

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur
et de la Recherche scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued
Faculté de Technologie

Mémoire de Fin d'Étude
En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Technologie
Filière : Génie Électrique
Spécialité : Réseaux Électriques

Thème

REGLAGE DE TENSION DANS UN
RESEAU DE TRANSPORT PAR
TRAVEE SELF 220KV

Réalisé par :

DELIBA Isra

BOUTALBI Inaam

Encadré par :

Dr.MIDA Dris

Soutenu en Juin 2019

Liste des acronymes et symboles

HTA	Haute tension de type A
HTB	Haute tension de type B
BT	Basse tension.
TBT	Très basse tension de type B.
BTA	Basse tension de type A.
HT	Haute tension
MT	Moyenne tension.
CEI	Commission Electrotechnique International.
L	Longueur de la ligne
P_{Gi}	puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;
Q_{Gi}	puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;
\bar{S}_{Gi}	puissance apparente délivrée par le générateur au nœud i ;
V_i	Tension au nœud i ;
θ_i	Angle de phase de la tension au nœud i
R	Résistance
L	Inductance de ligne
C	Capacitance
Z_C	Impédance caractéristique de la ligne
γ	La constante de propagation
I	Courant électrique
Y_{bus}	matrice d'admittance
RPT	Le réglage primaire de tension
RST	Le réglage secondaire de tension
RTT	Le réglage tertiaire de tension
r	Résistance longitudinale par unité de longueur.
c	Capacité transversale par unité de longueur.
R	Résistance totale de la ligne électrique..
C	Capacité totale de la ligne électrique.
L	Longueur de la ligne électrique.
L	Inductance totale de la ligne électrique.
ω	Pulsation

C	Capacite de phase de la ligne
Z_C	impédance caractéristique de la ligne
γ	constante de propagation
I_i	Courant
Y_{bus}	Matrice des admittances.
V_i, V_j	Tension accés j et i .
Y_{ij}	Eléments ij de la matrice Y_{bus} .
\bar{S}_i	puissance apparente
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
RPT	Le réglage primaire de tension
RST	Le réglage secondaire de tension
RTT	Le réglage tertiaire de tension
HMO	Poste de Hassi Messaoud Ouest.

Liste des tableaux

Chapitre I :**Tab. I.1:**Niveaux de tension selon la norme CEI.....6**Chapitre II:****Tab.II.1:** Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique.....15**Tab.II.2:**formes de surtensions représentatives et essais envisagés par le projet de la norme CEI71.....22**Tab.II.3:** Incidents suivis d'effondrement.....26**Tab.II.4:** Incidents non suivis d'effondrement.....27**Chapitre III:****Tab. III.1 :** Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile.....36

Résumé:

L'effet Ferranti (effet capacitif de ligne) est bien connu dans le domaine de transmission de puissance sur les longues distances à des fréquences relativement basses. La tension de fin de réception peut devenir le double de la tension de fin d'envoi (en général dans le cas de très longues lignes de transmission). Il est potentiellement très destructeur pour les équipements du réseau et surtout au niveau d'isolement des lignes et des câbles électriques, donc il est très nécessaire de chercher une solution pour éliminer cet effet dans notre réseau.

Le travail présenté dans ce mémoire est déroulé sur le réglage de tension dans un réseau par travée self 220Kv. L'objectif est de juger ce nouveau dispositif de réglage de tension et de voir le comportement des lignes de transport d'énergie électrique après l'utilisation de ce dispositif.

Mots clés: Réglage de tension, ligne de transmission, travée self mobile, composition , effet Ferranti, effet capacitif.

Abstract:

The Ferranti effect (line capacitive effect) is well known in the field of power transmission over long distances at relatively low frequencies. The voltage at the receiving end can become the twice of voltage at sending end (usually in the case of very long transmission lines). It is potentially very destructive for network equipments and especially for Insulators of lines and electric cables, so it is very necessary to seek a solution to eliminate this effect in our network.

The work presented in this thesis is conducted over the voltage adjusting in an electrical grid by mobile self 220kV. The aim is to judge this new device how using to adjuster the voltage and see the behavior of electric power lines after using this device.

Key words: Voltage setting, transmission line, mobile self, Composition, Ferranti effect, capacitive effect.

ملخص:

تأثير فيرانتى (تأثير سعة خط النقل) جد معروف في مجال نقل الطاقة لمسافات طويلة على ترددات منخفضة نسبياً. حيث أن شدة الجهد في نهاية الاستقبال يمكن أن تصبح ضعف شدة نهاية إرسال (عادة في حالة خطوط نقل طويلة جدا). وعامل فيرانتى يمكن أن يكون مدمر للغاية لمعدات الشبكات وخاصة لعوازل الخطوط والكابلات الكهربائية، لذلك فإنه من الضروري جدا للتوصل إلى حل للقضاء على هذا التأثير في شبكتنا.

يدور العمل المقدم في هذه المذكرة على تعديل الجهد في الشبكة الكهربائية عن طريق استعمال المتفاعل المحمول كيلو فولت والهدف هو الحكم على مدى نجاح استعمال هذه التقنية وتحليل سلوك خطوط نقل الطاقة الكهربائية بعد 220 استخدام هذا الجهاز.

الكلمات المفتاحية: تأثير السعة، عامل فيرانتى، كيلو فولت، معوض، المتفاعل المحمول، تعديل.

Introduction Générale

A partir des sources, lorsque les charges sont déconnectées, les lignes ne transitent plus d'énergie ce qui entraîne des perturbations de tension amplifiée par un phénomène de résonance entre l'inductance de la source du réseau et l'impédance de la ligne équivalente à vide, à une capacité et s'avère dangereuse lorsqu'on a des lignes longues. Cette perturbation est appelée la surtension temporaire à fréquence industrielle.

Le problème étudié est le réglage de tension dans un réseau de transport par travée self 220KV, cette problème personnifie phénomène de effet ferranti.

La solution idéale du point de vue technique serait donc l'installation des compensateurs des lignes, les réactances shunt est généralement les plus utilisées comme absorbeurs d'énergie réactive fournie par la ligne.

La connaissance de l'amplitude des surtensions et des surintensités des manœuvres (enclenchement et déclenchement) est très importante et nécessaire lors de conception des appareils de manœuvre.

Le présent manuscrit est subdivisé en quatre chapitres. Le chapitre I nous allons présenter les différentes structures et architectures du réseau électrique et modéliser les éléments le constituant. Le chapitre sera consacré aussi au calcul de les tensions et déphasages aux nœuds ainsi que les puissances transitées dans les lignes du réseau.

