



Supervision et télégestion des réseaux électriques

MOHAMED NOUH DAZAHRA

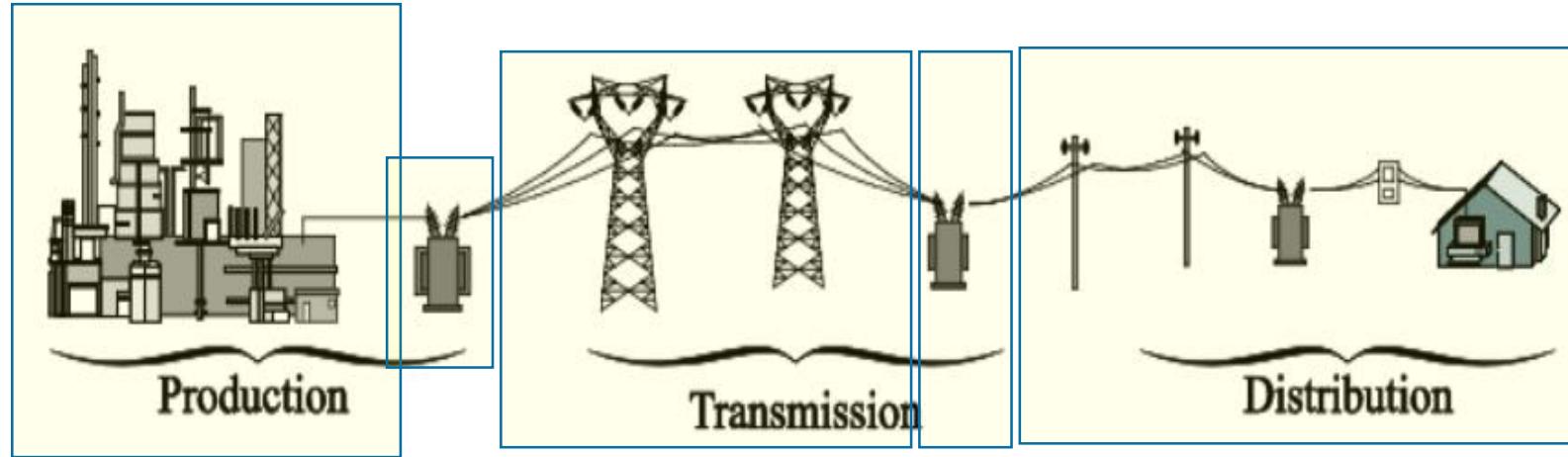


- **Généralités sur les réseaux électriques**
 - Introduction
 - Les défauts dans les réseaux électriques
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**

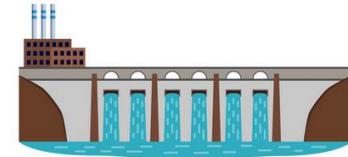
- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Introduction



Centrale thermique



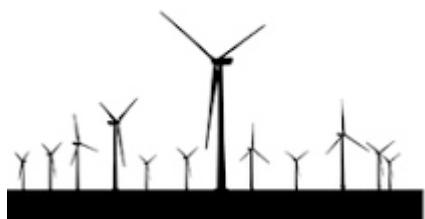
Centrale hydraulique



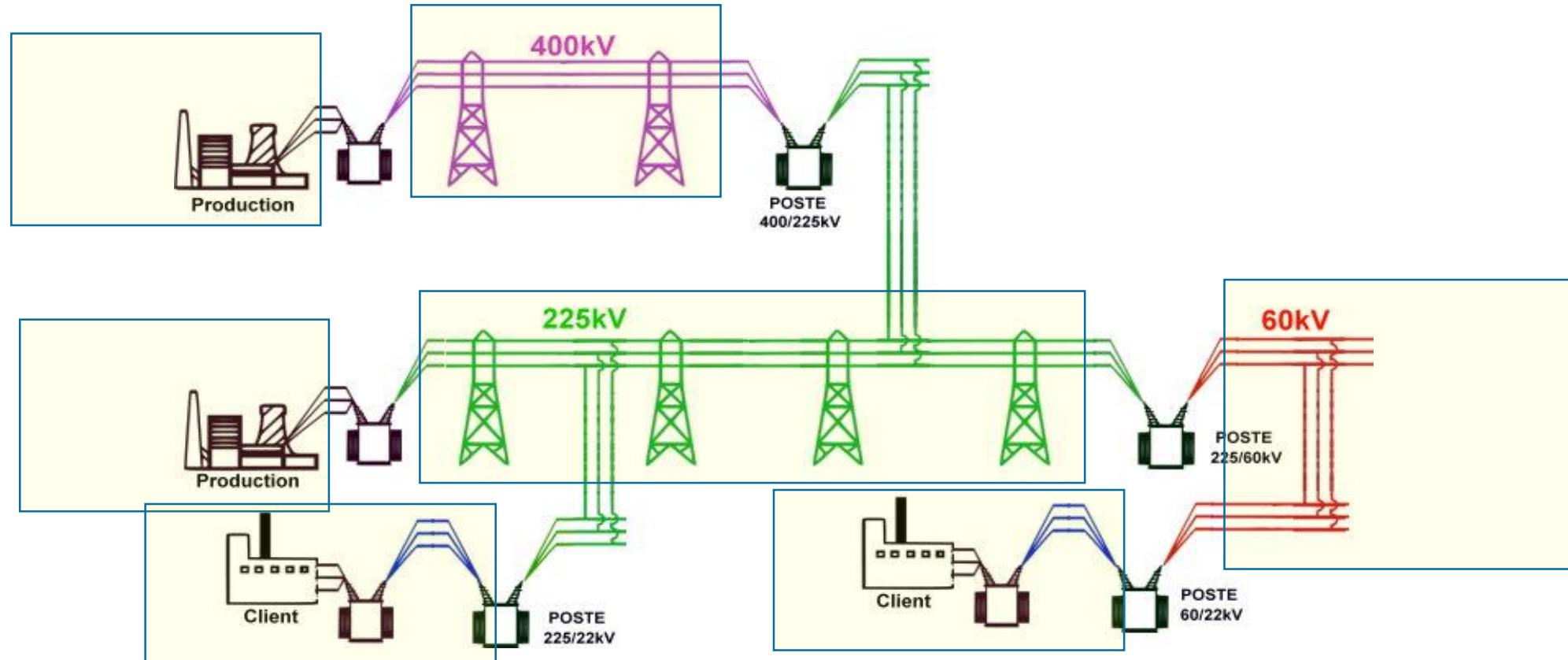
Centrale nucléaire



Centrale Solaire



centrale éolienne



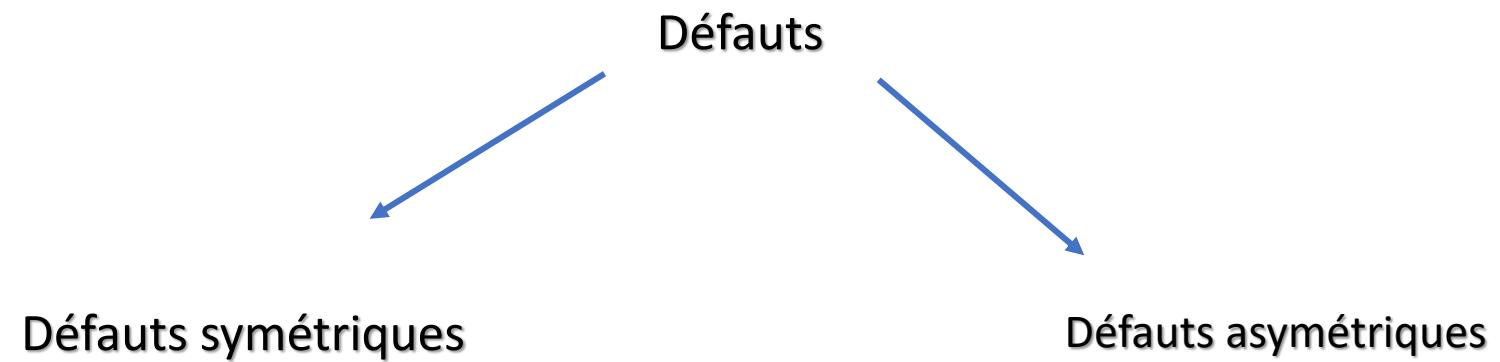
Réseau électrique Marocain

- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Les défauts dans les réseaux électriques

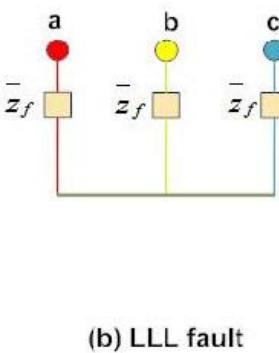
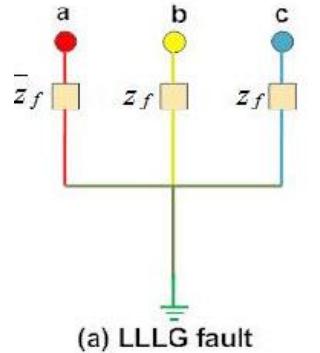
Définition : Un défaut dans un système d'alimentation électrique peut être défini comme toute condition anormale du système entraînant une panne électrique de l'équipement, telle que des transformateurs, des générateurs, des jeux de barres





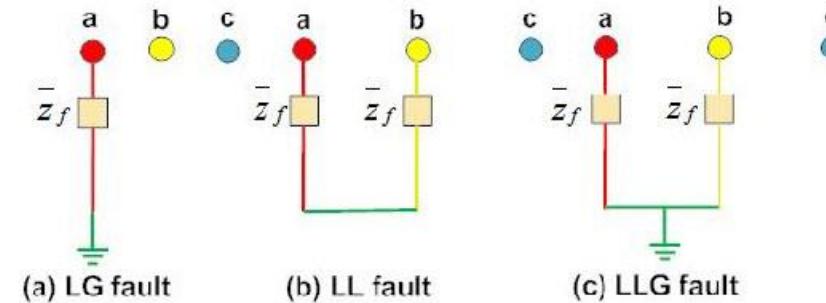
Les défauts dans les réseaux électriques

Défauts symétriques



Probabilité : 2 à 5%

Défauts asymétriques



(b) LL fault

(c) LLG fault

Probabilité : LG 65 à 70%

Probabilité : LL 5 à 10%

Probabilité : LLG 15 à 20%



Causes des défauts électrique

- Conditions météorologiques
 - L'orage , forte pluie , le vent , la neige
- Défaillances d'équipement
 - Générateur , Moteur , transformateurs ...
- Erreurs humaines
 - Mauvais calibrage , fausse manœuvre ...
- Fumée d'incendie



Nature des défauts

- **Auto-extincteurs** : ils disparaissent spontanément à des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Fugitifs** : nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de seconde).
- **Semi-permanents** : ils exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.
- **Permanents** : Ils provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Evolutifs** : défaut biphasé évoluant par la suite en défaut triphasé.
- **Intermittents** : se comportent comme une succession aléatoire de défauts auto-extincteurs

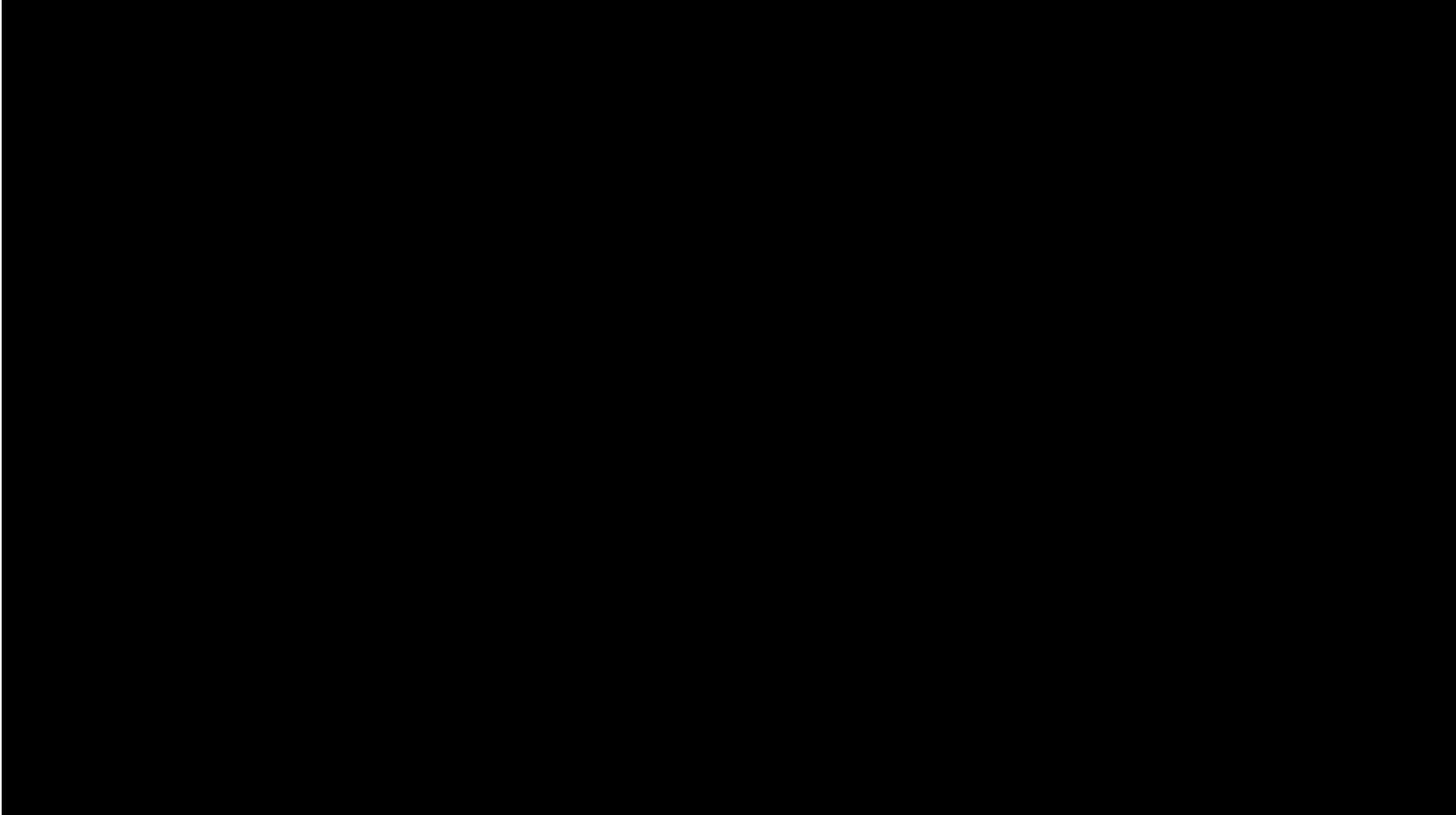


Effets de défauts électriques

- Surintensité , chute de tension , déséquilibre
- Danger pour le personnel d'exploitation
- Perte d'équipement
- Perturbations des circuits actifs interconnectés
- Incendies électriques



Effets de défauts électriques





Dispositifs limitant les défauts

Fusible



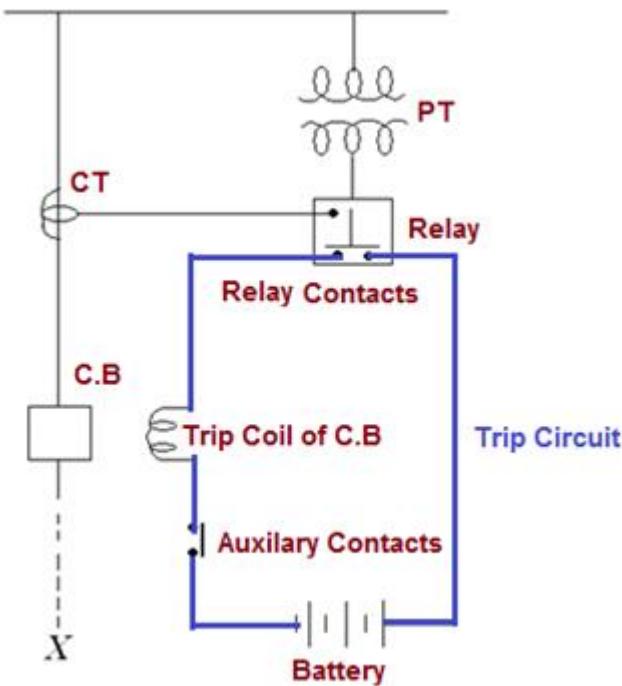
Disjoncteur





Dispositifs limitant les défauts

Relais





Composantes symétriques

Soit un ensemble de trois vecteurs triphasés sinusoïdaux tournant à la même vitesse. Ils sont donc fixes les uns par rapport aux autres.

Il existe trois dispositions particulières présentant une symétrie des vecteurs entre eux et pour cela qualifiées de « **composantes symétriques** » :

le « **système direct** » encore appelé par les anglo-saxons « **séquence positive** » dans lequel $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$

- ont même amplitude
- sont décalés de 120°
- sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre **1,2,3**.

$$\vec{V}_1$$

$$\vec{V}_2 = a^2 \vec{V}_1 = a \vec{V}_3$$

$$\vec{V}_3 = a \vec{V}_1$$

le « **système inverse** » encore appelé par les anglo-saxons « **séquence négative** » dans lequel $\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3$

- ont même amplitude
- sont décalés de 120°
- sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre **1,3,2**.

$$\vec{V}_1$$

$$\vec{V}_2 = a \vec{V}_1$$

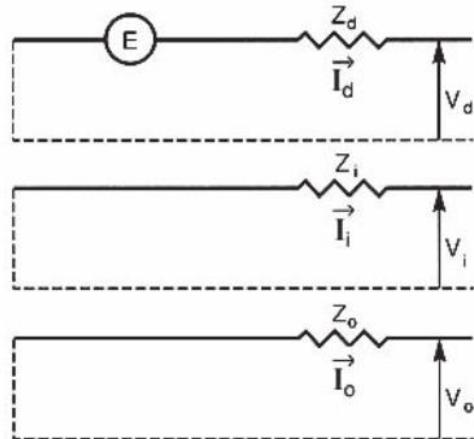
$$\vec{V}_3 = a^2 \vec{V}_1 = a \vec{V}_2$$

le « **système homopolaire** » encore appelé par les anglo-saxons « **séquence nulle** » , dans lequel

- ont même amplitude
- sont en phase et donc colinéaires, ainsi un observateur au repos peut les voir passer en même temps



Méthode de calcul des régimes déséquilibrés



$$E = V_d + Z_d \times I_d$$

$$0 = V_i + Z_i \times I_i$$

$$0 = V_o + Z_o \times I_o$$

Méthode de résolution pratique

- Le réseau est divisé en 2 zones :
 - une zone dissymétrique D (réseau déséquilibré),
 - une zone symétrique S (réseau équilibré).
- On écrit les équations liant courants et tensions :
 - dans la zone D (composantes réelles),
 - dans la zone S (composantes symétriques),
 - continuité à la frontière D-S,
 - fonctionnement dans la zone S
- La résolution mathématique des équations permet de calculer les valeurs des composantes symétriques et des composantes réelles des courants et tensions des zones D et S.



Défaut phase-terre

Isolement de la zone dissymétrique

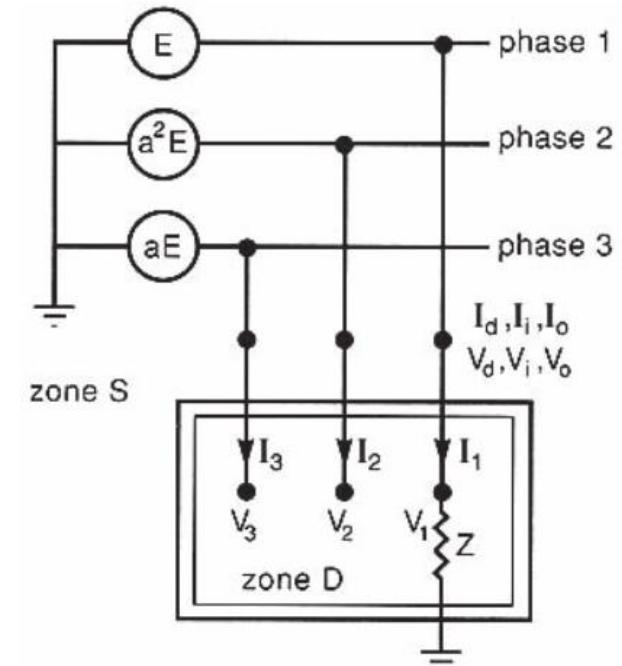
Equations des composantes réelles dans (D)

$$I_2 = I_3 = 0$$

$$V_1 = Z \times I_1$$

Equations des composantes symétriques dans (S)

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$





Défaut phase-terre

Continuité à la frontière D-S

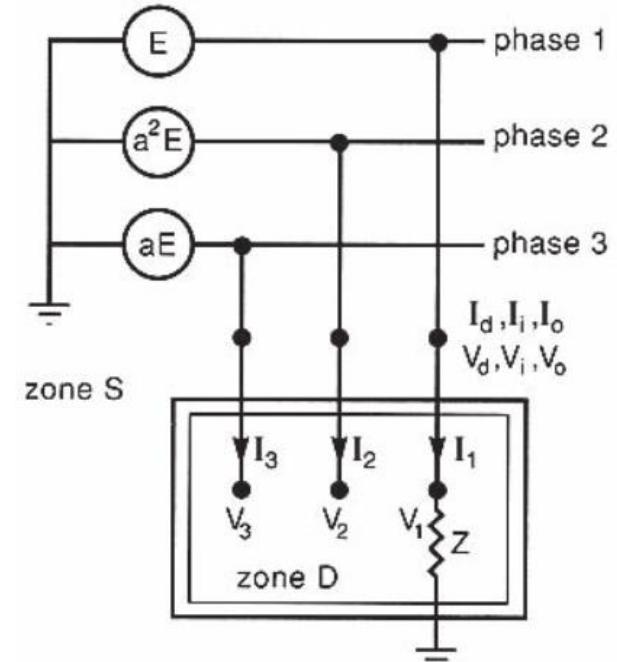
En combinant entre elles les équations des composantes réelles dans (D) et les équations des composantes symétriques dans (S) on obtient :

$$\begin{cases} a^2 Id + a Ii + Io = 0 \\ a Id + a^2 Ii + Io = 0 \\ Vd + Vi + Vo = Z \times I_1 \end{cases}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} Id = Ii = Io = \frac{I_1}{3} \\ Vd + Vi + Vo = 3Z \times Io \end{cases}$$

Équations de fonctionnement de S

$$\begin{cases} E = Vd + Zd \times Id \\ 0 = Vi + Zi \times Ii \\ 0 = Vo + Zo \times Io \end{cases}$$





Défaut phase-terre

Résolution des équations

Valeurs des composantes symétriques des courants et des tensions

$$E + 0 + 0 = V_d + V_i + V_o + Z_d \times I_d + Z_i \times I_i + Z_o \times I_o \\ = 3Z \times I_o + (Z_d + Z_i + Z_o) I_o$$

soit :

$$I_o = I_d = I_i = \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_d = E - Z_d \times I_d = E - Z_d \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ V_d = E \frac{Z_i + Z_o + 3Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_i = -Z_i \times I_i$$

$$V_i = -Z_i \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_o = -Z_o \times I_o$$

$$V_o = -Z_o \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$I_1 = I_d + I_i + I_o$$

$$I_1 = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$I_2 = 0$$

$$I_3 = 0$$

$$V_1 = Z \times I_1$$

$$V_1 = 3Z \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o$$

$$= a^2 E \frac{Z_i + Z_o + 3Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} - a E \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} - E \frac{Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ = E \frac{Z_i (a^2 - a) + Z_o (a^2 - 1) + 3a^2 Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_2 = a^2 E \left(1 - \frac{Z_d + a Z_i + a^2 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right)$$

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o$$

$$= a E \frac{Z_i + Z_o + 3Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} - a^2 E \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} - E \frac{Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ = E \frac{Z_i (a - a^2) + Z_o (a - 1) + 3a Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_3 = a E \left(1 - \frac{Z_d + a Z_i + a^2 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right)$$

Nota :

Le terme $1 - \frac{Z_d + a Z_i + a^2 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$ est appelé facteur de « défaut à la terre », sa valeur varie entre 1 et 1,8.



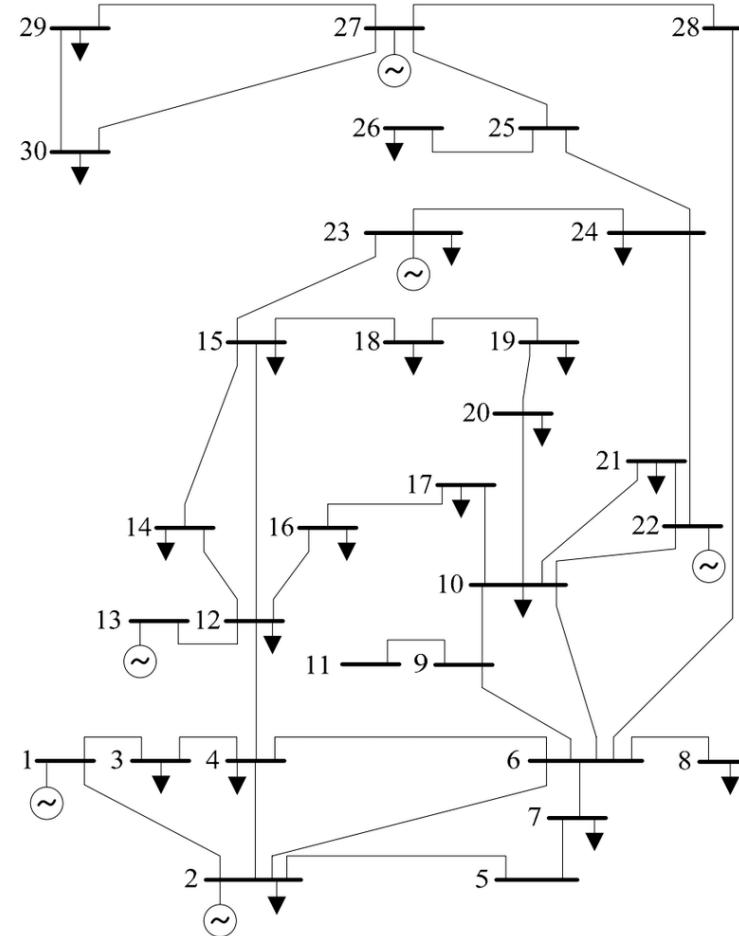
Formulaire récapitulatif

Type de dissymétrie	Dissymétrie impédante	Dissymétrie franche (Z = 0 et/ou Zc = 0)
Court-circuit monophasé	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o + 3Z }$	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$
Court-circuit biphasé terre (Zc = 0)	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z) }$	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_o + Z_d \times Z_o }$
Court-circuit biphasé isolé (Z = m)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i + Z_c }$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i }$
Court-circuit triphasé (Z quelconque)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_c \sqrt{3}}$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d \sqrt{3}}$

- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Les sous-stations





Les sous-stations

Les sous-stations sont le cœur d'un réseau électrique, la sous-station est le nœud ou le réseau électrique est :

- **Contrôlé** : configuration de la topologie
- **Surveillé** : fonction de monitoring
- **Protégé** : action des protections





Un
de

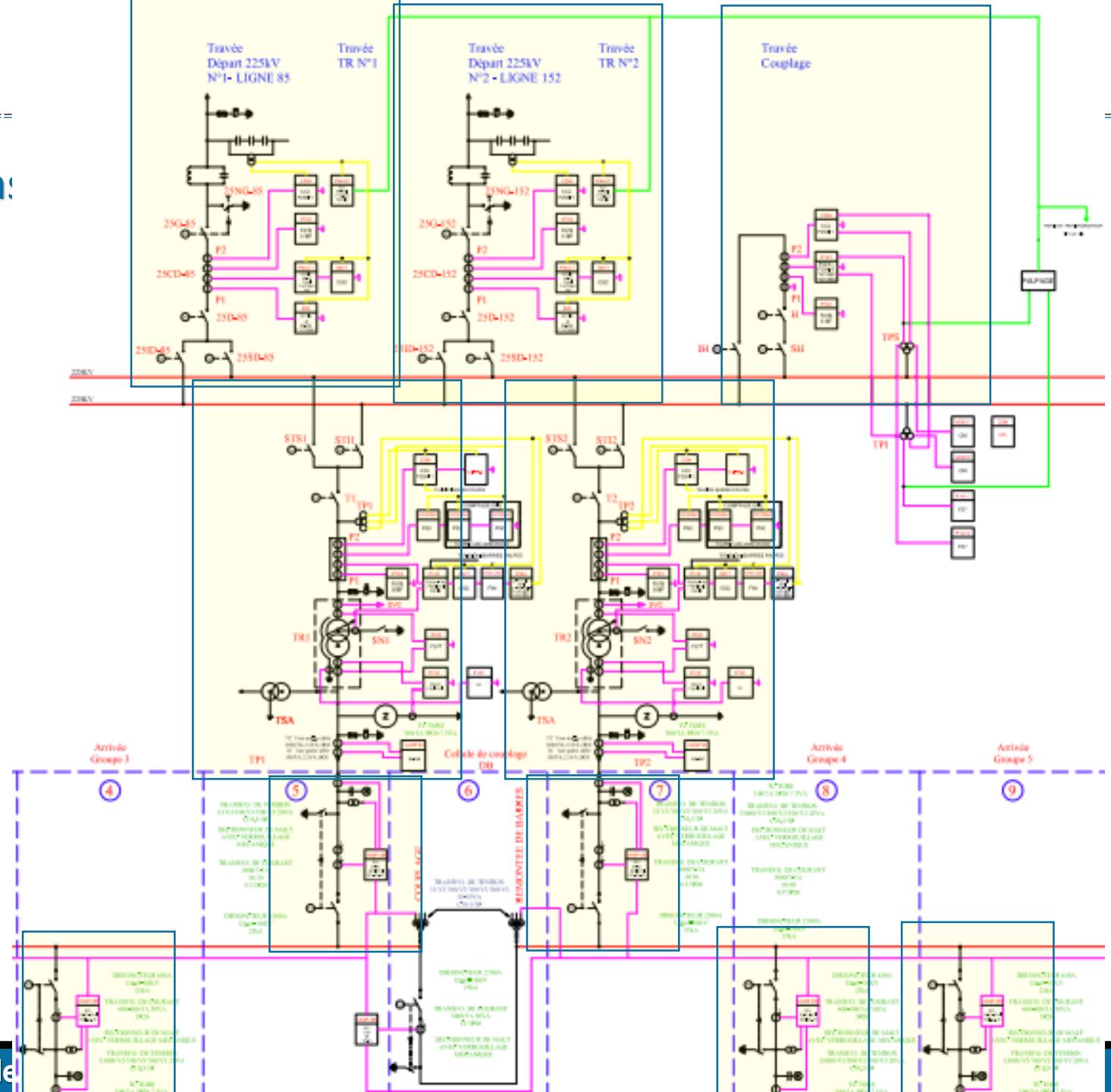
UNIVERSITÉ R

Les s



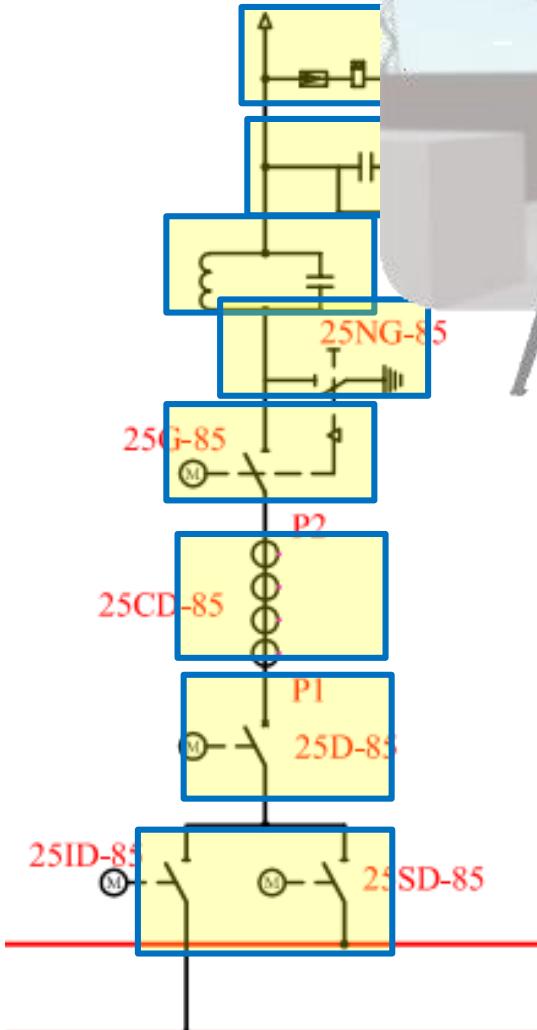


Les sous-stations



Les sous-stations

Depart 225kV



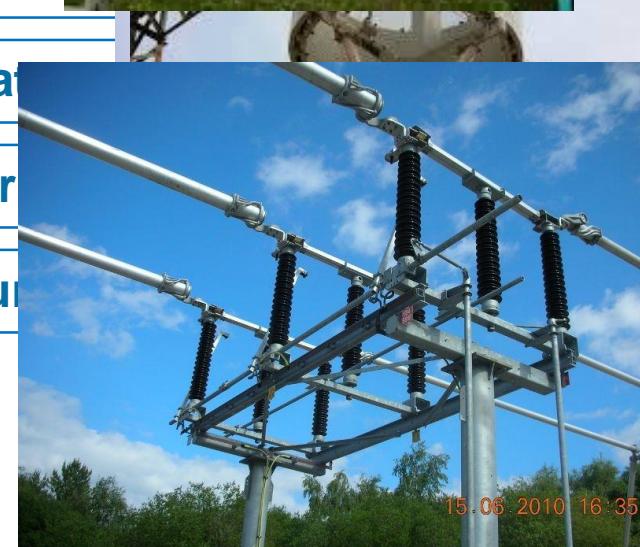
Sectionneur M

Disjoncteur 400 000 volts

Sectionneur G

Disjoncteur 83 000 volts

Transformateur



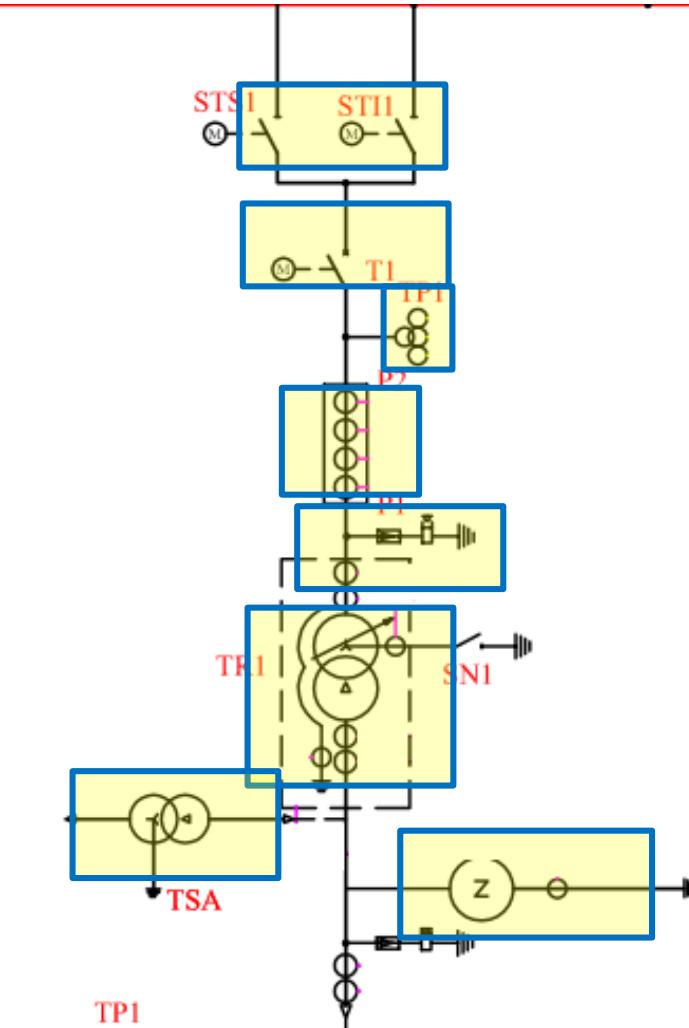
Disjoncteur



Sectionneur



Les sous-stations



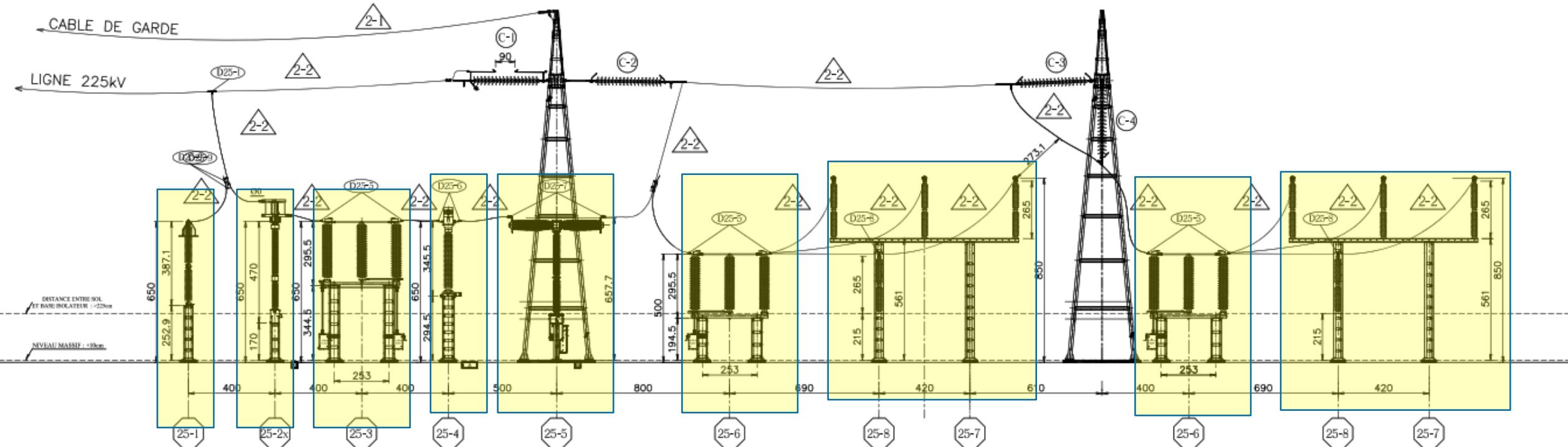
Transformateur

TSA : transformateur services auxiliaires

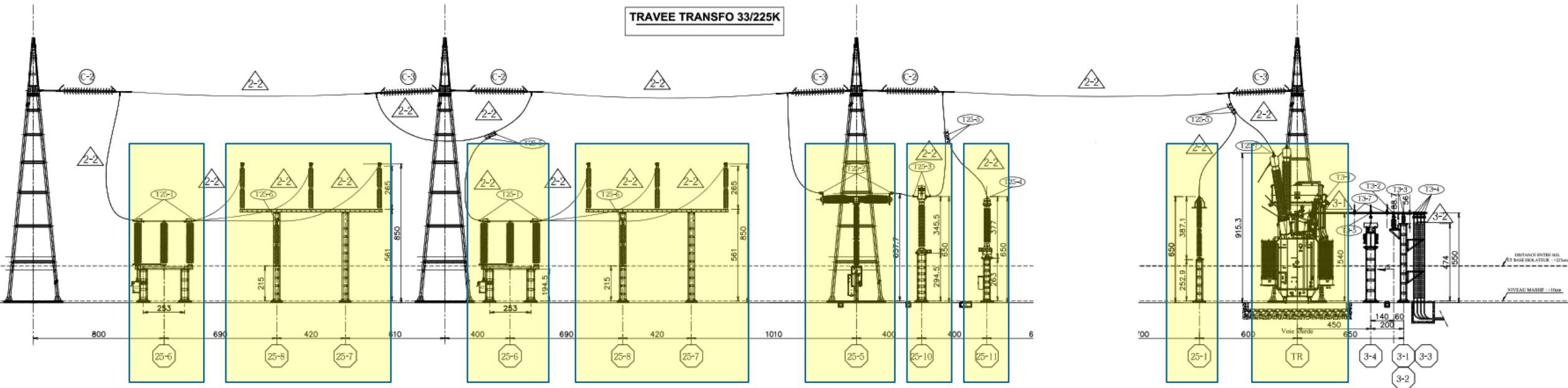
Bobine de neutre

TRAVEE DEPART 225KV

TRAVEE DEPART 225KV



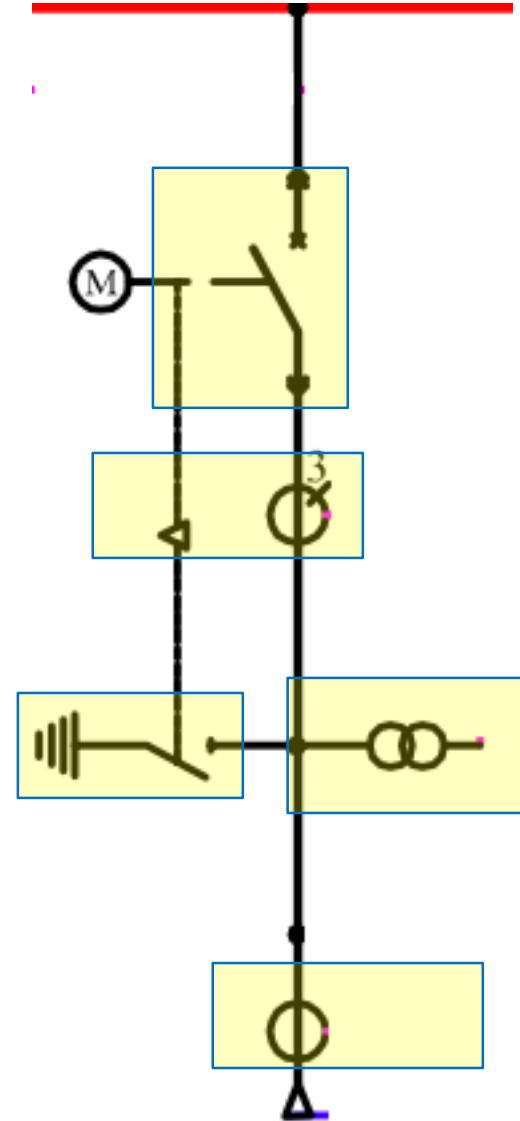
TRAVEE TRANSFO 225KV



Video



Départ MT



Disjoncteur débrochable

Transformateur de courant

Sectionneur mise a la terre

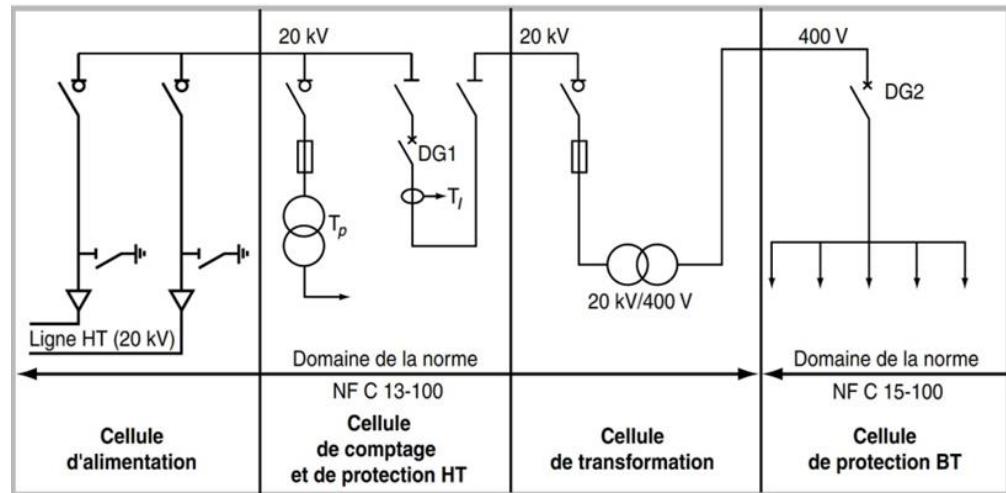
Transformateur de tension

TC tore





Les sous-stations





Niveau de la tension

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

Les notations de la norme CEI 38 :

HT : pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V Les valeurs normalisées sont :
45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV

