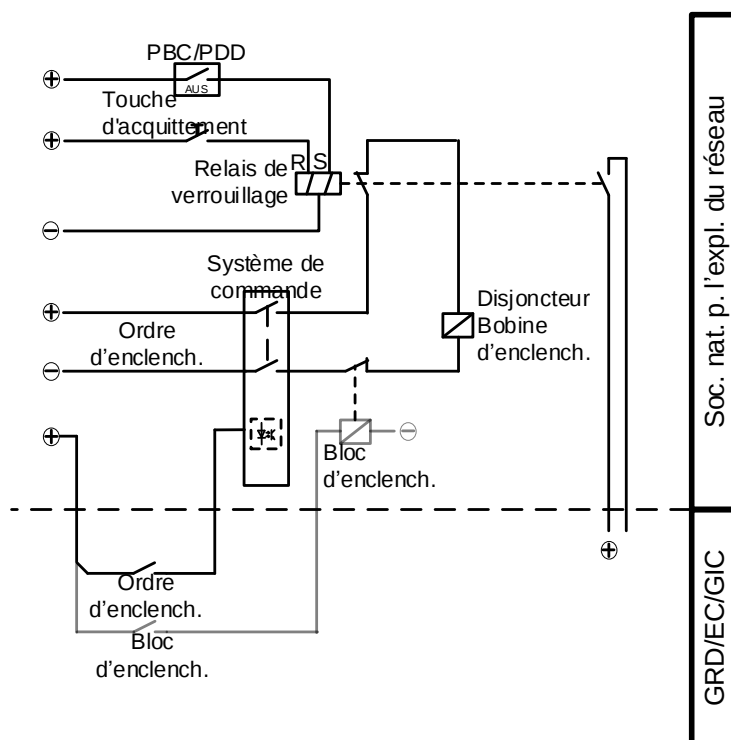


Figure 13: Verrouillage d'enclenchement

- (1) Les déclenchements des systèmes de protection de barres collectrices ou de transformateurs peuvent entraîner un blocage de l'ordre d'enclenchement. Dans ce cas, il s'agit de bloquer non seulement le propre ordre d'enclenchement, mais aussi celui du partenaire.
- (2) Pour cela, un relais de verrouillage permettant de suspendre l'ordre d'enclenchement jusqu'à acquittement doit être utilisé.
- (3) Le blocage est acquitté après contrôle et validation. L'acquiescement s'effectue avec le déclenchement d'un système de protection de barres collectrices par la Société nationale pour l'exploitation du réseau ou du transformateur par le GRD/l'EC/le GIC.
- (4) Un éventuel maintien du blocage est laissé à l'appréciation de la Société nationale pour l'exploitation du réseau ou du GRD/de l'EC/du GIC et doit être déterminé conjointement par les deux parties.
- (5) Le bloc d'enclenchement du GRD/de l'EC/du GIC doit être paramétré de façon à ce que le disjoncteur de la Société nationale pour l'exploitation du réseau coupe la borne négative en cas de blocage d'enclenchement imminent.
- (6) Les signaux négatifs correspondants doivent être disponibles à l'interface à des fins de mesure et de contrôle.

9. Interface des retours de signalisation pour protection et verrouillages

9.1 Tensions de signalisation

- (1) Les retours de signalisation nécessaires pour la protection et les verrouillages sont fournis mutuellement, par la voie la plus directe possible, par l'émetteur, par des contacts libres de potentiel. Les signaux négatifs correspondants doivent être disponibles à l'interface à des fins de mesure et de contrôle.

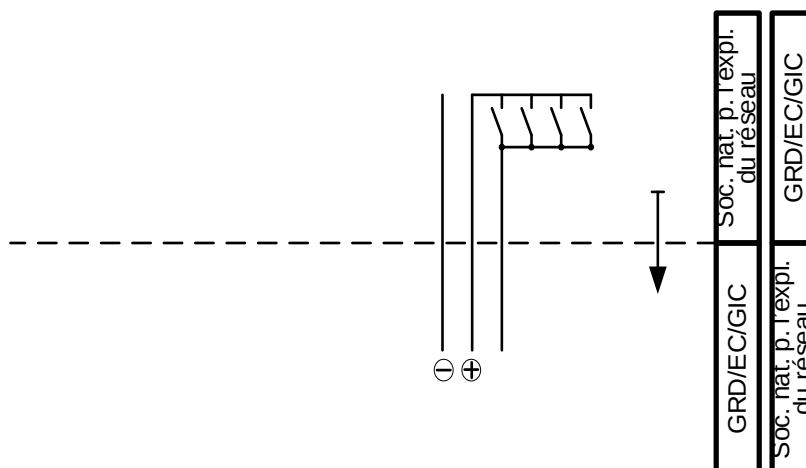


Figure 14: Principe de la tension de signalisation

9.2 Portée du signal par câble

- (1) La liste suivante montre une affectation possible des signaux reposant sur les câbles définis à la section 6.2.