Dans le chapitre II, étudions La qualité de l'énergie électrique, au niveau de la distribution, se réfère largement à maintenir une tension sinusoïdale, d'une amplitude et fréquence nominales.

Dans le chapitre III nous aborderons primaire partie constitue et détaillée à la travée self mobile 220KV, qui est une bobine d'induction triphasée connectée aux extrémités des lignes longues et qui est considérée comme étant compensée par l'effet ferranti se produisant sur les lignes longues et deuxième partie , la philosophie des protections , les protections de transport et les réglages des dispositifs de protection.

Dans le chapitre IV, nous étudions sur effet ferranti ,dans fin simuler cette phénomène avec et sans travée self mobile .

Chapitre II

La Qualité de réseau électrique

II.1 Introduction

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes.

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'ils maintiennent à leurs bornes. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernent l'exploitation des réseaux électriques. [15]

L'énergie électrique doit d'être délivrée sous forme d'un système de tensions sinusoïdales triphasées et équilibrées. Ce système de tensions est caractérisé par : L'égalité de l'amplitude des trois tensions. La fréquence. La forme d'onde qui doit être sinusoïdale. [16]

II.2 La qualité de la tension

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement. Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie. [15]

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de $\pm 10 \%$ autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension [15]:

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

II.2.1 la continuité de fourniture

La raison d'être des distributeurs d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique aux consommateurs en tenant compte de plusieurs critères tels que: la continuité et la qualité de service, la sécurité des matériels et des personnes, la souplesse et confort d'exploitation, la compétitivité commerciale. De plus en plus la qualité de fourniture d'électricité doit être améliorée en réduisant les coupures d'alimentation en nombre et en durée vis-à-vis des clients, en minimisant les conséquences, etc. Un indice, appelé « Critère B », représentant la durée annuelle moyenne de coupure brève d'un client BT, constitue un des critères de performance de la gestion des temps de coupure des clients .[17]

II.2.2 la forme d'onde de tension

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50HZ associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50HZ appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits. [18]

II.3 Dégradation de la qualité de la tension

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc., ces défauts pouvant résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillesse d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

- Installations perturbatrices : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc.... Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension - lorsque celle-ci est présente - sont brièvement décrits ci-après. [19]

Le tableau (II.1) récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per unit) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en pour-cent pour les variations faibles .[8]

Tableau II.1: Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique

Duree	Types de perturbations	Amplitude	Origine	Consequence
<10ms	Transitoires (impulsions et oscillations)	-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs commutations	Dysfonctionnements gênants
10ms-1min	Creux de tension	0.1-0.9 pu	Courts circuit, démarrage de gros moteurs saturation des transformateurs	Arrêts d'équipement, pertes de production 10ms
10ms-1min	Coupages brèves	<0.1 pu	Court-circuit	Arrêts d'équipement, pertes de production
10ms-1min	Surtensions	1.1-1.8 pu	Court-circuit, débranchement des charges importantes	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels
Régime établi	Harmoniques	0-20%	Charge non linéaires (structures d'électronique de puissance, arcs électriques)	Echauffements vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels
Régime établi	Inter-harmoniques	0.2%	Charges non linéaires et fluctuations (fours à arc soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime établi	Bruit	0-1%	Fours arc, charges non linéaires	Echauffements, pertes vieillissements
Régime établi	Variation de la fréquence	-	Déséquilibre entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

II.4 Les perturbations des réseaux électriques

II.4.1 Les variations de fréquence

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome, comme le montre la figure (II.1). Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

[20]

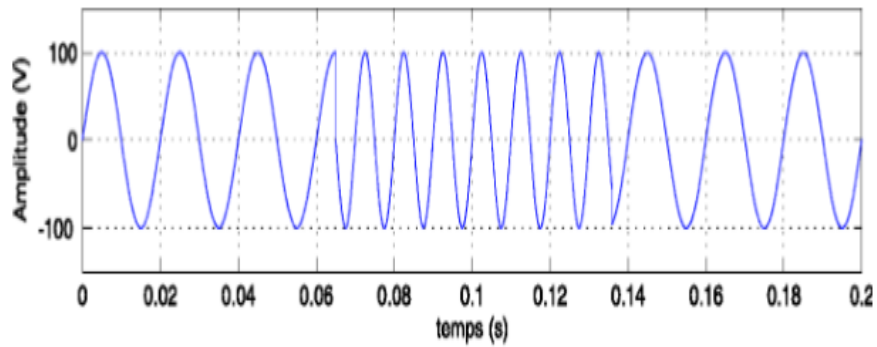


Fig.II.1:variation de fréquence.

II.4.2 Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10\%$ de la tension nominale [21]

II.4.3 Déséquilibre du système triphasé de tension

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé comme le montre la figure (II.2) Un réseau électrique triphasé équilibré alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. [22]

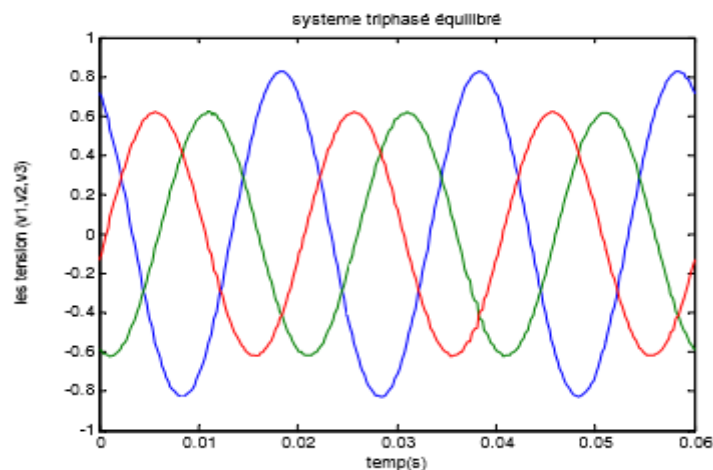


Fig.II.2:Déséquilibre de tension.