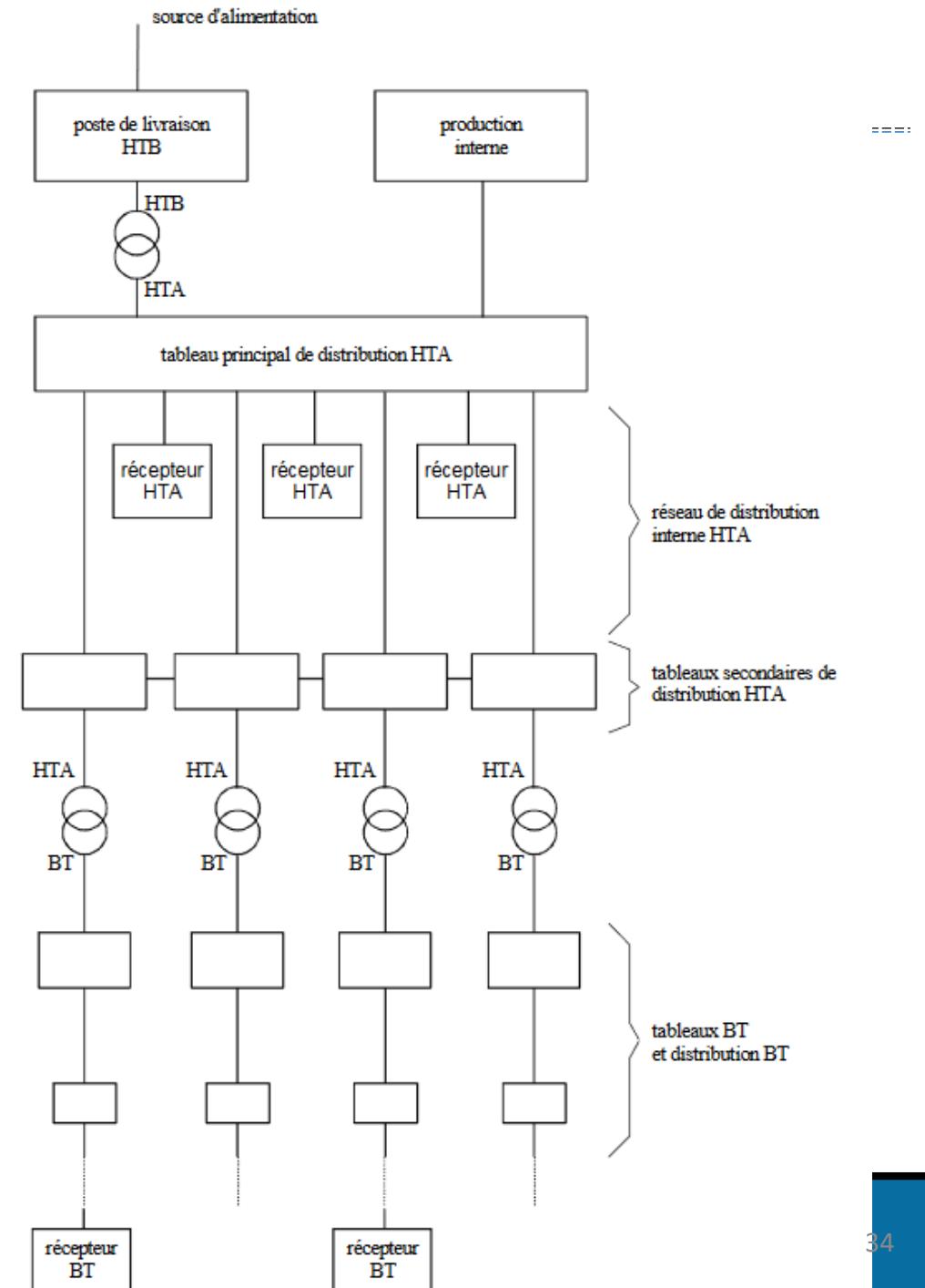
MT : pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV Les valeurs normalisées sont :
3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV

BT : pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V Les valeurs normalisées sont :
400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)



Réseau de dist

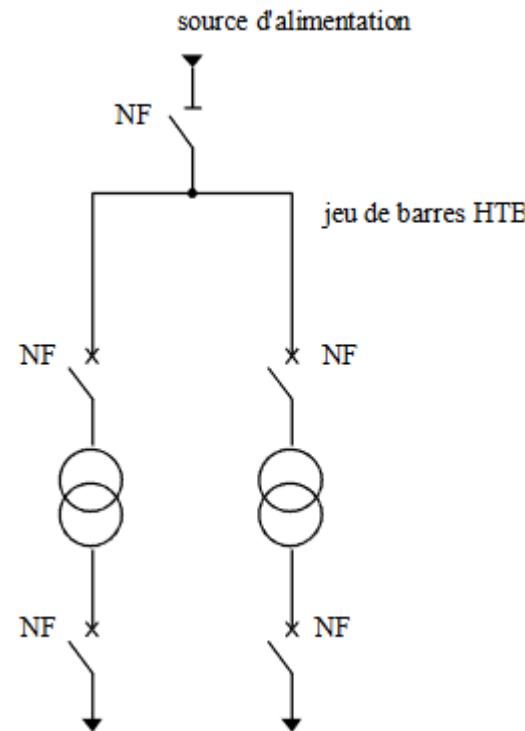
structure générale d'un réseau de distribution





Les postes de livraison HTB

simple antenne

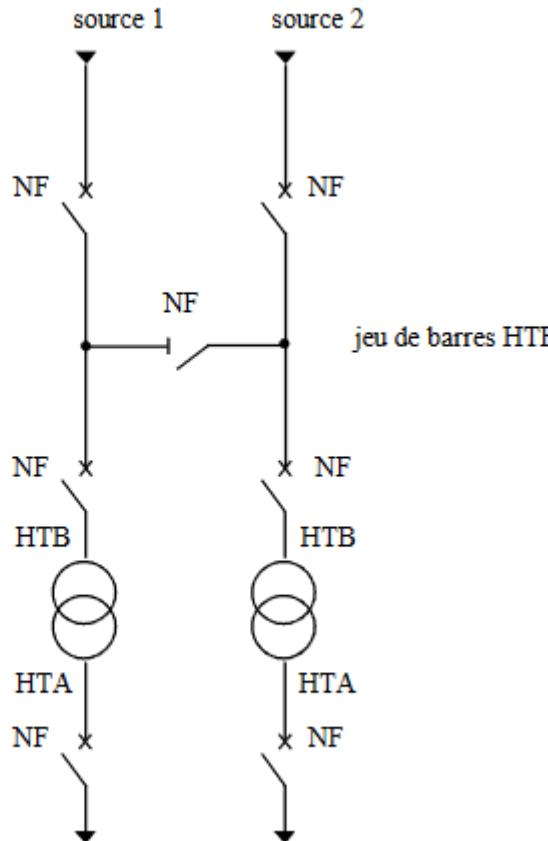


avantage : Coût minimal
inconvénient : Disponibilité faible



Les postes de livraison HTB

simple antenne



mode d'exploitation :

- normal : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

avantages :

- bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau
- maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

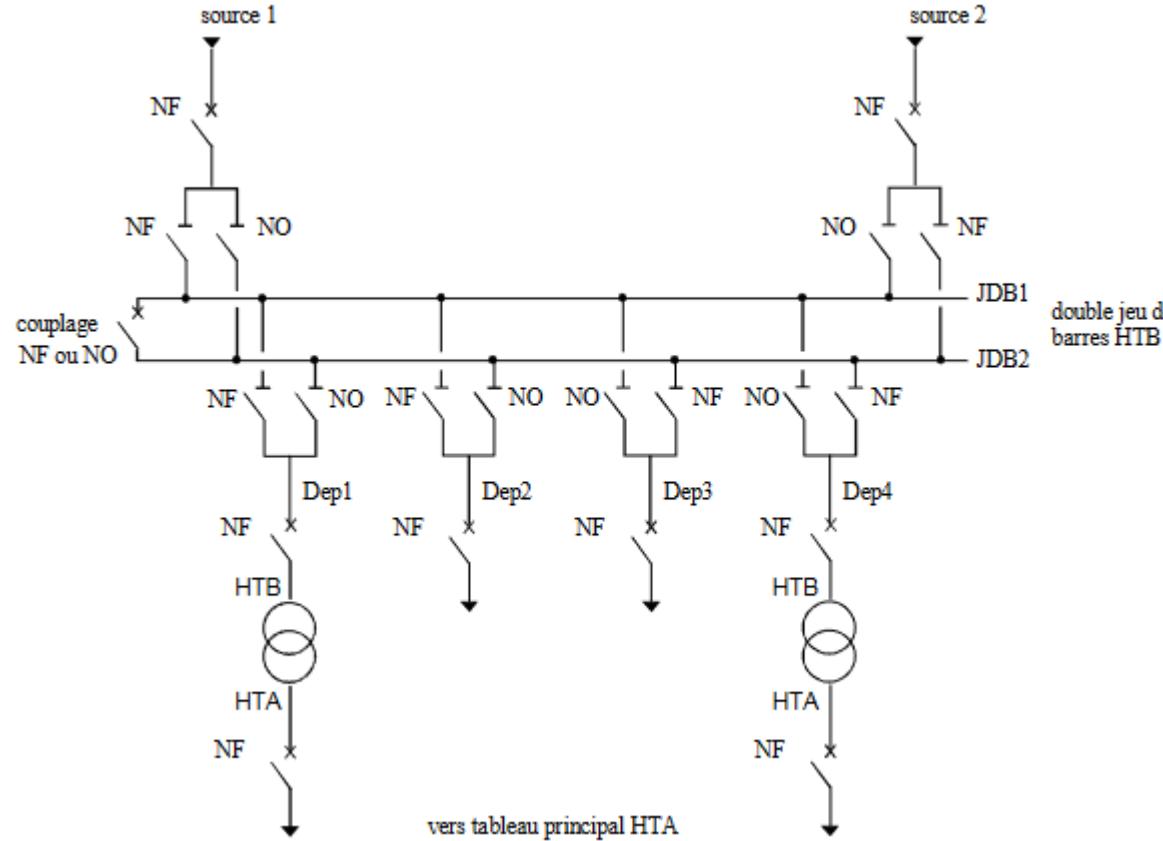
inconvénients :

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci



Les postes de livraison HTB

Double antenne - double jeu de barres



mode d'exploitation :

- normal : La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
- perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

avantages :

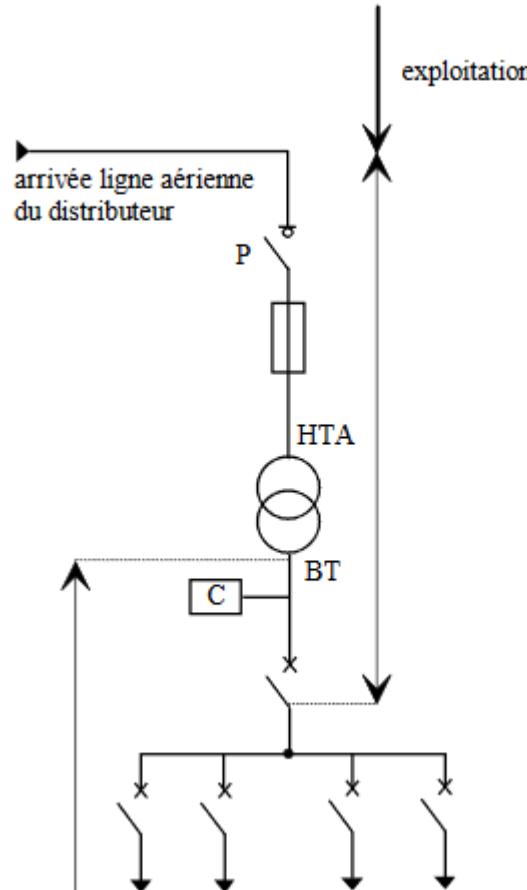
- bonne disponibilité d'alimentation
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres
- possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

inconvénient :

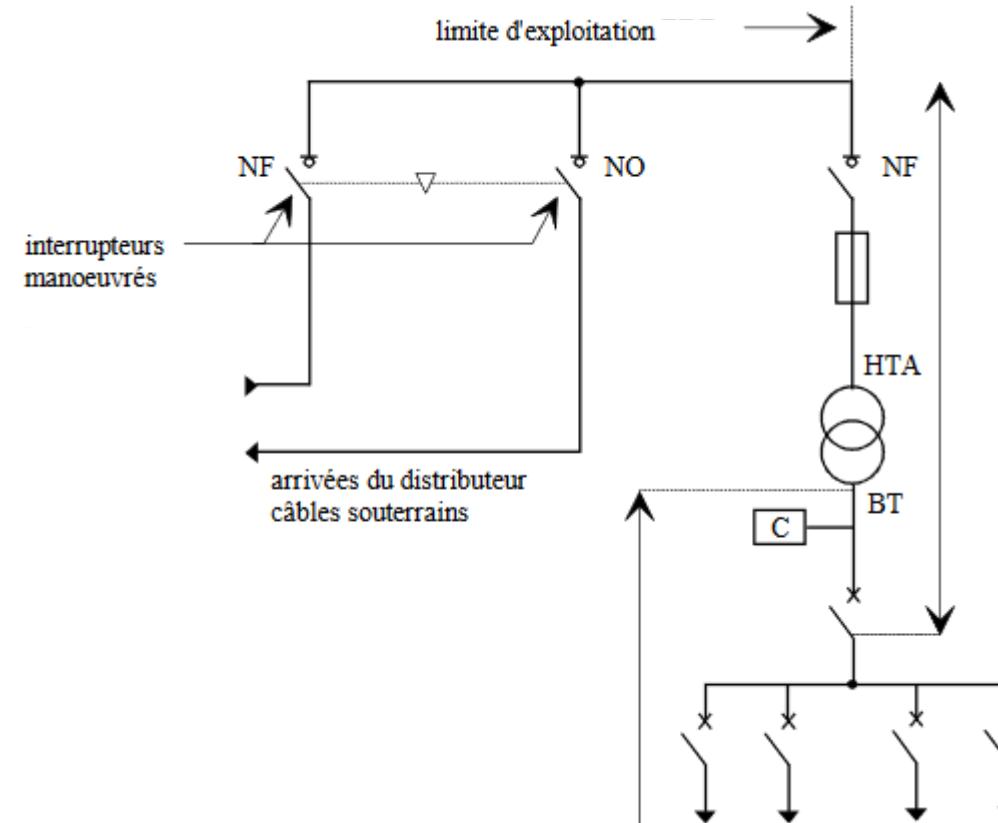
- surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres

Les postes de livraison HTA

simple dérivation



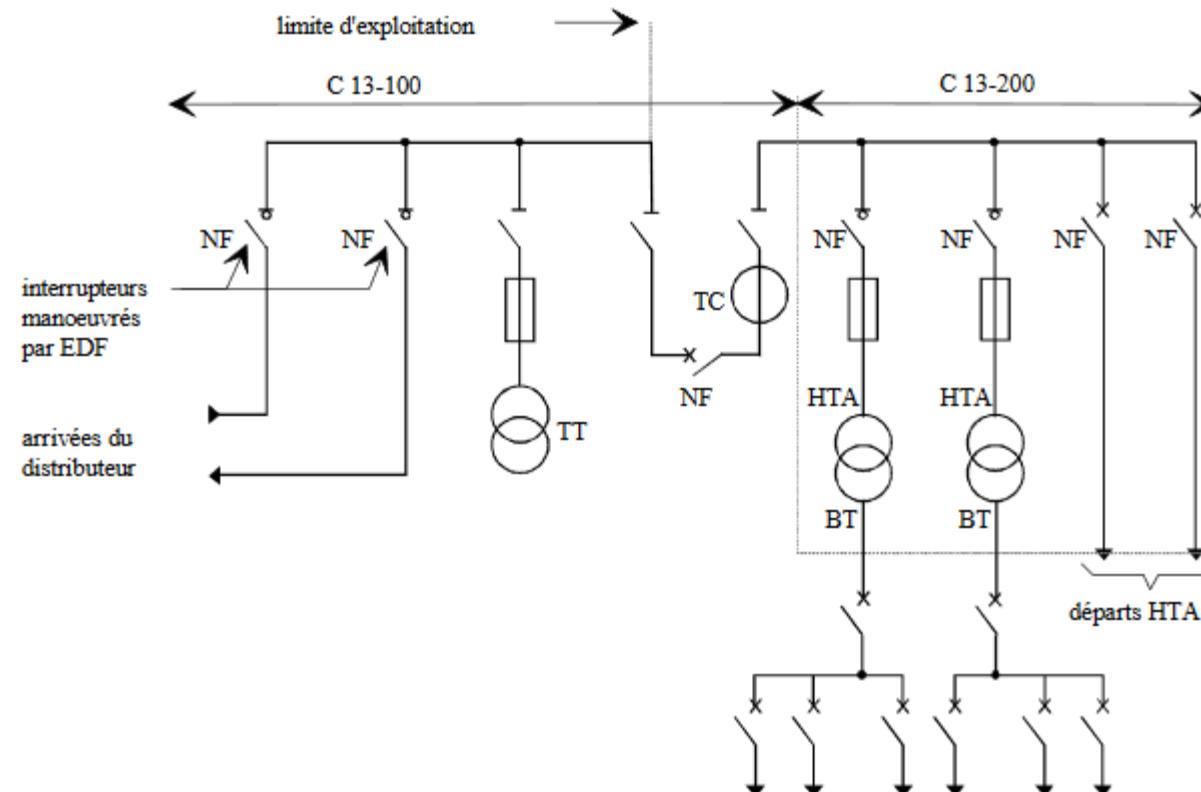
Double dérivation





Les postes de livraison HTA

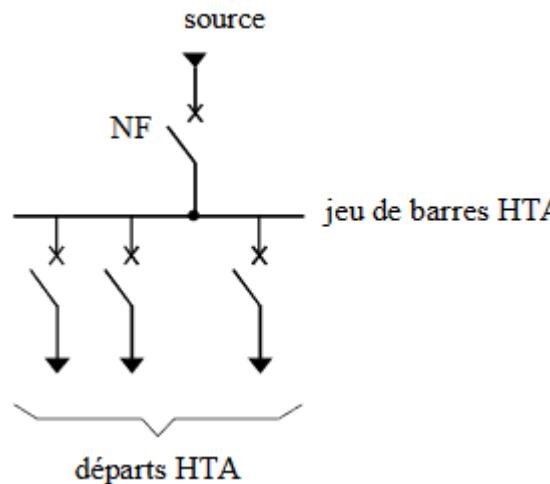
Les postes de livraison HTA à comptage HT



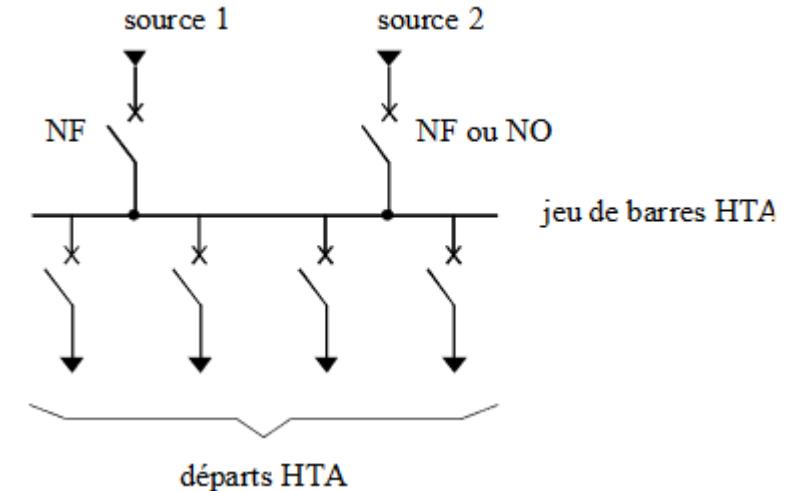


Les réseaux HTA à l'intérieur du site

1 jeu de barres, 1 source d'alimentation



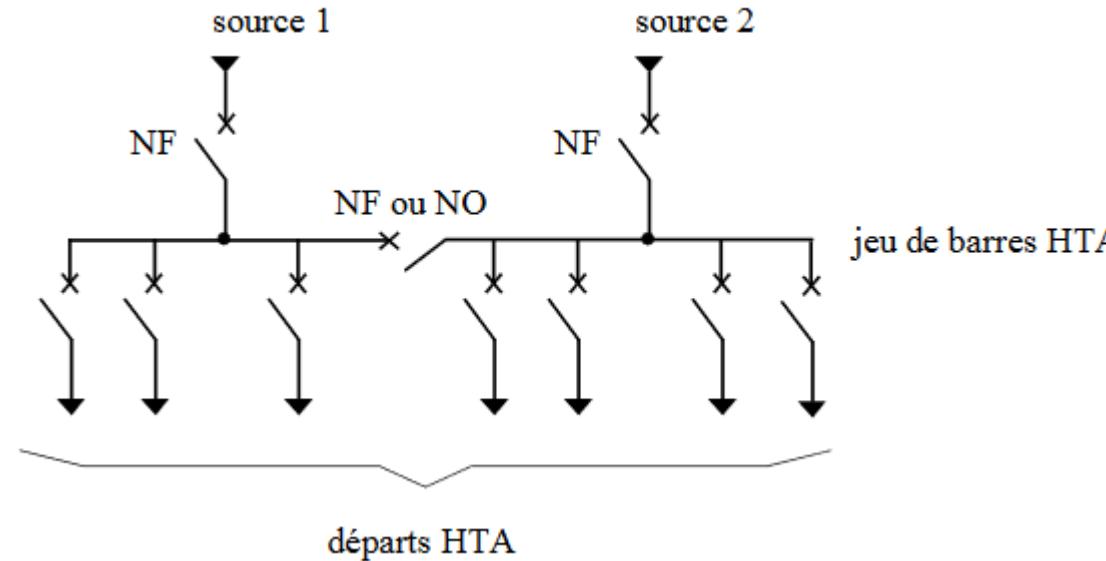
1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation





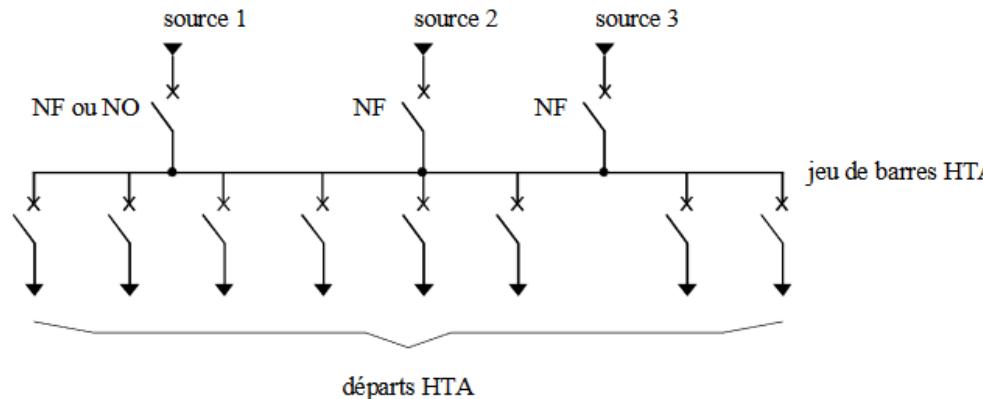
Les réseaux HTA à l'intérieur du site

2 demi jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentations

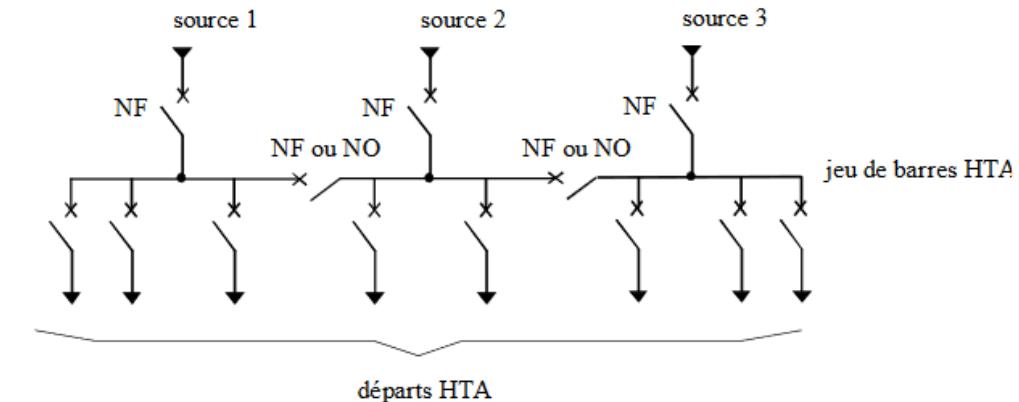


Les réseaux HTA à l'intérieur du site

1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation



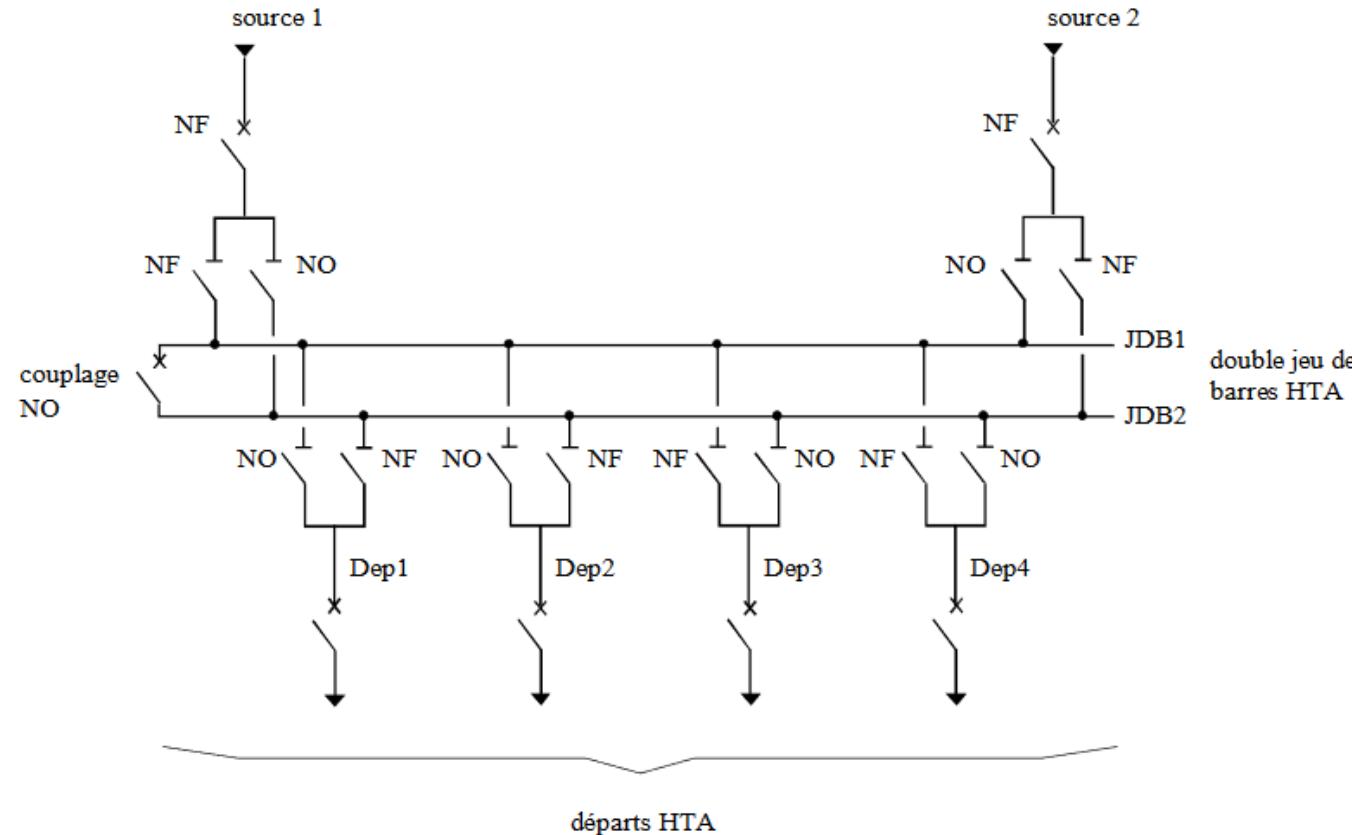
3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation



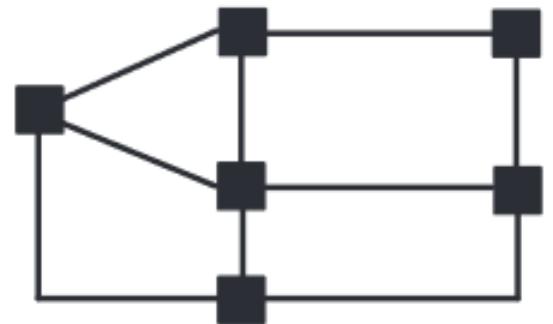


Les réseaux HTA à l'intérieur du site

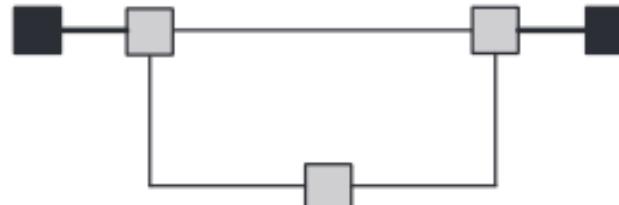
2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation



Structure des réseaux HTA



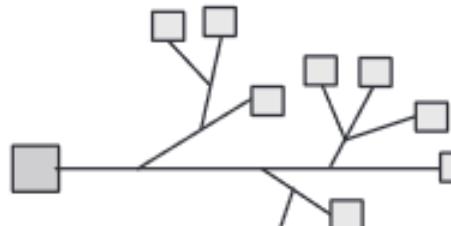
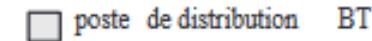
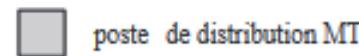
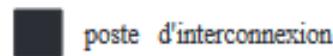
(a) Réseau maillé