Désignation du câble	Signal	Direction HT→BT BT→HT	Précision
Déclenchement 1	Déclenchement 1 BT → HT	BT→HT	
	Verrouillage d'enclenchement BT → HT	BT→HT	Exemple: verrouillage après déclenchement de la PDD, protection mécanique, protection différentielle, etc.
	Disjoncteur côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	Avec validation dans l'unité de commande
	Surveillance du transformateur de tension, enroulement de protection 3	HT→BT	Tous les automates de l'enroulement
	Ordre d'enclenchement manuel (SOTF)	HT→BT	si nécessaire
	Retour de signal. disjoncteur côté HT, enclenchement	HT→BT	si nécessaire
	Déclenchement 1 HT → BT	HT→BT	
	Verrouillage d'enclenchement HT → BT	HT→BT	Exemple: signalisation de blocage après déclenchement de la PDD
Déclenchement 2	Déclenchement 2 BT → HT	BT→HT	
	Initialisation de la PDD avec courant de court-circuit	BT→HT	
	Initialisation de la PDD sans courant de court-circuit	BT→HT	
	Surveillance du transformateur de tension, enroulement de protection 4	HT→BT	Tous automates de l'enroulement
	Ordre d'enclenchement manuel (SOTF)	HT→BT	si nécessaire
	Retour de signalisation disjoncteur côté HT, enclenchement	HT→BT	si nécessaire
	Déclenchement 2 HT → BT	HT→BT	
	Déclenchement de la PDD	HT→BT	Signalisation
Verrouillages BT → HT	Disjoncteur côté BT OUVERT	BT→HT	Verrouillage
	Disjoncteur côté BT FERMÉ	BT→HT	
	Disjoncteur de départ côté BT OUVERT	BT→HT	Verrouillage
	Disjoncteur de départ côté BT FERMÉ	BT→HT	
	Sect. de terre côté BT OUVERT	BT→HT	Verrouillage
	Sect. de terre côté BT FERMÉ	BT→HT	
Verrouillages/re-tours de signalisation HT → BT	Disjoncteur côté HT OUVERT	HT→BT	Verrouillage
	Disjoncteur côté HT FERMÉ	HT→BT	Verrouillage
	Disjoncteur de départ côté HT OUVERT	HT→BT	Verrouillage
	Disjoncteur de départ côté HT FERMÉ	HT→BT	
	Sectionneur de terre côté HT OUVERT	HT→BT	Verrouillage



Désignation du câble	Signal	Direction HT→BT BT→HT	Précision
	Sectionneur de terre côté HT FERMÉ	HT→BT	
	Disjoncteur BC1 OUVERT	HT→BT	
	Disjoncteur BC1 FERMÉ	HT→BT	
	Disjoncteur BC2 OUVERT	HT→BT	
	Disjoncteur BC2 FERMÉ	HT→BT	
	Disjoncteur côté HT prêt	HT→BT	
	Commande locale ou urgence	HT→BT	Commande à distance impossible
	Défaillance technique côté HT	HT→BT	La portée du signal doit être définie pour le projet.
Ordres BT → HT	Disjoncteur côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur côté HT, ordre de déclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur de départ côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur de départ côté HT, ordre de déclenchement	BT→HT	
	Sectionneur de terre côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	
	Sectionneur de terre côté HT, ordre de déclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur BC1 côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur BC1 côté HT, ordre de déclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur BC2 côté HT, ordre d'enclenchement	BT→HT	
	Disjoncteur BC2 côté HT, ordre de déclenchement	BT→HT	
	Défaillance technique côté BT	BT→HT	La portée du signal doit être définie pour le projet.
Intensité	Noyau de protection 3	HT→BT	Selon présent document
	Noyau de protection 4	HT→BT	Selon présent document
Tension	Bobine de protection 3	HT→BT	Selon présent document
	Bobine de protection 4	HT→BT	Selon présent document
CEI 60870-5-101	Les signaux sans incidence directe sur les verrouillages et les blocages du champ doivent être échangés via un protocole. Sont exclus de la transmission série selon la norme CEI 101 les signaux qui ne concernent pas directement le transformateur de NR 2.		

Tableau 9: Affectation des câbles pour l'interface



- (2) Les signaux grisés doivent être remplacés selon la norme CEI 101. Lorsqu'aucune liaison CEI 101 n'est souhaitée, l'échange de signaux s'effectue via une interface en cuivre.
- (3) La portée des signaux peut varier en fonction de la topologie de l'installation.
- (4) Il convient de prévoir des réserves appropriées.