II.4.4 Harmoniques et inter-harmoniques

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celle du fondamental. La figure (II.3) montre la superposition de l'harmonique de rang 3 sur un courant fondamental de fréquence 50 Hz. La principale source de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus croissante d'équipements de l'électronique de puissance à base de thyristors. Les inter-harmoniques sont superposées à l'onde fondamentale mais ne sont pas des multiples entières de la fréquence du réseau. L'apparition des inter-harmoniques est en leurs origines principales sont les convertisseurs de fréquence, les variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires de contrôle-commande.[23]

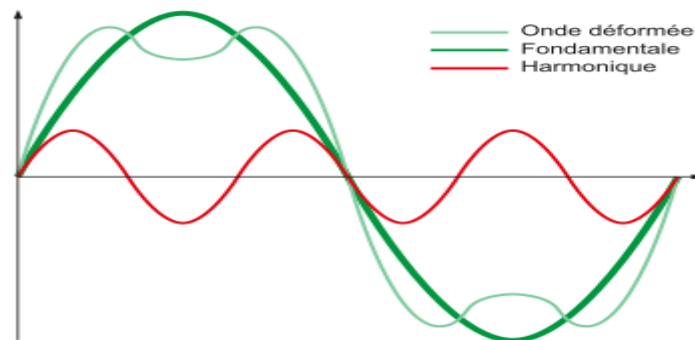


Fig.II.3:Les Harmoniques

II.4.4.1 Origines des harmoniques

II.4.4.1.1 Emission en tension

L'émission harmonique en tension due aux matériels de réseaux entre pour une faible part, et avec des taux généralement faibles, dans la distorsion des réseaux. Elle est due aux imperfections de constructions (dissymétrie, distribution non sinusoïdale du champ dans les alternateurs, saturation...) des bobinages des machines tournantes, des moteurs, des alternateurs et des transformateurs.[23]

II.4.4.1.2 Emission en courant

Les charges non linéaires consomment un courant qui n'est pas sinusoïdale. Elles représentent les principales sources d'émission en courants harmoniques sur les réseaux. Pour chaque rang harmonique, on représente la charge réelle par une source de courant calculée pour chaque rang, en parallèle avec impédance linéaire.

On peut distinguer 5 différents types de charges perturbatrices élémentaires:

- Le redresseur monophasé à filtre capacitif
- Le gradateur monophasé

- Le redresseur triphasé à thyristors
- Le redresseur triphasé à diode et filtre capacitif
- Les appareils à arc électrique

Dans ce qui suit, nous allons présenter deux cas de figures d'éléments d'électronique de puissance qui participent à la génération des harmoniques, à savoir le pont de graetz (redresseur triphasé à thyristors) et le redresseur triphasé à diode avec filtrage capacitif. [24]

II.4.4.2 Conséquences des harmoniques:

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités et les plus importants sont:

- interférence avec les réseaux de télécommunications et fonctionnement intempestif des équipements.
- L'échauffement des conducteurs, des câbles, des condensateurs et des machines est dû aux pertes en cuivre et en fer.
- l'interférence avec les réseaux de télécommunications : Le couplage électromagnétique entre les réseaux électrique et de télécommunication peut induire dans ces derniers, des bruits importants.
- Dans le cas de résonances, une partie des réseaux de télécommunications peut être rendue inutilisable.
- Les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques : En présence des harmoniques, la tension (ou le courant) peut changer plusieurs fois de signe dans une demi période. Par conséquent, tout appareil dont le fonctionnement est basé sur le passage par zéro des grandeurs électriques (appareils utilisant la tension comme référence comme les dispositifs de commande et de régulation, appareils de mesure) peut être perturbé.

Le risque de résonance: Les fréquences de résonance des circuits formés par des inductances des transformateurs et des câbles sont normalement élevées .[25]

II.4 .5 Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (II. 4) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde.

Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires. [21]

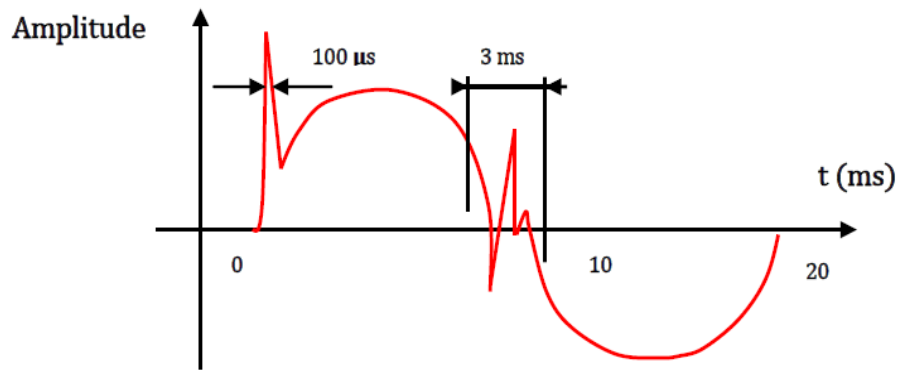


Fig.II.4:Exemple de cas de surtensions transitoires.

II.4.6 Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure II.5). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

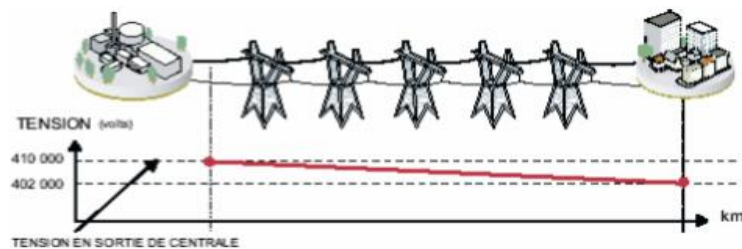


Fig.II.5:Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Si la consommation double, la chute de tension double.