(b) Réseau bouclé



© Réseau radial

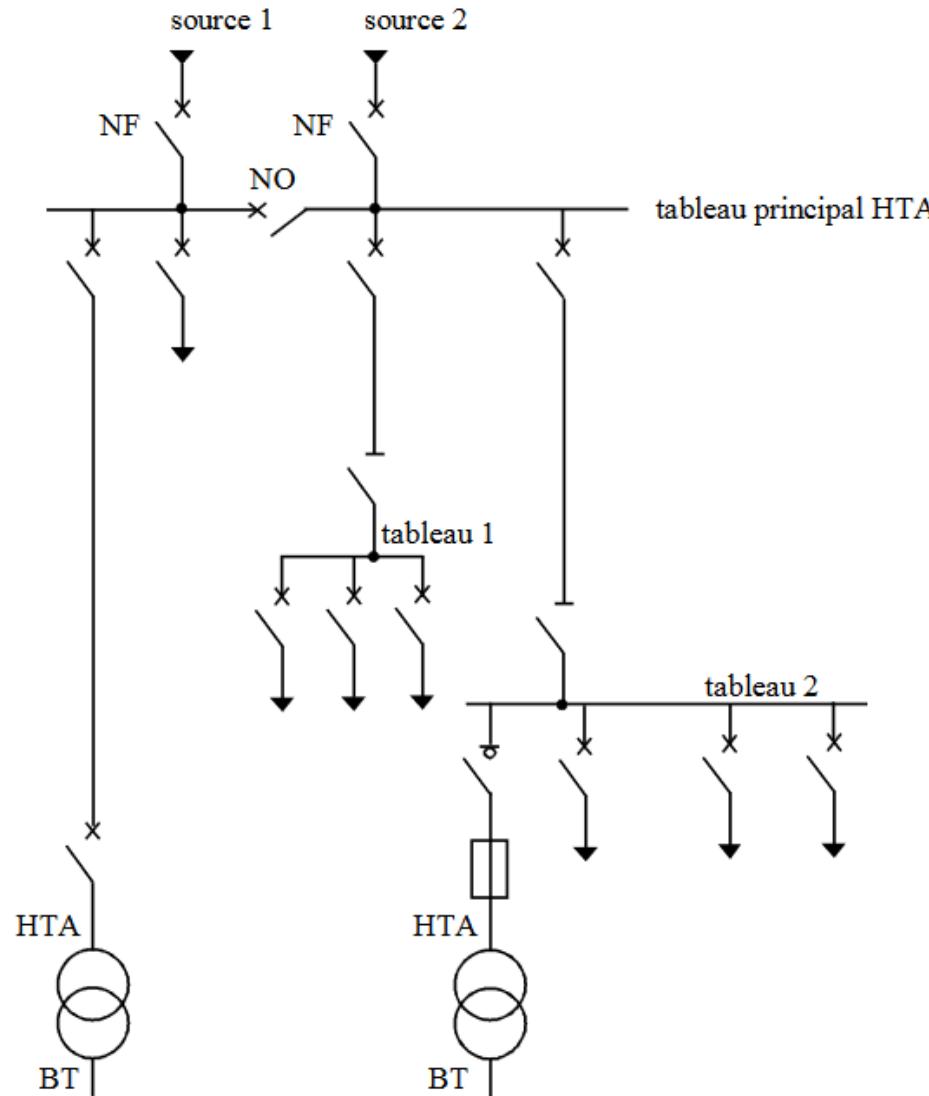


(d) Réseau arborescent



Structure des réseaux HTA

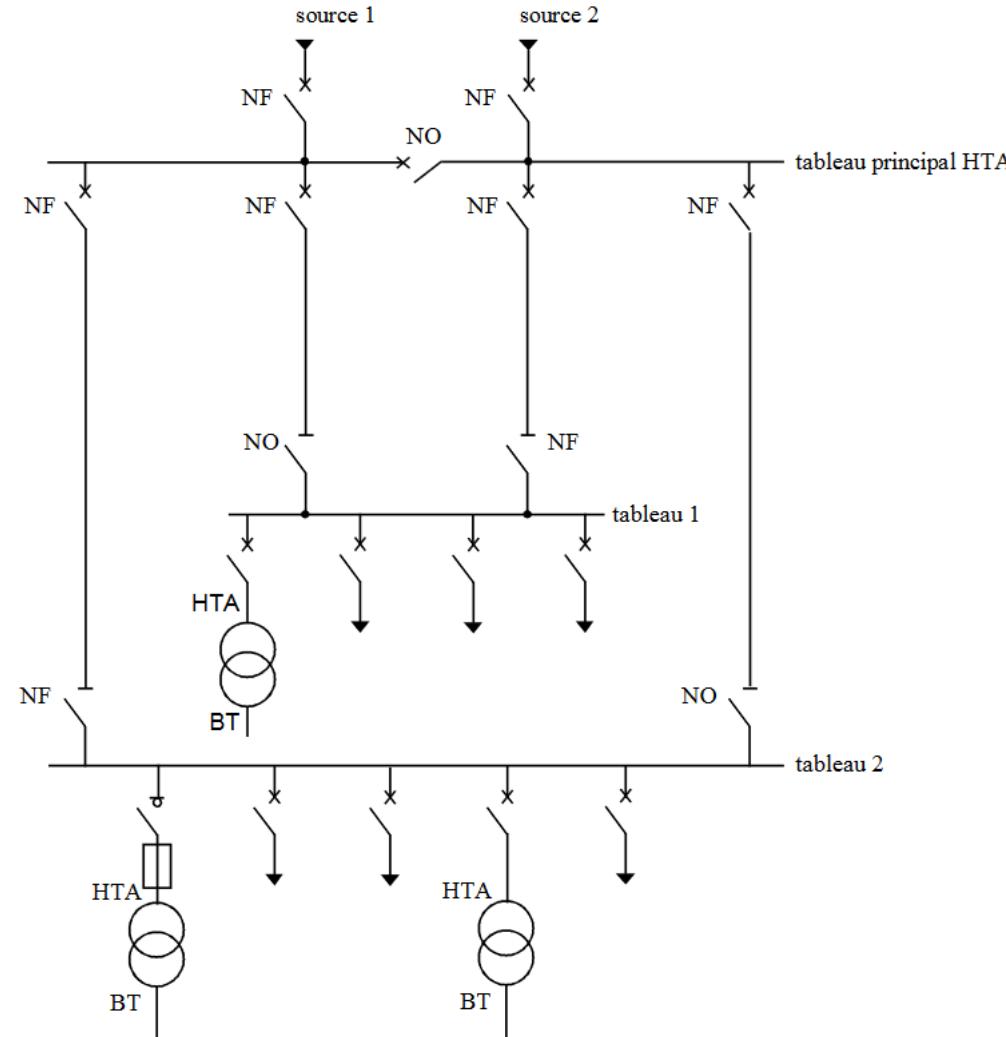
radial en simple antenne





Structure des réseaux HTA

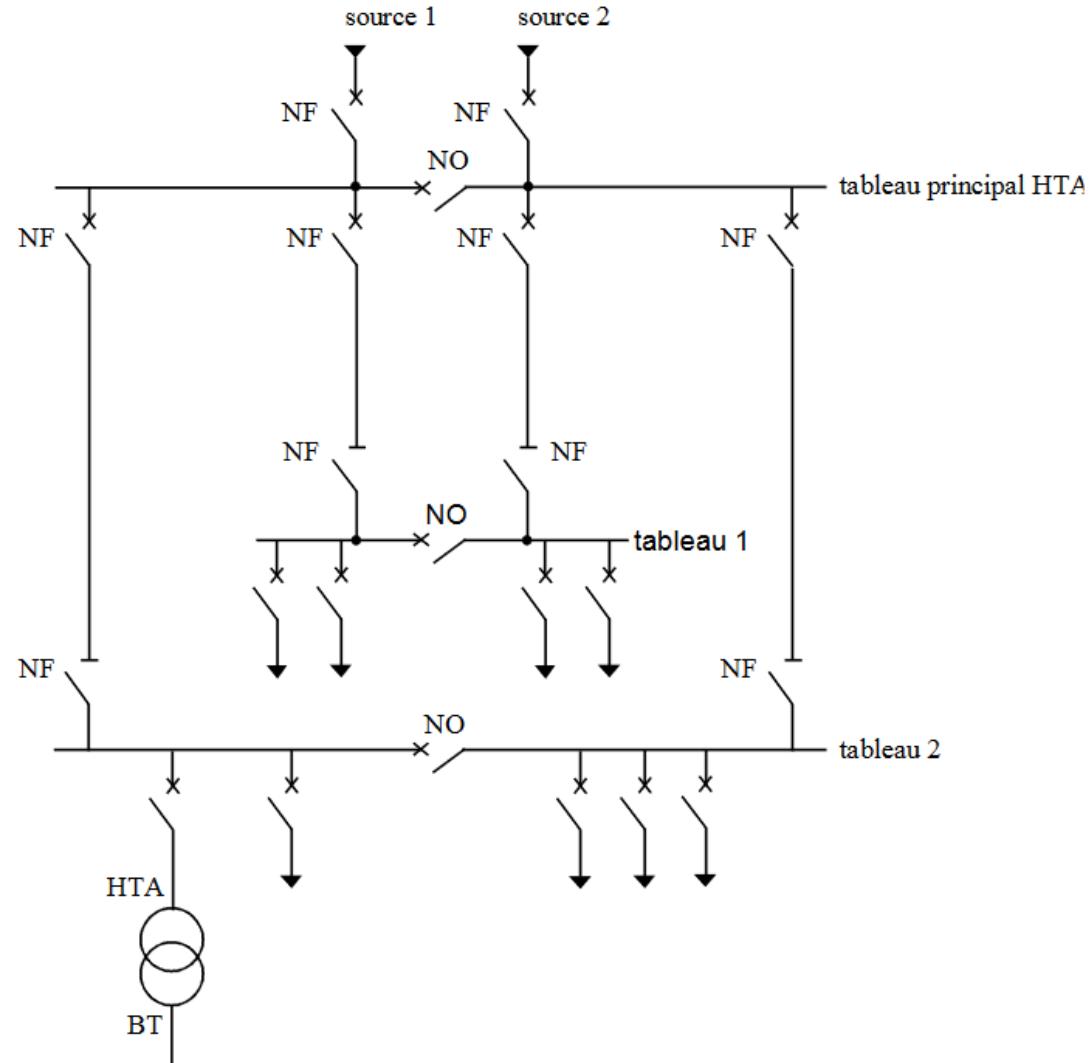
radial en double antenne sans couplage





Structure des réseaux HTA

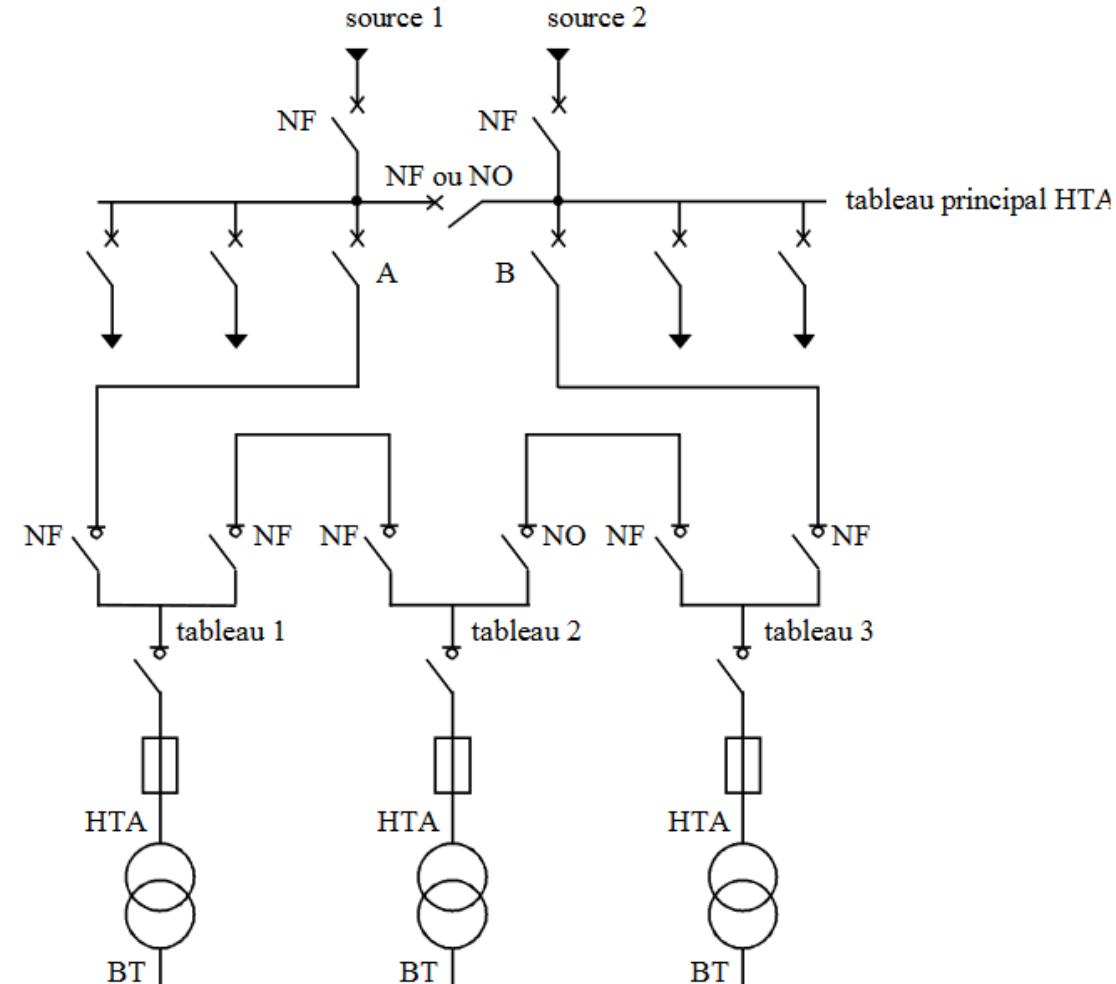
radial en double antenne avec couplage





Structure des réseaux HTA

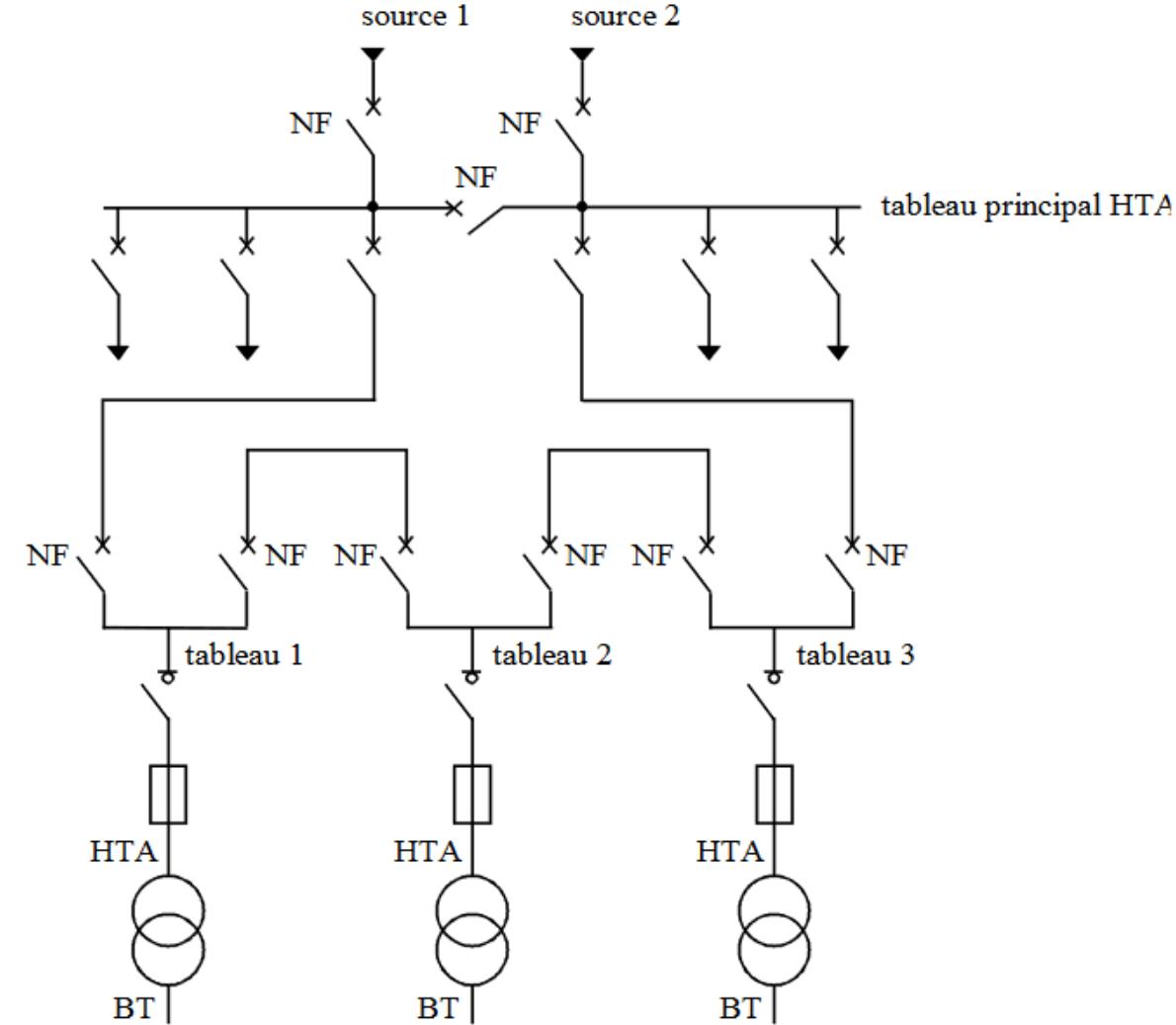
Boucle ouverte





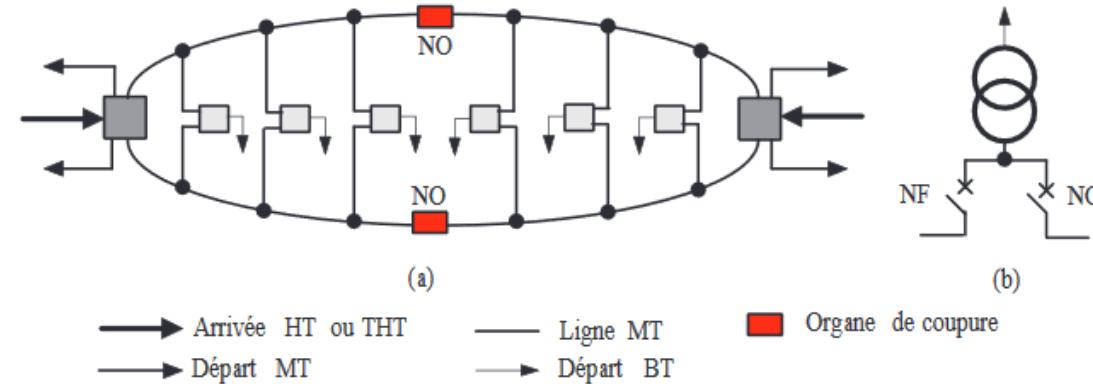
Structure des réseaux HTA

boucle fermée

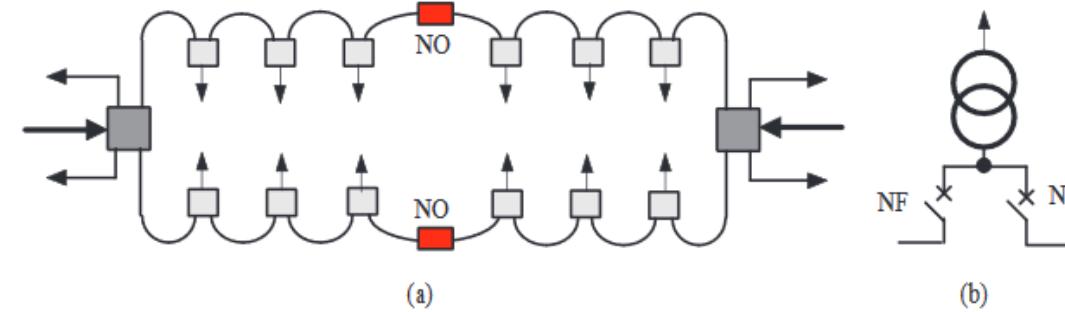


Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux

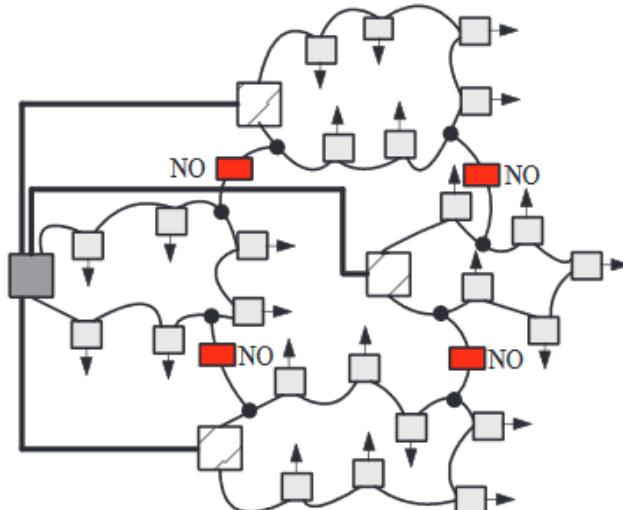
Réseau en double dérivation simple



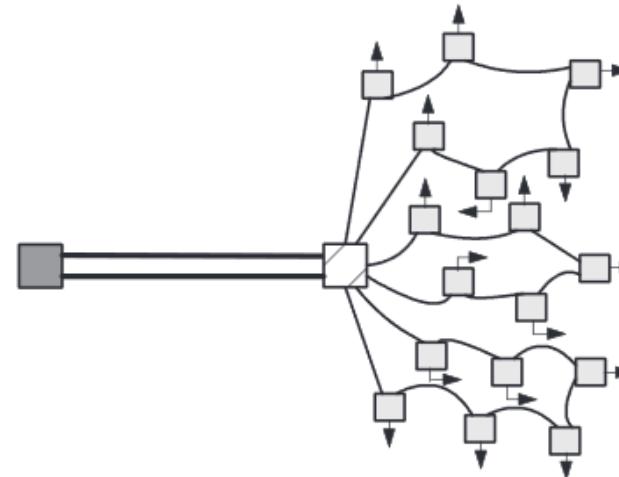
Réseau à structure en coupure d'artère



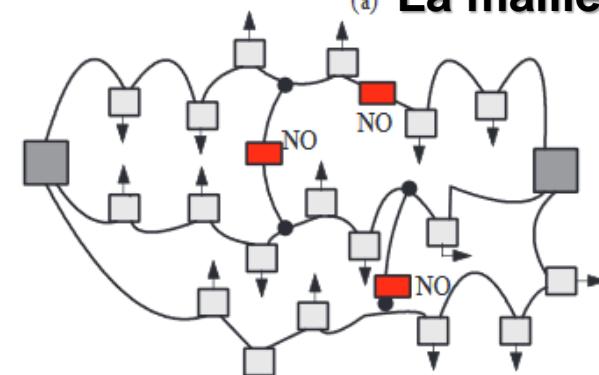
Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux



(a) La maille



(b) Les boucles



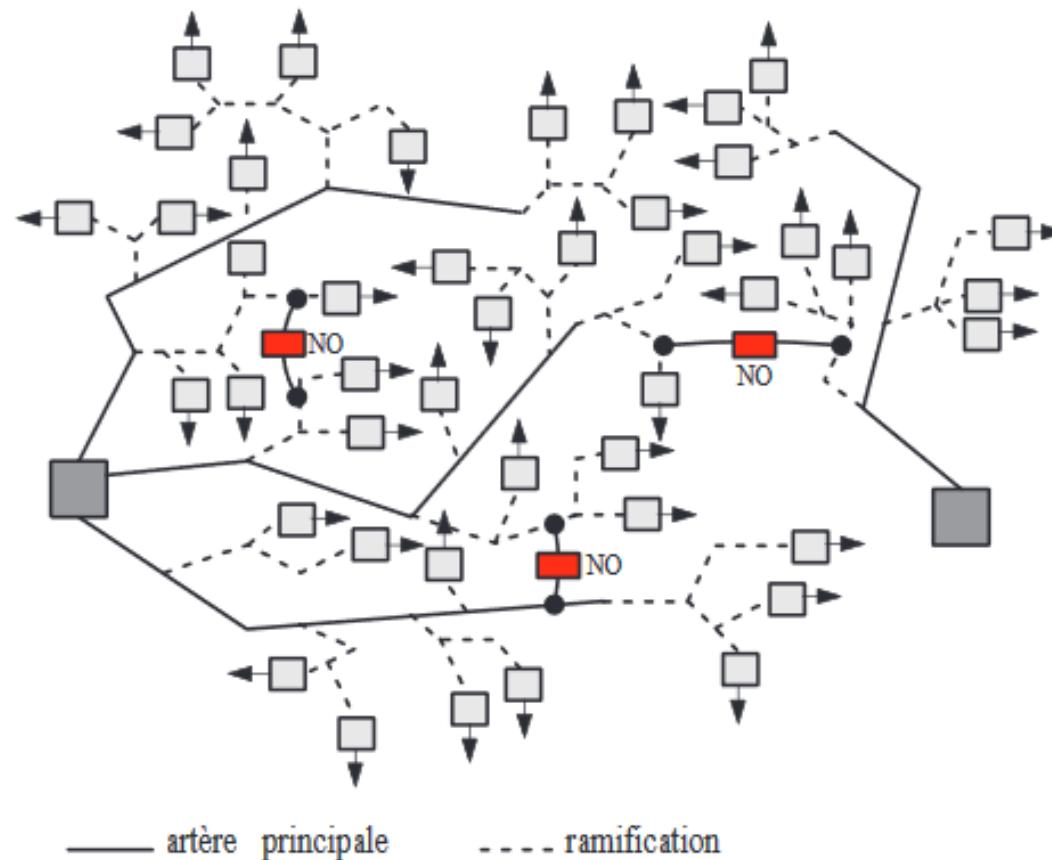
(c) Structure maillée

□ Poste tête de boucle
— Câble de structure



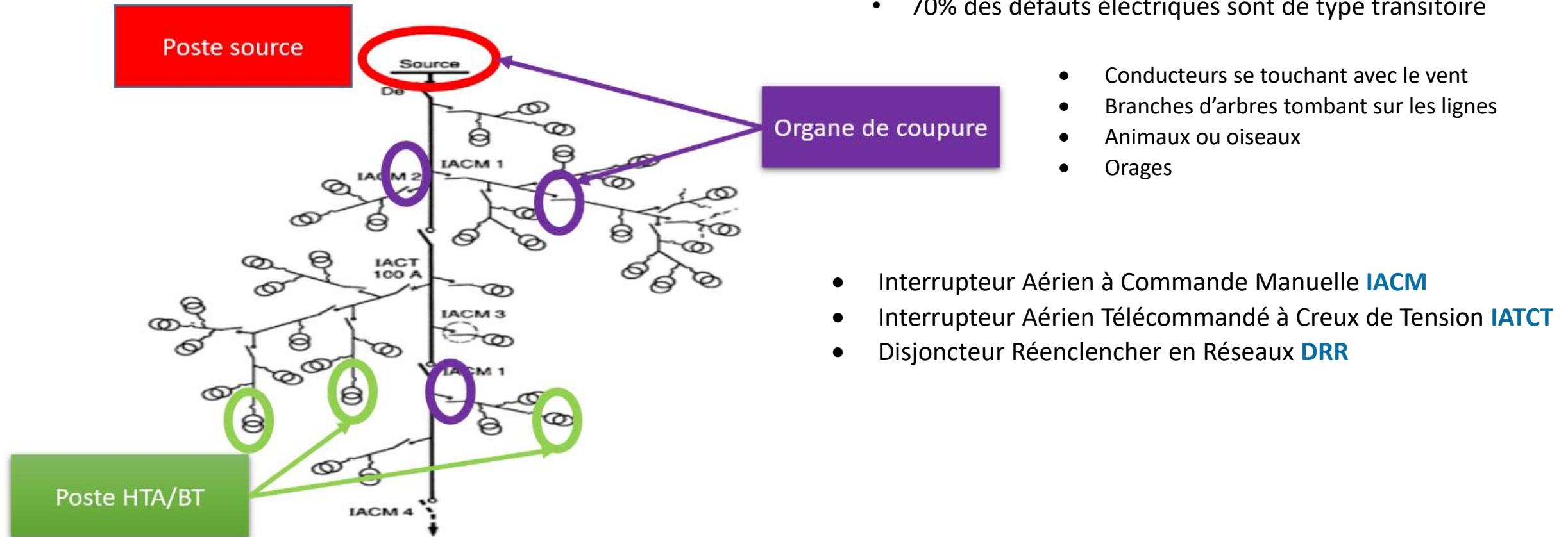
Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux

Réseau rural



- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**

Réseau de distribution électrique





Interrupteur Aérien à Commande Manuelle IACM

L'interrupteur sectionneur aérien à coupure en charge et à commande manuelle IACM se trouve généralement au niveau des dérivations, il permet d'isoler une grappe de postes et d'assurer le sectionnement et le bouclage, il est placé sur un support simple en béton d'une ligne électrique aérienne à moyenne tension.



Pouvoir de coupure
25 /50 A



Pouvoir de coupure
100 A



Interrupteur Aérien Télécommandé à Creux de Tension IATCT

C'est un simple interrupteur aérien équipé des éléments de mesure de courant et de tension.

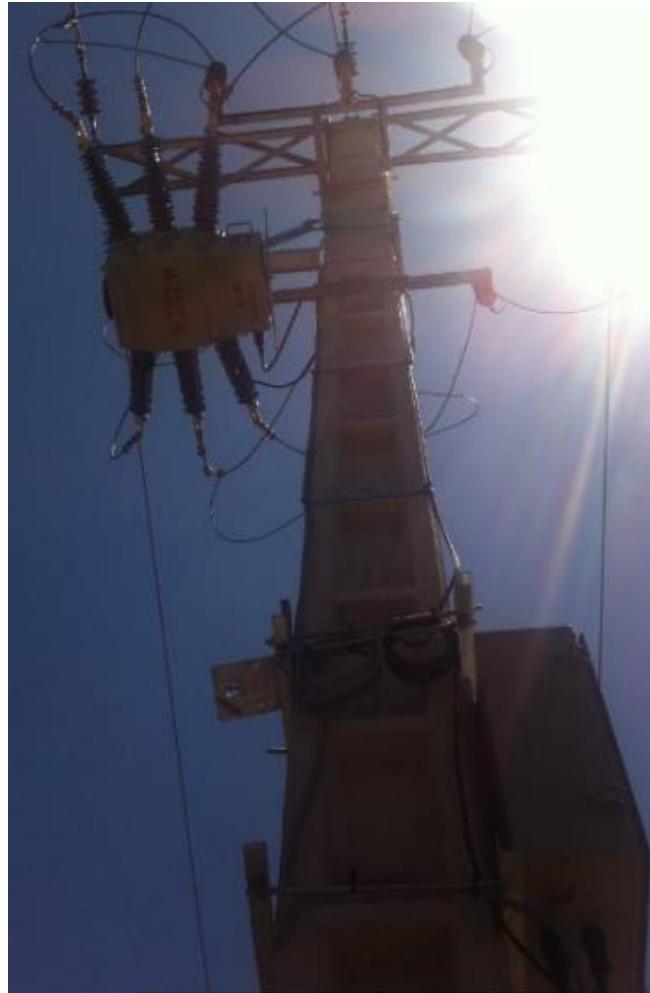
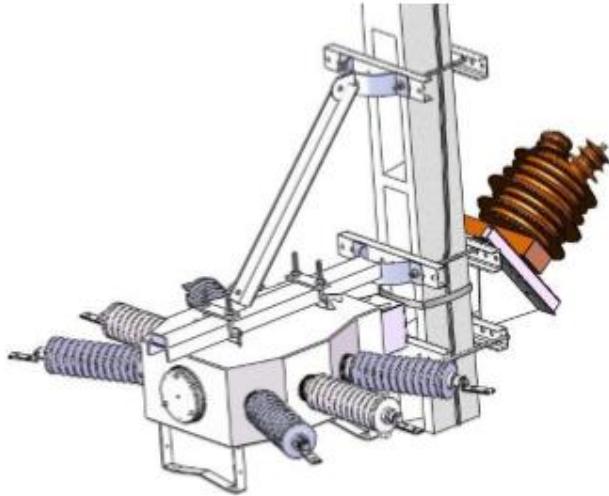
Utilisé pour la signalisation des défauts.

L'IAT s'ouvre pendant l'absence de tension intervenue après le premier réenclenchement du disjoncteur réenclencheur en amont, le deuxième réenclenchement lent du disjoncteur permet ainsi la réalimentation des parties saines du réseau.





Interrupteur Aérien Télécommandé à Creux de Tension IATCT





Disjoncteurs Réenclencheurs en réseaux DRR

Le cycle de ré-enclenchement:

- Va détecter un défaut et ouvrir le DRR pour une période pré-définie, avant de refermer le disjoncteur automatiquement
- Ce cycle peut être répété 3 fois
- S'ouvre définitivement en général après le 4ème déclenchement



Désigné pour se refermer sur un défaut.



Pouvoir de fermeture: 31,5 KA
Pouvoir de coupure: 12,5 KA
Pour un disjoncteur de tension maximale 27KV.



Disjoncteurs Réenclencheurs en réseaux DRR

Le cycle de ré-enclenchement:

- Va détecter un défaut et ouvrir le DRR pour une période pré-définie, avant de refermer le disjoncteur automatiquement
- Ce cycle peut être répété 3 fois
- S'ouvre définitivement en général après le 4ème déclenchement



Désigné pour se refermer sur un défaut.



Pouvoir de fermeture: 31,5 KA
Pouvoir de coupure: 12,5 KA
Pour un disjoncteur de tension maximale 27KV.



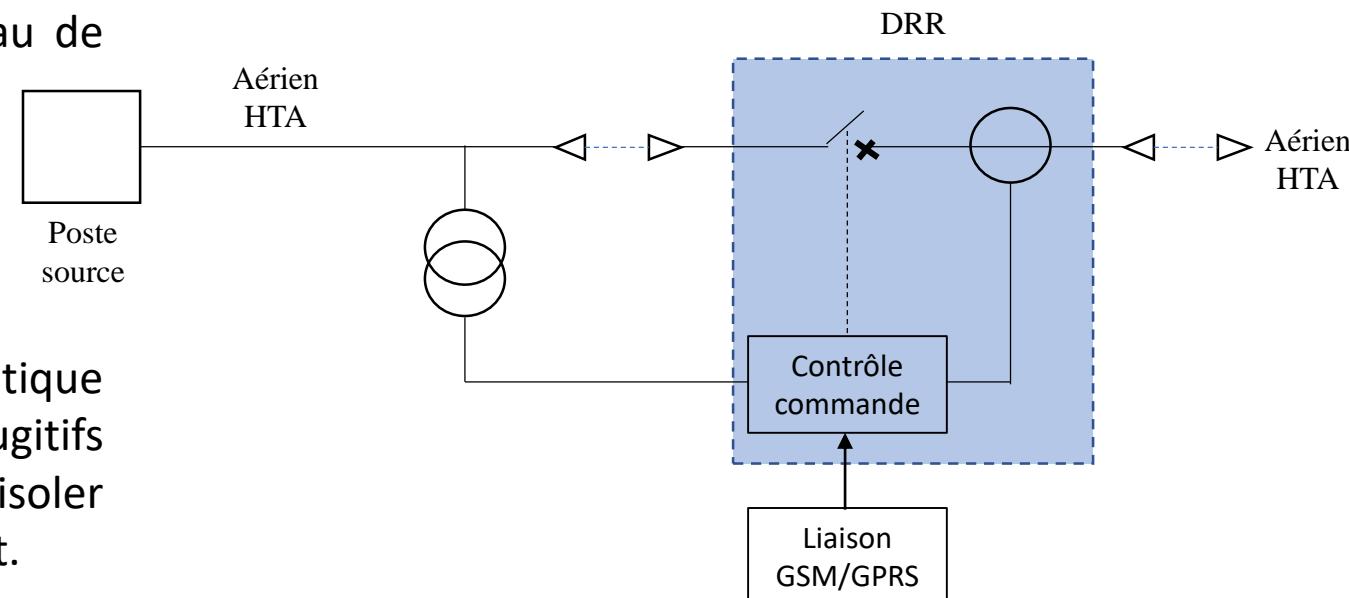
Disjoncteurs Réenclencheurs en réseaux DRR

Le Disjoncteur Réenclencheur en Réseau est un appareil de protection et de télé-conduite dédié pour un réseau de distribution électrique

Il est composé de deux parties :

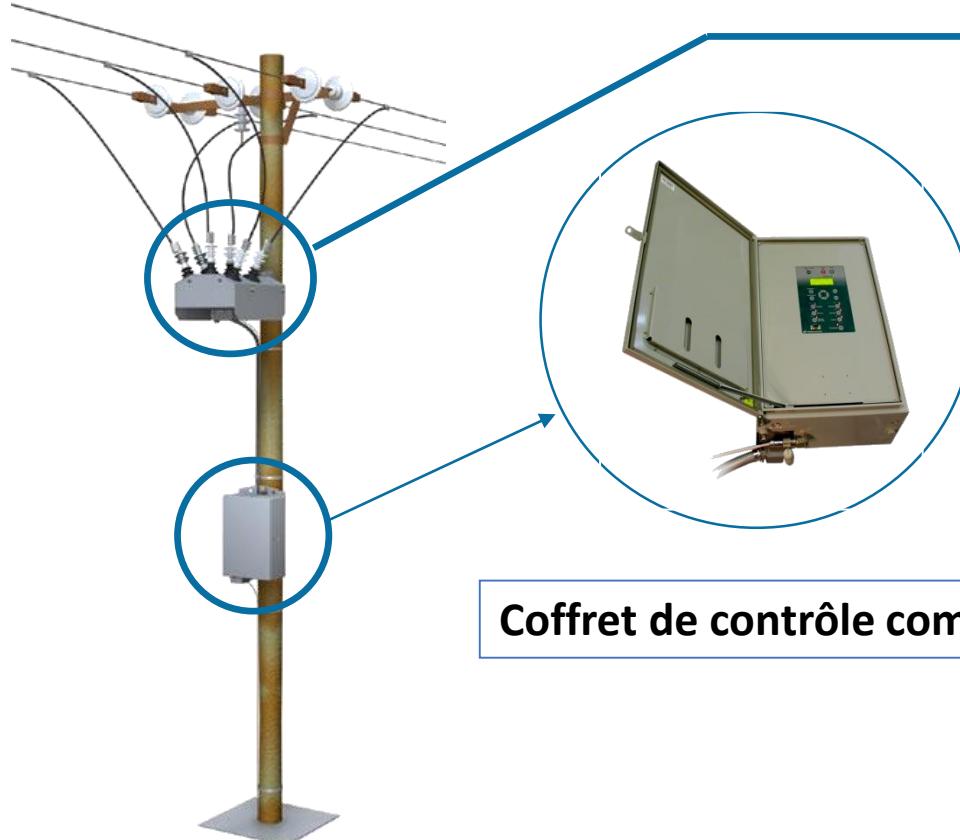
Un organe de coupure à réenclenchement automatique ayant la capacité d'éliminer rapidement les défauts fugitifs à l'aide d'un cycle de réenclenchement et l'aptitude d'isoler juste les tronçons affectés en cas de défaut permanent.

Un coffret de contrôle-commande garantissant le traitement des données, le stockage des informations et la télécommunication dans le but de Contrôler, protéger et conduire le réseau de distribution d'électricité.



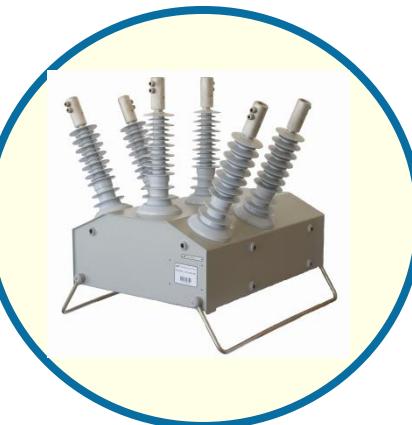


Disjoncteurs Réenclencheurs en réseaux DRR

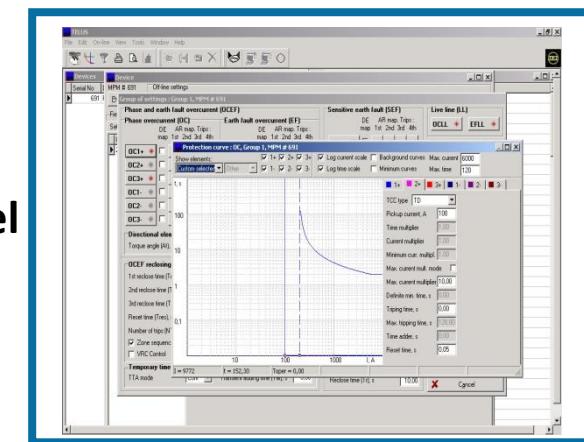


Coffret de contrôle commande

Logiciel



OSM (l'organe de coupure)

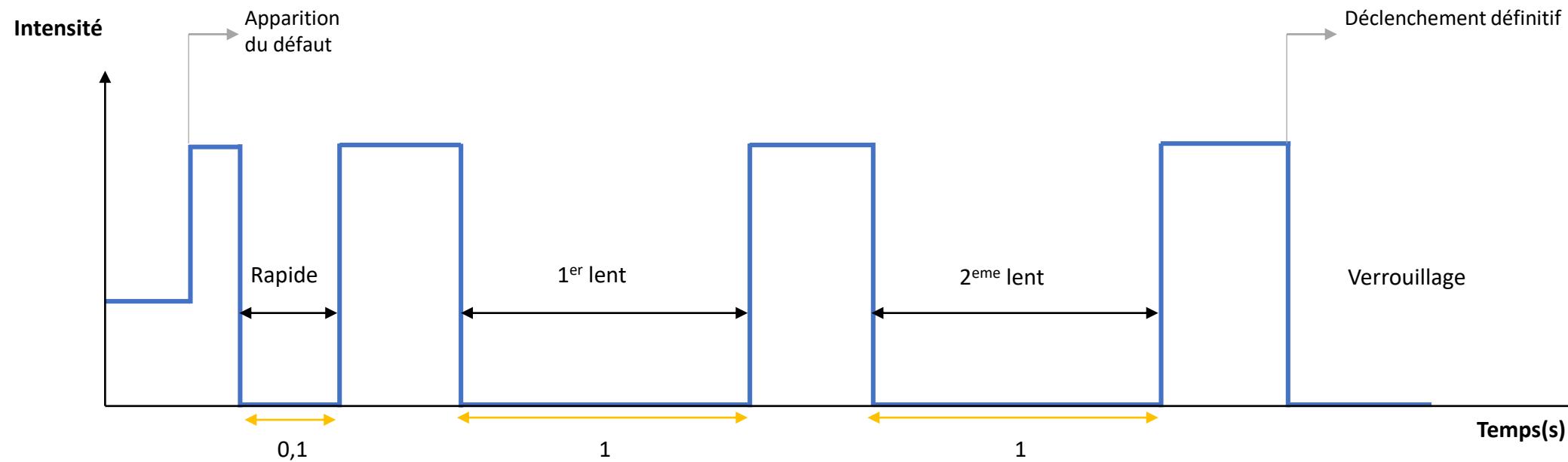


Disjoncteurs Réenclencheurs en réseaux DRR

Cycle de fonctionnement du DRR

1er temps de réenclenchement	0.1 - 180 s
2ème temps de réenclenchement	1.0 - 180 s
3ème temps de réenclenchement	1.0 - 180 s
Temps de remise à zéro	1.0 - 180 s

O-0,1-CO-1-CO-1-CO-60-C





Applications des OCR pour l'amélioration des indicateurs de performance

- Un objectif de mise en place des OCR au niveau de réseau électrique est d'offrir les avantages suivants:
 - Réduire le temps des indisponibilités
 - Réduire le temps des rétablissements
 - Améliorer la qualité de l'alimentation
 - Réduire le coût de la maintenance
 - **Améliorer les indicateurs de performance du réseau électrique**



Applications des OCR pour l'amélioration des indicateurs de performance

- Un objectif de mise en place des OCR au niveau de réseau électrique est d'offrir les avantages suivants:
 - Réduire le temps des indisponibilités
 - Réduire le temps des rétablissements
 - Améliorer la qualité de l'alimentation
 - Réduire le coût de la maintenance
 - **Améliorer les indicateurs de performance du réseau électrique**

Répondre aux exigences de rentabilité et de flexibilité du réseau de distribution HTA



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

L'indicateur SAIDI :

L'indice de la durée moyenne d'interruption du système (SAIDI en anglais System Average Interruption Duration Index) est défini comme le rapport entre la somme des durées d'interruption par client sur le nombre total des clients affectés par la panne. Le SAIDI indique la durée moyenne d'interruption en minutes par an et par client aussi bien pour les interruptions planifiées que celles non planifiées. Il est généralement donné pour une période d'un an et est calculé par l'équation (1).

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (\lambda_{i,j} * r_{i,j}) * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

$(\lambda_{i,j})$: le taux de défaut en charge j causé par défaillance dans source(zones) i

$(r_{i,j})$: le temps de réparation de la charge j causé par défaillance en i



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

SAIFI :

L'indice de la fréquence moyenne d'interruption d'énergie (SAIFI en anglais System Average Interruption Frequency Index) est défini comme le ratio du nombre total d'interruptions longues des clients sur le nombre total de clients servis. Les coupures longues sont d'un minimum d'une minute selon l'IEEE et de trois minutes selon la CENELEC. Le SAIFI indique combien de fois un client est en moyenne en panne pendant un an. Il est calculé par l'équation (2).

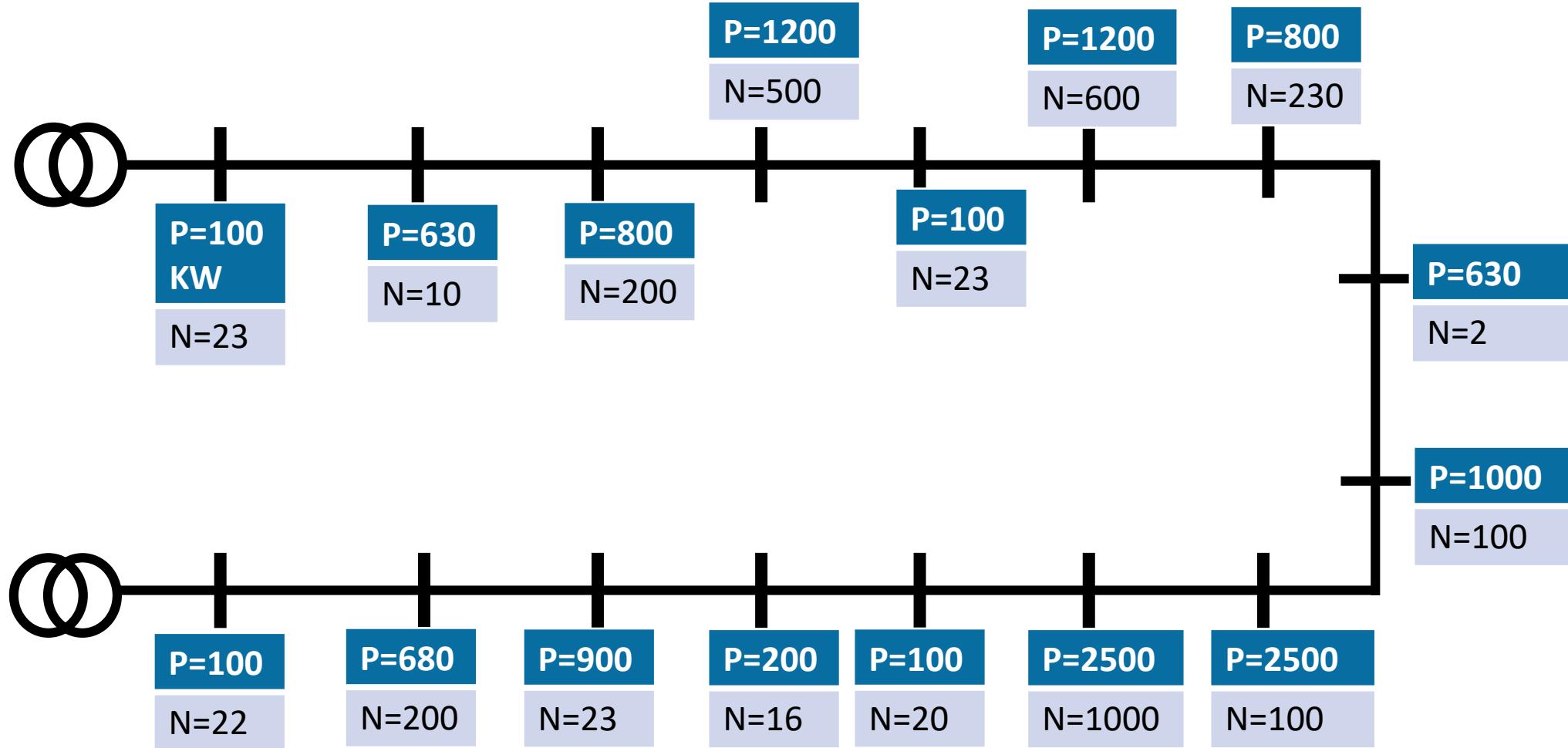
$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (\lambda_{i,j}) * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (2)$$

$(\lambda_{i,j})$: le taux de défaut en charge j causé par défaillance dans source(zones) i

$(r_{i,j})$: le temps de réparation de la charge j causé par défaillance en i

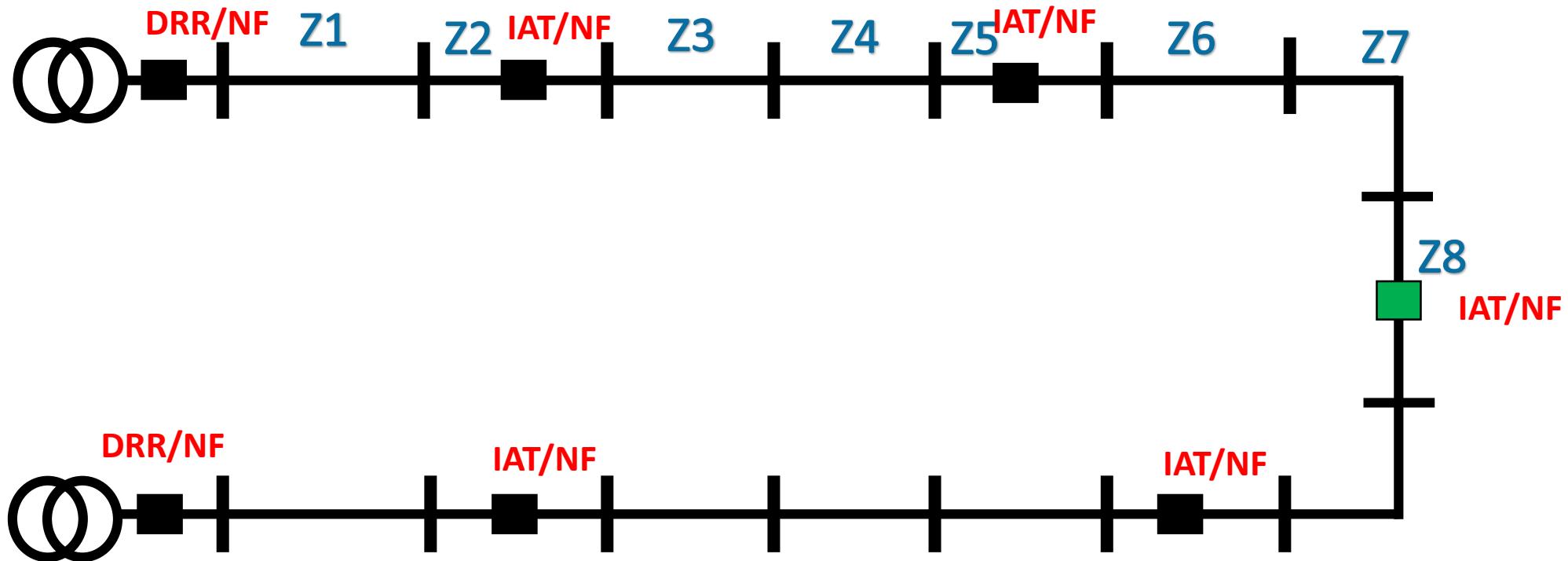
Réseau de distribution électrique

Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques



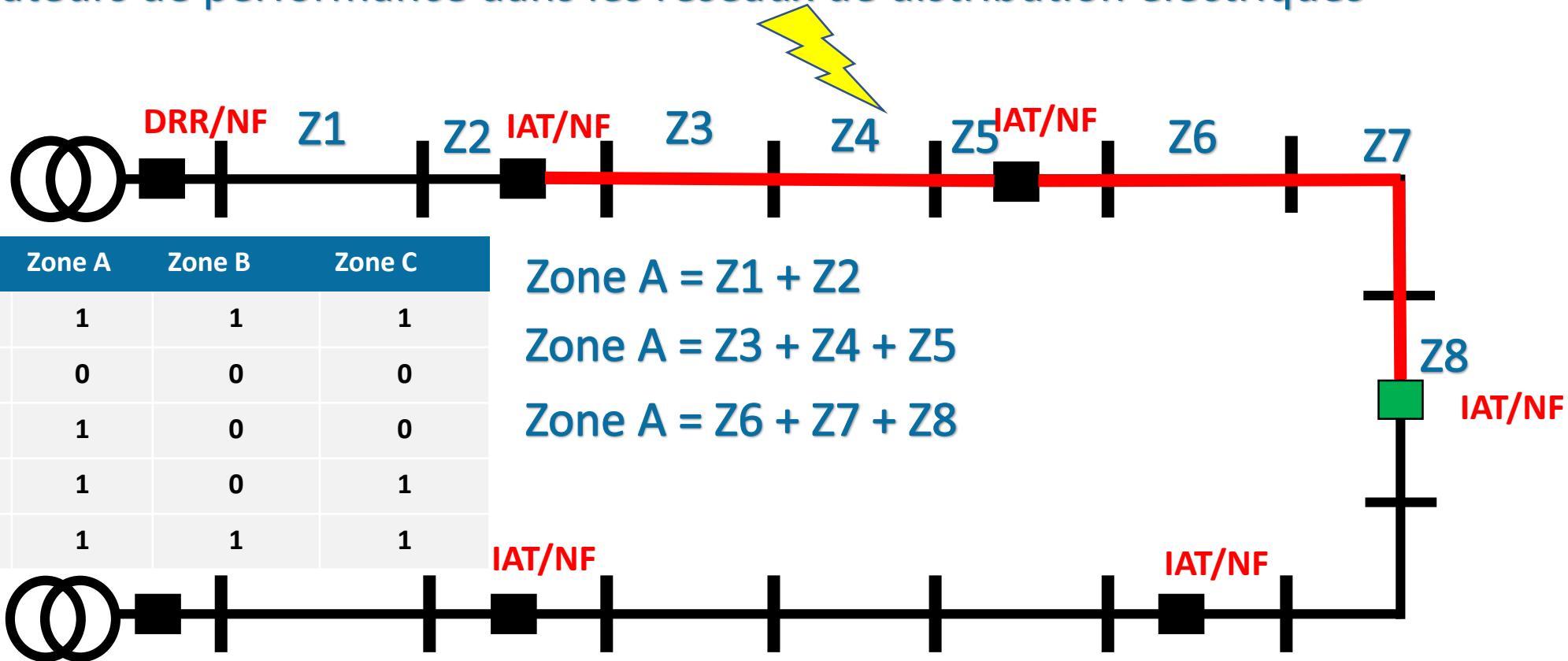


Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

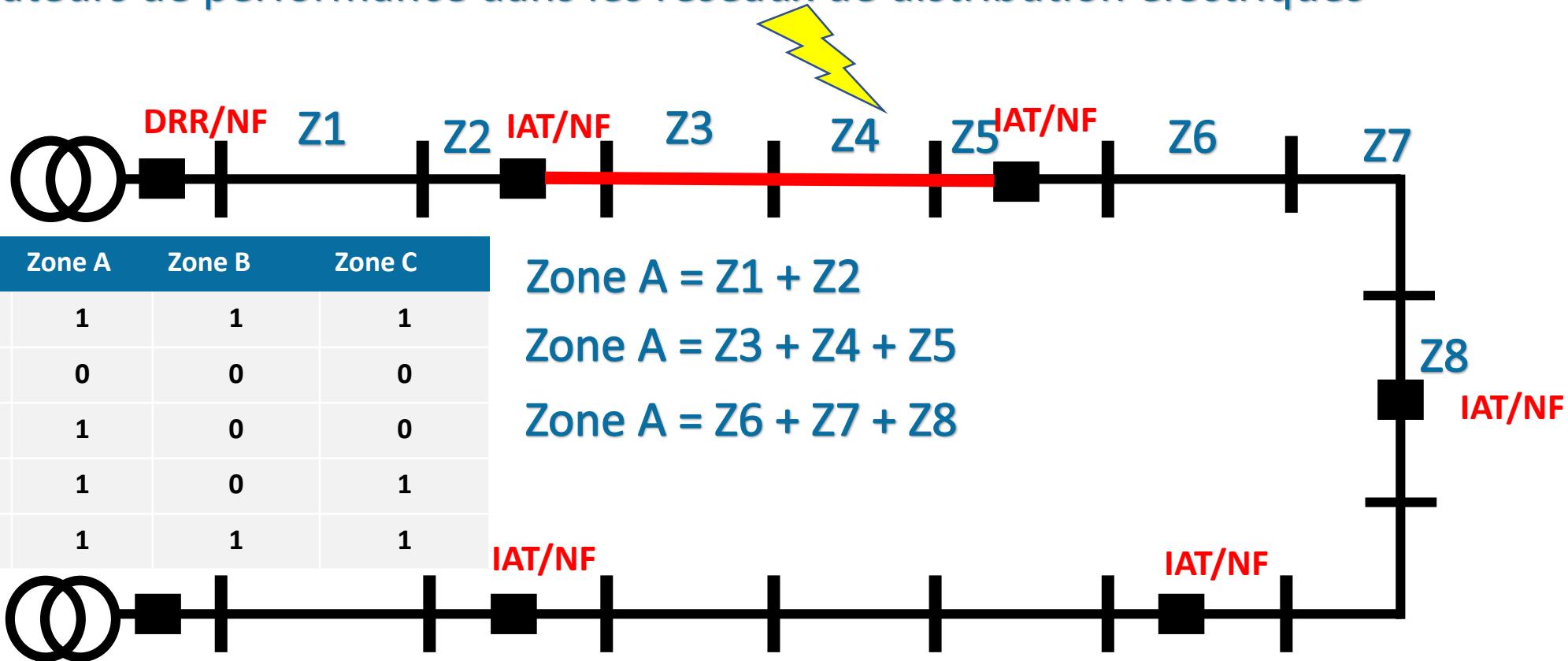




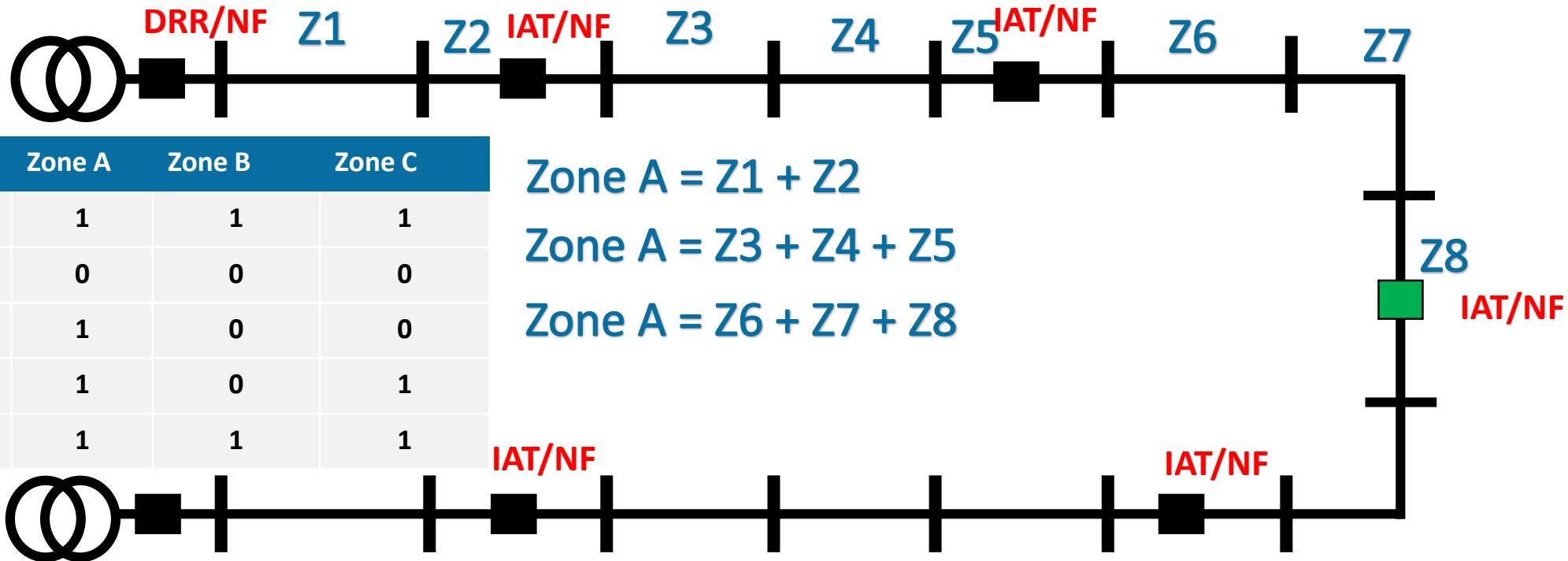
Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques





Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

Etape	Zone A	Zone B	Zone C	Temps
1 : Normal	1	1	1	0s
2 : Défaut	0	0	0	60.3s
3 : Reencl	1	0	0	5min
4 : Isolement	1	0	1	3h
4 : Normal	1	1	1	0

$$\lambda_4 = 0.25 \text{ def/ans}$$

$$SAIDI4 = 0.75 * 0.25 = 0.1875 \text{ h/ans}$$

Nca = nombre clients Zone A = 33 clients

Ncb = nombre clients Zone B = 723 clients

Ncc = nombre clients Zone C = 832 clients

$$Sd = (\text{temps} * Nc) / Ntc$$

$$Sd2 = 0.0087\text{h}$$

$$Sd3 = 0.042\text{h}$$

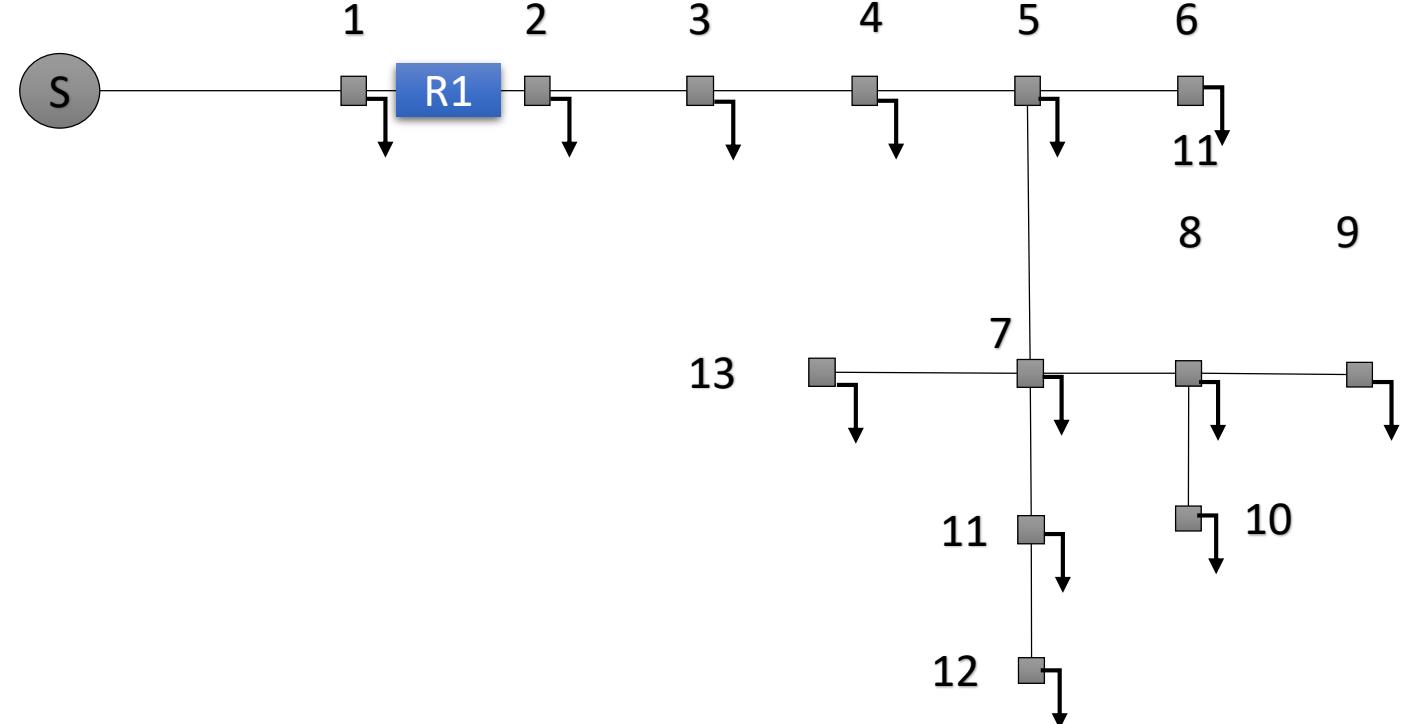
$$Sd4 = 0.7\text{h}$$

$$Sdt = Sd2 + Sd3 + Sd4 = 0.75\text{h}$$

Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

Pour le cas d'un seul DRR en 2

	Energie non distribuée												
	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13
	0 0 45 189	0 66 216 134	9 102	120	189	375							
F1	0 0 45 189	0 66 216 134	9 102	120	189	375							
F2	0 0 90 378	0 132 432 267	18 204	240	378	750							
F3	0 0 180 756	0 264 864 534	36 408	480	756	1500							
F4	0 0 113 473	0 165 540 334 22,5	255	300	472,5	937,5							
F5	0 0 45 189	0 66 216 134	9 102	120	189	375							
F6	0 0 30 126	0 44 144 89	6 68	80	126	250							
F7	0 0 60 252	0 88 288 178	12 136	160	252	500							
F8	0 0 113 473	0 165 540 334 22,5	255	300	472,5	937,5							
F9	0 0 180 756	0 264 864 534	36 408	480	756	1500							
F10	0 0 113 473	0 165 540 334 22,5	255	300	472,5	937,5							
F11	0 067,5 284	0 99 324 200 13,5	153	180	283,5	562,5							
F12	0 0 30 126	0 44 144 89	6 68	80	126	250							
F13	0 0 30 126	0 44 144 89	6 68	80	126	250							

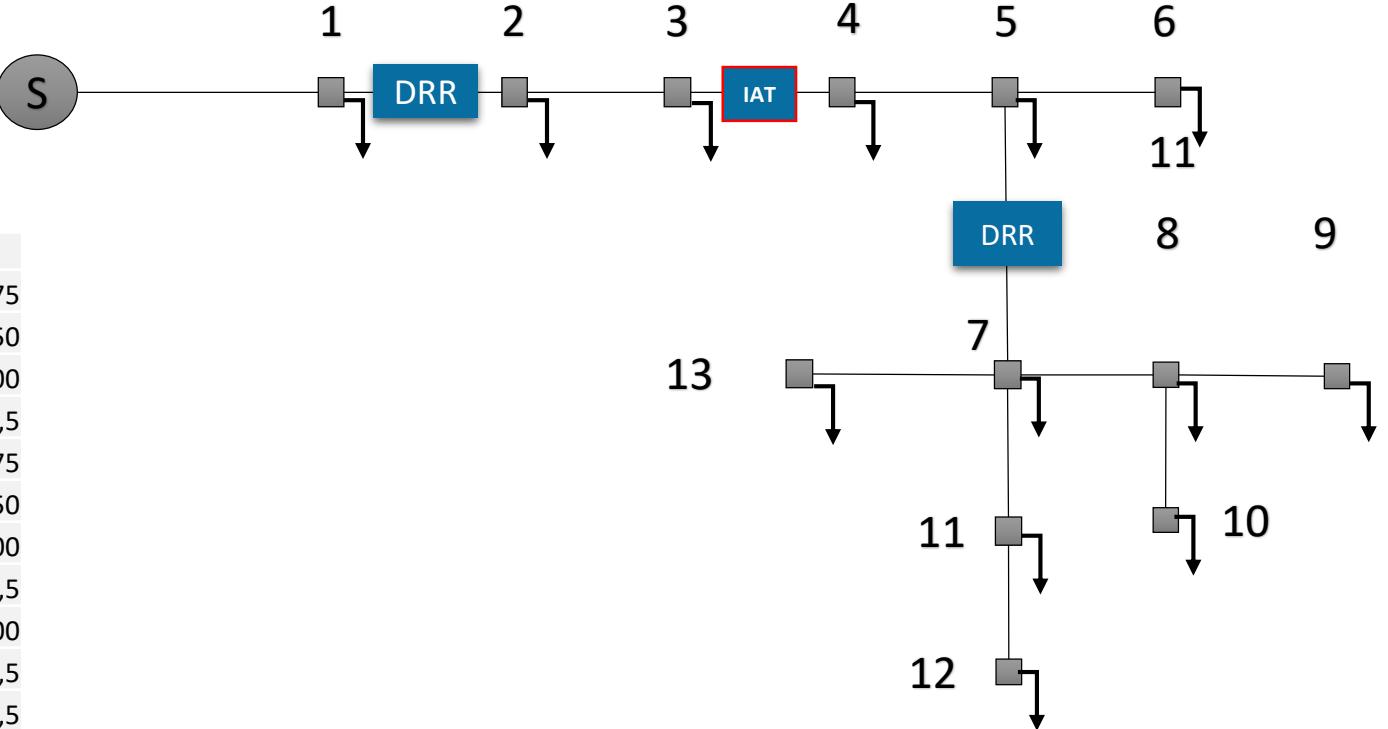


SAIDI	6,755223881
SAIFI	1,850746269
ENS	35149,5



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

Energie non distribuée														
F1	0	0	45	189	0	66	216	133,5	9	102	120	189	375	
F2	0	0	90	378	0	132	432	267	18	204	240	378	750	
F3	0	0	180	756	0	264	864	534	36	408	480	756	1500	
F4	0	0	3	473	0	165	540	333,8	22,5	255	300	472,5	937,5	
F5	0	0	1,8	189	0	66	216	133,5	9	102	120	189	375	
F6	0	0	1,2	126	0	44	144	89	6	68	80	126	250	
F7	0	0	0	0	0	288	178	12	136	160	252	500		
F8	0	0	0	0	0	540	333,8	22,5	255	300	472,5	937,5		
F9	0	0	0	0	0	864	534	36	408	480	756	1500		
F10	0	0	0	0	0	540	333,8	22,5	255	300	472,5	937,5		
F11	0	0	0	0	0	324	200,3	13,5	153	180	283,5	562,5		
F12	0	0	0	0	0	144	89	6	68	80	126	250		
F13	0	0	0	0	0	144	89	6	68	80	126	250		



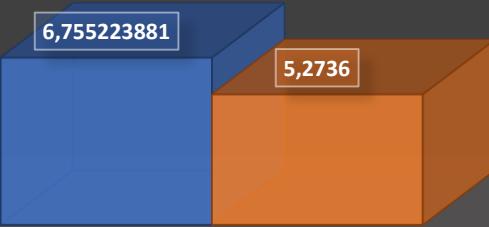
SAIDI	5,2736
SAIFI	1,4268
ENS	31018



Les indicateurs de performance dans les réseaux de distribution électriques

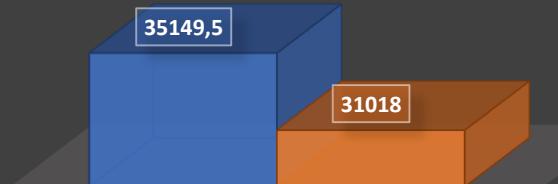
SAIDI RÉSEAU IEEE 13 BUS

■ Cas 2 SAIDI ■ Cas 1 SAIDI



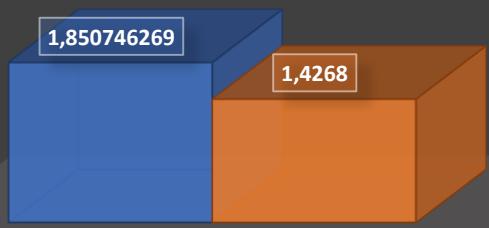
ENERGIE NON DISTRIBUÉE IEEE 13 BUS

■ Cas 2 ENS ■ Cas 1 ENS



SAIDI RESEAU IEEE 13 BUS

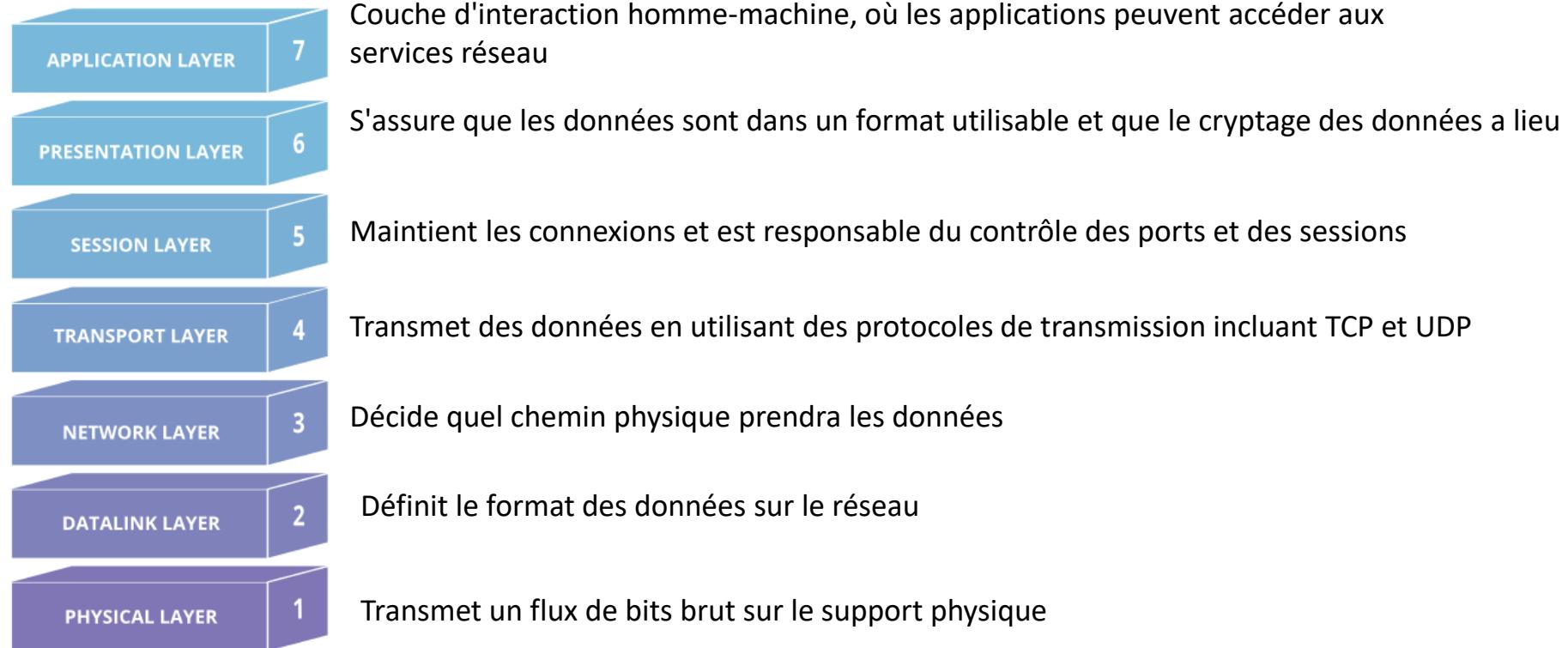
■ Cas 2 SAIFI ■ Cas 1 SAIFI



- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**

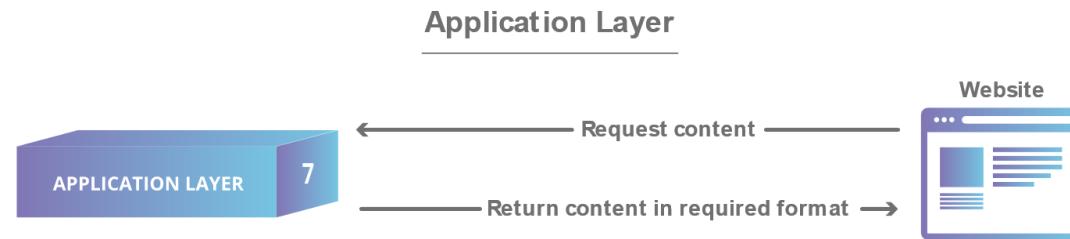


Open Systems Interconnection (OSI)





Open Systems Interconnection (OSI)

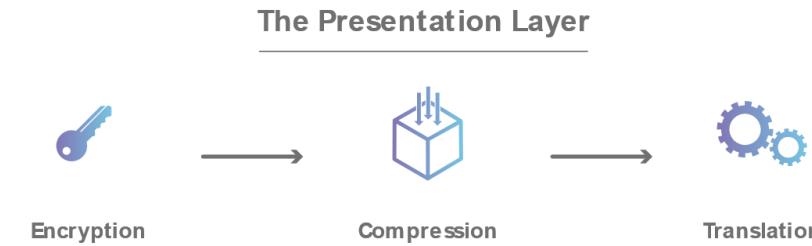


C'est la seule couche qui interagit directement avec les données de l'utilisateur.

Les applications logicielles telles que les navigateurs Web et les clients de messagerie s'appuient sur la couche applicative pour lancer les communications. Toutefois, il convient de préciser que les applications logicielles clientes ne font pas partie de la couche application. c'est plutôt la couche application qui est responsable des protocoles et de la manipulation des données sur lesquels le logiciel s'appuie pour présenter des données significatives à l'utilisateur.



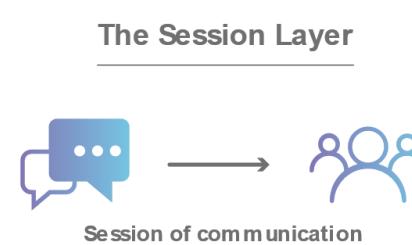
Open Systems Interconnection (OSI)



Cette couche est principalement responsable de la préparation des données afin qu'elles puissent être utilisées par la couche application. En d'autres termes, la couche 6 rend les données présentables pour les applications à consommer. La couche de présentation est responsable de la traduction, du chiffrement et de la compression des données.



Open Systems Interconnection (OSI)

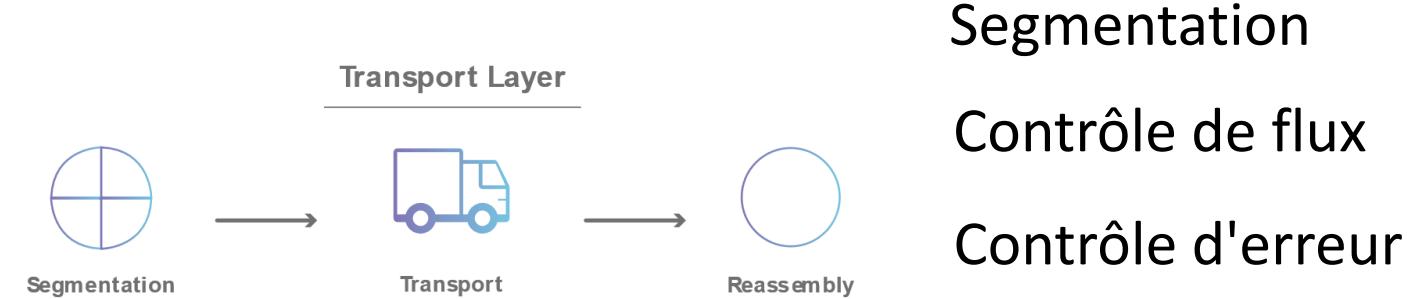


Gestion de session
Authentification
Autorisation

C'est la couche responsable de l'ouverture et de la fermeture de la communication entre les deux périphériques. Le délai entre l'ouverture et la fermeture de la communication est appelé session. La couche de session veille à ce que la session reste ouverte suffisamment longtemps pour transférer toutes les données échangées, puis ferme rapidement la session afin d'éviter de gaspiller des ressources.



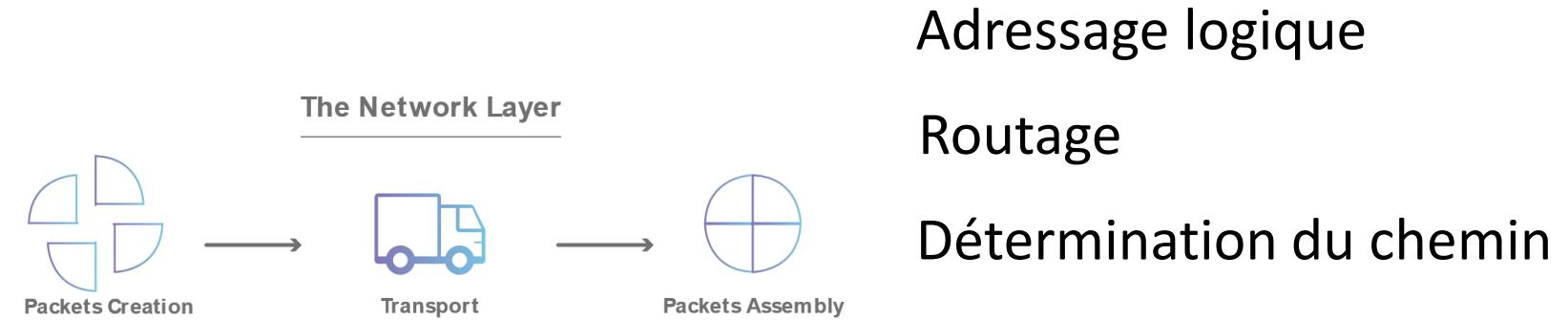
Open Systems Interconnection (OSI)



La couche 4 est responsable de la communication de bout en bout entre les deux périphériques. Cela inclut de prendre des données de la couche de session et de les diviser en segments appelés segments avant de les envoyer à la couche 3. La couche de transport sur le périphérique de réception est chargée de rassembler les segments en données que la couche de session peut consommer.



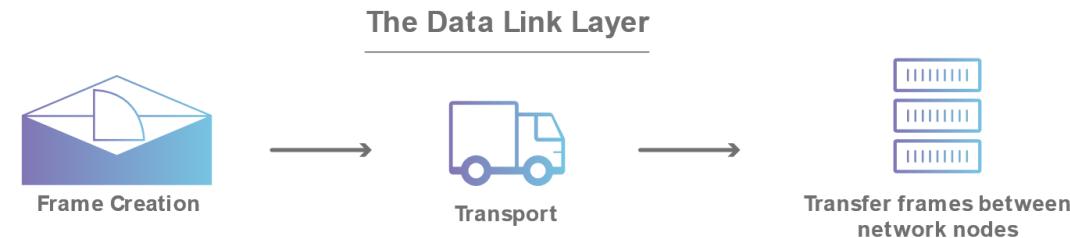
Open Systems Interconnection (OSI)



La couche réseau est chargée de faciliter le transfert de données entre deux réseaux différents. Si les deux périphériques en communication sont sur le même réseau, la couche réseau est inutile. La couche réseau divise les segments de la couche de transport en unités plus petites, appelées paquets, sur le périphérique de l'expéditeur, et réassemble ces paquets sur le périphérique de réception. La couche réseau trouve également le meilleur chemin physique pour que les données atteignent leur destination; c'est ce qu'on appelle le routage.



Open Systems Interconnection (OSI)

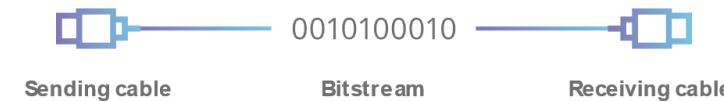


La couche liaison de données est très similaire à la couche réseau, sauf que la couche liaison de données facilite le transfert de données entre deux périphériques sur le même réseau. La couche liaison de données prend les paquets de la couche réseau et les divise en fragments plus petits appelés images. À l'instar de la couche réseau, la couche liaison de données est également responsable du contrôle de flux et du contrôle d'erreur dans les communications intra-réseau (la couche de transport ne fait que le contrôle de flux et le contrôle d'erreur pour les communications inter-réseaux).



Open Systems Interconnection (OSI)

The Physical Layer

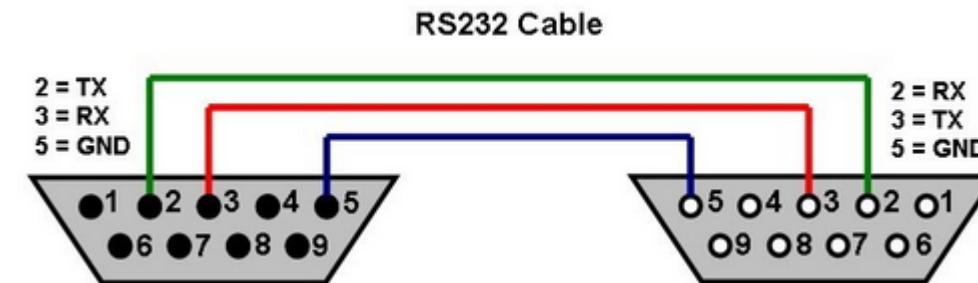
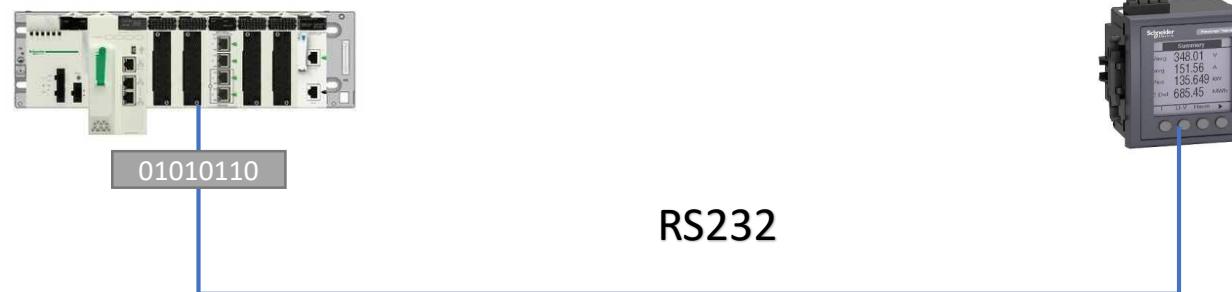


Cette couche inclut les équipements physiques impliqués dans le transfert de données, tels que les câbles et les commutateurs. C'est également la couche où les données sont converties en un train de bits, qui est une chaîne de 1 et de 0. La couche physique des deux périphériques doit également convenir d'une convention de signal afin que les 1 puissent être distingués des 0 sur les deux périphériques.



Système de contrôle commande numérique

RS232





Système de contrôle commande numérique

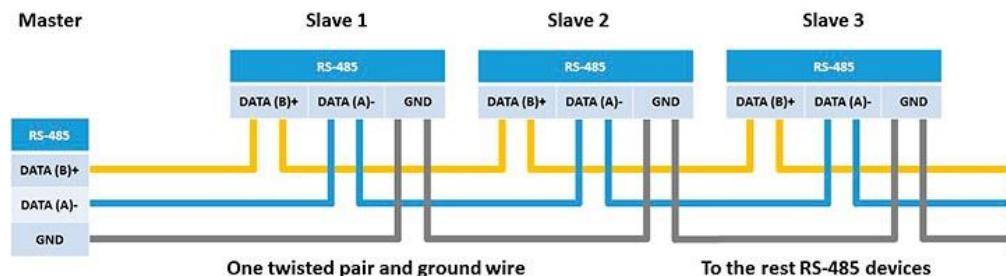
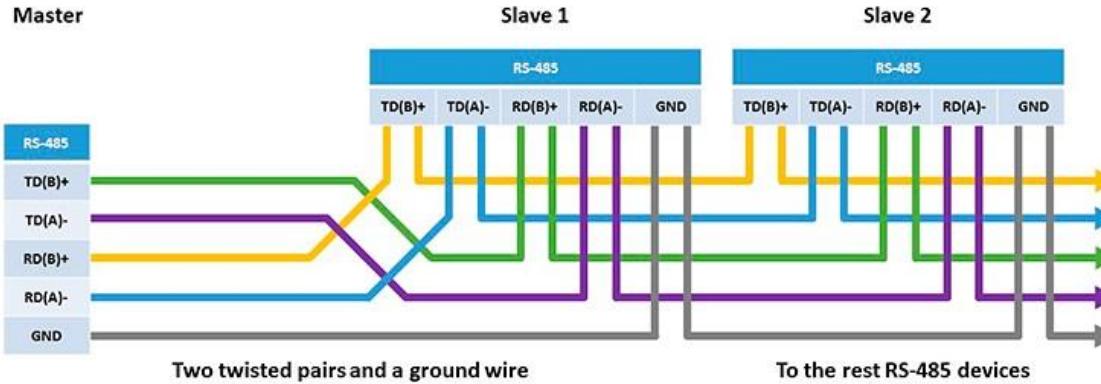
RS485





Système de contrôle commande numérique

RS485



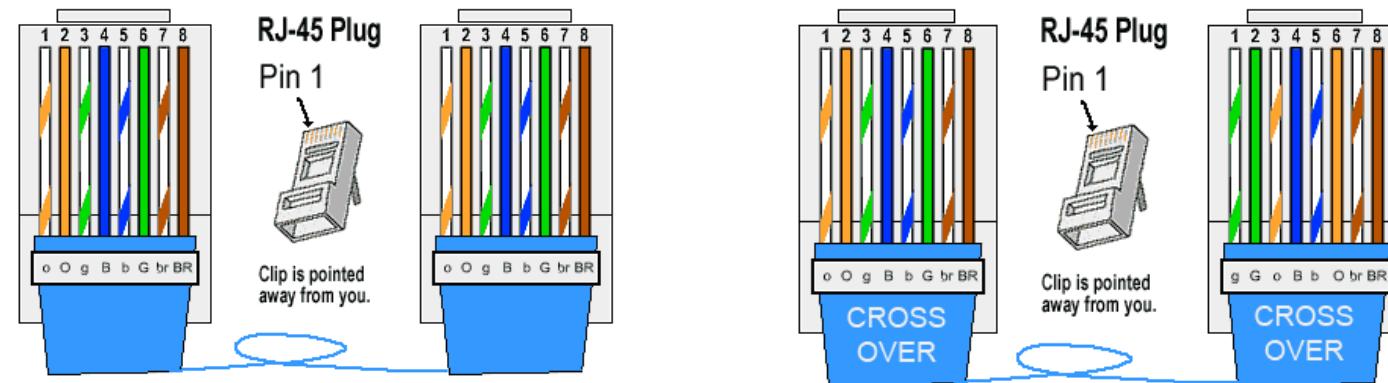
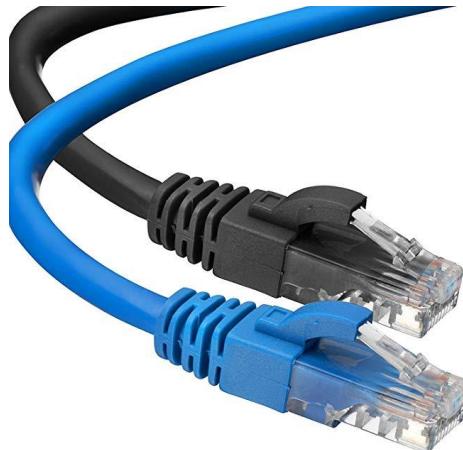


RS485 vs RS232

RS232	RS485
1 Equipement	32 Equipements
20kb/s	10Mb/s
15m	1200m



Ethernet



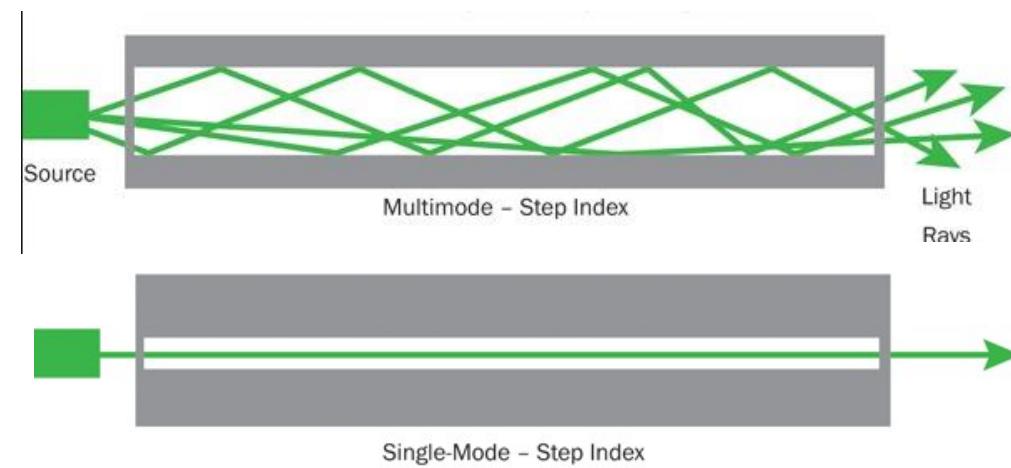
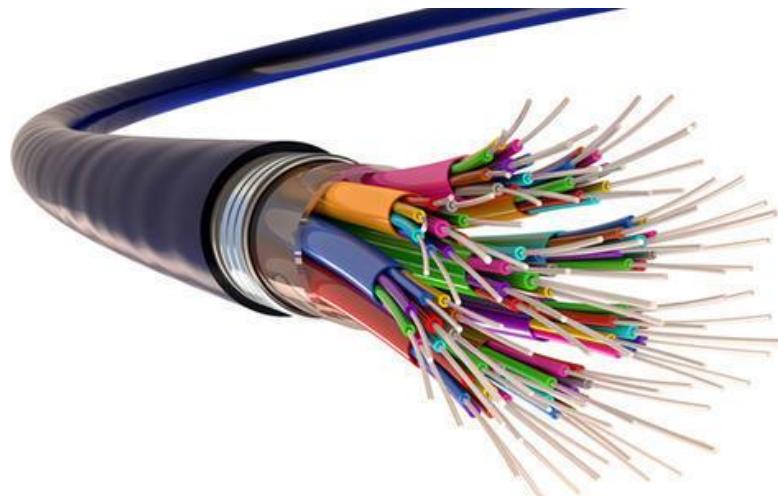


Ethernet

Ethernet Type	Bandwidth	Cable Type	Maximum Distance
10Base-T	10Mbps	Cat 3/Cat 5 UTP	100m
100Base-TX	100Mbps	Cat 5 UTP	100m
100Base-TX	200Mbps	Cat 5 UTP	100m
100Base-FX	100Mbps	Multi-mode fiber	400m
100Base-FX	200Mbps	Multi-mode fiber	2Km
1000Base-T	1Gbps	Cat 5e UTP	100m
1000Base-TX	1Gbps	Cat 6 UTP	100m
1000Base-SX	1Gbps	Multi-mode fiber	550m
1000Base-LX	1Gbps	Single-mode fiber	2Km
10GBase-T	10Gbps	Cat 6a/Cat 7 UTP	100m
10GBase-LX	10Gbps	Multi-mode fiber	100m
10GBase-LX	10Gbps	Single-mode fiber	10Km

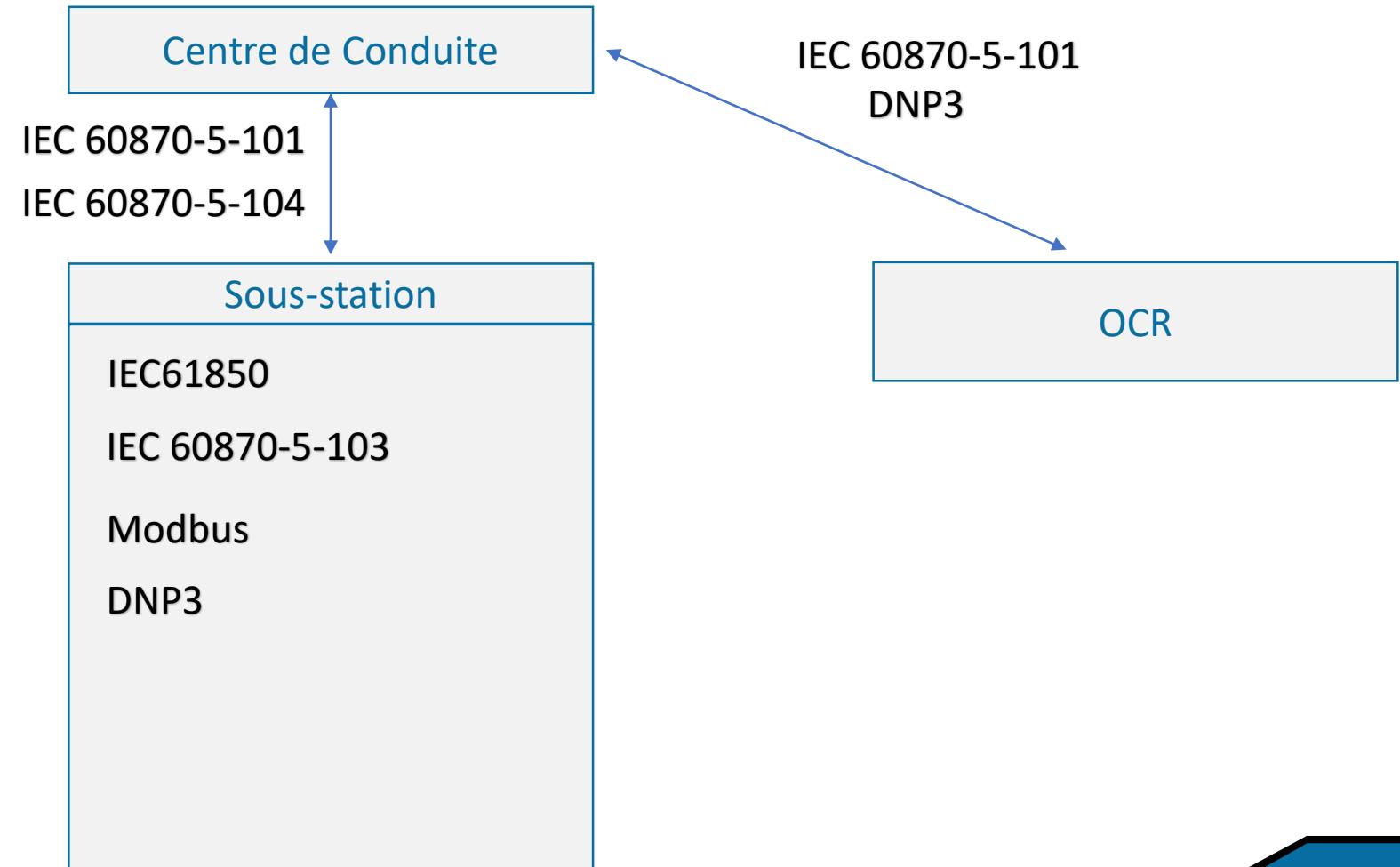


Fibre Optique



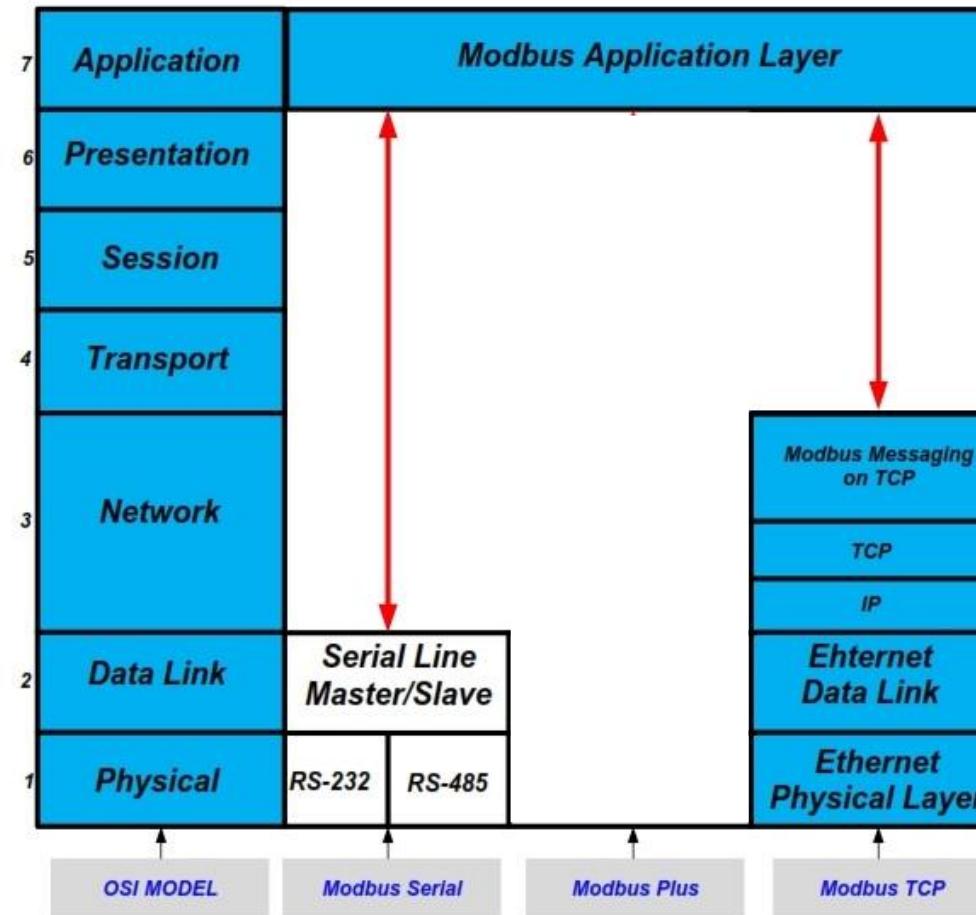


Protocoles de communication



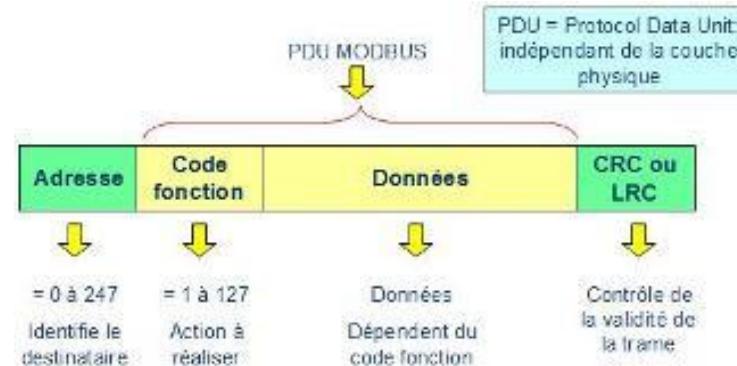
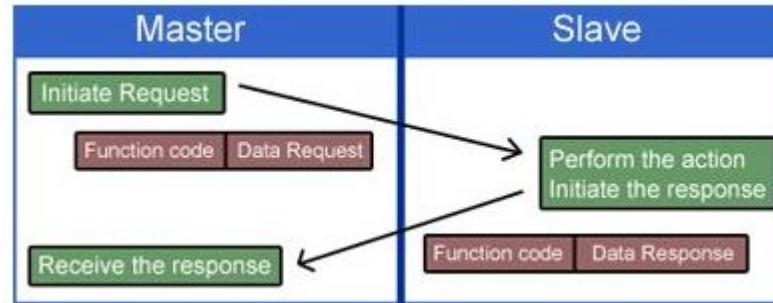


Protocoles de communication MODBUS





Protocoles de communication MODBUS



MODBUS
 RTU : RS232/RS485
 TCP : Ethernet

Decimal	Hexadecimal	Description
01	0x01	Read Coil Status
02	0x02	Read Input Status
03	0x03	Read Holding Registers
04	0x04	Read Internal Registers
05	0x05	Force Single Coil
06	0x06	Preset Single Register
15	0x0F	Force Multiple Coils
16	0x10	Preset Multiple Registers
22	0x16	Masked Write Register

Exemple



Protocoles de communication IEC 60870-5-101

fait partie de la série de normes CEI 60870 qui définit les systèmes utilisés pour la téléconduite (contrôle de supervision et acquisition de données) dans les applications d'ingénierie électrique et d'automatisation de systèmes.
La partie 5 fournit un profil de communication pour l'envoi de messages de téléconduite de base entre deux systèmes, qui utilise des circuits de données permanents connectés directement entre les systèmes.