10. Contrôle de la chute de tension DC en cas de déclenchement du disjoncteur

- (1) Les chutes de tension dans les lignes d'alimentation doivent être réduites au minimum de sorte que les équipements puissent fonctionner dans la plage de tension prescrite, de +10% à -30%.
- (2) La chute de tension doit être étudiée avec précision, notamment au niveau des relais de déclenchement. Lors de la définition des sections des câbles de commande, il convient d'étudier les sélectivités et/ou le comportement de déclenchement des automates de protection selon l'OIBT/la NIBT.
- (3) Si l'alimentation du redresseur tombe en panne, la tension DC baissera continuellement. Il incombe au gestionnaire ou à l'exploitant respectif (Société nationale pour l'exploitation du réseau ou GRD/EC/GIC) de définir la tension DC minimale permettant d'exploiter l'installation.

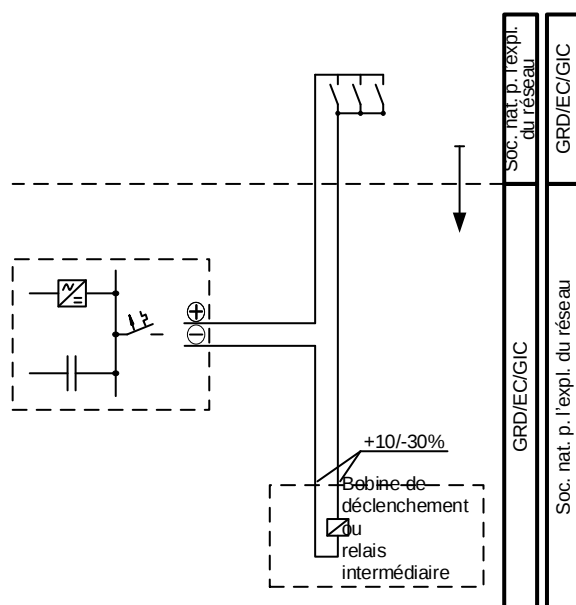


Figure 15: Chute de tension

11. Câblage de l'ensemble de l'installation

- (1) Tous les brins des câbles secondaires doivent être entièrement raccordés à leurs deux extrémités sur des bornes sectionnables. L'exploitant de l'installation correspondant définit le type de borne. Les brins des types de câbles utilisés doivent être numérotés.

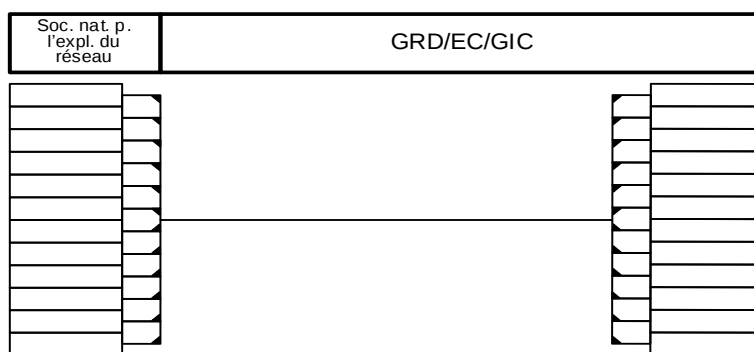


Figure 16: Câblage

12. Défaillance à proximité de la station de la centrale

- (1) La répartition des systèmes de protection est décrite au chapitre 3. Cette section décrit les fonctions de protection ainsi que leur propriétaire et les zones et responsabilités correspondantes.
- (2) En cas de panne (court-circuit, défaut à la terre), les réseaux de la Société nationale pour l'exploitation du réseau et du GRD/de l'EC/du GIC s'influencent mutuellement, notamment via le courant de défaut injecté. Cette influence est déterminée par plusieurs facteurs, dont la topologie du réseau, le lieu de survenance de la panne ou le type de panne.
- (3) Les raccordements de centrales susceptibles d'injecter des composantes DC plus ou moins importantes en cas de panne, selon les configurations, sont extrêmement critiques. Les machines asynchrones modernes sont particulièrement concernées.
- (4) Les disjoncteurs de générateur sont conçus et dimensionnés pour désactiver les composantes DC. En revanche, les disjoncteurs de lignes haute tension ne peuvent pas couper le courant sans passage par zéro. Dans ce cas particulier, il faut utiliser une logique de déclenchement conditionnelle (déclenchement à distance du disjoncteur du générateur).
- (5) En cas de raccordement d'une centrale électrique, le GRD/l'EC/le GIC doit informer au plus vite la Société nationale pour l'exploitation du réseau d'un risque de déclenchement avec courbe de passage par zéro retardée et mettre à disposition les résultats des simulations ou mesures effectuées.



Annexe 1: Abréviations spécifiques au présent document

Société nationale pour l'exploitation du réseau (Swissgrid)	Gestionnaire de réseau de transport
GIC	Gestionnaire d'installations de clients
EC	Exploitant de centrale
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
PAR	Point d'alimentation du réseau
HT	Côté haute tension (côté primaire du transformateur)
BT	Côté basse tension (côté secondaire/tertiaire du transformateur)
PBC	Protection de barres collectrices
PDD	Protection contre les défaillances de disjoncteur
DIST	Protection de distance
DIFF	Protection différentielle
IMAX	Protection à maximum de courant à retard (indépendant)
FO	Fibres optiques