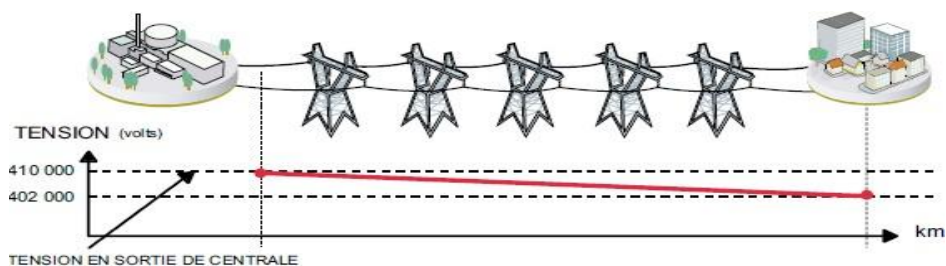


Fig.II.6:Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure II.7). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

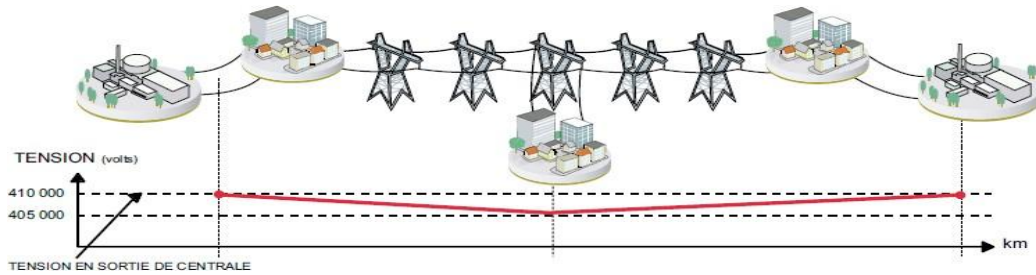


Fig.II.7:Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

Figures (II. 5) (II. 6) (II. 7) sont valables pour un instant donné, à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue.

Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison. [15]

II.4.7 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 pu pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants. [15]

II.4.8 Fluctuations de tension

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale et les fluctuations de tension sont des suites de variations de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, un exemple de fluctuation de tension est montré dans la figure (II. 8).[20]

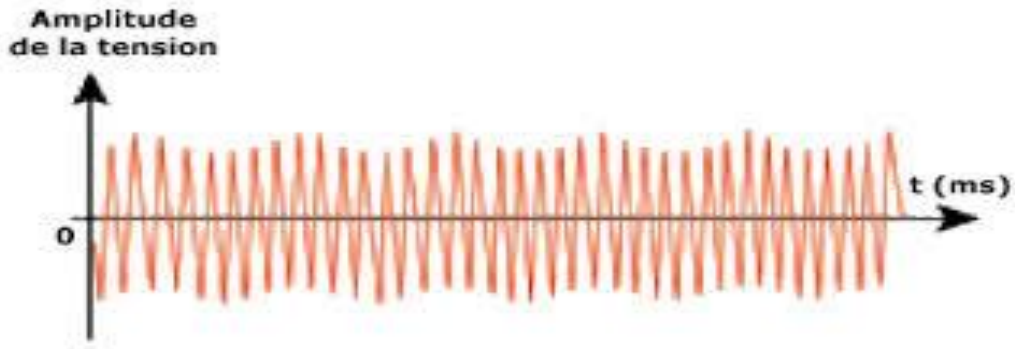


Fig .II.8: variation de tension.

II.4.9 Creux de Tension

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.9). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1-0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT).

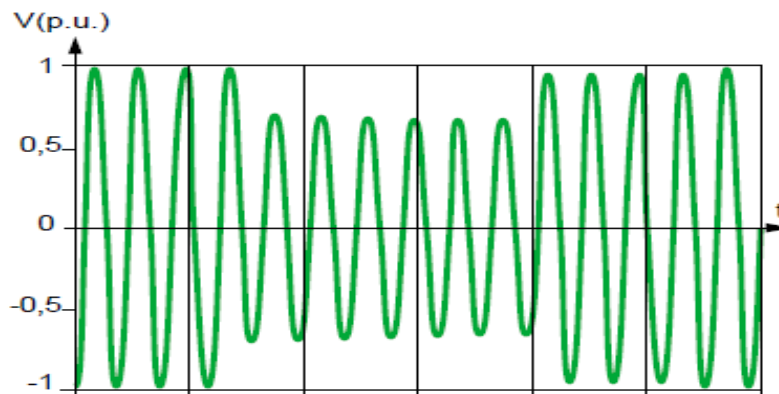


Fig .II.9: Creux de tension.

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).[16]

II.4. 10 Coupures brèves

Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.

Causes La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection. [26] [19]

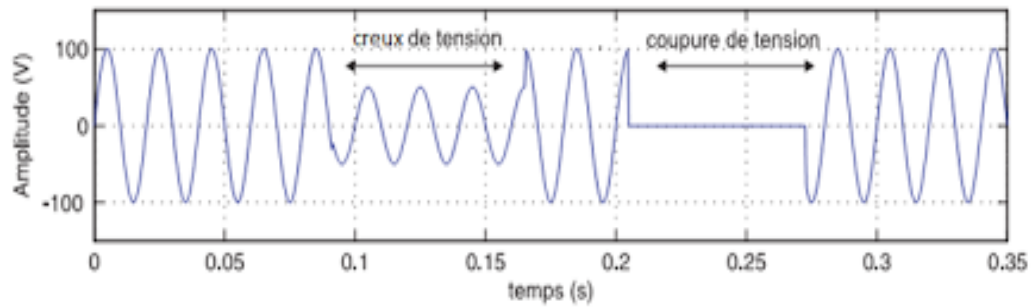


Fig .II.10: Creux et coupures de tension.

II.4 .11Surtensions

Ce phénomène (figure II.10) se produit lorsqu'un composant électrique possédant deux bornes reçoit une tension supérieure à celle de la tension normale du circuit .[01]

Les surtensions sont de trois natures:

- 1-surtension Temporaires (à fréquence industrielle),
- 2-surtension De manœuvre,
- 3- surtension D'origine atmosphérique (foudre).

Elles peuvent apparaître :

- en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre),
- en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre)
- **Surtension Temporaires (à fréquence industrielle)**

Compte tout régime réellement transitoire mais à une constante de temps d'amortissement très lente, ou un régime stable mais anormal et dont la durée est limitée au temps de fonctionnement des dispositifs de contrôle et de protection de réseau. On note ici des surtensions ne dépendant que par la configuration du réseau:

- surtensions en extrémité des lignes ouvertes à vide effet Ferranti (Annexe 1)
- surtensions dus à l'influence des alternateurs et de leurs dispositifs de réglage (déclenchement sur impédance capacitive, surtensions consécutives à un défaut dissymétrique et Ferro résonance) .[27] [01]

Tableau.II.2: formes de surtensions représentatives et essais envisagés par le projet de la norme CEI71.