- Prend en charge les modes de transfert de données **unbalanced** (uniquement les messages initiés par le maître) et **balanced** (peut être initiés par le maître / l'esclave).
- L'adresse de liaison et les adresses **ASDU** (Application Service Data Unit) permettent de classer la station d'extrémité et ses différents segments.
- Les données sont classées dans différents objets d'information et chaque objet d'information se voit attribuer une adresse spécifique.
- Possibilité de classer les données en haute priorité (classe 1) et basse priorité (classe 2) et de les transférer à l'aide de mécanismes distincts.
- Possibilité de classer les données dans différents groupes (1-16) pour obtenir les données en fonction du groupe en émettant des commandes d'interrogation de groupe spécifiques à partir du maître et obtenir des données sous tous les groupes en émettant une interrogation générale.
- Des schémas de mise à jour cyclique et spontanée des données sont fournis.
- Facilité de synchronisation de l'heure



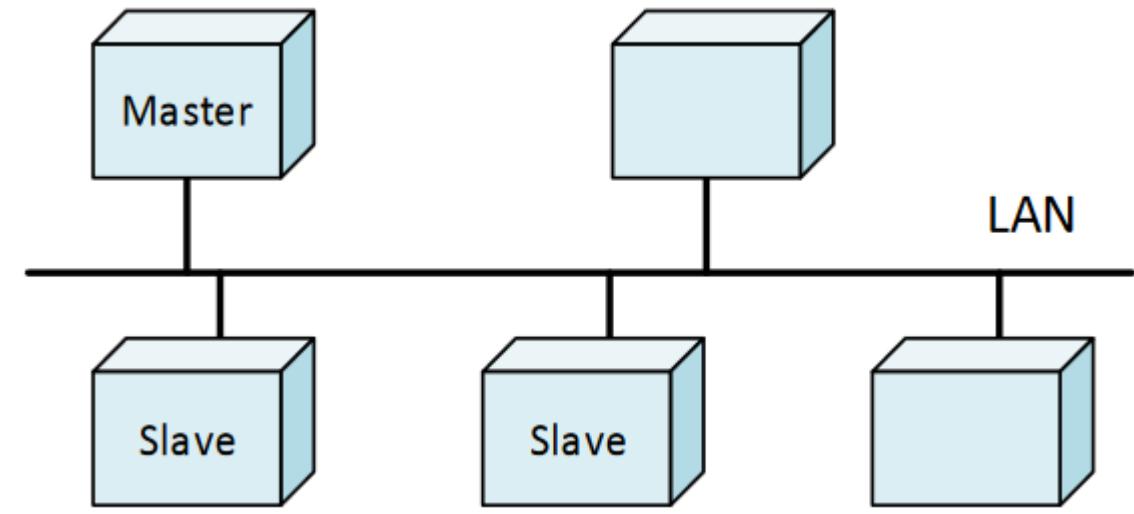
Protocoles de communication IEC 60870-5-101

Common Address of ASDU: 1..65535

Information object address: 1..16777215

Link address: 0..65535

Protocol	<input checked="" type="radio"/> T101	<input type="radio"/> T104
Link addr.	CASDU addr.	IOA addr.
<input type="radio"/> Without	<input type="radio"/> 1 Byte	<input type="radio"/> 1 Byte
<input type="radio"/> 1 Byte	<input checked="" type="radio"/> 2 Byte	<input type="radio"/> 2 Byte
<input checked="" type="radio"/> 2 Byte	<input type="radio"/> 3 Byte	<input checked="" type="radio"/> 3 Byte
3	3	3
<input checked="" type="checkbox"/> COT with originator		
T101 Transmission procedure		
<input type="radio"/> Balanced mode		
<input checked="" type="radio"/> Unbalanced mode master		
<input type="radio"/> Unbalanced mode slave		
<input type="radio"/> passive / monitor		





Protocoles de communication IEC 60870-5-104

Le protocole **IEC 60870-5-104** (également appelé T104) est un protocole pour les équipements et systèmes de télécontrôle avec transmission de données série à bits codés dans des réseaux **TCP / IP** pour la surveillance et le contrôle de processus géographiquement étendus. La norme de protocole définit les entités de données transférées dans l'objet station comme étant identiques à celles utilisées dans le protocole CEI 60870-5-101.



Protocoles de communication IEC 60870-5-103

La norme IEC 60870-5-103 définit un protocole de communication multipoint via lequel des informations peuvent être échangées entre un système de contrôle (superviseur ou RTU) et un ou plusieurs dispositifs de protection. Le système de contrôle est le maître et les dispositifs de protection sont les esclaves. Chaque esclave est identifié par une adresse unique comprise entre 1 et 254. L'adresse 255 est réservée aux trames de diffusion.

La norme IEC 60870-5-103 définit deux méthodes différentes d'échange d'informations.

- La première repose sur l'utilisation de structures de données prédéfinies (ASDU - Application Service Data Units) et de procédures d'application permettant la transmission d'informations normalisées.
- L'autre utilise des services génériques prenant en charge la transmission de tout type d'informations.



Protocoles de communication IEC 60870-5-103

maître peut envoyer:

- Des commandes générales (fonctions d'activation / de désactivation: protection, réenclencheur, etc.)
- Une demande d'interrogation générale pour obtenir la valeur actuelle des conditions et des indications d'état de l'équipement esclave
- une demande de transmission d'enregistrements de perturbations
- Commande de synchronisation
- Commandes pour réinitialiser l'interface de communication



Protocoles de communication IEC 60870-5-103

Toutes les informations échangées entre le système de contrôle et l'équipement de protection comprennent:

Un numéro de fonction

Un numéro d'information

Le numéro ASDU utilisé pour transmettre les informations

La cause de la transmission

FUN	Function name
States and indications	
20	Sepam supervision
21	Switchgear and network
22	Logic equations
31	Logic inputs (MES no. 1)
32	Logic inputs (MES no. 2)
33	Logic inputs (MES no. 3)
41	Logipam group 1
42	Logipam group 2
43	Logipam group 3
Protections	
100	Overcurrent protections
101	Directional current protections
102	Voltage protections
103	Frequency protections
104	Motor/generator protections
105	Miscellaneous protections
106	Thermal protections
107	Power protections
108	Differential protections
109	Speed protection
Measurements	
10	Temperature measurements
11	Additional measurements 1
12	Additional measurements 2

ASDU	Function	Monitor direction	Control direction
1	Time-tagged message	■	
2	Time-tagged message with relative time	■	
5	Identification message	■	
6	Time synchronization	■	■
7	General interrogation		■
8	End of general interrogation	■	
9	Measurands II	■	
20	General command		■

COT	Label	
1	Spontaneous	Information produced spontaneously following a change of state (date-tagged event)
2	Cyclic	Information produced cyclically by Sepam (measurements)
3	Reset (FCB)	Response to command to reset the frame count bit (FCB)
4	Reset (CU)	Response to command to reset the communication unit (CU)
5	Start/restart	Response to command to initialize the communication interface
8	Time synchronization	Acknowledgment of time synchronization command
9	General interrogation	Information produced in response to a general interrogation command
10	End of general interrogation	Termination message of a general interrogation cycle
12	Remote operation	Change of state resulting from a supervisor command
20	Positive acknowledgement	Positive acknowledgment of command
21	Negative acknowledgement	Negative acknowledgment of command

COT	Label	
8	Time synchronization	Time synchronization command
9	General interrogation	Initialization of a general interrogation cycle
20	General command	Command from the supervisor such as open/close breaker, enable/disable a function, etc.



Protocoles de communication IEC 60870-5-103

ASDU	FUN	INF	COT	GI	Sepam semantic
100 Overcurrent protections					
2	100	1	1		Protection 50/51 unit 3
2	100	2	1		Protection 50/51 unit 4
2	100	3	1		Protection 50/51 unit 5
2	100	4	1		Protection 50/51 unit 6
2	100	5	1		Protection 50/51 unit 7
2	100	6	1		Protection 50/51 unit 8
2	100	7	1		Protection 50N/51N unit 3
2	100	8	1		Protection 50N/51N unit 4
2	100	9	1		Protection 50N/51N unit 5
2	100	10	1		Protection 50N/51N unit 6
2	100	11	1		Protection 50N/51N unit 7
2	100	12	1		Protection 50N/51N unit 8
2	100	13	1		Protection 51V unit 1
2	100	14	1		Protection 51V unit 2
101 Directional current protections					
2	101	1	1		Protection 67 unit 1
2	101	2	1		Protection 67 unit 2
2	101	3	1		Protection 67N unit 1
2	101	4	1		Protection 67N unit 2



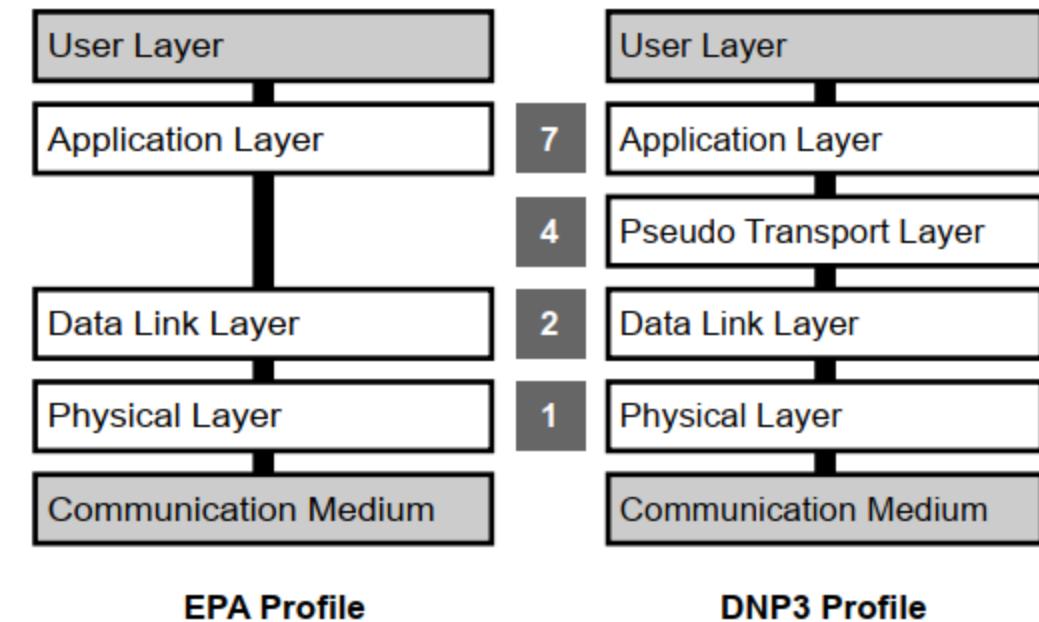
Protocoles de communication DNP3 Distributed Network Protocol

DNP3 est un protocole de communication multipoint via lequel des informations peuvent être échangées entre un système de contrôle (superviseur ou RTU) et un ou plusieurs dispositifs électroniques intelligents (IED). Le système de contrôle est le maître et les IED sont les esclaves. Chaque appareil est identifié par une adresse unique comprise entre 0 et 65519.

DNP3 est construit sur le profil EPA (Enhanced Performance Architecture), qui est une version simplifiée du modèle OSI (Open System Interconnection).

L'EPA n'a que 3 canapés:

- Physique
- Liaison de données
- Application





Protocoles de communication DNP3 Distributed Network Protocol

La couche liaison de données DNP3 gère les communications en **mode équilibré**, ce qui signifie que les périphériques maître et esclave peuvent initialiser la transmission des messages.

Dans l'architecture conventionnelle d'un système de supervision, le dispositif maître est responsable de **l'interrogation cyclique des dispositifs esclaves**. Dans ce cas, la transmission est toujours initialisée par le périphérique maître, qui envoie un message de requête au périphérique esclave. L'esclave exécute l'action demandée et renvoie un message de réponse

Le dispositif esclave peut, en fonction de sa capacité et de sa configuration, **envoyer spontanément des messages**. Ainsi, sans être sollicité par le maître, l'esclave peut envoyer des messages pour informer le maître du changement d'état d'une donnée binaire, ou du franchissement d'un seuil de comptage ou de compteur. Cette information, envoyée spontanément par le périphérique esclave, s'appelle Réponses non sollicitées.

Pour résoudre les conflits d'accès au support de communication susceptibles de se produire entre le maître et les esclaves lors de transmissions spontanées, le protocole DNP3 comprend un mécanisme de **gestion des collisions**.



Protocoles de communication DNP3 Distributed Network Protocol

Fonctions d'application

- Accès générique aux données du périphérique esclave (lecture, écriture)
- Transmission de commandes, avec ou sans présélection (Sélection, Opération, Direct Opération)
- Transmission d'événements horodatés
- Transfert de fichier (Ouvrir, Lire, Fermer, etc.)
- Gestion des compteurs (gel immédiat, gel et effacement, etc.)
- Gestion du programme (initialisation, démarrage / arrêt de l'application, sauvegarde de la configuration)

Objets DNP3

DNP3 définit une grande variété d'objets pour caractériser les différents types de données d'un périphérique:

- Objets de type binaire: entrée binaire, modification d'entrée binaire, sortie binaire, bloc de sortie de relais de commande
- Objets de type analogique: entrée analogique, événement de changement d'entrée analogique, sortie analogique
- Objets de type compteur: compteur binaire, compteur gelé



Protocoles de communication DNP3 Distributed Network Protocol

MAITRE -> ESCLAVE			
	Type de trame	Service	FCV
0	ENVOI attente Acquittement	remise à 0 de la couche liaison distante	0
1	ENVOI attente Acquittement	Reset du process utilisateur (FCB)	0
2	ENVOI attente Acquittement	Test liaison	1
3	ENVOI attente Acquittement	Données utilisateur	1
4	ENVOI pas d'Acquittement attendu	Données utilisateur	0
5	-	-	-
6	-	-	-
7	-	-	-
8	-	-	-
9	Requête attente réponse	Demande état de la couche liaison	0
10	-	-	-
11	-	-	-
12	-	-	-
13	-	-	-
14	-	-	-
15	-	-	-

ESCLAVE -> MAITRE		
	Type de trame	Service
0	CONFIRM	ACK positif
1	CONFIRM	ACK négatif
2	-	-
3	-	-
4	-	-
5	-	-
6	-	-
7	-	-
8	-	-
9	-	-
10	-	-
11	REPONSE	Etat liaison
12	-	-
13	-	-
14	-	-
15	-	-



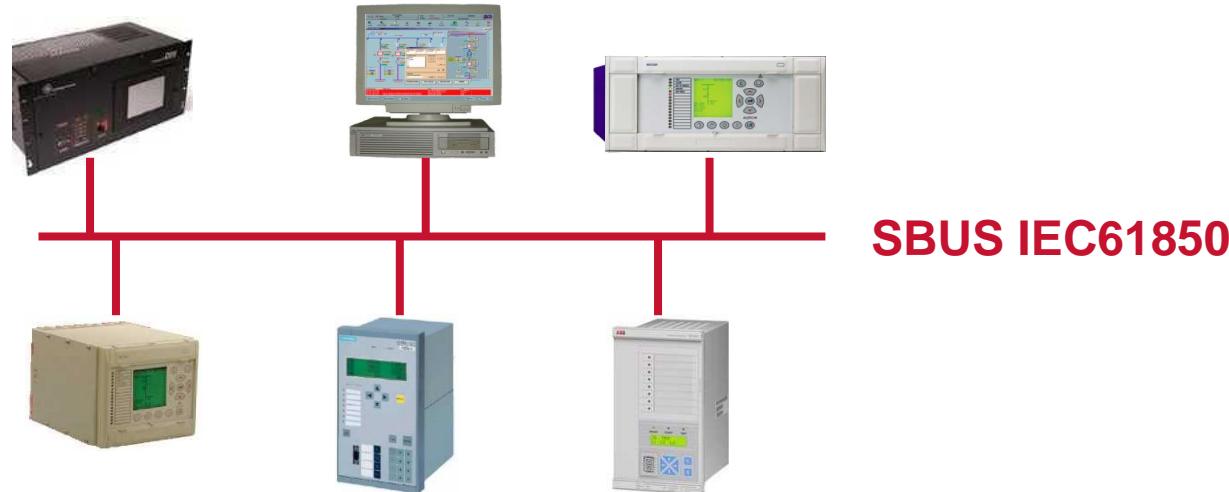
Protocoles de communication IEC 61850

- Une norme **structuré** établie par l'IEC TC 57
- Une norme qui définit les **fonctionnalités des équipements**
- Une norme qui définit une **architecture** de communication **commune** pour les systèmes à l'intérieur d'une sous-station
 - « Process level », « Cubical level », et « Station level »
- Une normalisation du **langage de description des équipements**
- Une méthode standardisée pour **accéder aux données**



Protocoles de communication IEC 61850

- **IEC61850** : Interopérabilité, 1 norme pour tous les constructeurs Modèles de données standardisés et échange d'informations



- **IEC61850** : "Free configuration" de la communication et libre allocation des fonctions aux équipements
- **IEC61850** : Stabilité long terme avec le concept des couches abstraites (application et communication)



Protocoles de communication IEC 61850

Une norme pour définir les fonctionnalités des équipements

Une représentation normalisée et hiérarchisée des fonctionnalités et données des équipements

Des fonctionnalités modélisées au lieu de l'utilisation de registres

La modélisation des données IEC 61850-7-4 d'un équipement physique est basée sur

13 groupes de **Logical Node** subdivisé en 91 différents **Logical Nodes (LN)**

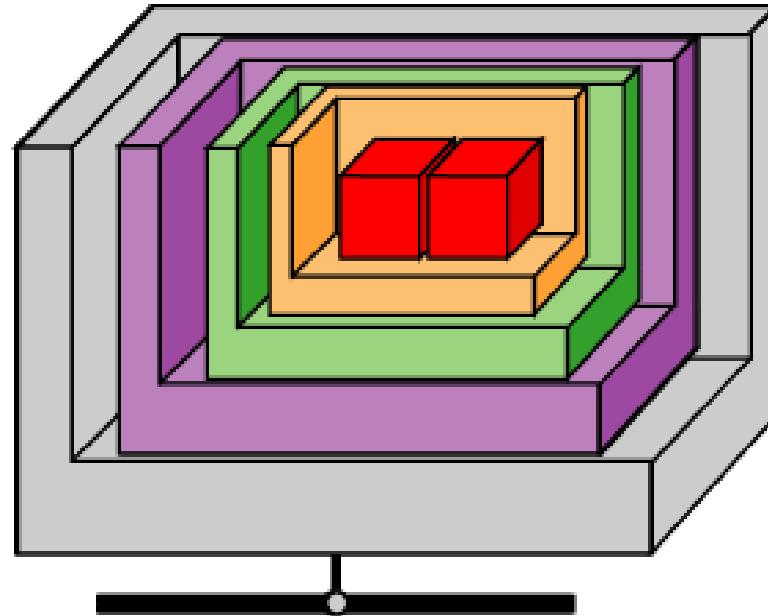
Les **Logical Nodes** contiennent un ou plusieurs **data objects**

Les **Data objects** sont conformes à une spécification de **common data class (CDC)**

Chaque **data object** contient un ou plusieurs éléments de type **data attributes**

Les **Data attributes** sont conformes à un **functional constraint** qui spécifie quels services peuvent être utilisés pour accéder aux données

Protocoles de communication IEC 61850



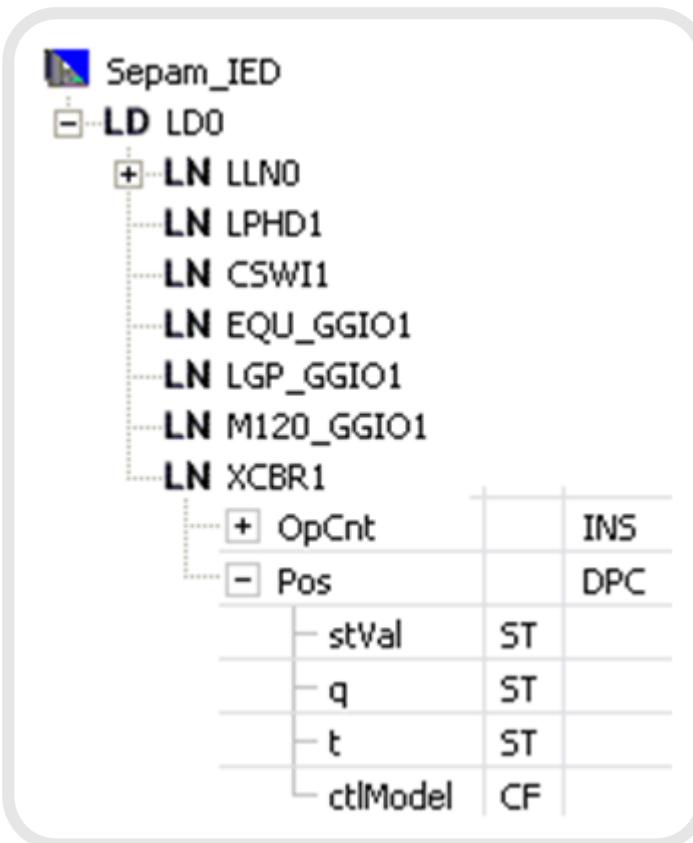
Physical Device

Logical Device

Logical Node

Data Object

Data Attribute



Data ou data attributes peuvent être

- M Mandatory (Obligatoire)
- O Optional (Optionnel)
- C Conditional (Conditionnel)

Ex:

SEPAM_IED/LD0/XCBR1.Pos.stVal



Protocoles de communication IEC 61850

- L System LN (2)
- P Protection (28)
- R Protection related (10)
- C Control (5)
- G Generic (3)
- I Interfacing and archiving (4)
- A Automatic control (4)
- M Metering and measurement (8)
- S Sensor and monitoring (4)
- X Switchgear (2)
- T Instrument transformers (2)
- Y Power transformers (4)
- Z Other power system equipment (15)

Exemples:

- PDIF: Differential protection
- RBRF: Breaker failure
- XCBR: Circuit breaker
- CSWI: Switch controller
- MMXU: Measurement unit
- YPTR: Power transformer

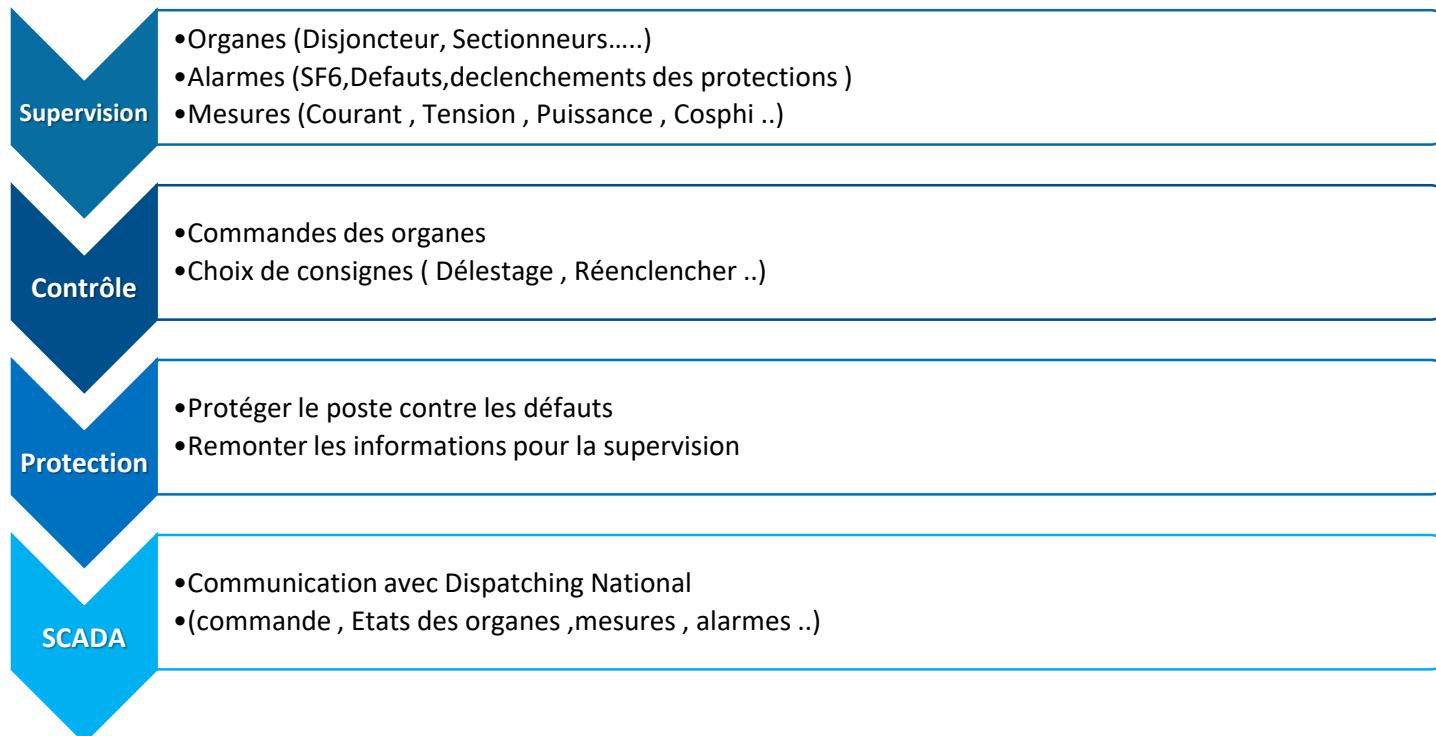


Protocoles de communication IEC 61850

- **ctlVal** **Controllable value**
- **d** **Textual description of the value**
- **db** **Deadband**
- **mag** **Deadbanded value**
- **q** **Quality of the attribute represented by the value**
- **stVal** **Status value of the data**
- **t** **Timestamp of the last data update**

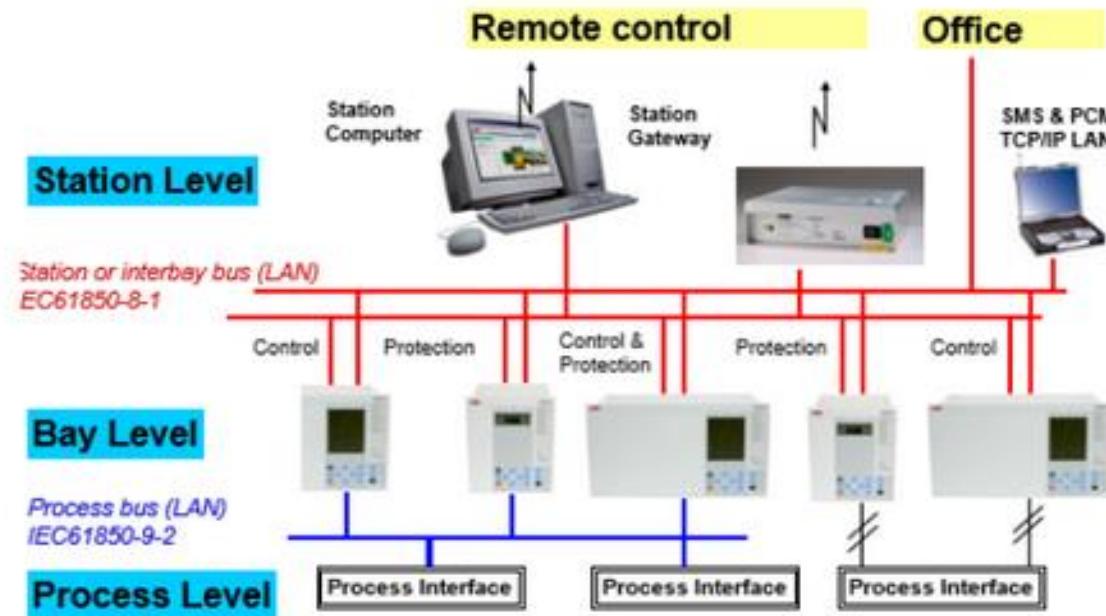


Système de contrôle commande numérique



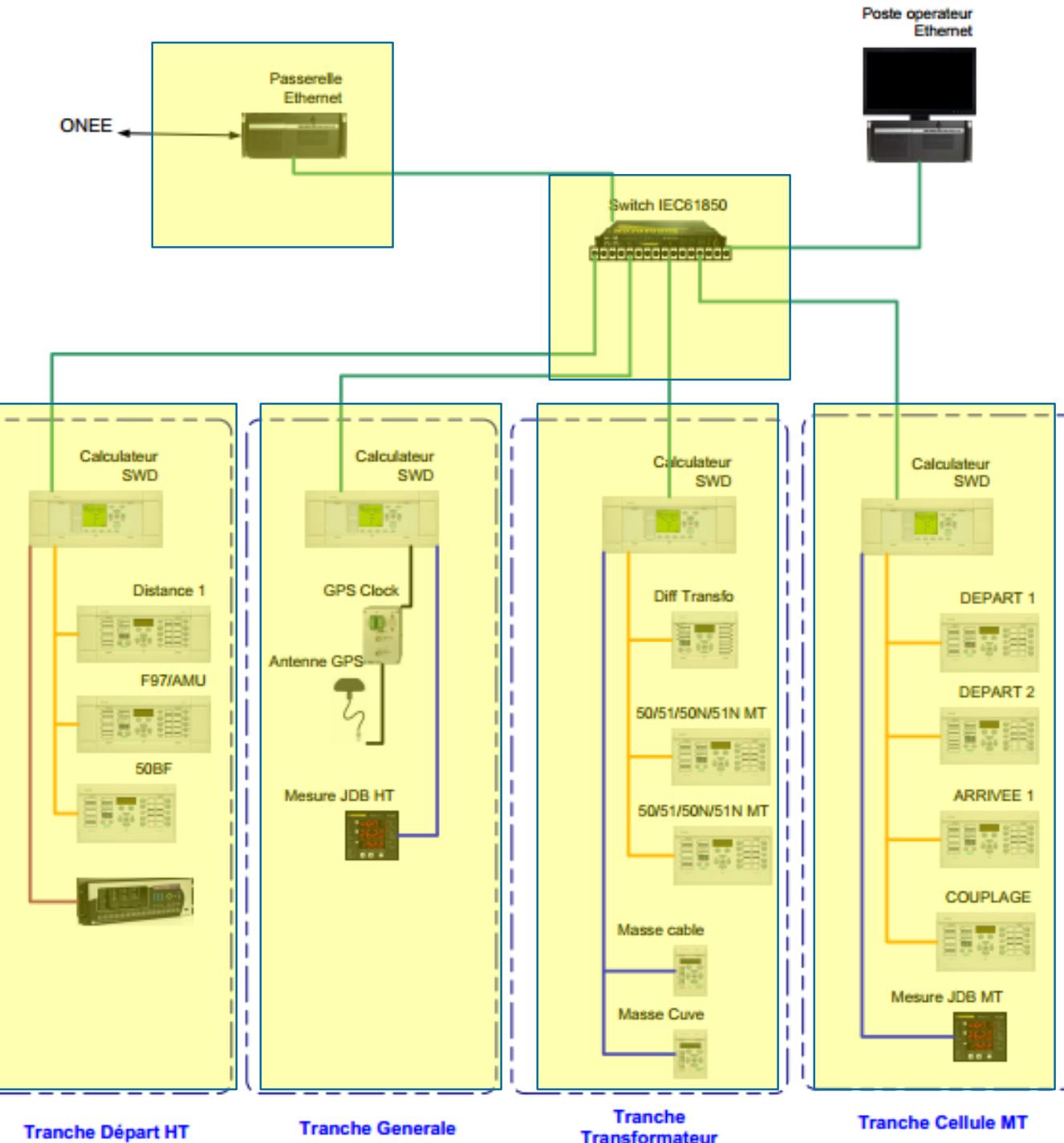


Architecture





Architecture





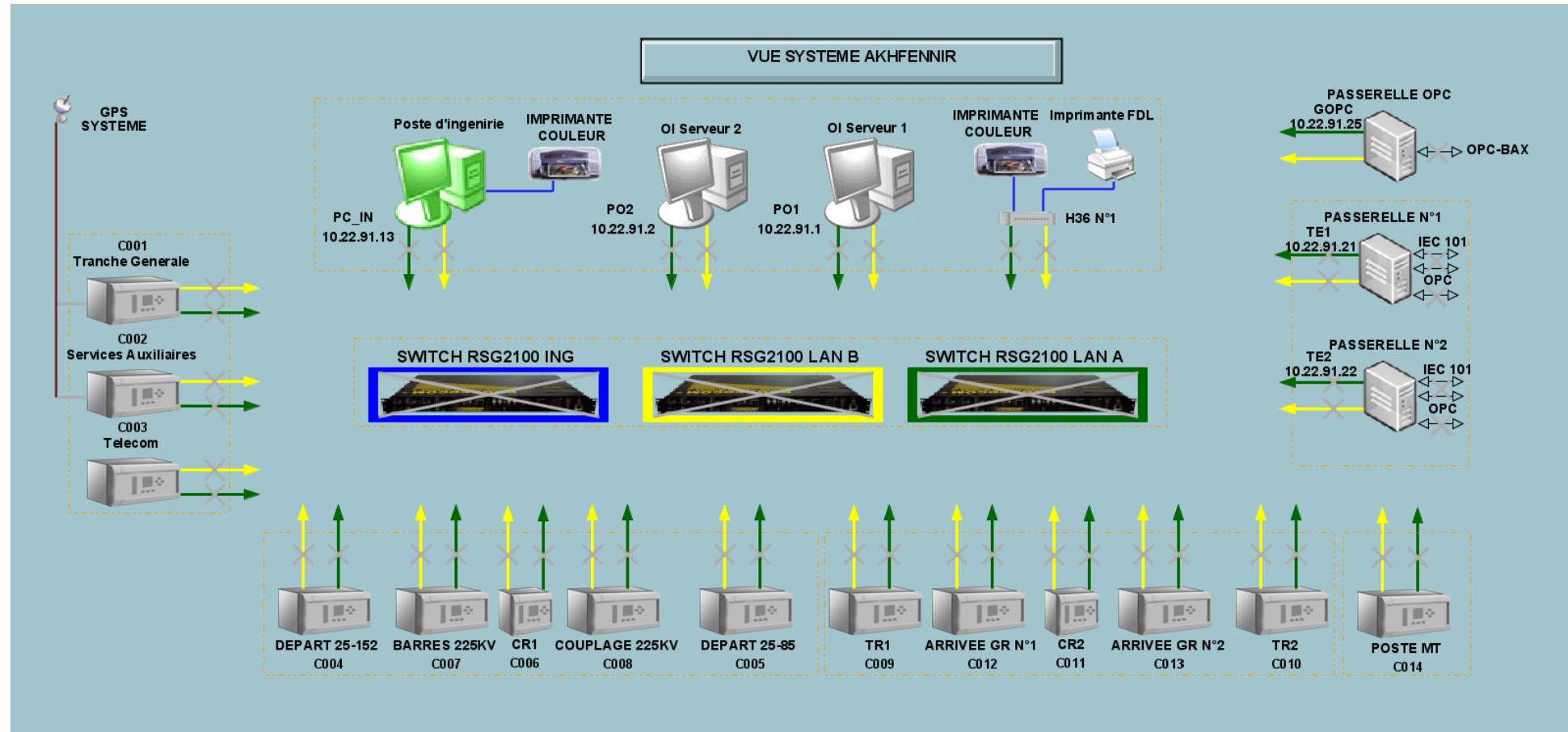
Poste Operateur



- PC industriel
- Sever/Client
- Navigation entre les vues du poste électrique
- Commande des organes
- Choix de consignes
- Visualisation des mesures
- Visualisation des alarmes
- Visualisation des événements
- Visualisation des courbes de charges
- Visualisation des archives

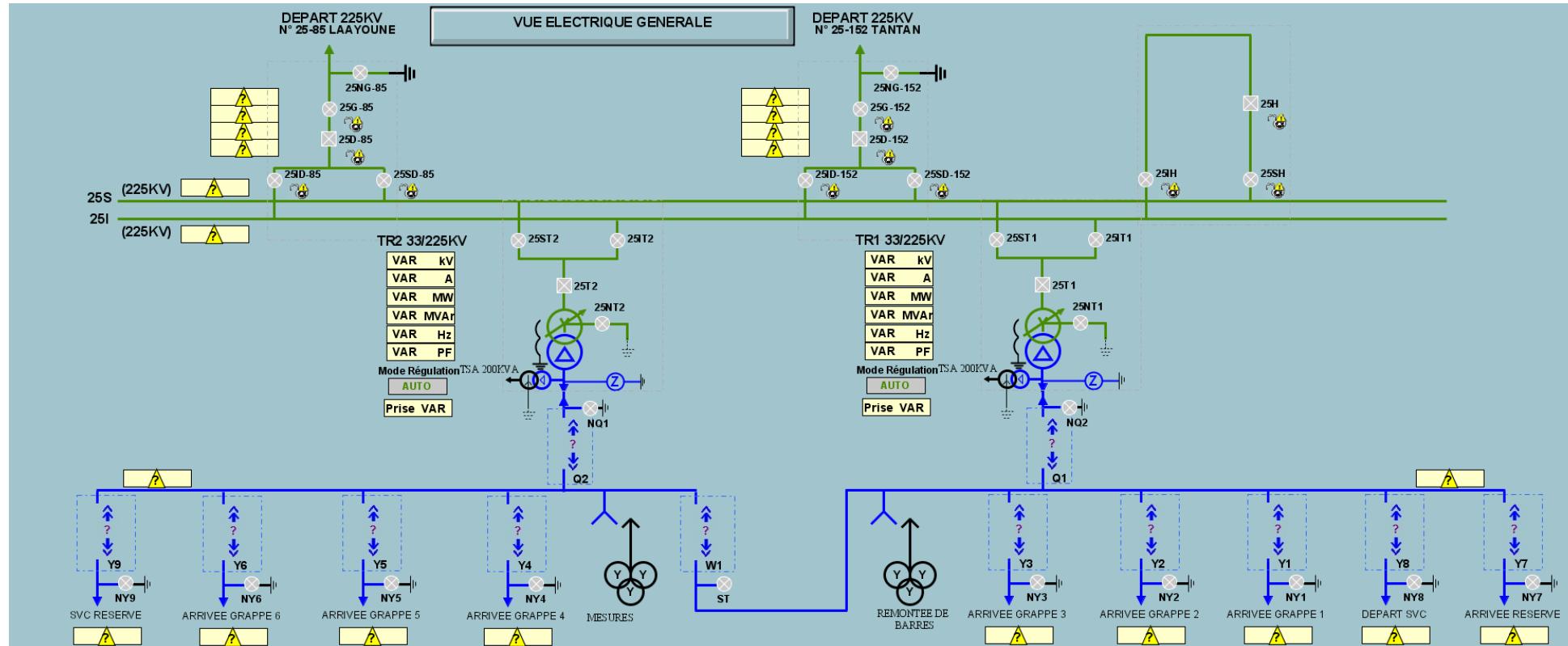


Poste Operateur





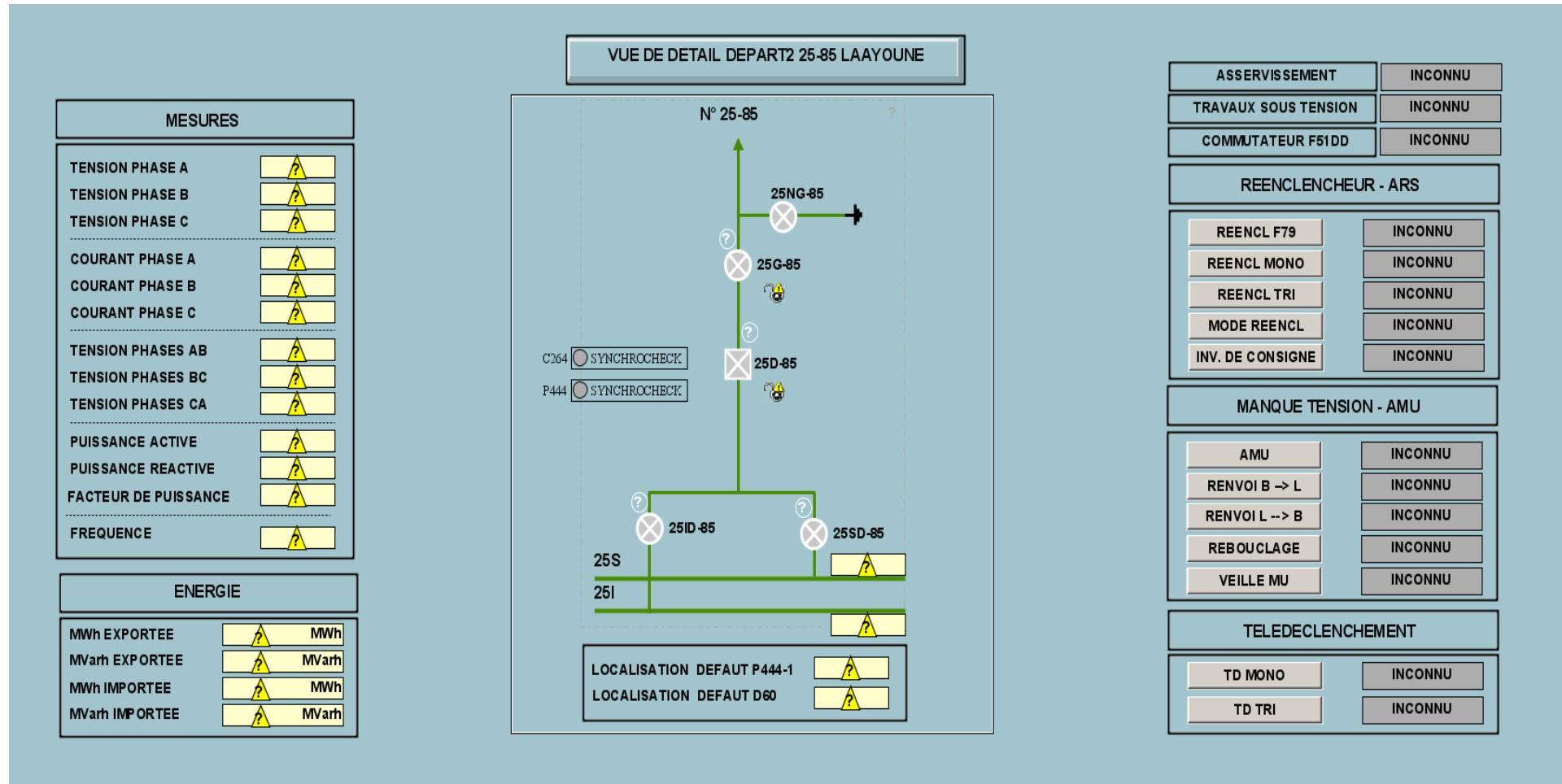
Poste Operateur





Système de contrôle commande numérique

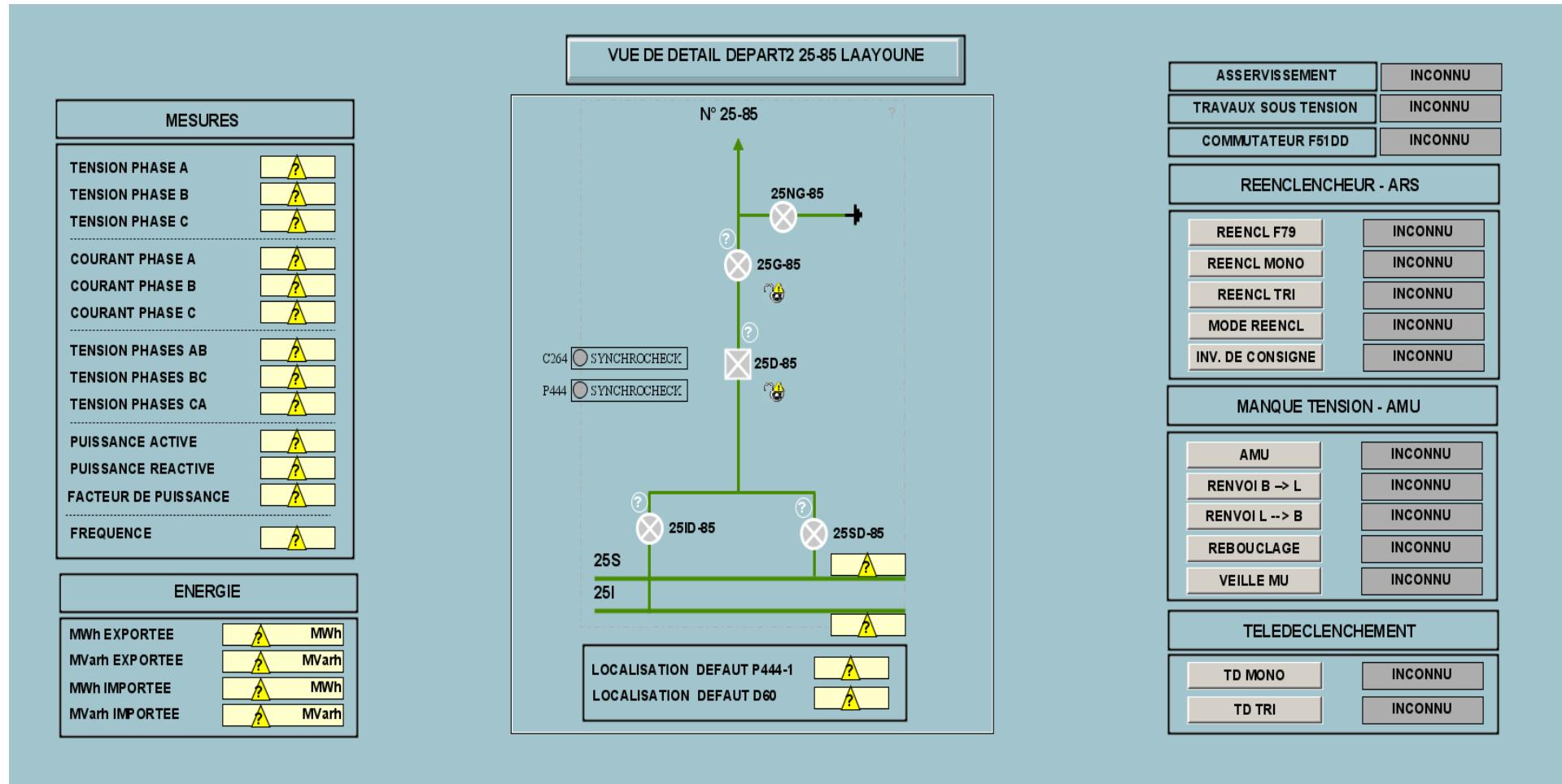
Poste Operateur





Système de contrôle commande numérique

Poste Operateur





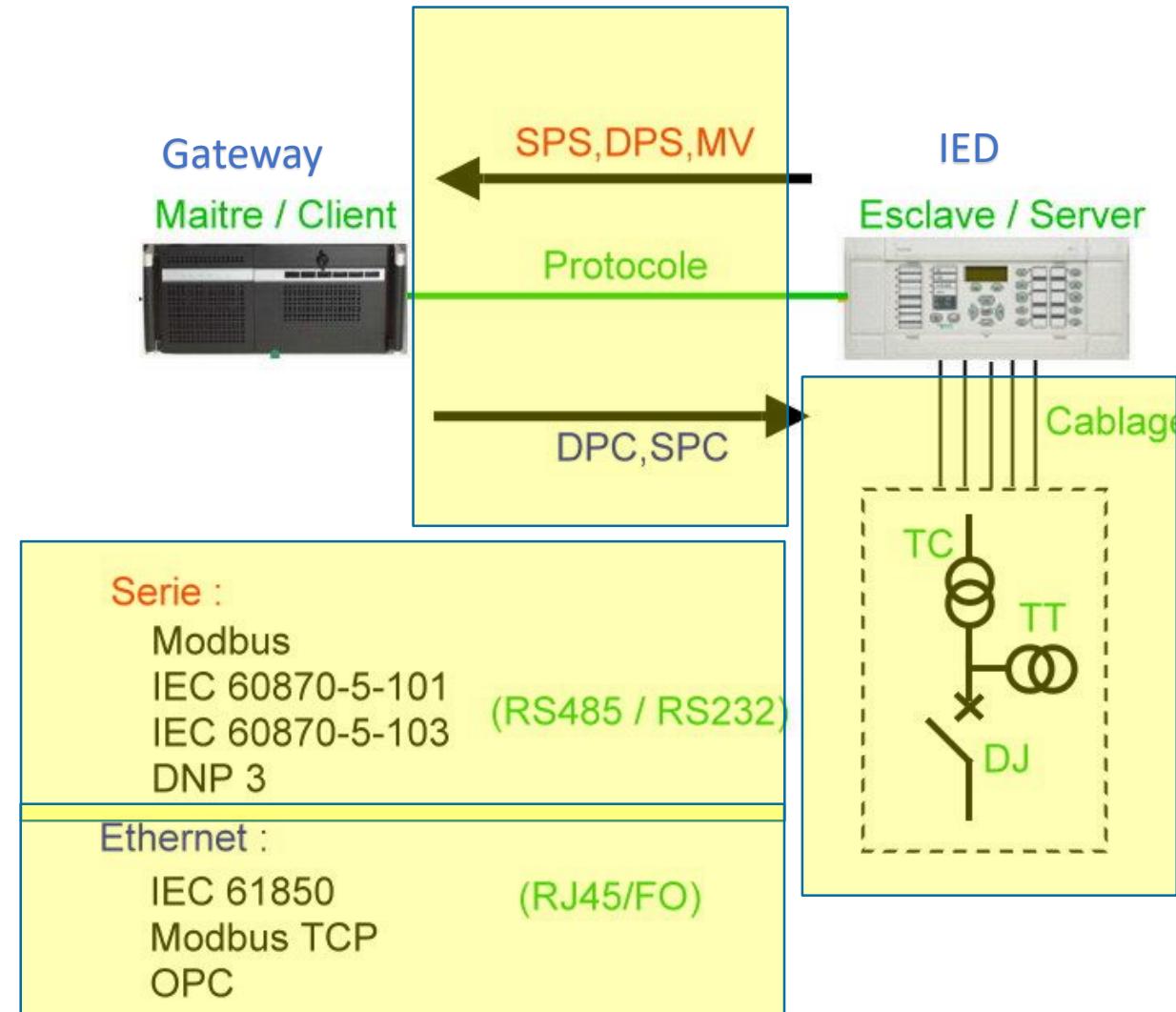
Passerelle



- PC industriel
- Communication avec dispatching National
- Conversion entre protocoles de communication
- IEC 61850
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-103
- DNP3
- Modbus
- OPC