Classe de surtension	Basse fréquence		Transitoire		
	Permanente	Temporaire	A fronte lent	A fronte rapide	A fronte très rapide
Forme					
Gammes des formes fréquence fronte de montée, durée	f=50 ou 60 Hz $T_t > 3600$ s	$150 < f < 500$ Hz $3600 > T_t > 0,03$ S	$500 < T_p < 20$ μ s 20 ms $> T_2$	$20 < T_1 < 3$ μ s 300 μ s $> T_2$	$100 < T_f < 3$ ms $0,3 > f_1 > 100$ MHz $30 > f_t > 300$ KHz 30 ms $> T_t$
Forme normalisé	f=50 ou 60 Hz T_t (*)	$48 \leq f \leq 62$ Hz t= 60 s	$T_1=250$ μ s $T_2=2500$ μ s	$T_1=1,2$ μ s $T_2=50$ μ s	(*)
Essai de tenue normalisé	(*)	Essai à fréquence industrielle de courte durée	Essai de choc de manoeuvre		(*)

II.5 Différents types de la stabilité de système de puissance

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes:

- la nature physique de l'instabilité résultante.
- l'amplitude de la perturbation.
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.
- Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :
- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure (II.11) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories .[29]

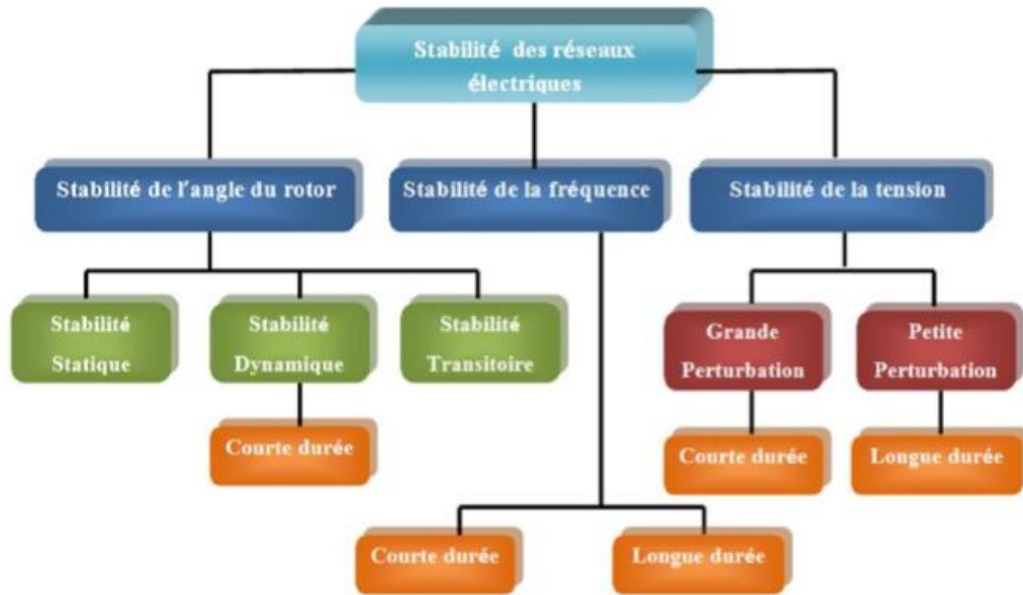


Fig.II.11:Classification de la stabilité de réseau électrique

II.5.1 Stabilité de l'angle de rotor

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Stabilité angulaire aux petites perturbations:

- La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.
- Stabilité transitoire

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.[29]

II.5.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite-consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.[30]

II.5.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'inaptitude du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. par exemple:

- une augmentation de charge : des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCS (Statice Var Compensator Systems) qui atteignent les limites de puissance réactive :
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne :
- une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

L'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations [31].

✓ Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, .etc.

✓ Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,.. etc. [31]

II.5.3.1 Causes de l'instabilité de la tension

L'événement déclencheur de l'instabilité de la tension peut être une variété de causes telles que l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive ou la perte d'une ligne fortement chargée. [32]

Les éléments suivant ont un impact important sur la stabilité de la tension:

- o Les génératrices et les comportements de leurs dispositifs de réglage et de protection.
- o Le réseau de transport de par sa nature inductive et capacitive.
- o Les dispositifs de compensation shunt réglable et fixe.
- o Les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes.
- o Les relais de protection.
- o Les caractéristiques de la charge.

II.5.3.2 importance et incidents

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Les tableaux II.3 et II.4 présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement.

Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande .[21]

Tableau.II.3: Incidents suivis d'effondrement.

Date	Lieu	Durée
28-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville Flooide	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupure
04-08-1982	Belgique	45 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-02-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques 3 heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Aac lémanique	1 heures
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

Tableau.II.4: Incidents non suivis d'effondrement.

Date	Lieu	Durée
22-09-1970	Etate de New York, E-U	Incertitudes pendant des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash,E-U	Quelque minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, E-U	Quelque minutes
21-05-1983	Caroline du nord, E-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des E-U	Quelques minutes
20-05-1986	Angleterre	minutes 5
20-07-1987	Illinois et Indiana, Wash E-U	Incertitudes pendant des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore ,Wash E-U	Incertitudes pendant des heures
Nove 1990	Ouest de la France	Quelques heures

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, plusieurs entreprises de service public ont mis au point des méthodes spéciales de réglage de la tension et de la puissance réactive. Électricité de France a mis en place un dispositif automatique centralisé de réglage secondaire de la tension (RST). L'ENEL (Italie) a, de la même façon, développé un dispositif régulateur automatique de la tension et de la puissance réactive utile des génératrices. La Tokyo Electric Power Company possède un dispositif de réglage adaptatif de l'alimentation en puissance réactive et a installé un nouveau système de surveillance en ligne pour assurer la sécurité de la tension .[19]

II.5.3.3.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau,

s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais. [19]

II.6 Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques

La tension est un paramètre très important pour l'exploitation d'un système électrique. On trouve dans la littérature plusieurs études et définitions concernant le réglage de la tension. Trois types de réglage sont effectués, à savoir [33]:

II.6.1. Le réglage primaire de tension (RPT)

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. [01]

Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement (avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms) aux fluctuations aléatoires de la tension. [34]

II.6.2. Le réglage secondaire de tension (RST)

Le réglage secondaire de la tension a pour but de faire face, de manière coordonnée, à de fortes mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le RST est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglages. Ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage). Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote. [33]

II.6.3. Le réglage tertiaire de tension (RTT)

Le réglage tertiaire manuel, effectué par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes (15 mn), les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants:

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un écoulement de puissance optimal, en tenant compte des critères précédemment cités. Ce procédé est un système de coordination composé d'un algorithme d'optimisation de la répartition des puissances sur le réseau en fonction de l'action des « FACTS » (systèmes flexibles de transmission en courant alternatif) [36]. Ces derniers seront définis par la suite.

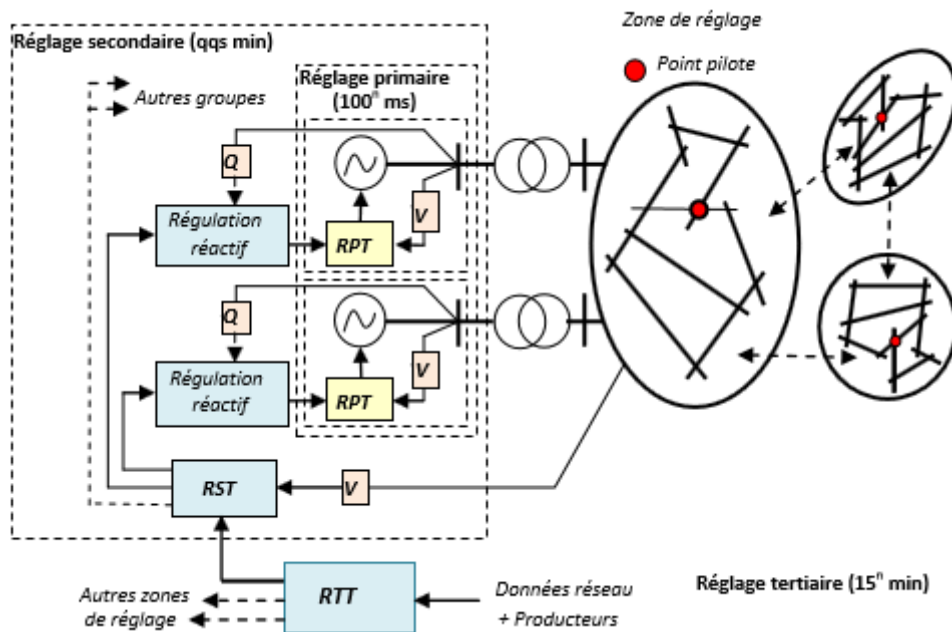


Fig.II.12: Organisation du réglage hiérarchisé de tension

II.7 Moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau .[35]

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont.[35]

-
- des condensateurs ;
 - inductances ;
 - des compensateurs synchrones ;
 - des compensateurs statiques (SVC) ;
 - les groupes générateurs.

II.7.1 Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension. [36]

II.7.2 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau. [18]

II.7.3 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant à la compensation de ces pertes mécaniques et électriques. A l'instar des générateurs synchrones, leur courant d'excitation est réglable, permettant ainsi de contrôler la tension à leur nœud de connexion. [37]

II.7.4 Compensateurs statiques

Ils sont constitués de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors montés en tête-bêche. On aura ainsi par la mise en parallèle d'une inductance réglable par thyristors (TCR : Thyristor Controlled Reactor) et de batteries de condensateurs commutables également par thyristors, un réglage continu de l'inductance par modification de l'angle d'amorçage des thyristors.

Les compensateurs statiques peuvent être utilisés pour le réglage de la tension, et pour l'amélioration de la stabilité du réseau. Ils sont de bonne performance dynamique (temps de

réponse de quelques dixièmes de seconde). Ils sont capables d'atténuer les fluctuations de tension, en particulier dans les zones éloignées des centres de production.[38]

II.7.5 Groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux .[12]

II.8 Le réglage de la tension et la production de puissance réactive

- **Approche théorique:**

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension en chaque nœud du réseau dans une plage contractuelle de tension. En effet la tension sur un réseau n'est pas constante. Pour simplifier, considérons le schéma de la suivante, sur lequel l'impédance série R, L représente, de façon simplifiée, une ligne aérienne. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part .[39]

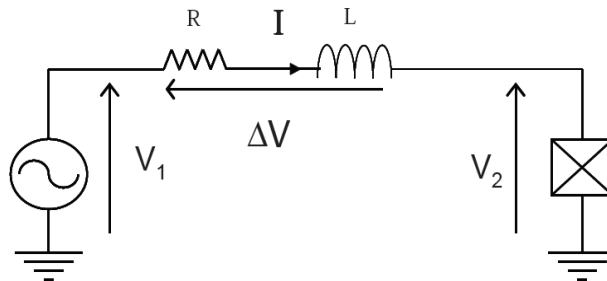


Fig.II.14:Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique.

Un diagramme de Fresnel nous permet d'évaluer les relations entre tensions et courant

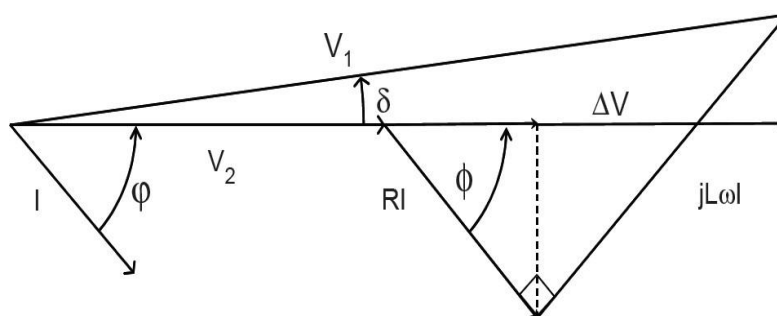


Fig.II.15:Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jL\omega\bar{I} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jX\bar{I} \quad (\text{II.1})$$

Par projection selon les axes horizontaux et verticaux, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + RI \cos \rho + XI \sin \rho \quad (\text{II.3})$$

$$V_1 \sin \delta = -RI \sin \rho + XI \cos \rho \quad (\text{II.4})$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \rho + XV_2 I \sin \rho) \quad (\text{II.5})$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances : Avec $P = V_2 I \cos \rho$ la puissance active monophasée consommée par la charge, $Q = V_2 I \sin \rho$ la puissance réactive monophasée appelée par la charge $P_j = RI^2$ les pertes par effet Joule dans la ligne et $Q_L = -XI^2$ la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient :

$$V_1^2 - V_2^2 = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (\text{II.6})$$

$$\text{Et } (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (\text{II.7})$$

En notant la chute de tension :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \text{ et } \Delta V = V_1 - V_2 \quad (\text{II.8})$$

Nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_j + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (\text{II.9})$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{+RP + XQ}{V^2} \quad (\text{II.10})$$

L'expression précédente montre que la tension en un point du réseau est très sensible à la topologie du réseau et aux transits de puissance réactive. Ainsi, pour une puissance active consommée P donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive Q de valeur :

$$Q = -\frac{RP}{X} \quad (\text{II.11})$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive. La

consommation de puissance réactive de la ligne est caractérisée par les valeurs de l'inductance linéique et de la capacité linéique latérale :

$$Q_{Ligne} = \frac{V_1^2}{\frac{2}{c\omega}} - \frac{V_2^2}{\frac{2}{c\omega}} + XI_1^2 = -\frac{c\omega}{2}(V_1^2 + V_2^2) + XI_1^2 \quad (\text{II.12})$$

Cette expression se simplifie en considérant que les tensions aux deux extrémités de la ligne sont sensiblement égales. Nous obtenons :

$$Q_{Ligne} \approx -c\omega V_2^2 + XI_1^2 \quad (\text{II.13})$$

Le premier terme de cette expression représente l'apport de puissance réactive du couplage capacitif entre les conducteurs de la ligne.