Système de contrôle commande numérique

Passerelle





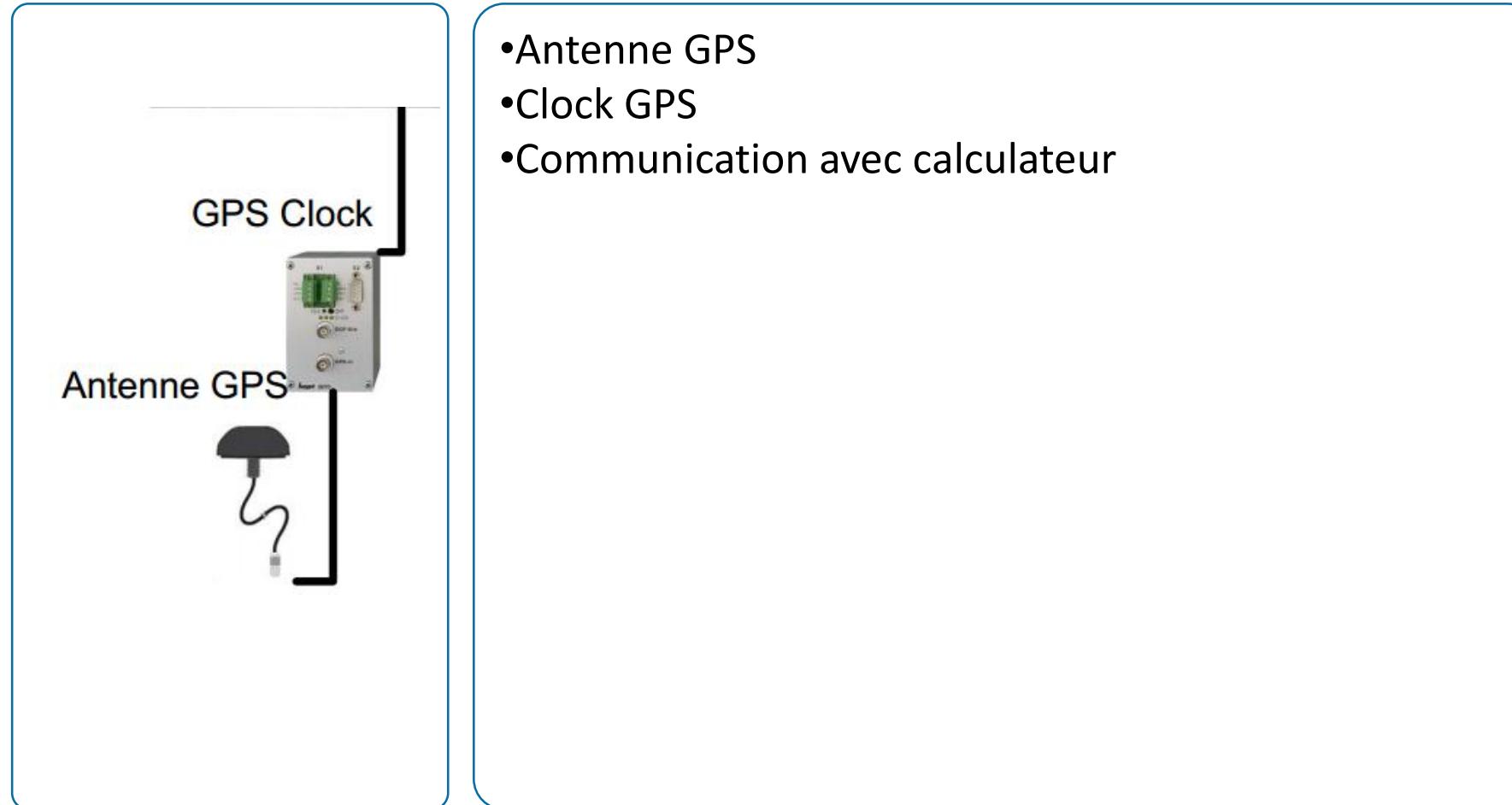
Calculateur de Tranche



- Entrées TOR (48-250VCC)
- Sorties TOR
- Carte Mesure (100VAC,1A-5A)
- Automatisme
- LCD
- Protocole 61850
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-103
- DNP3
- Modbus



Synchronisation GPS





Centrale de mesure



- Courant / tension /Puissance /Fréquence/Cosphi
- Communication avec calculateur



Protections

Distance 1



F97/AMU



50BF

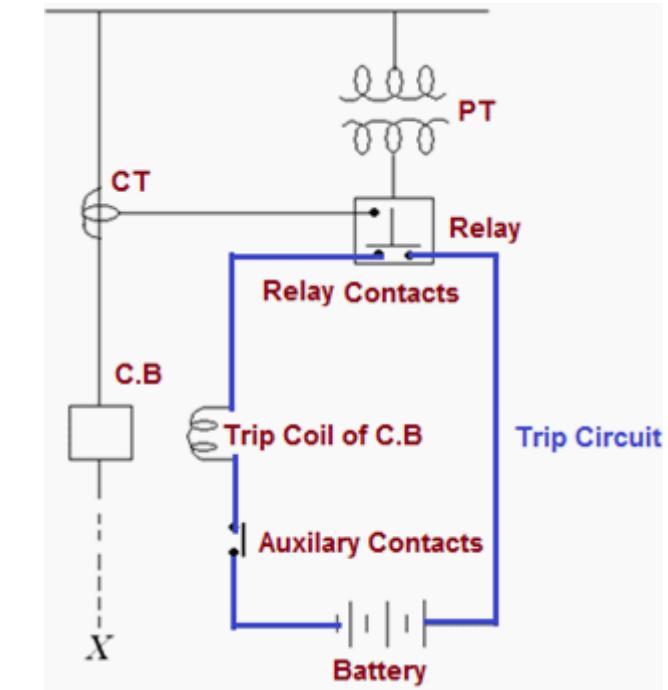


- Déclencher le disjoncteur en cas de défaut
- Remonter les défauts au système CCN
- Enregistrement de la perturbographie



Système de contrôle commande numérique

ANSI code	Name of function	Definition
12	Overspeed	Detection of rotating machine overspeed
14	Underspeed	Detection of rotating machine underspeed
21	Distance protection	Impedance measurement detection
21B	Underimpedance	Back-up phase-to-phase short-circuit protection for generators
24	Flux control	Overfluxing check
25	Synchro-check	Check before paralleling two parts of the power system
26	Thermostat	Protection against overloads
27	Undervoltage	Protection for control of voltage sags
27D	Positive sequence undervoltage	Protection of motors against operation with insufficient voltage
27R	Remanent undervoltage	Check on the disappearance of voltage sustained by rotating machines after the power supply is disconnected
27TN	Third harmonic undervoltage	Detection of stator winding insulation earth faults (impedant neutral)
32P	Directional active overpower	Protection against active overpower transfer
32Q	Directional reactive overpower	Protection against reactive overpower transfer
37	Phase undercurrent	3-phase protection against undercurrent
37P	Directional active underpower	Protection against active underpower transfer
37Q	Directional reactive underpower	Protection against reactive underpower transfer
38	Bearing temperature monitoring	Protection against overheating of rotating machine bearings
40	Field loss	Protection of synchronous machines against faults or field loss
46	Negative sequence / unbalance	Protection against unbalanced phase current
47	Negative sequence overvoltage	Negative sequence voltage protection and detection of reverse rotation of rotating machines
48 - 51LR	Excessive starting time and locked rotor	Protection of motors against starting with overloads or reduced voltage, and for loads that can block Insulation fault protection
59N	Neutral voltage displacement	Detection of transformer internal faults (gas, pressure)
63	Pressure	Detection of transformer internal faults (gas, pressure)
64REF	Restricted earth fault differential	Earth fault protection for star-connected 3-phase windings with earthed neutral
64G	100% generator stator earth fault	Detection of stator winding insulation earth faults (impedant neutral power systems)
66	Successive starts	Protection function that monitors the number of motor starts
67	Directional phase overcurrent	3-phase short-circuit protection according to current flow direction
67N/67NC	Directional earth fault	Earth fault protection depending on current flow direction (NC: Neutral compensated)
78	Vector shift	Vector shift disconnection protection
78PS	Pole slip	Detection of loss of synchronization of synchronous machines
79	Recloser	Automated device that recloses the circuit breaker after transient line fault tripping
81H	Overfrequency	Protection against abnormally high frequency
81L	Underfrequency	Protection against abnormally low frequency
81R	Rate of change of frequency (ROCOF)	Protection for fast disconnection of two parts of the power system
87B	Busbar differential	3-phase protection against busbar internal faults
87G	Generator differential	3-phase protection against internal faults in AC generators
87L	Line differential	3-phase protection against line internal faults

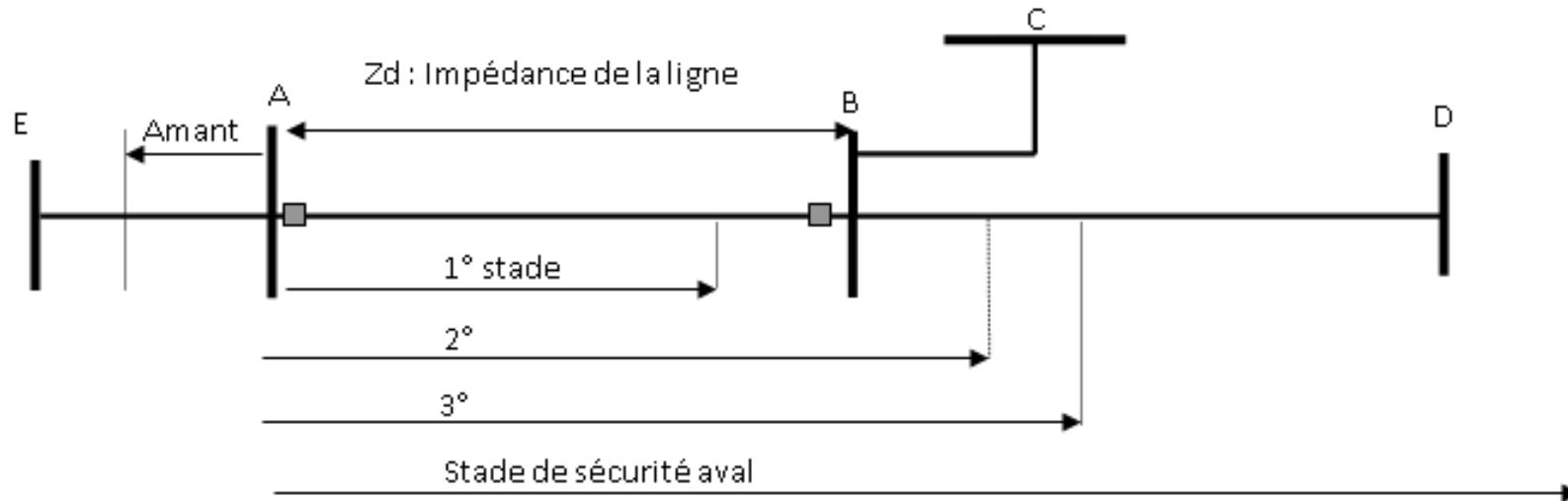




Protection Distance

Code ANSI : 21

Mesure l'impédance de la ligne et déclenche suivant les réglages des zones





Protection Distance

Code ANSI : 21

Stades	Portée de stade	Temporisation
Zone 1	$0,8 \times Zd$	$t = 0 \text{ s}$
Zone 2	$1,2 \times Zd$	$150 \text{ ms} \leq t \leq 400\text{ms}$
Zone 3	$1,4 \times Zd$	$t = 1 \text{ s}$
Zone 4	$Z4=20\%Z3$	$t = 3.2 \text{ s}$
Zone 5	$0,2 \times Zaval \leq Zamont \leq Zaval$	$t = 3.2 \text{ s}$



Protection Distance

Antipompage

Les perturbations affectant le réseau de transport peuvent être à l'origine des oscillations des grandeurs électriques. Les causes les plus fréquentes de ces oscillations sont :

- Les variations de charges importantes .
- Les modifications de la configuration du réseau de transport dues à différents défauts et à leurs temps d'élimination.

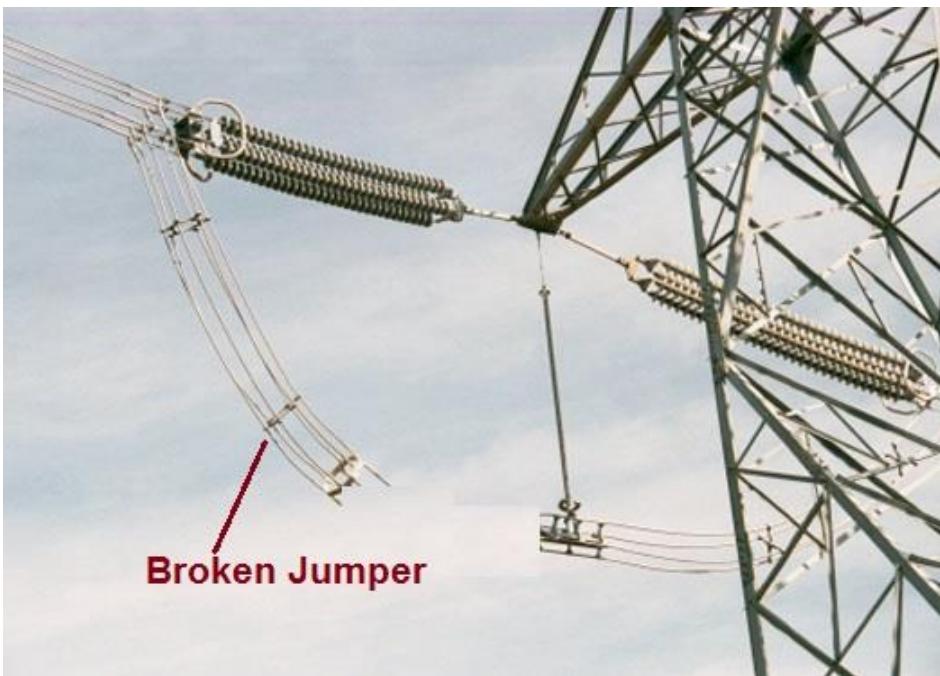
La détection de pompage s'effectue en mesurant la vitesse de variation du point d'impédance à l'intérieur d'une bande définie en ΔR (résistance) et en ΔX (réactance). En cas de court-circuit, le point d'impédance caractérisant le défaut traverse rapidement la bande de détection. Par contre lors d'oscillation de puissance, la variation de l'impédance est lente.



Protection Distance

Détection de rupture conducteur

Une rupture de conducteur d'une ligne triphasée ne crée pas une augmentation de courant et ne peut pas être détectée par des protections à maximum de courant ou à minimum d'impédance. Elle est assimilée à un défaut biphasé très résistant induisant un courant inverse (I_i). Le principe est de contrôler le rapport I_i/I_d .

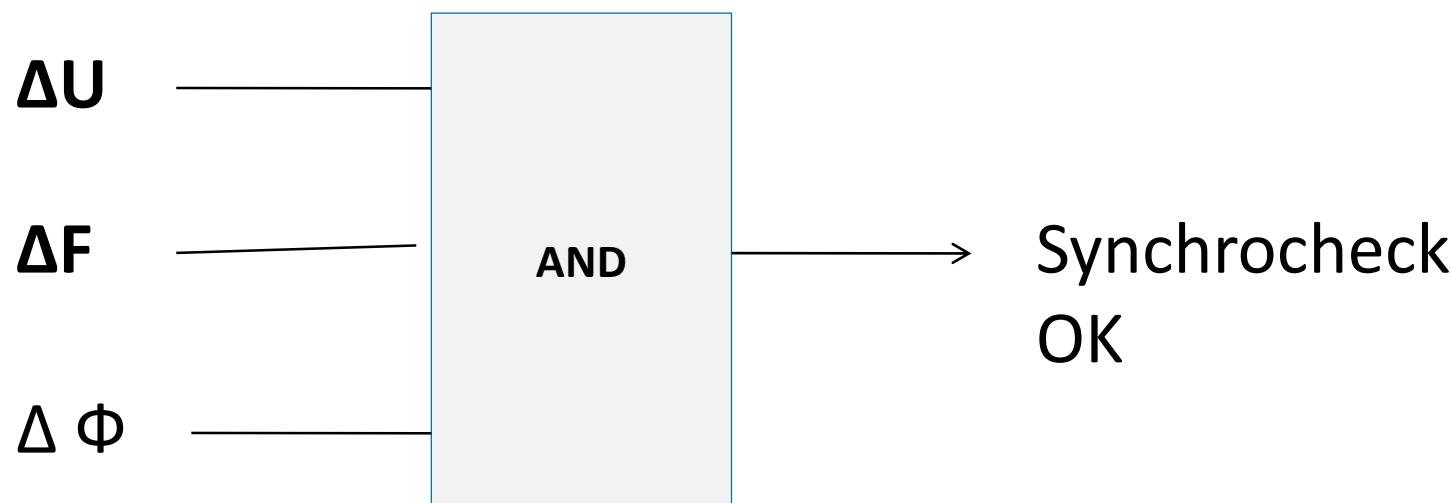




Fonction Synchrocheck

Code ANSI : 25

fonctionne lorsque deux circuits de tensions alternatifs sont dans les limites souhaitées de fréquence, de phase et d'amplitude pour permettre ou entraîner la mise en parallèle de ces deux circuits





Minimum de tension

Code ANSI : 27

fonctionne lorsque la tension est inférieure à un seuil de réglage

Surcharge thermique

Code ANSI : 49

fonctionne lorsque la température excède une valeur pré-déterminée



Maximum de courant

Code ANSI : 50/51

fonctionne lorsque le courant dépasse le seuil de réglage suite à une surcharge ou court circuit

Maximum de courant terre

Code ANSI : 50N/51N

Protection contre les défauts à la terre :

51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC

51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)



Défaillance disjoncteur

Code ANSI : 50BF

Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement

Maximum de tension

Code ANSI : 59

Protection de contrôle d'une tension trop élevée



Masse Cuve

Code ANSI : 64

La protection masse cuve du transformateur principal chargée de détecter les amorçages internes à l'appareil

Maximum de courant phase directionnelle

Code ANSI : 67

Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant



Réenclencheur

Code ANSI : 79

automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne

Maximum de fréquence/ Minimum de fréquence

Code ANSI : 81H/81L

Protection contre une fréquence anormale



Différentielle

Code ANSI : 87B

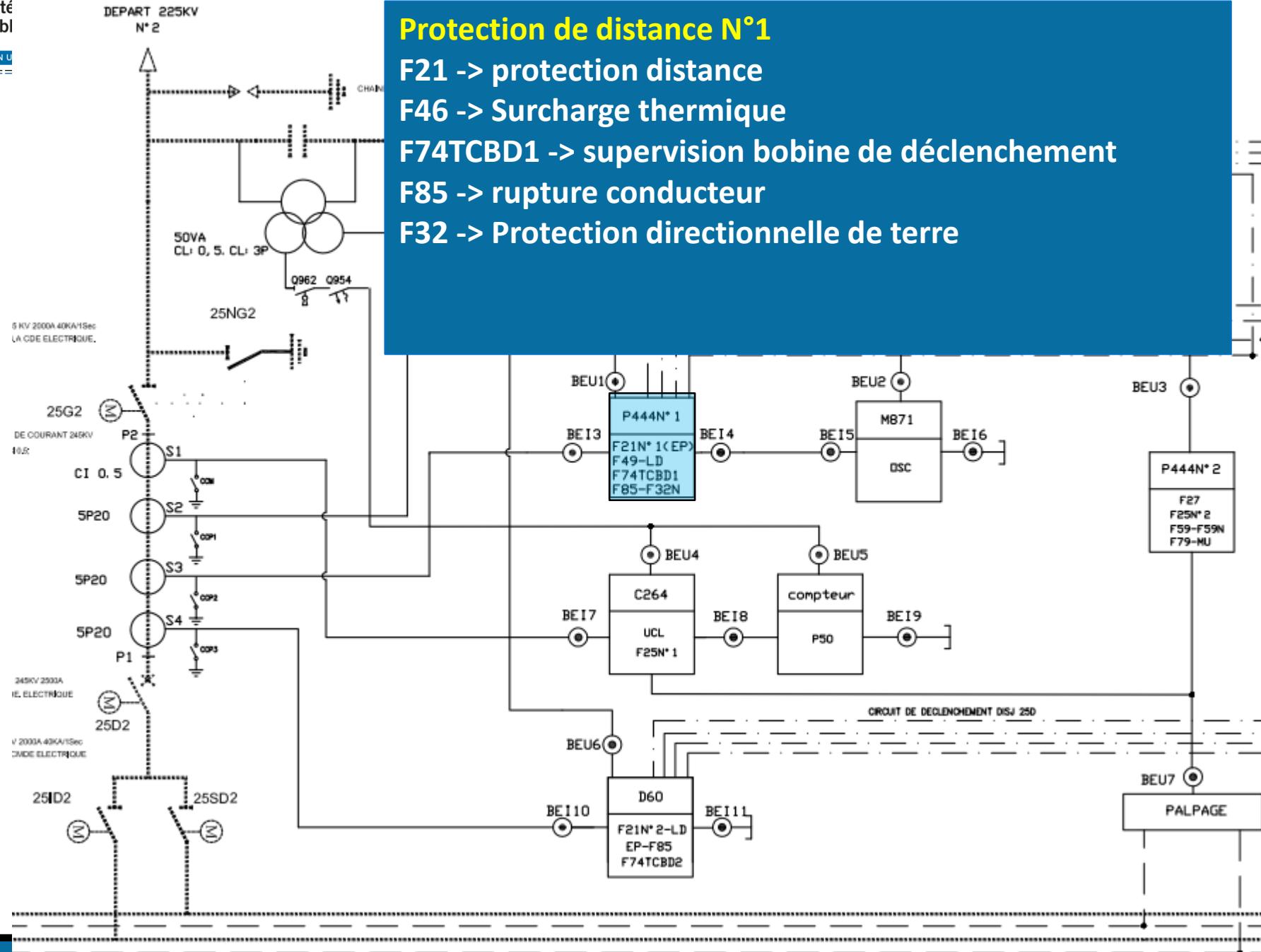
Protection triphasée contre les défauts internes du jeu de barres

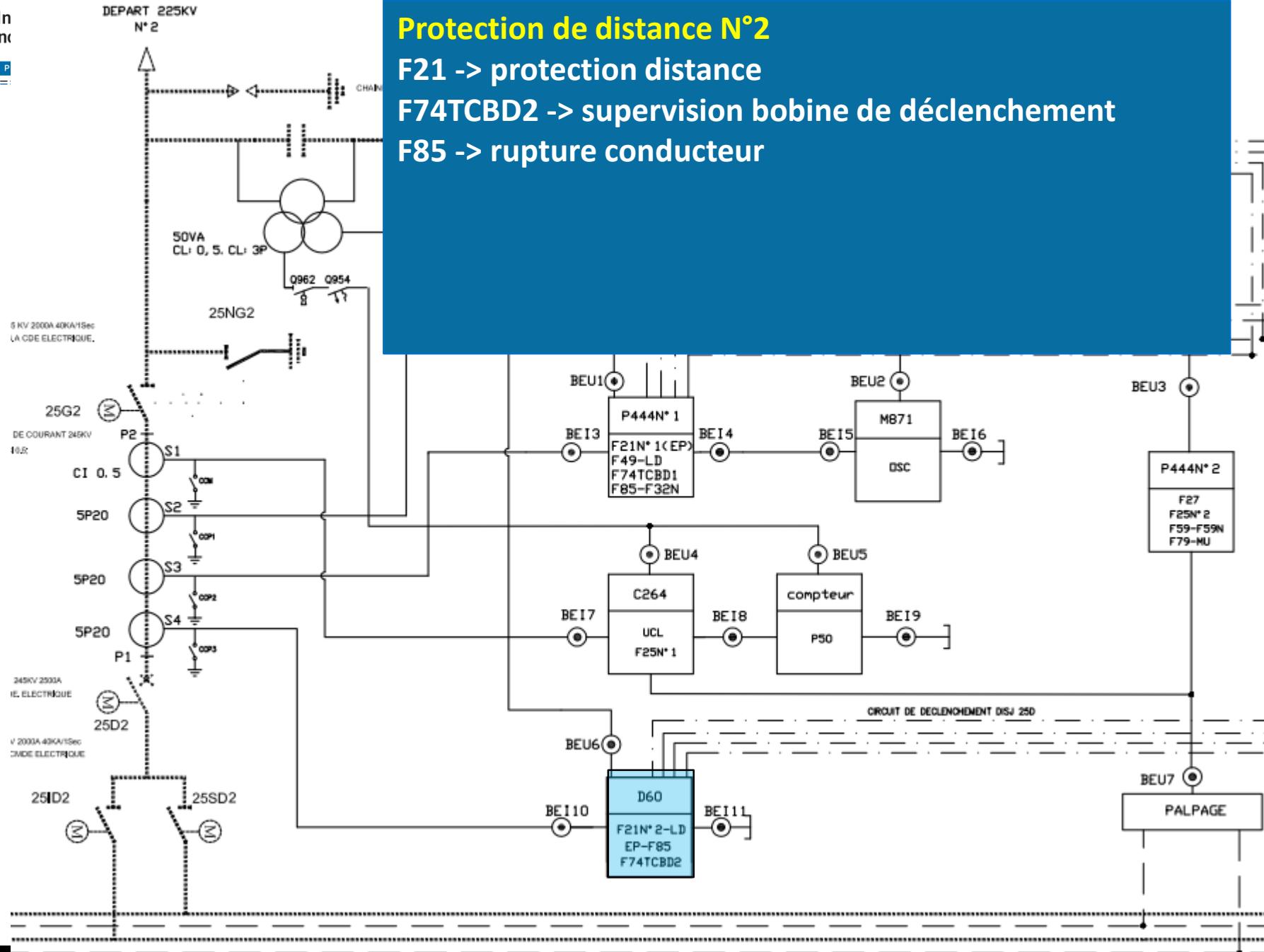
Code ANSI : 87T

Protection triphasée contre les défauts internes du transformateur

Code ANSI : 87L

Protection triphasée contre les défauts internes de ligne



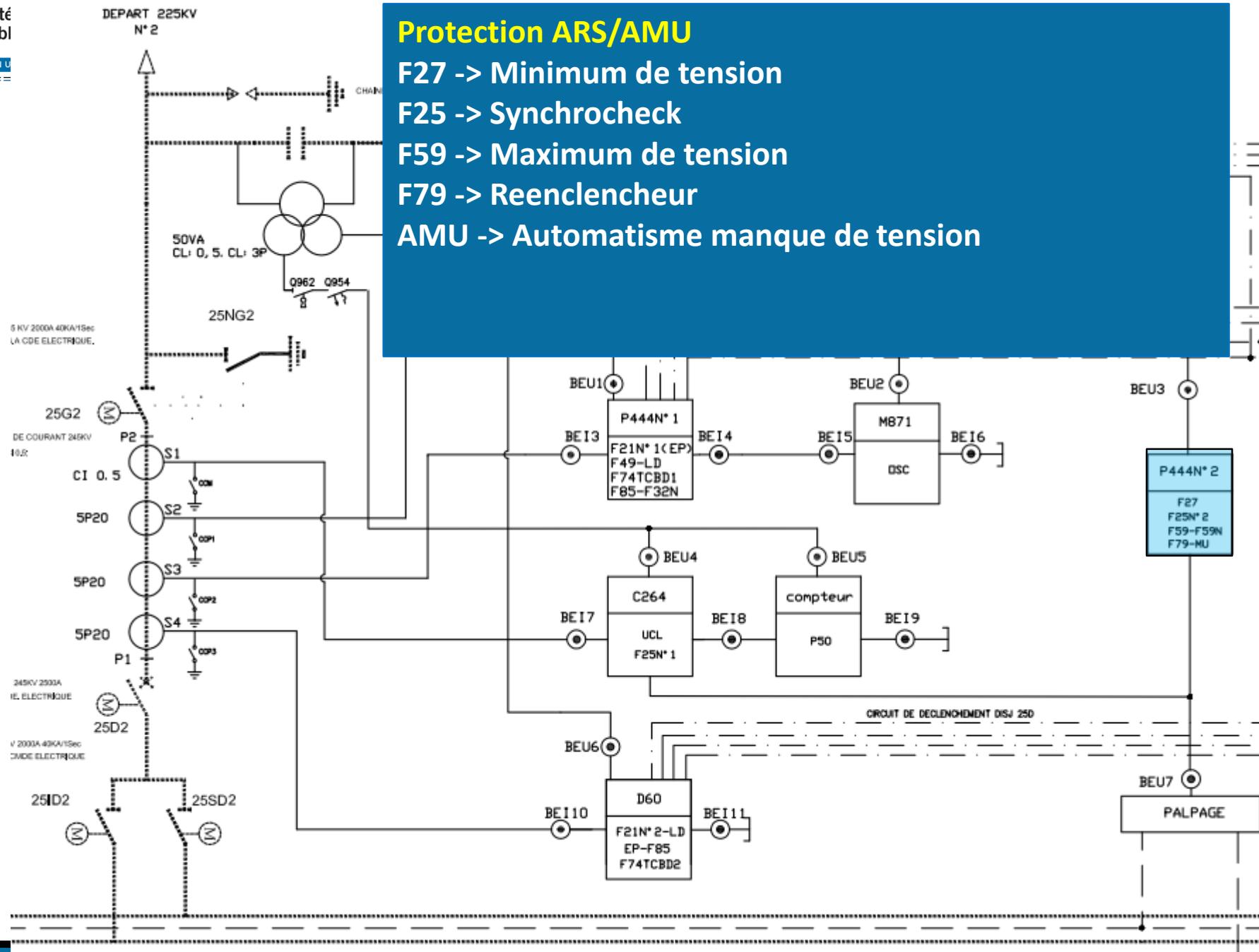


Protection de distance N°2

F21 -> protection distance

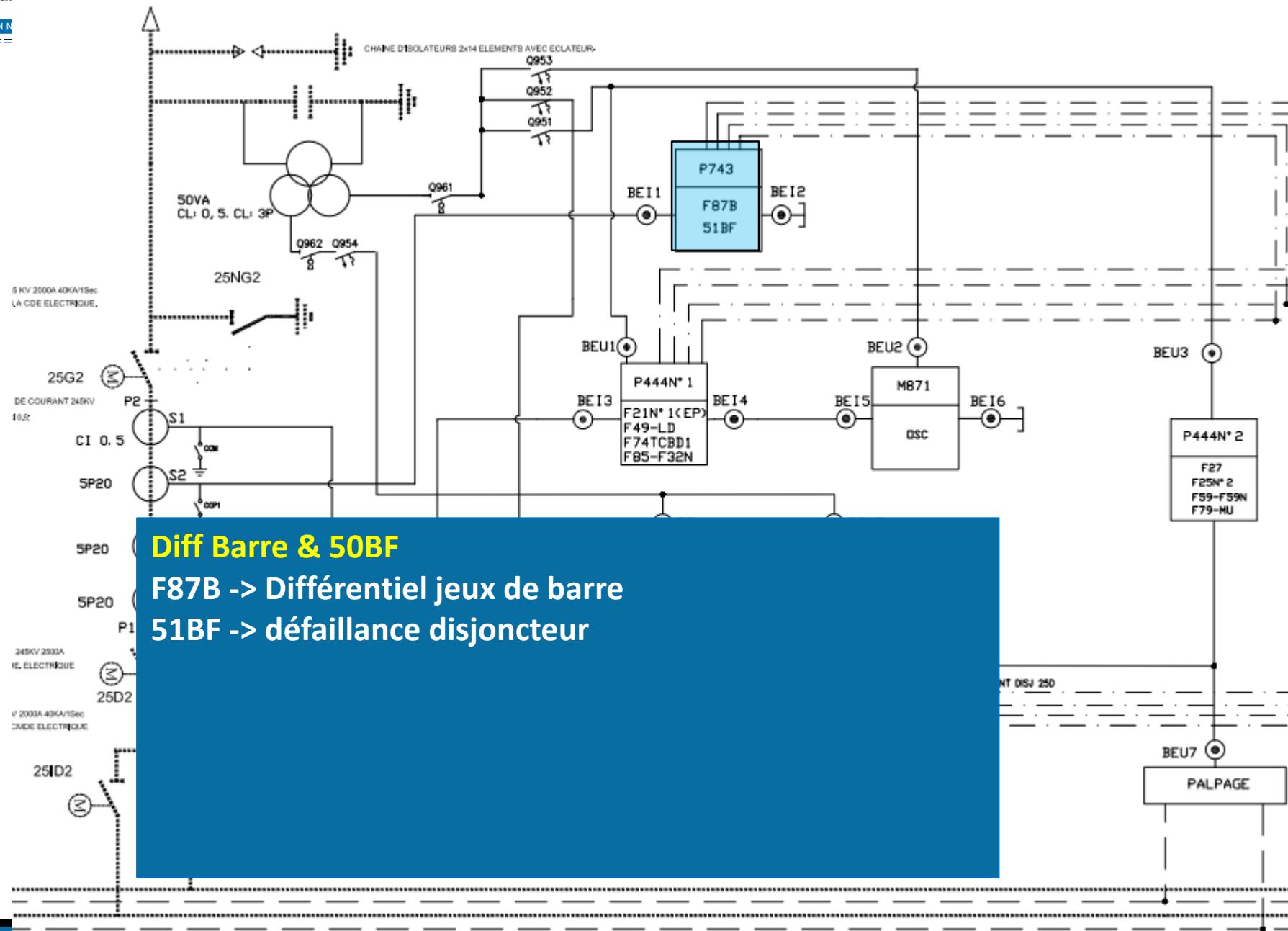
F74TCBD2 -> supervision bobine de déclenchement