Le comportement réactif des lignes dépend donc du niveau de puissance transitant sur celles-ci. Une ligne faiblement chargée sera ainsi capacitive et générera de la puissance réactive, tandis qu'une ligne fortement chargée sera essentiellement inductive et consommera de la puissance réactive.

Concernant les câbles, leur forte valeur de capacité linéique latérale rend prépondérant le caractère capacitif. Les câbles sont des fournisseurs de puissance réactive, quel que soit leur niveau de charge.

II.9 Conclusion

Dans un réseau électrique, l'asymétrie (déséquilibre) de tension, les harmoniques, les Fluctuations de tension, les surtensions, et les creux de tension ont des effets néfastes sur les équipements électriques.

Ces perturbations empêchent les réseaux électriques à fonctionner dans les diapasons et les normes connues de la qualité d'énergie électrique, ainsi qu'à la stabilité du système énergétique.

Ce chapitre a traité les différents phénomènes perturbateurs qui influents sur la qualité de la tension, ainsi les lignes longues ont un impact significatif sur la régulation de la tension et la stabilité du réseau. En outre, il est démontré qu'il est nécessaire de compenser ces lignes pour respecter les deux contraintes fondamentales du transport d'énergie électrique et classé les différents compensateurs de l'énergie réactive. [4] [40]

Chapitre III

Constitution et fonctionnement de la travée self et

Protection de ligne de transport

III 1.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons discuter dans un premier lieu les détails de la travée self mobile 220KV, qui est une bobine d'inductance triphasée connectée aux extrémités des lignes longues destinée à compenser par l'effet Ferranti qui se traduit par une augmentation de la tension au bout de cette ligne provoquée par une charge importante ou une charge faible. Et en deuxième partie nous allons présenter les différentes anomalies qui peuvent affecter un réseau de transport d'énergie électrique, ainsi que la philosophie des protections.

III .2 Constitution, Fonctionnement d'un travée self mobile

III.2.1 Fonction et caractéristiques

Il remplit toutes les fonctions d'une sous-station ordinaire. Il s'agit de fonctions de contrôle, de protection, d'élimination et autres. Il peut être attribué à plusieurs utilisateurs avec pouvoir de branches. Il est facile à installer et à mettre en service rapidement. Il suffit de connecter le câble à mettre en service. Il possède une absorption des chocs, une tige temporaire, une connexion souple des composants du circuit et d'autres mesures de choc. [41]

III.2.2 Composition structurelle

Il est divisé en une partie HT, un transformateur principal et une salle d'appareillage BT. Switches Les pressostats haute pression utilisent un interrupteur de sectionnement HGIS ou de type ouvert et un disjoncteur de pôles magnétiques comme interrupteur principal, monté sur une remorque. Room La salle de commutation BT comprend: armoire de commande latérale basse tension, alimentation de commande, écran CC et protection de l'équipement de mesure. [41]

III .2.3 Caractéristiques de l'appareillage interne BT

Utilisez une coque isolante à trois couches; Climatisé, ouvert sur demande; Grande Niveau de protection de la coque jusqu'au poste IP43; La batterie d'alimentation CC intérieure des appareils à basse tension est entièrement scellée. [41]

III .2.4 Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Plan de dessin

La ligne d'arrivée côté haute tension utilise un commutateur SIG de 220 kV, utilisant une traversée huile-SF6 pour connecter la commutation et le transformateur SIG; le projet utilise

deux remorques, un SIG de ligne d'arrivée à haute tension et un transformateur sont montés sur la remorque 1 et des appareillages de commutation, de protection, de mesure et autres sont installés dans le conteneur de la remorque 2. [41]

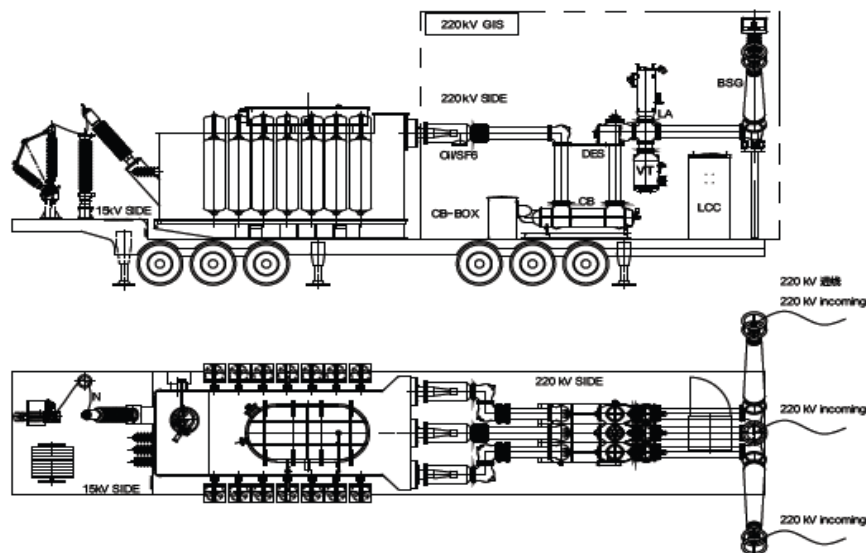


Fig.III.1: Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Pla dessin

- Disjoncteur;
- Sectionneur et commutateur de mise à la terre;
- Sectionneur;
- Transformateur de courant;
- Transformateur de tension;
- Parafoudre;
- Bague;
- Huile / SF6-Huile / SF6 Bague Immergée;

III.2.4.1 Module Tête de Ligne blindé sur remorque

Il est constitué de l'unité blindée, et comporte toutes les protections propres aux équipements que le constituent (protection appareillage blindé, protection ligne).