F85 -> rupture conducteur





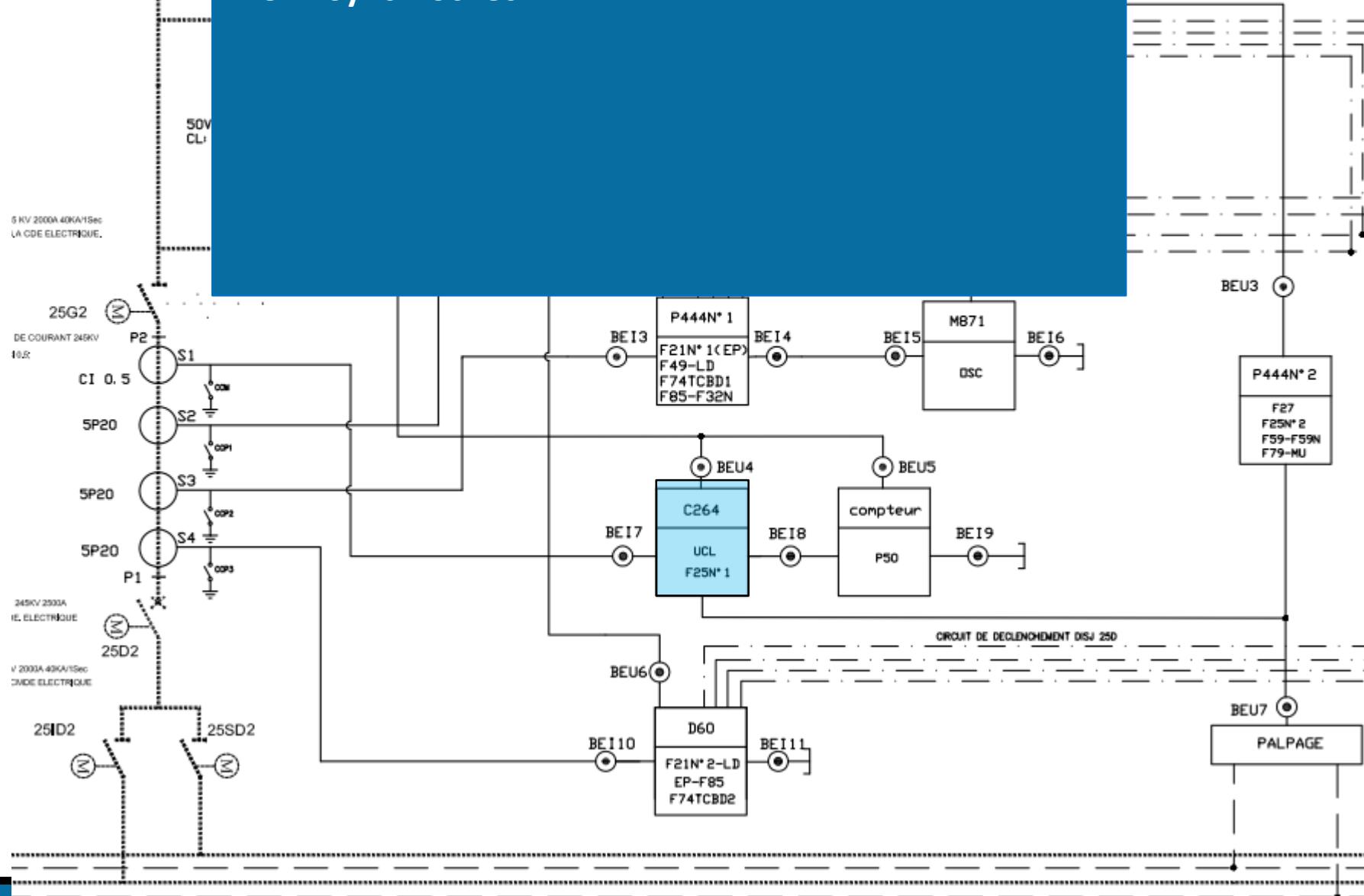
DEPART 225KV
N° 2

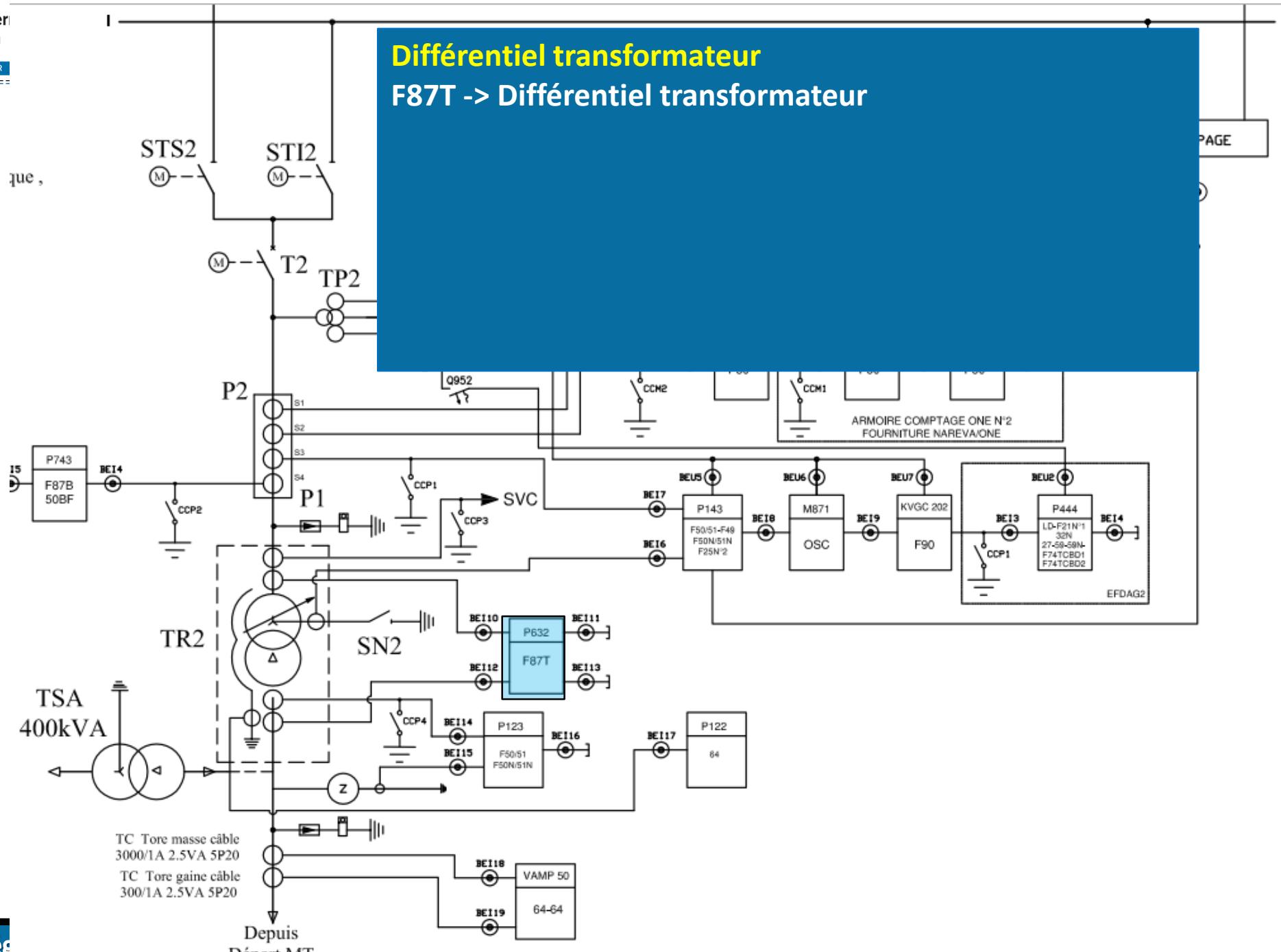


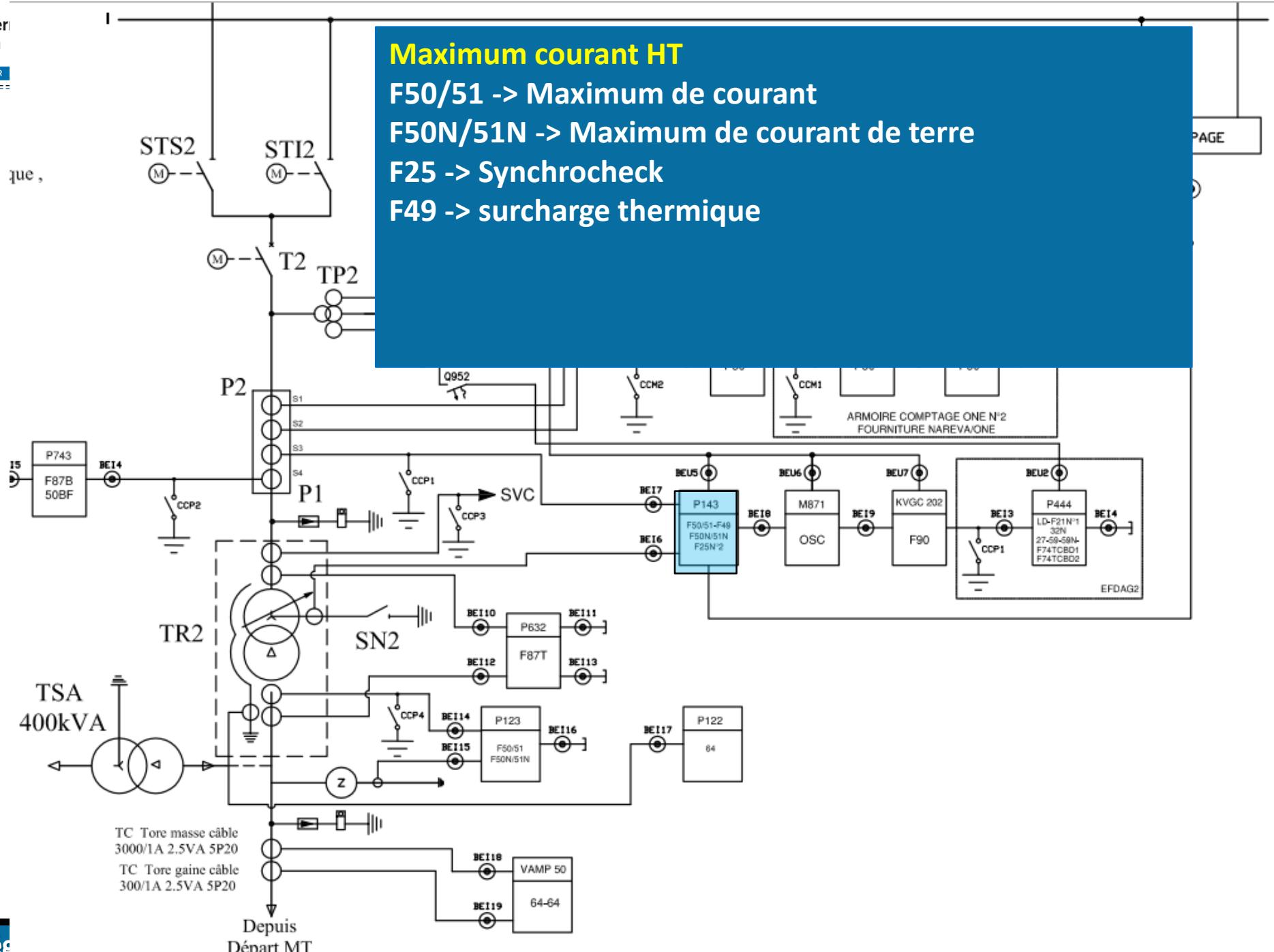


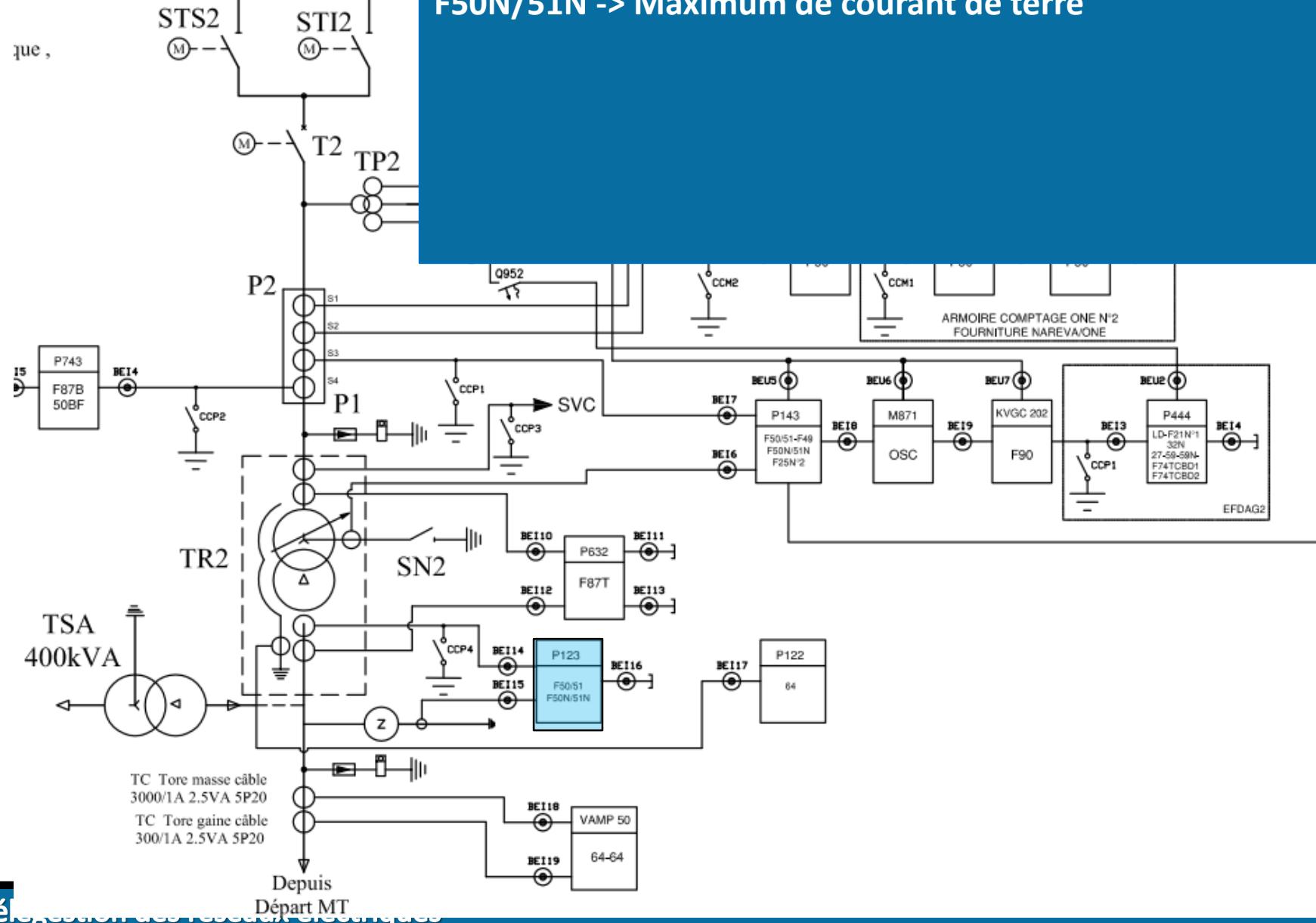
DEPART 225KV
N°2

Calculateur de tranche F25 -> Synchrocheck





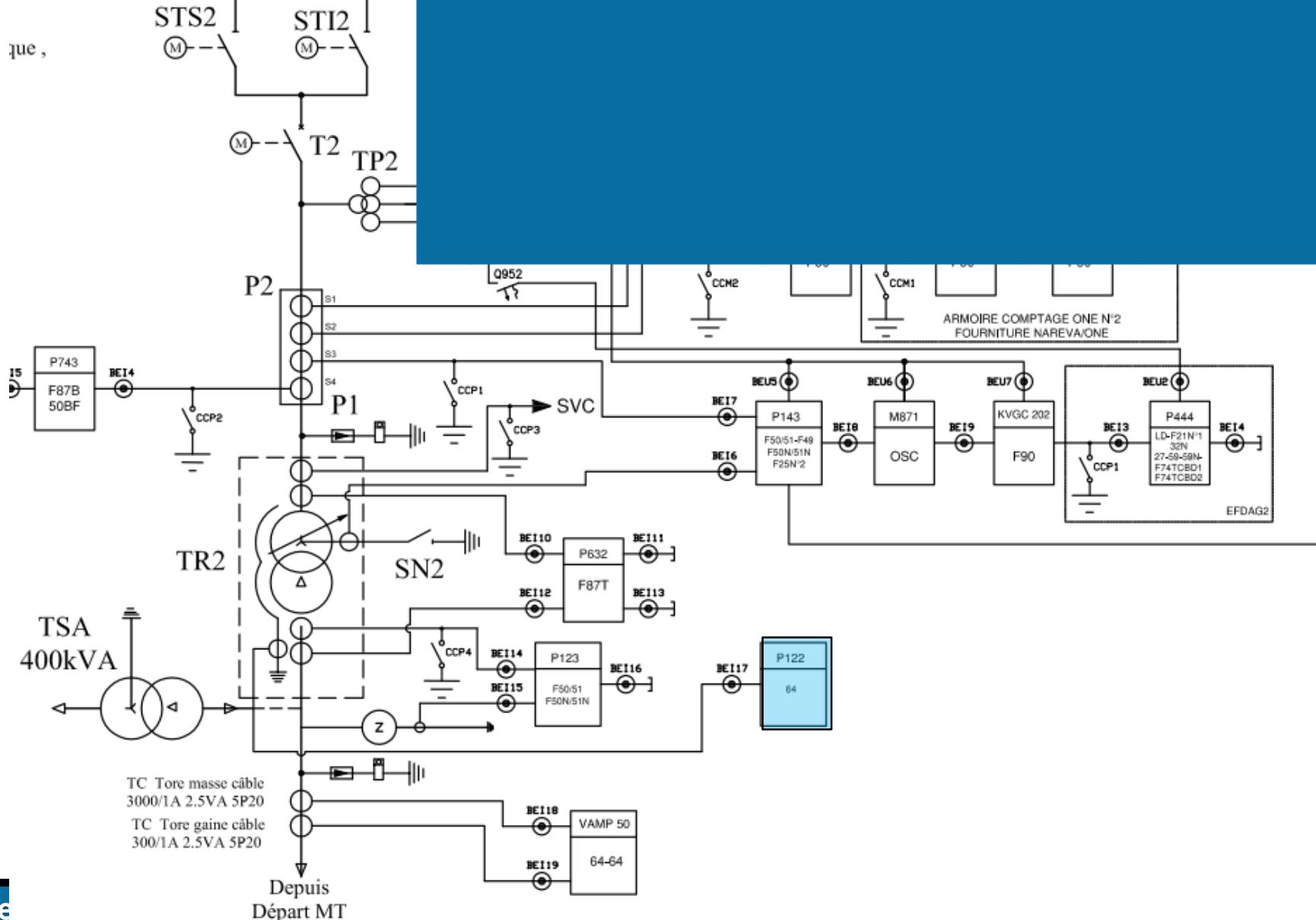






Masse cuve

Protection masse cuve

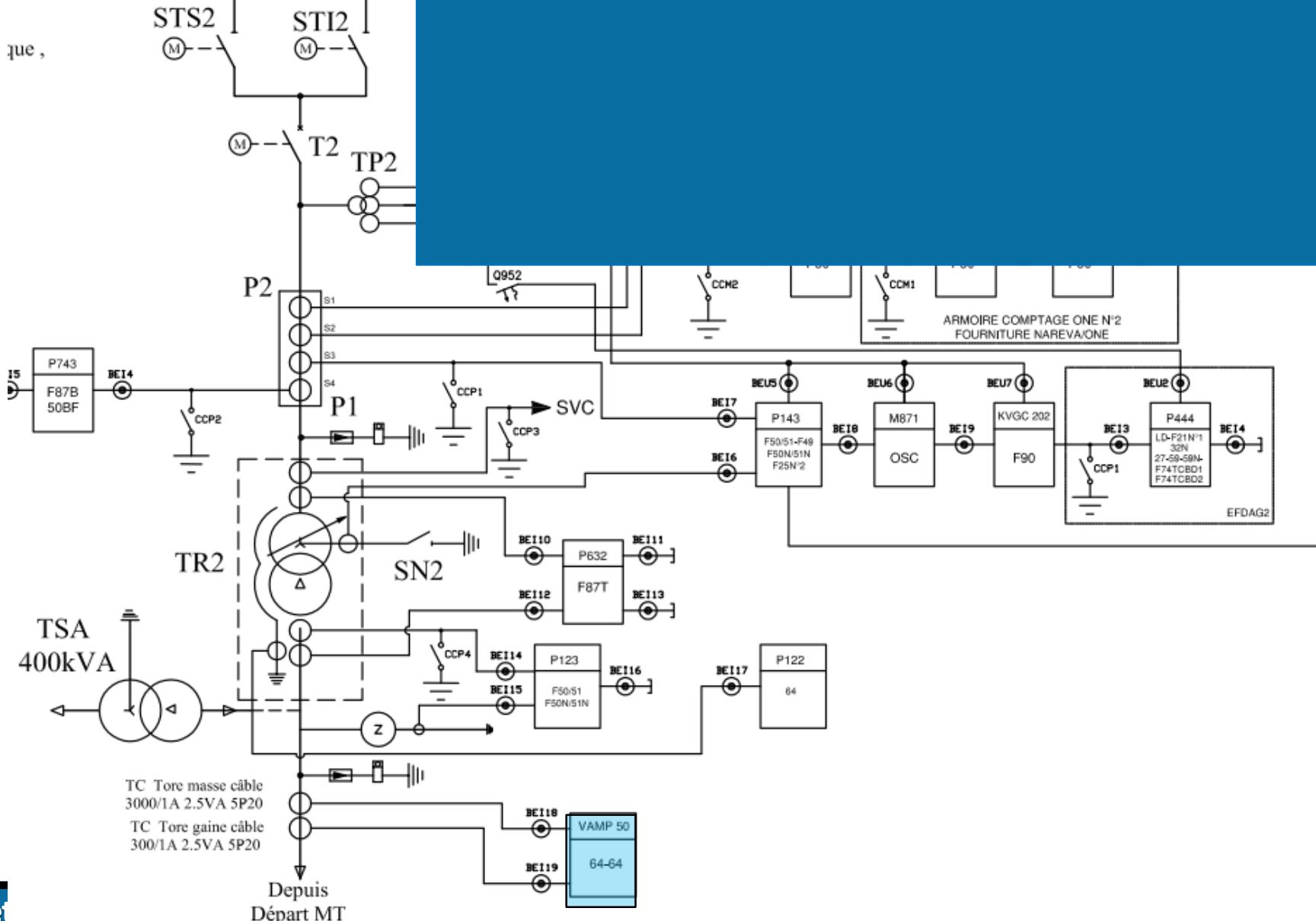


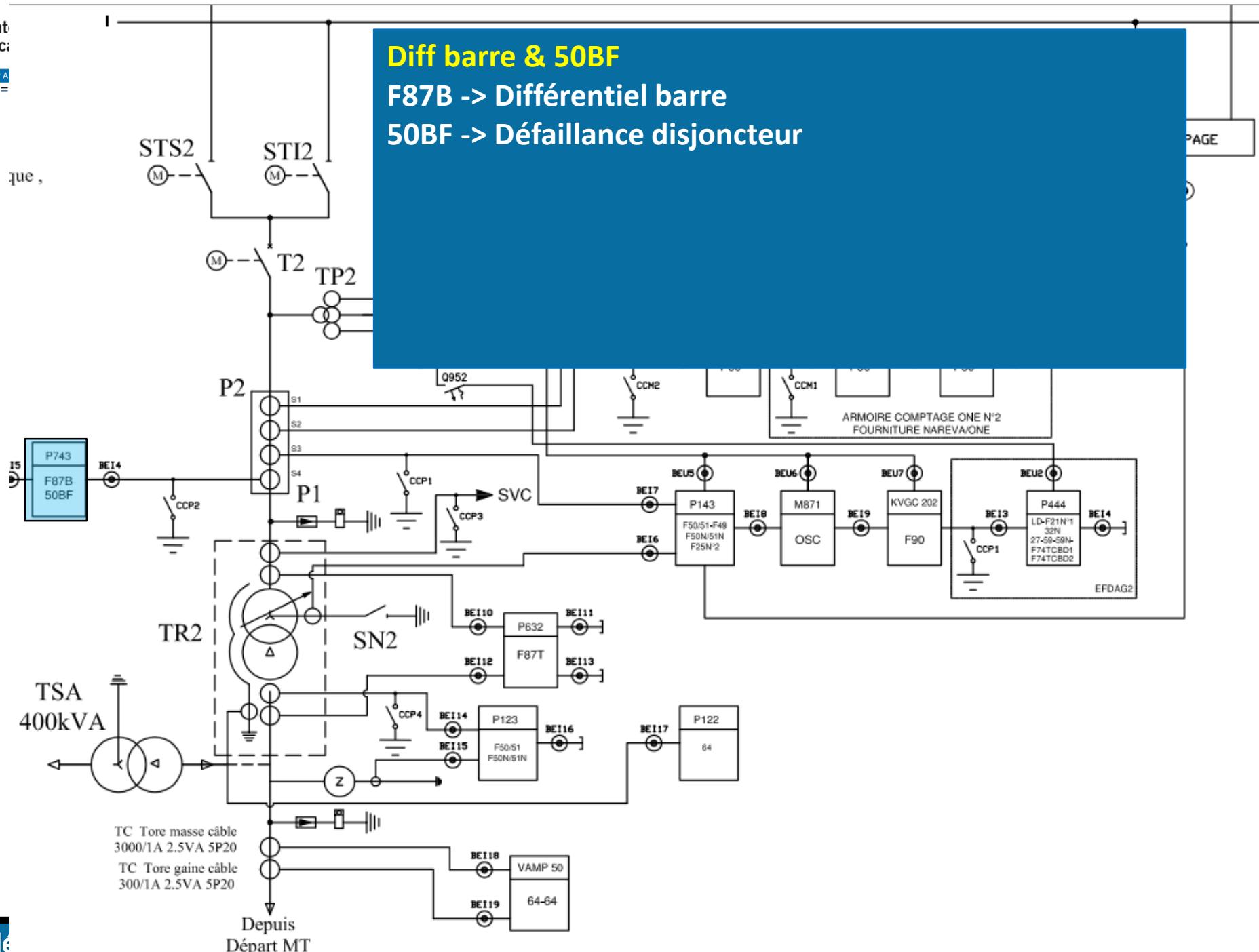


Masse câble

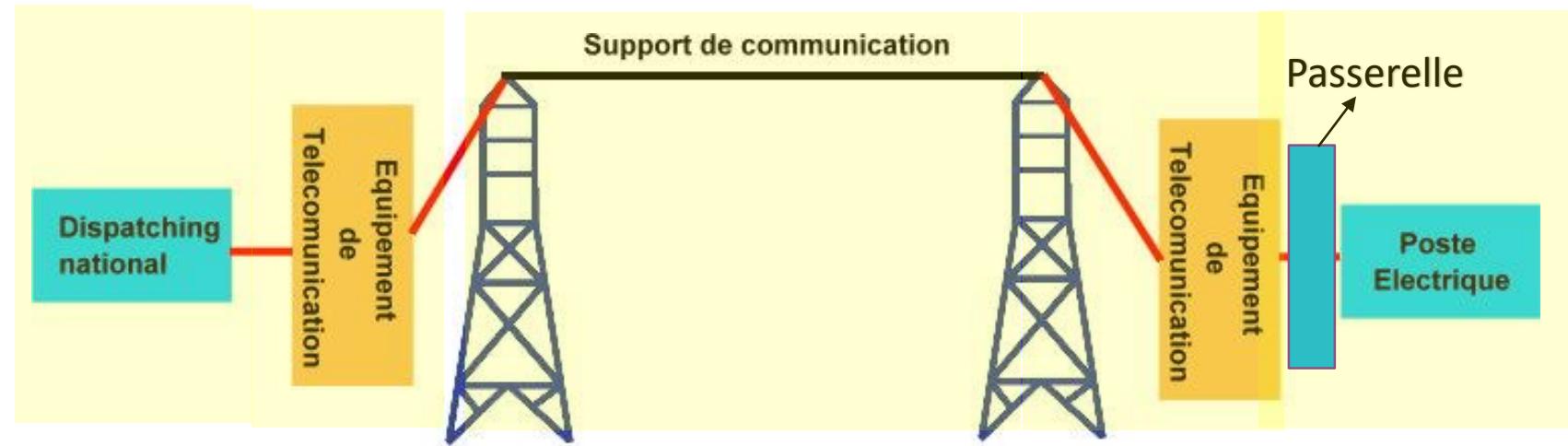
Protection masse câble

PAGE





Système de contrôle commande numérique



Protocoles

IEC 60870-5-101
IEC 60870-5-104

Future

IEC 61850-90

Support de communication

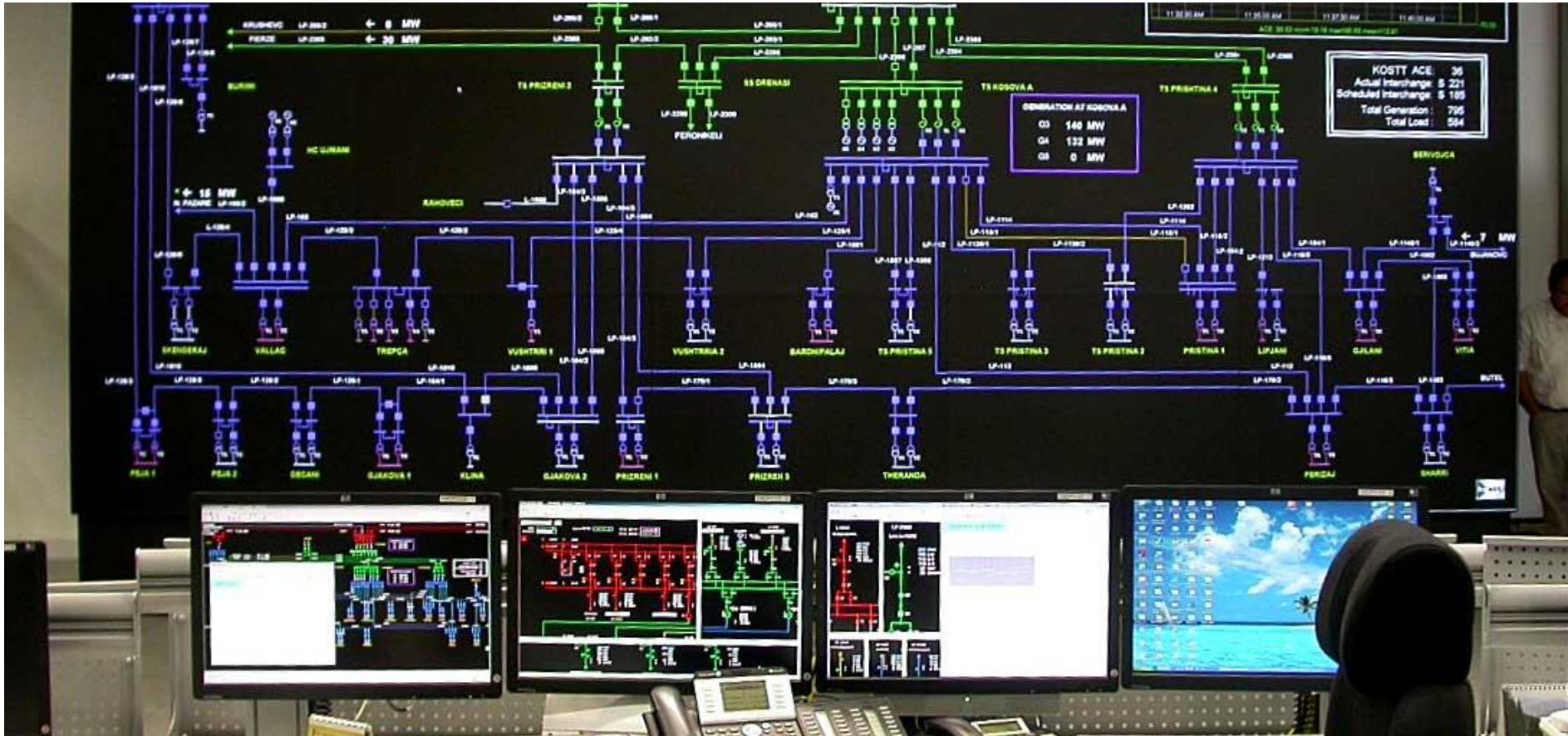
CPL : courant porteur en ligne
Fibre Optique
Ligne spécialisée

- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite

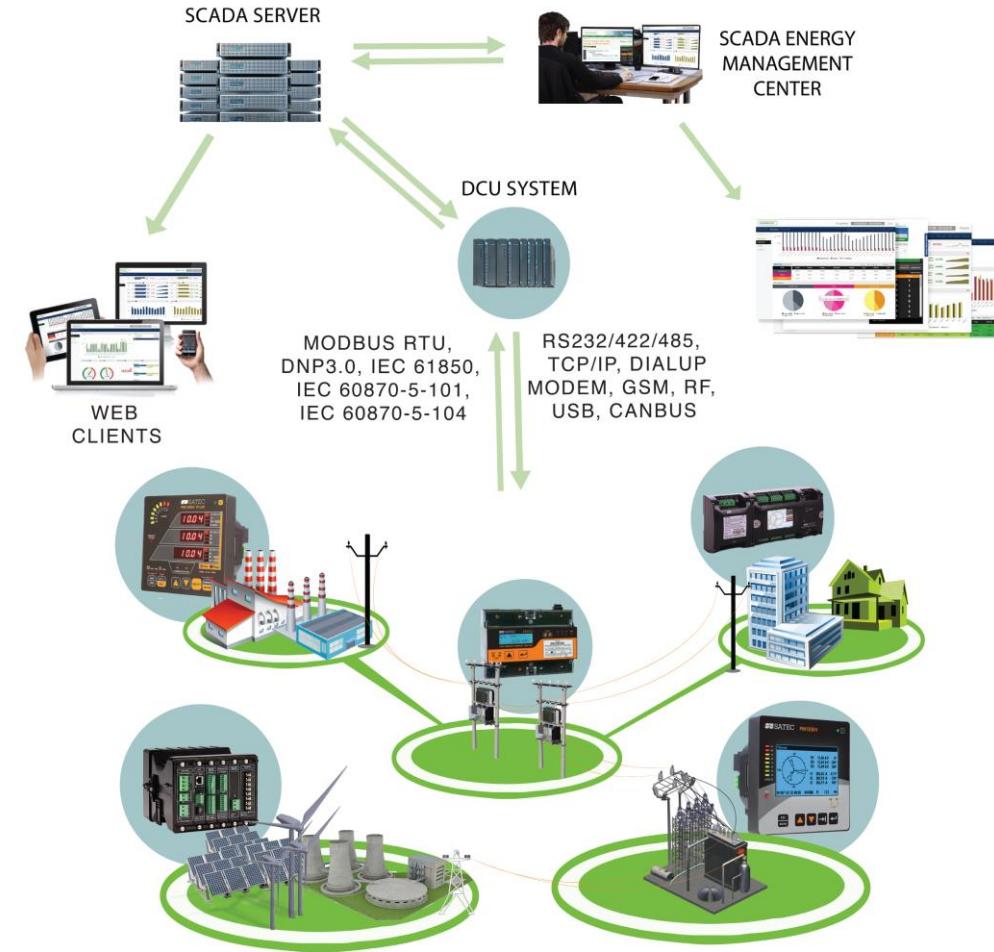
Energy management system





Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite

EMS





EMS

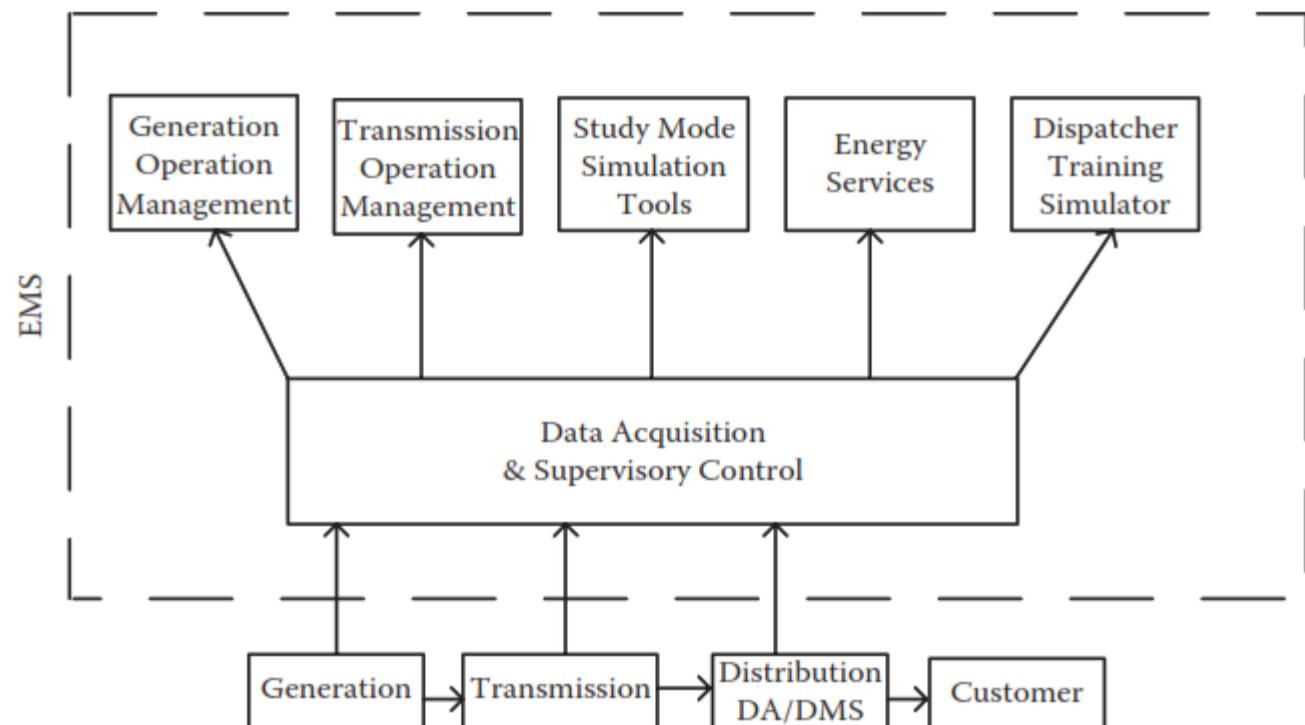
L'objectif du EMS est de fournir aux consommateurs une énergie stable, fiable, sécurisée et optimale, de manière efficace et économique.

Un **EMS** devrait avoir :

- La connaissance complète du réseau électrique à surveiller et à contrôler.
- La capacité de capturer les données analogiques et numériques en temps réel du terrain
- La possibilité de valider les données mesurées
- La capacité à exécuter les fonctions requises pour surveiller les indicateurs clés de performance du système
- Possibilité d'envoyer des commandes de contrôle aux appareils de terrain et aux autres systèmes associés
- La possibilité d'afficher les données mesurées et calculées pertinentes pour aider l'opérateur à prendre des décisions rapides et appropriées
- Capacité à exploiter le système dans des limites de sécurité en effectuant un suivi de la balance de génération de charge instantanée.
- La prise de conscience des risques potentiels et la capacité à prendre des mesures preventives
- La possibilité de démarrer la restauration après une urgence dans le système ou un changement d'état

The EMS Framework

- **Gestion des opérations de génération**
 - Prévision de charge
 - Engagement unitaire
 - dispatching économique en temps réel
 - Contrôle de génération automatique en temps réel
 - Gestion des opérations de transmission: temps réel
- **Configuration réseau / processeur de topologie**
 - Estimation d'état
 - Analyse de contingence
 - Flux de puissance optimal et sécurité limitée
 - Flux de puissance optimal limité
 - Isolation des systèmes d'alimentation
- **Simulations en mode étude**
 - Flux de puissance
 - Analyse de court-circuit
 - Modélisation de réseau
- **Simulateur de formation de répartiteur**





Prévision de charge

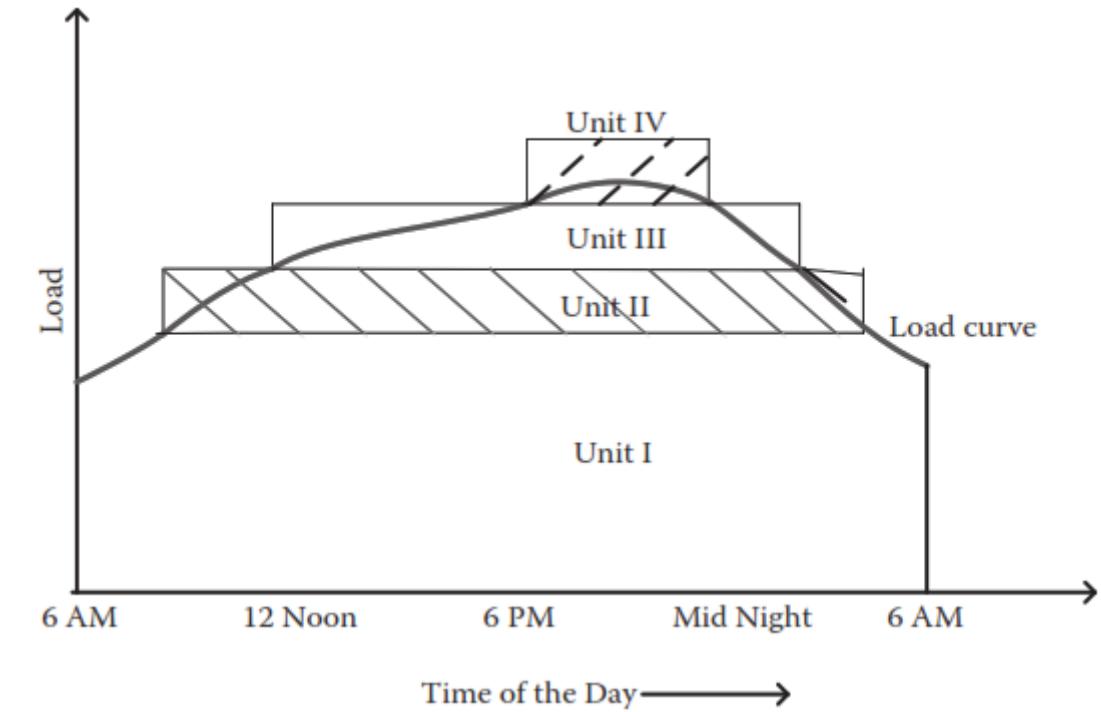
Le bon fonctionnement d'un réseau électrique dépend du suivi précis de la charge du système pour correspondre à la génération. La prévision de la charge avec précision constitue la première étape de la planification des opérations du réseau électrique. La prévision de charge implique de nombreux détails et nécessite des entrées du système, ainsi que de l'environnement et des clients. Surtout avec l'intégration des énergies renouvelables, la prévision précise de la production est également un problème avec l'énergie solaire et éolienne.



Engagement unitaire

L'engagement de l'unité consiste à engager une unité de production en ligne et à générer de l'électricité pendant un créneau horaire spécifique, de manière à satisfaire aux exigences de production du système et à permettre à d'autres fonctions EMS de prendre les mesures qui s'imposent.

Les centrales de production telles que les centrales thermiques ont besoin de beaucoup de temps pour atteindre la vitesse requise, générer la tension requise et être synchronisées avec le système. Une fois que l'unité est engagée, elle devrait être disponible pour fournir une charge. Cependant, laisser la centrale engagée tout le temps devient une affaire coûteuse. Il est beaucoup plus logique de désengager les unités lorsqu'elles ne sont pas nécessaires. Une fois la prévision de charge effectuée, en fonction des besoins, il est économique de savoir quand chaque unité doit être validée et désengagée pour des créneaux horaires spécifiques.





Dispatching économique en temps réel

Lorsque les centrales de production sont « déterminés » à générer de l'énergie électrique pendant une période de fonctionnement donnée, l'opérateur doit veiller à ce que le système fonctionne à l'état stable avec un impact économique minimal. La solution du dispatching économique de la charge détermine la combinaison optimale d'unités de production pour répondre à la demande de charge, en fonction des contraintes imposées au système, avec un coût d'exploitation minimal pour un intervalle de temps spécifique, généralement une heure.



Contrôle automatique de la production en temps réel

Lorsque les centrales de production sont « déterminés » à générer de l'énergie électrique pendant une période de fonctionnement donnée, l'opérateur doit veiller à ce que le système fonctionne à l'état stable avec un impact économique minimal. La solution du dispatching économique de la charge détermine la combinaison optimale d'unités de production pour répondre à la demande de charge, en fonction des contraintes imposées au système, avec un coût d'exploitation minimal pour un intervalle de temps spécifique, généralement une heure.



Configuration réseau / processeur de topologie

Estimation d'état

L'estimation d'état est le processus d'attribution de valeurs à toutes les variables d'état dans le système à partir des mesures disponibles et des données réseau. L'estimateur d'état identifiera et corrigera les anomalies dans les données, supprimera les données erronées et affinera les mesures, pour enfin donner un ensemble de variables d'état acceptables, qui seront utilisées par l'opérateur ainsi que pour les entrées dans d'autres programmes de calcul du EMS. L'estimateur d'état donne ainsi des valeurs de la tension et d'angle de phase ainsi que des injections de puissance réelle et réactive estimées. Il génère également une analyse d'erreur comparant les valeurs mesurées et estimées ainsi qu'une liste des données erronées détectées.



Configuration réseau / processeur de topologie

Analyse de contingence

L'analyse des contingences aide l'opérateur à modéliser les éventualités du système avant qu'elles ne surviennent et à voir l'impact de chaque imprévu sur le système, tel que la surcharge des lignes et des générateurs, de sorte que les mesures appropriées puissent être prises au moment opportun. L'éventualité pourrait être la coupure d'une ligne de transport dans une zone de contrôle, une ligne de jonction reliant deux zones ou une panne de générateur.



Flux de puissance optimal

Dans le flux de puissance optimal (OPF), les équations de flux de puissance sont prises comme une contrainte pour la répartition de charge économique. Le flux de puissance optimal indique le flux de puissance dans un système à un coût de production minimum.

Le centre de conduite SCADA doit effectuer un grand nombre de simulations de modèles d'étude pour établir un plan d'exploitation du fonctionnement en temps réel du réseau électrique. Ces simulations sont extrêmement importantes pour le système, ainsi pour les planificateurs et les opérateurs.



Modélisation de réseau

La modélisation des composants du réseau électrique est un défi majeur en raison de la complexité du modèle à choisir pour chaque étude. Il est nécessaire de trouver un équilibre entre la précision des résultats et la rapidité du calcul.



Analyse du flux de puissance

Les paramètres importants dans une étude de système de transmission sont la tension du bus et l'angle de phase ainsi que les flux de puissance réelle et réactive dans les lignes. Les calculs de flux d'énergie fournissent ces paramètres à l'aide des modèles de système appropriés. Les techniques d'itération utilisées incluent la méthode de Gauss-Seidel, la méthode de Newton-Raphson et l'analyse du flux de charge à découplage rapide.



Analyse de court-circuit

Les études de court-circuit sont généralement effectuées sur un modèle de réseau électrique afin de concevoir le système de protection pendant la planification de la transmission. Les niveaux de défaut triphasés permettent de définir la capacité d'interruption de courant de court-circuit des disjoncteurs. Les niveaux de courant de défaut sont également utilisés pour la coordination et le réglage des relais de surintensité.



Planification énergétique et comptabilité

Les centres de conduite du transport doivent suivre le coût de la production d'énergie et les transactions au cours de périodes spécifiques. La fonctionnalité du logiciel de planification et de comptabilité de l'énergie permettra de calculer le coût de production d'électricité, y compris le coût du carburant et les coûts de maintenance des unités engagées.



Analyse de l'événement

Après une éventualité, le système SCADA aurait fourni une grande quantité de données sur l'événement, et une analyse détaillée des données révélerait les causes de l'événement et fournirait de nombreuses informations pour aider l'utilitaire à prévenir un autre scénario.



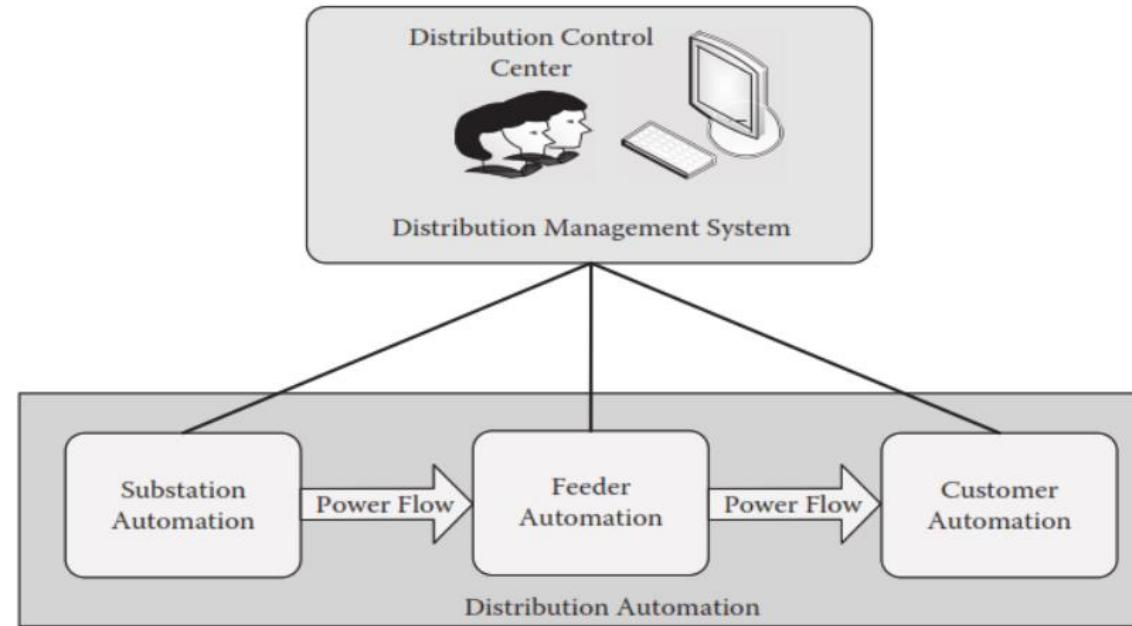
Simulateur de formation Dispatcher

Les simulateurs de formation Dispatcher sont installés par l'entreprise de transport d'électricité pour assurer la formation des opérateurs afin qu'ils soient prêts à faire face aux imprévus en temps réel. Le simulateur est généralement fourni par le même fournisseur qui fournit le package EMS à l'utilitaire, afin que le répartiteur connaisse l'interface utilisateur, les affichages et les commandes de contrôle.

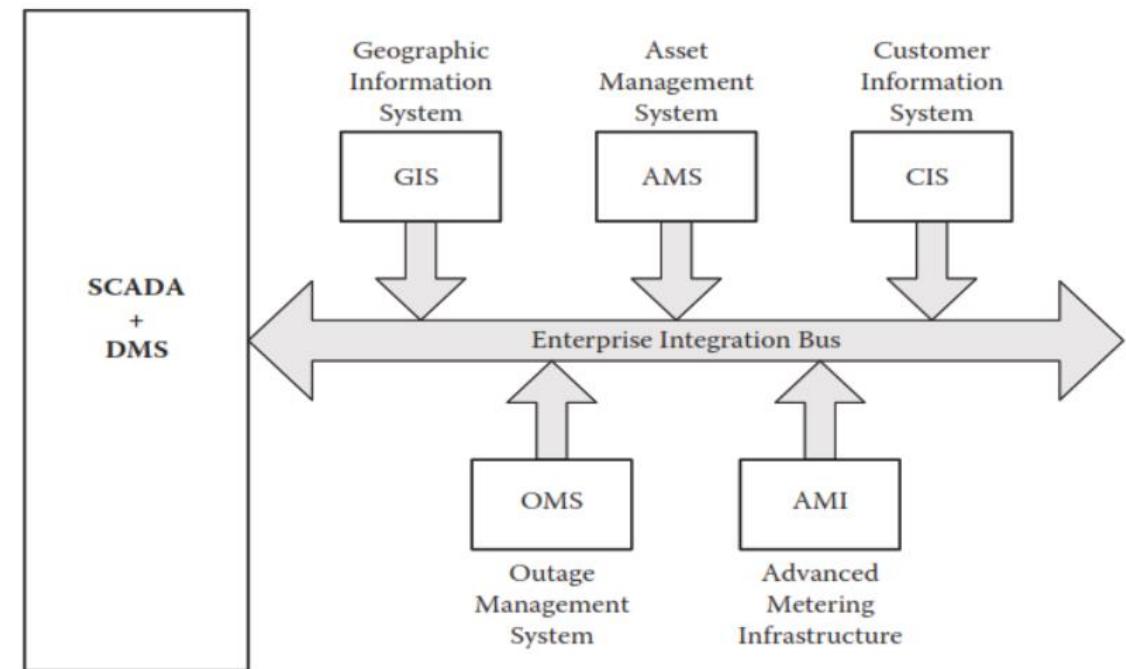
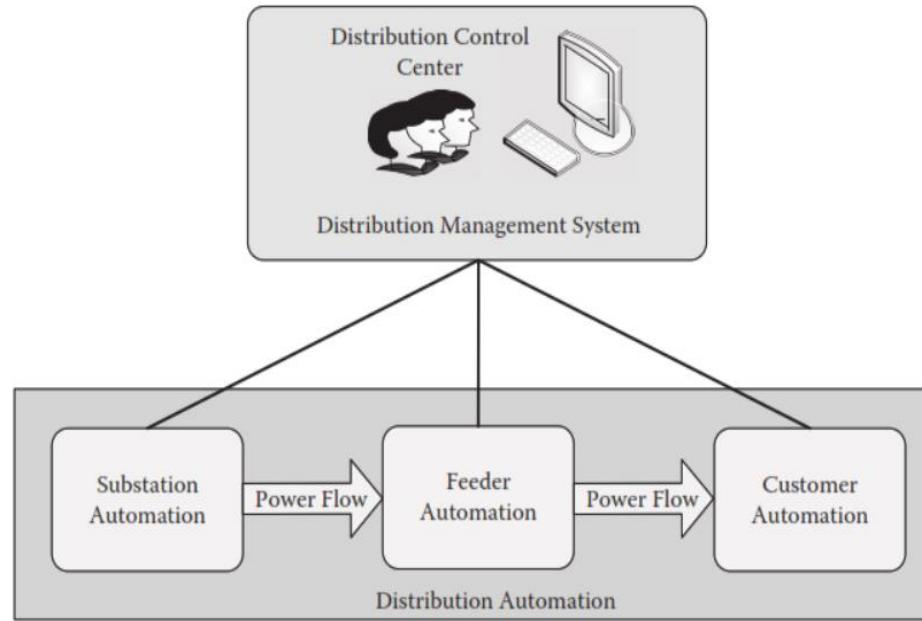
- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Distribution Management System DMS



Distribution Management System DMS





Systèmes de gestion des pannes

Un système de gestion des pannes est un sous-système critique, dans lequel le réseau de distribution est ramené de l'état d'urgence à l'état normal, dans un laps de temps minimal, avec perturbation pour le plus petit nombre de clients. Les pannes sont des interruptions soutenues de l'alimentation des clients. Le SGP comprend des fonctions telles que la gestion des appels de dérangement, l'analyse des pannes, la gestion de l'équipe et les rapports de fiabilité. Les pannes peuvent être classées comme non planifiées et planifiées.



CIS (customer information system)

En règle générale, un CIS est l'interface du service public avec le client. Un SIC stockera les informations suivantes auxquelles les clients auront accès à tout moment:

- Données client (par exemple, démographie client, type de client et

Catégorie)

- Compteur (par exemple, type de compteur et données

• Paiement (par exemple, modèle de paiement, historique de paiement, méthode de paiement, historique de facturation et informations de facturation)

- Consommation en KWh (par exemple, historique et schéma de consommation)

- Tarif (par exemple, catégorie de tarif et prix)

• Irrégularités (par exemple, toute irrégularité dans les modes de paiement et de consommation)



AMS (asset management system)

La gestion d'actifs est une philosophie d'entreprise conçue pour aligner les objectifs de l'entreprise avec les décisions de dépenses au niveau de l'actif. C'est l'une des activités les plus importantes d'un service public d'électricité pour réduire le risque de défaillances éventuelles et garantir la bonne performance des actifs.

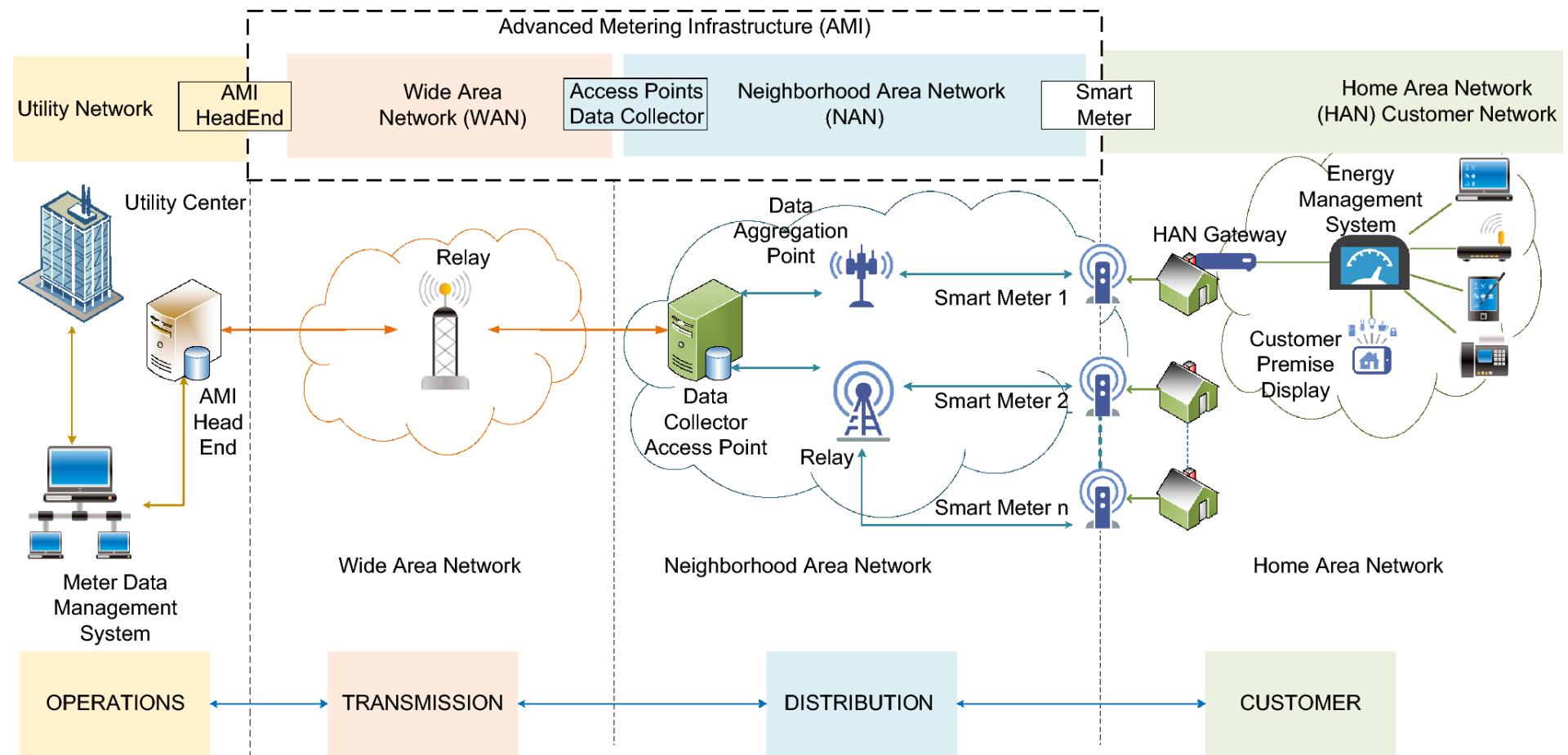
La gestion des actifs peut être définie comme le processus de maximisation du retour sur investissement d'équipement en optimisant les performances et en minimisant les coûts tout au long du cycle de vie de l'équipement. Les MGS peuvent réduire les dépenses, gérer les risques plus efficacement ou promouvoir les objectifs de l'entreprise dans l'ensemble de l'organisation.



AMI (advanced metering infrastructure)

La lecture automatique des compteurs (AMR) a joué un rôle majeur dans la simplification et l'amélioration des défis en matière de lecture des compteurs des services publics d'électricité ; le coût de lecture des compteurs a été réduit et l'efficacité améliorée. Les demandes des clients actuels exigent une communication à double sens entre le service public et le client, ainsi qu'une infrastructure de comptage avancée (AMI) permettant de recueillir des données sur les compteurs et d'utiliser le compteur d'énergie pour un ensemble de fonctionnalités permettant la mise en œuvre de réseaux intelligents. AMI permet également au service public d'exécuter les fonctionnalités de contrôle et donne au client la possibilité de choisir le modèle d'utilisation de l'électricité et la structure tarifaire, et ainsi de contrôler les factures d'électricité.

AMI (advanced metering infrastructure)



- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



SMART GRID

Smart Grid





SMART GRID

1. **Sensibilisation à la situation à grande échelle** : surveillance et affichage des composants du réseau électrique et des performances à travers les interconnexions et sur de grandes zones géographiques en temps quasi réel.
2. **Réponse à la demande et efficacité énergétique des consommateurs** : mécanismes et incitations pour les services publics, les entreprises, les clients industriels et résidentiels afin de réduire la consommation d'énergie en période de pointe ou lorsque la fiabilité de la puissance est à risque.
3. **Stockage d'énergie** : nouveaux moyens de stockage d'énergie, directement ou indirectement.
4. **Transport électrique** : se réfère principalement à l'intégration à grande échelle de véhicules électriques.
5. **Cybersécurité** : Comprend des mesures pour assurer la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des systèmes électroniques de communication d'informations et les systèmes de contrôle nécessaires à la gestion, à l'exploitation et à la protection des infrastructures énergétiques, informatiques et de télécommunications du réseau électrique intelligent.
6. **Communications réseau** : une variété des réseaux de communication publics et privés câblés et sans fil utilisés par les domaines et sous-domaines du réseau électrique intelligent.
7. **Infrastructure de mesure avancée** : elle se compose du matériel de communication et du logiciel de gestion de données et de systèmes associés qui crée un réseau bidirectionnel entre les compteurs avancés et les systèmes d'affaires utilitaires, permettant la collecte et la distribution d'informations aux clients et aux autres parties.
8. **Gestion du réseau électrique de distribution** : se concentre sur la maximisation des performances des départs des postes électriques, des transformateurs et d'autres composants des systèmes de distribution en réseau et en intégrant les systèmes de transmission et les opérations des clients.



SMART GRID

- **Fiabilité et stabilité** – La stabilité de la tension et du courant, l'atténuation la demande de pointe et la variabilité de charge avec la mise en œuvre de la génération distribuée et le stockage d'énergie sur de vastes zones et empêcher toute une variété d'incidents.
- **Mesurabilité et contrôle** – l'identification et la correction des opérations perturbatrices, c'est-à-dire les interruptions de service et les défauts graves et possibles, grâce à des mesures dynamiques et à une surveillance de contrôle en temps réel.
- **Flexibilité et évolutivité** - à mesure que le réseau électrique intelligent passe d'une infrastructure centralisée à de multiples micro grilles décentralisées le réseau électrique intelligent, il doit fournir plusieurs itinéraires alternatifs redondants pour l'alimentation et les données, ainsi que des options d'approvisionnement pour un contrôle et un fonctionnement réalisable.
- **Disponibilité** : la disponibilité de l'énergie et des communications est essentielle à la demande des consommateurs d'énergie et d'information, en particulier en cas de latence et de sécurité, car une latence de quelques dizaines de millisecondes devrait être envisagée dans les systèmes de protection et de contrôle de ligne.
- **Résilience** - le réseau électrique intelligent doit être capable de restaurer et de se remettre de toute défaillance ou destruction causée par des catastrophes naturelles, des attaques délibérées ou des activités malveillantes, grâce à un processus robuste de réponse rapide, assurant ainsi la sécurité et la sûreté lorsque des incidents se produisent.
- **Maintenabilité** – la facilite de l'entretien, à savoir l'inspection, le dépannage et les procédures de remplacement, de sorte que les composants de puissance divers et de communication seraient réparés rapidement, efficacement et de façon économique.



SMART GRID

- **Durabilité** – la fourniture d'une énergie écologique suffisante et l'optimisation de l'équilibre du système et les ressources du réseau, de manière respectueuse de l'environnement et conviviale, afin de faire face à l'augmentation des préoccupations environnementales et des risques de pointe.
- **Interopérabilité** – l'utilisation des technologies et des protocoles interopérables pour permettre l'interconnexion des technologies de puissance et de la communication et afin d'offrir une alimentation et un transport de données transparents.
- **Sécurité** – la sécurité des connectivités entre les fournisseurs et les consommateurs afin de protéger les applications et les données critiques, ainsi que la défense contre les violations de sécurité, tout en traitant les problèmes de confidentialité et d'intégrité des données.
- **Optimisation** : l'opération du réseau électrique intelligent et les pratiques doivent être optimisés, car il est essentiel de réduire le coût en capital, la complexité du réseau et l'utilisation des ressources, afin d'être pratique pour développer une telle grille intelligente.
- **Mobilité** - puisque les positions de l'énorme quantité de compteurs intelligents à installer dans le monde entier dans les années à venir seront fixes et statiques, elles devraient être placées stratégiquement pour éviter autant que possible les limitations indésirables liées à l'emplacement.
- **Niveau de puissance et sensibilité du récepteur** - outre les problèmes de transmission de signal non linéaire, la conception du niveau de puissance et la sensibilité du récepteur pour les compteurs intelligents devraient également être déterminées de manière appropriée.
- **Consommation d'énergie** - l'efficacité énergétique dans les réseaux de capteurs sans fil a toujours été une priorité absolue et, bien que la plupart des périphériques soient alimentés par micro dans AMI et HAN, des systèmes plus performants sont encore souhaités.
- **Trafic de données et classification** - dans le réseau électrique intelligent, les paquets de données sont collectés périodiquement à partir de compteurs intelligents et doivent être traités et transportés soit en précédant la catégorisation et la hiérarchisation, soit en établissant des canaux et des itinéraires dédiés, mais dans les deux sens, ils ont besoin d'être horodaté et classé.

- **Introduction**
- **Généralités sur les réseaux électriques**
- **Les sous-stations**
- **Réseau de distribution électrique**
- **Système de contrôle commande numérique**
- **Systèmes de gestion de l'énergie pour les centres de conduite**
- **Système de gestion de la distribution**
- **SMART GRID**
- **Cyber Security**



Menaces de cybersécurité

78% ont été attaqués par un étranger non autorisé

39% ont été victimes d'attaques par déni de service

20% ont constaté que des étrangers avaient pénétré avec succès dans leur réseau

14% savent que des étrangers ont volé leur propriété intellectuelle



1ère des 10 principales vulnérabilités du NERC

Politiques, procédures et culture inadéquates régissant la sécurité du système de contrôle

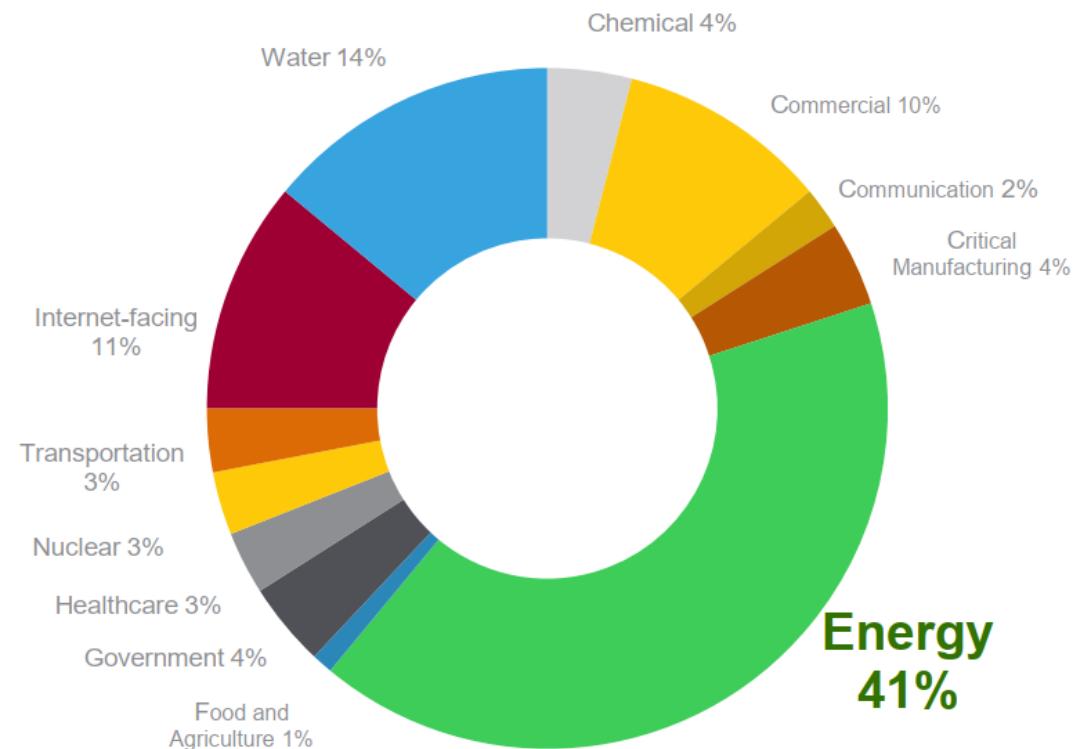
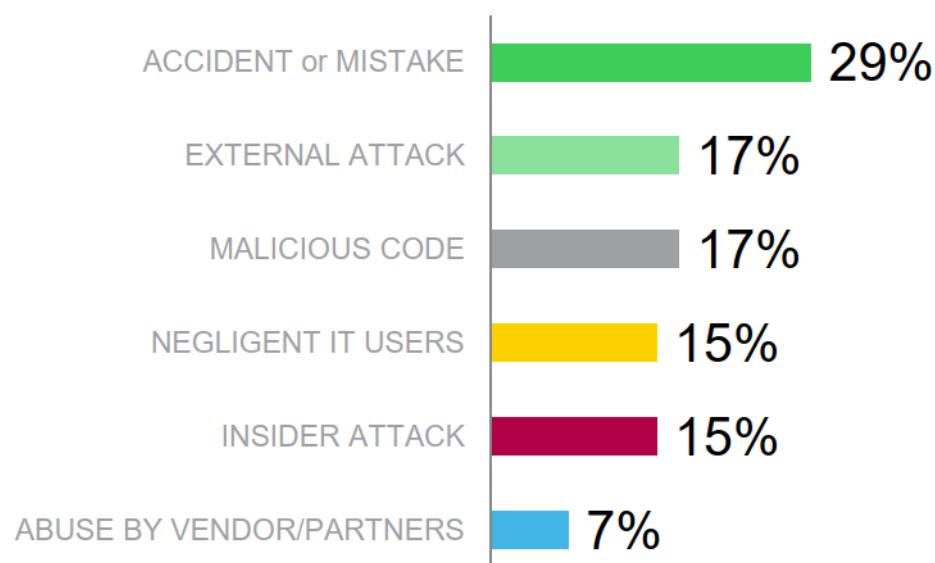
Réseaux de systèmes de contrôle mal conçus, dépourvus de mécanismes de défense en profondeur suffisants

Accès à distance au système de contrôle sans contrôle d'accès approprié

Les mécanismes d'administration des systèmes et les logiciels utilisés dans les systèmes de contrôle ne sont ni examinés ni maintenus correctement



Cause fondamentale la plus courante: accident / erreur





Exemples de menaces

Indiscrétions du personnel

Les employés collent leurs mots de passe sur leur ordinateur

Contourner les contrôles

Les employés désactivent les mesures de sécurité, ne modifient pas les mots de passe par défaut
Tout le monde utilise le même mot de passe pour accéder à tous les équipements de sous-station.

Violation de l'autorisation

Une personne entreprend des activités pour lesquelles elle n'est pas autorisée, parfois en raison d'une application négligente des règles d'autorisation, d'une mascarade, d'un vol ou d'autres moyens illégaux.

L'homme au milieu

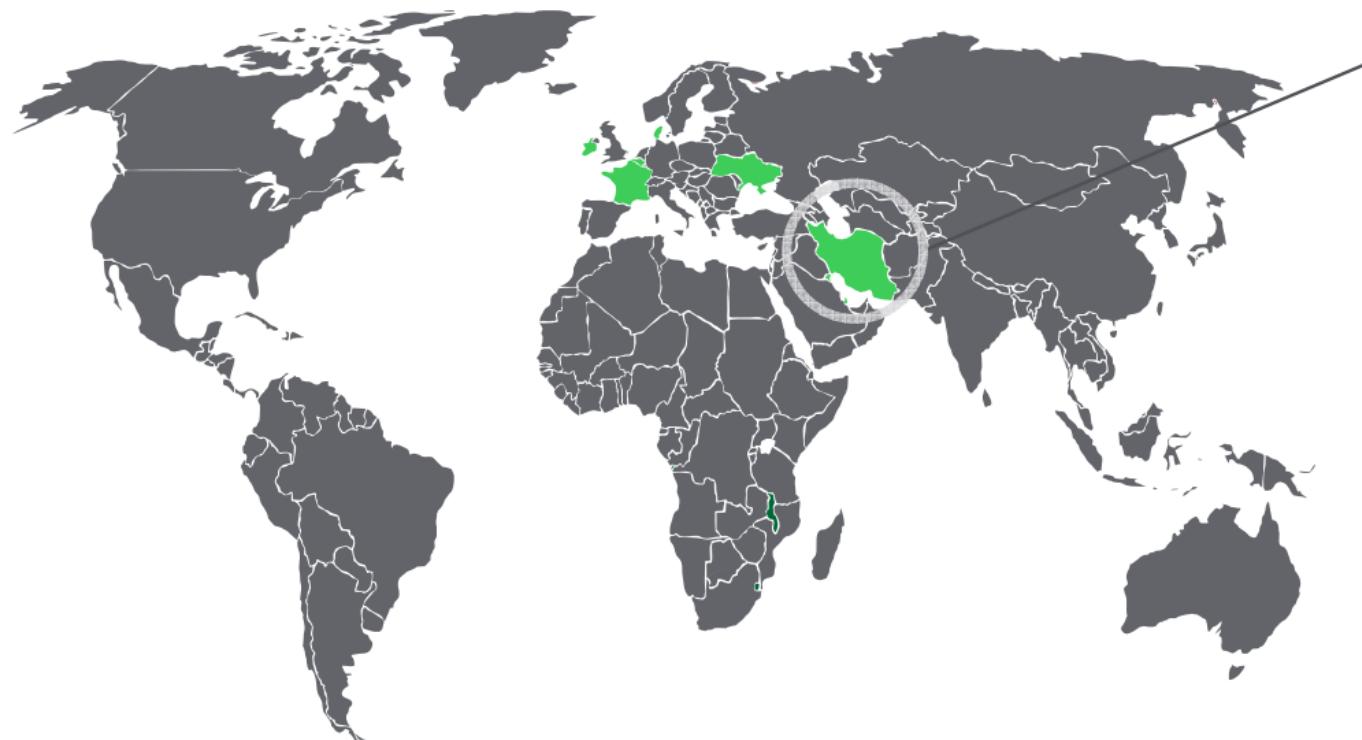
Une passerelle ou un autre équipement non final est compromis. Par conséquent, les données censées transiter par cet équipement intermédiaire sont lues ou modifiées avant leur envoi.

Épuisement des ressources / DoS (Deny of Service)

Un équipement est surchargé et ne peut donc pas remplir ses fonctions. (Quelqu'un insère une clé USB contenant le virus) Un certificat expire et empêche l'accès à l'équipement. Ce déni de service peut avoir de graves conséquences pour un exploitant de réseau tentant de contrôler le réseau.



Stuxnet: la première attaque sur une installation industrielle



Juillet 2009: Stuxnet

Première arme numérique

Natanz,

Usine d'enrichissement nucléaire à Natanz

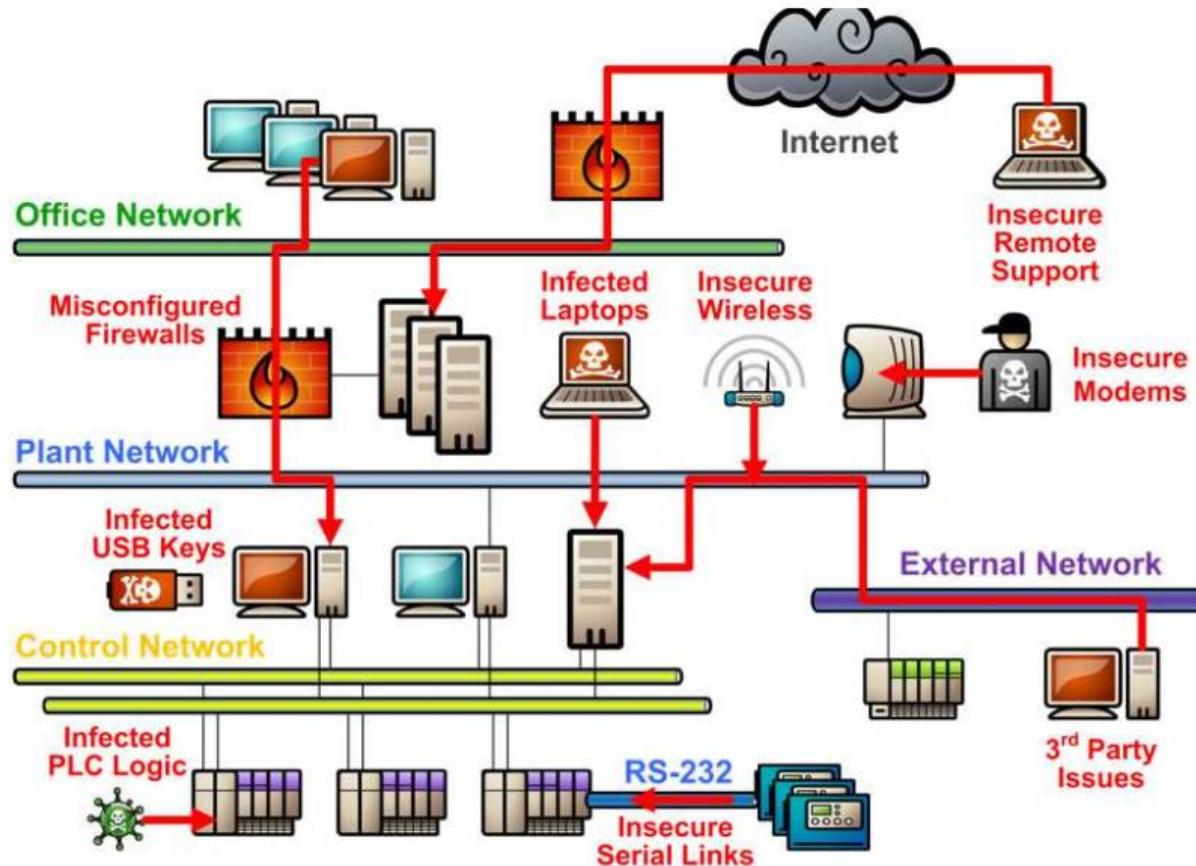
Juin: le virus exploitant une vulnérabilité de Windows commence à se propager via une clé USB

Juillet: le virus pirate les automates Siemens S7 en fonction de leur numéro électronique contrôlant la vitesse des centrifugeuses et en ralentissant la vitesse pour les rendre inutiles.

IMPACT: 934 centrifugeuses sur 5000 (chiffres non officiels)



Stuxnet: la première attaque sur une installation industrielle



Juillet 2009: Stuxnet

Première arme numérique

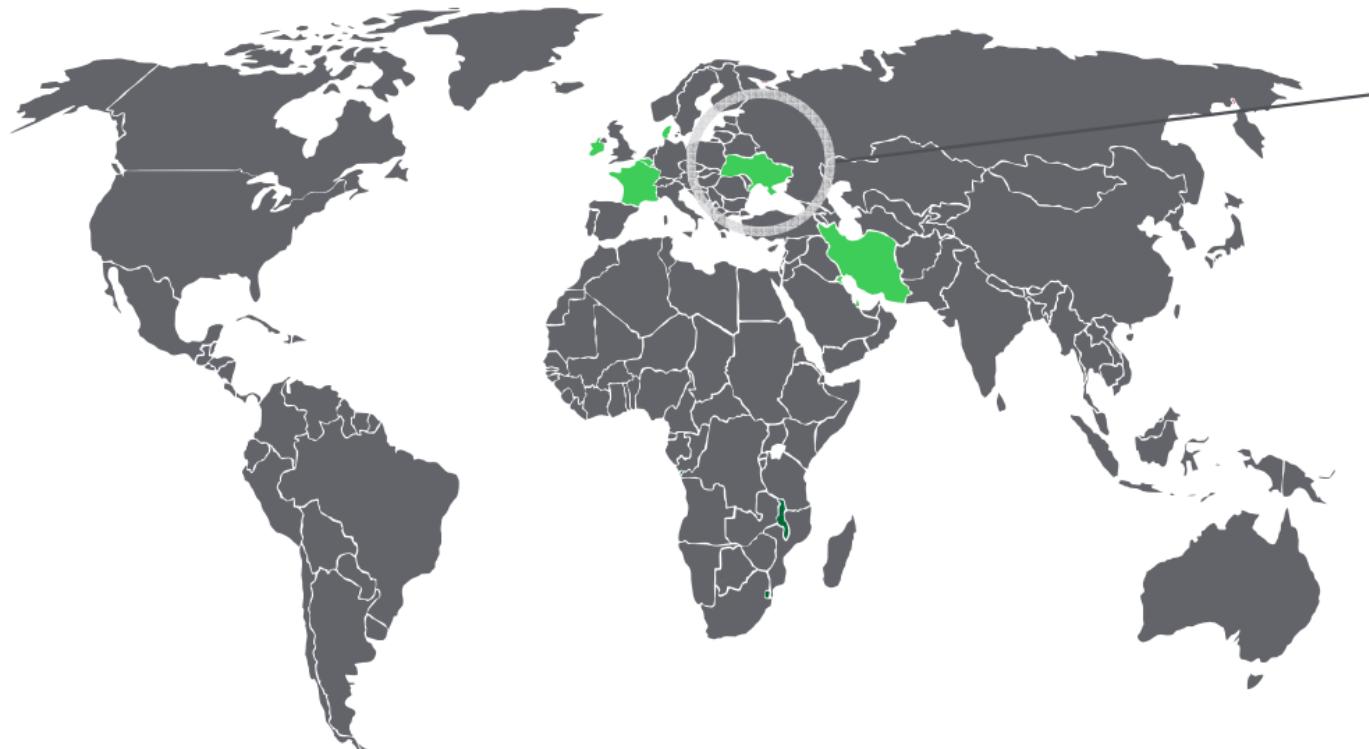
Natanz,

Usine d'enrichissement nucléaire à Natanz

Stuxnet essaye d'infecter tout type de stations Windows, pas seulement Siemens.
Au moins 4 vulnérabilités zéro jour
P2P et Internet Comand and Control pour la mise à jour
Modifications des fichiers de projet Siemens
Essayez de modifier les automates S7-300 ou S7-400.
Agressif sur tous les types de réseaux -> problèmes de performances



Ukraine: la première panne dans Utility est due à une attaque



Décembre 2015: utilitaire
Panne de courant dans
Ivano-Frankivsk (Ukraine)



15h30 Les attaquants se connectent au réseau SCADA
• Commande envoyée pour désactiver les systèmes UPS.
• Lancer une attaque téléphonique pour bloquer les appels des clients

centres pour empêcher les clients de signaler les pannes d'électricité

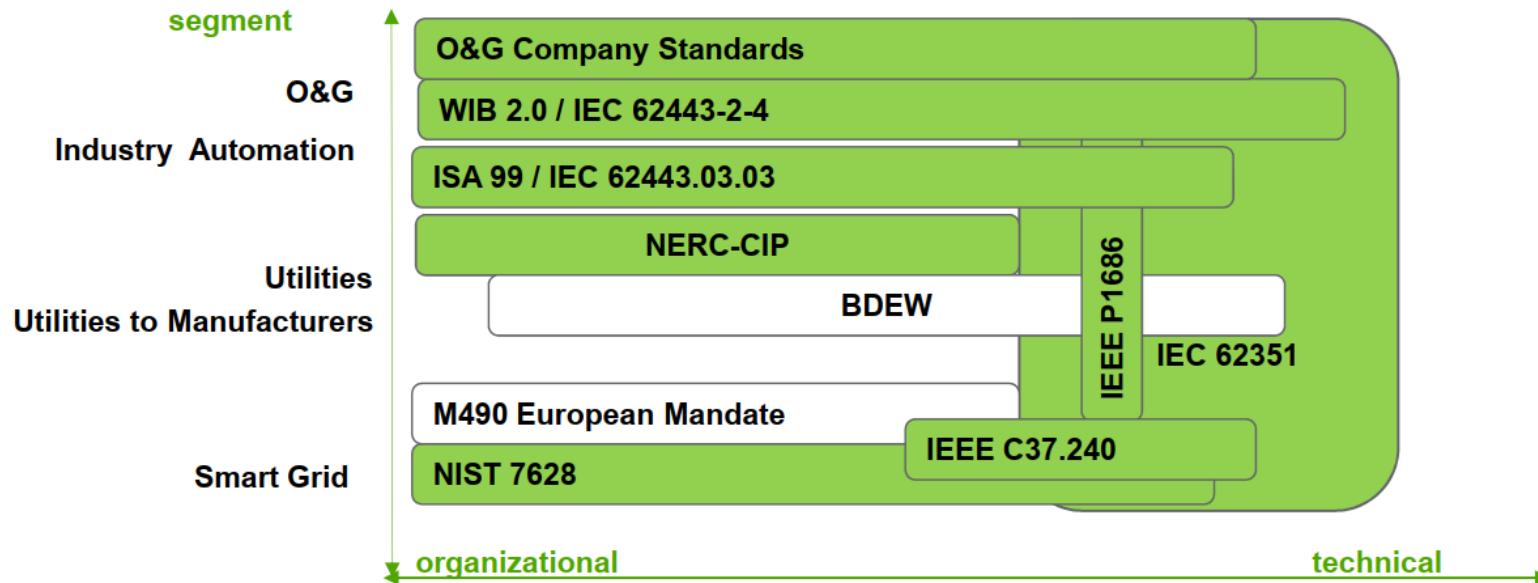
• Commencer à ouvrir les disjoncteurs et empêcher les opérateurs de fermeture

17h Effacer tous les ordinateurs de bureau des opérateurs.

17h30 La société a envoyé une note au client indiquant la cause de la panne était un hack dans leurs systèmes.

IMPACT: 7 sous-stations de 110 kV et 23 de 35 kV ont été déconnecté pendant **3 heures (225 000 clients** concernés)

Standards



- NERC-CIP : the most mature (mandatory as NAM regulation or as framework and model in other regions)
NIST 7628 : US Guidelines for Smart Grid Security (with major part on Cryptography & PKI)
IEC 62351 : IEC protocols (also 61850) security close to being finalized (data and communications security)
BDEW : White book to be given force of a law in Germany
IEEE 1686 : to decline NERC-CIP requirements to IEDs
C37.240 : Requirements of NISTR7628 but with a focus on “system” and Sub Station
WIB 2.0 / IEC 62443-2-4 : Security Practices should be applied at the product, solution, commissioning and maintenance level throughout its lifecycle.



Triade CIA: IT contre OT

**IT = technologie de l'information
(PC / serveur / salle de contrôle)**

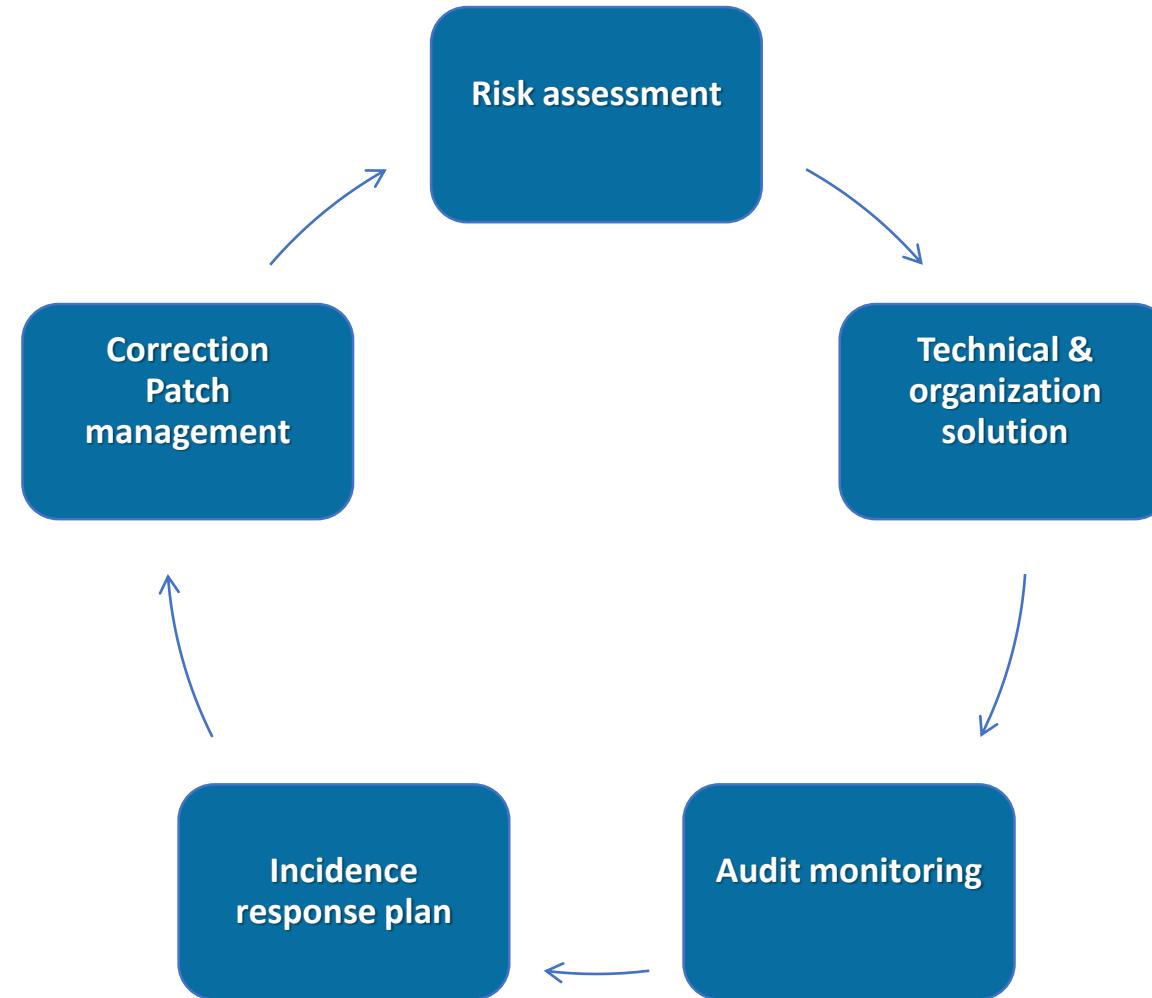


**OT = technologie d'exploitation
(Systèmes de contrôle industriels,
IED situé sur le terrain)**





Cycle de la vie





Defense in Depth

Protéger le périmètre

Routeurs, pare-feu, VPN (réseau privé virtuel)
pour l'accès à distance

Segmenter le réseau

DMZ (zone démilitarisée) entre zones de confiance
Segments dans les zones de confiance

Surveiller le trafic

Journaux de comptabilité, journaux des événements et alarmes
d'interruption

Protégez les ordinateurs

Protection A / V, Appl. liste blanche
Durcissement, gestion du contrôle d'accès

Durcir les contrôleurs / appareils

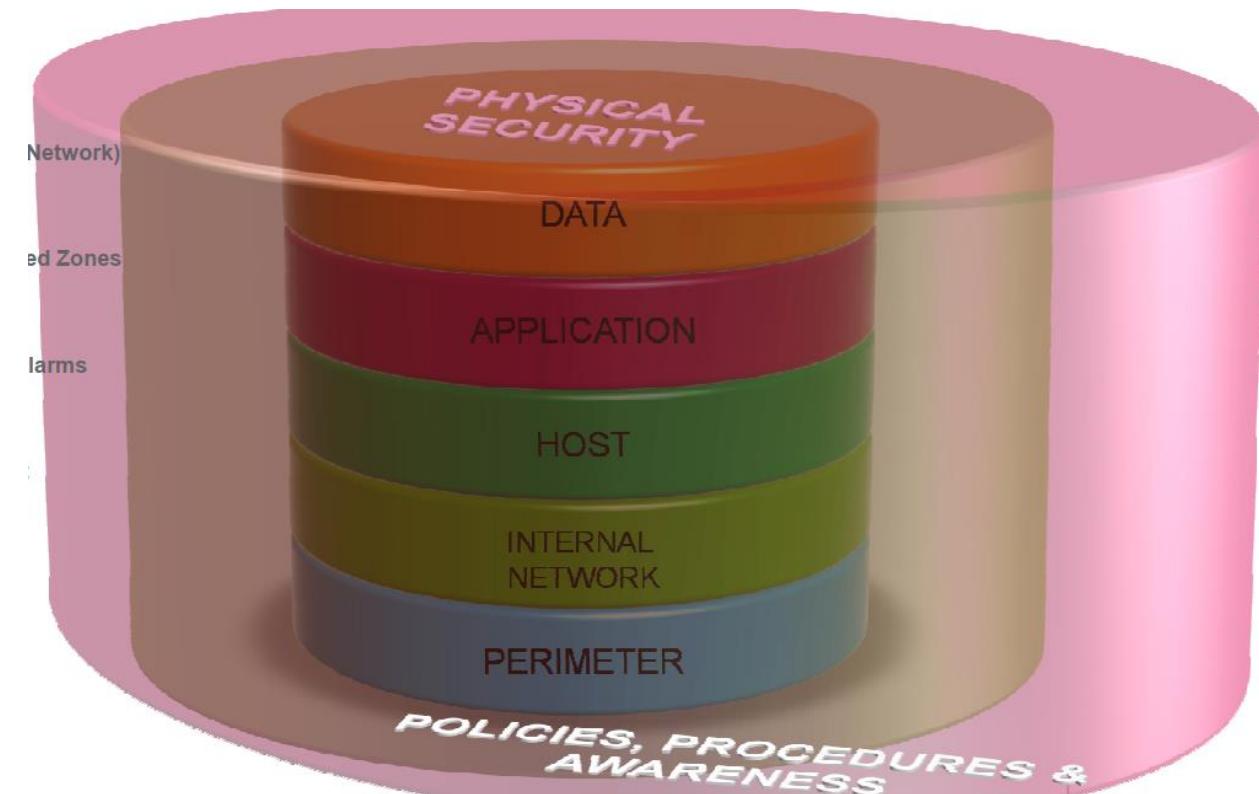
Réglages de l'appareil
appareils externes

Mettre en œuvre les principes d'identification:

Authentifier, autoriser, comptabiliser

Agir lorsque des événements non autorisés se produisent

Patch



Scénarios d'intrusion