- Les équipements de la téléconduite seront également implantés sur ce module.
- Modalité d'exploitation.
- Travée SELF.
- Travée de Tête de la ligne (secours pour le remplacement d'une ligne dans un poste classique 220KV). [40]

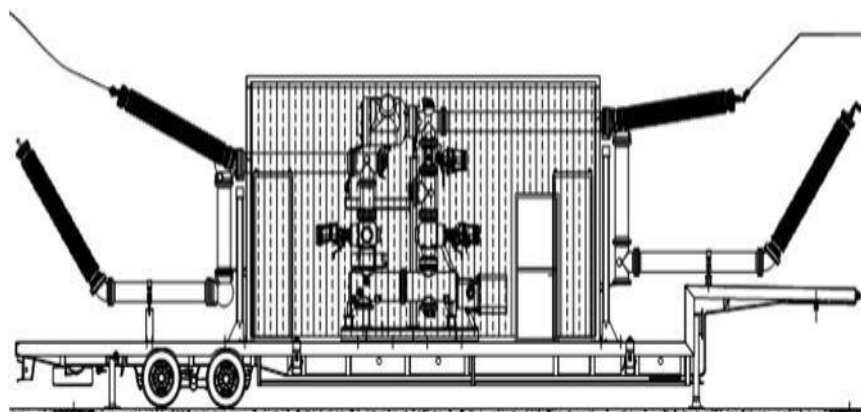


Fig. III.2: Module Tête de Ligne blindé sur remorque.

III .2.5 La maintenance des bobines d’inductance shunt triphasées

III .2.5.1 La maintenance préventive

La maintenance préventive des selfs comme celle des transformateurs englobe [42]:

- La maintenance systématique.
- Inspections Routinières.
- Maintenance systématique Simple.
- Maintenance systématique poussé.
- La maintenance conditionnelle

III .2.5.1.1 Les fréquences des entretiens :

Tableau. III.1: Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile.

Actions de Maintenance	Fréquence	Situation de l’équipement
Entretien simple avec essais protections internes et externes	02 ans	Hors tension
Prélèvement d’huile pour analyse des gaz dissous.	02 ans	Sous tension
Prélèvement d’huile pour analyse physico-chimiques.	02 ans	Sous tension
Prélèvement d’huile pour analyse furaniques.	04 ans	Sous tension
Entretien détaillé	04 ans	Hors tension

III .2.5.2 La maintenance systématique

III. 2.5.2.1 Les Inspections routinières

L'inspection visuelle et routinière permet d'anticiper et détecter toute anomalie visible sur la self, de même qu'elle permet de vérifier le fonctionnement de certains organes. Cette inspection ne nécessite pas la consignation de la self, réalisée sous tension par le personnel exploitant, elle consiste en des vérifications des composants de la self et en des relevés effectués sur les indicateurs. [39]

III. 2.5.2.2 Les opérations effectuées durant l'inspection sont

- L'état des fondations.
- L'état des MALT.
- Les fuites et les niveaux d'huile(cuve, bornes, filtre assécheur).
- L'état du silicagel
- L'état des armoires et des coffrets.
- Absence de fissure au niveau du pot du dessiccateur.
- L'état des tuyauteries.
- L'état des clapets.
- L'état des vannes.
- L'état des traversées.

Les relevés: De la température de huile et celle des enroulements (la température des enroulements devra être supérieure à celle de l'huile). [39]

Les actions de maintenance de premier degré:

- Remplacement du silicage si nécessaire,
- Nettoyage des armoires.

III.2.5.2.3 L'exploitation des résultats:

Les résultats des inspections routinières sont consignés sur une fiche d'inspection et analysés une première fois par l'exploitant. Les anomalies constatées, sont transmises aux services exploitation et/ou service maintenance, ce qui permettra de déclencher éventuellement un entretien ou une intervention (en fonction de la criticité de l' anomalies ne nécessite pas une intervention immédiate elles sont enregistrées dans la base de données selfs qui doit être consulté lors de la programmation de l'entretien de manière à prendre les mesures nécessaires pour la levée des anomalies. [39]

III .2.6 L'entretien simple

- Effectué périodiquement et hors tension selon le plan de maintenance. L'entretien simple de la self permet avant tout de prévenir les pannes et d'améliorer la fiabilité. Il est donc important avant toute opération d'entretien de veiller à une bonne préparation par:
- La consultation des fiches d'inspection pour prendre connaissance d'éventuelles anomalies ainsi que du dernier rapport d'entretien.
- La préparation des pièces de rechanges nécessaire.
- La préparation du matériel et outils nécessaires.
- La préparation du matériel et outils nécessaires.
- La préparation du chantier. [42]

III .2.7 Protection de travée self

Tout l'équipement électrique est conçu pour résister à une certaine valeur de tension(amplitude et forme d'onde). [39]

- Dimensionnement du système pour résister à toutes les surtensions.
- Admission de la décharge à la terre ou entre les phases_ interruption du système et peut-être panne de l'équipement/blessures ou personnel.
- Installation d'une protection contre les surtensions _ spécifié le niveau d'isolation de base de l'équipement de la sous-station
- Câbles blindés.
- Parafoudres.

III.2.8 Répartition des travées self au niveau algérien

Dans le cadre du contrat SONELGAZ GRTE SPA N° 001/2009/GRTE-PAT qui a pour objet : Etudes, Fournitures, Installation et mise en service de [43]:

- Huit (08) têtes de ligne blindées 220KV.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 KV de puissance 20MVAR.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 KV de puissance 10 MVAR.

Ils ont reparti les travées self comme suit:

- Une travée self 10 MVAR au poste de Bechar sur la ligne :Bechar-Naama1.
- Deux travées selfs 20 MVAR au poste de Bechar sur la ligne : Bechar -Naama2.
- Une travée self 20 MVAR au poste de Hassi Messaoud Ouest sur la ligne : HMO - Biskra.
- Une travée self 10 MVAR au poste d'EL Amiria sur la ligne : HMO -ELAmiria.

- Fourniture sur site de trois (03) travées self de puissance 10 MVAR composées de:
 - -Trois (03) têtes de ligne blindées 220kV.
 - -Quatre (03) self mobiles triphasées 220Kv de puissance 10 MVAR

III .2.9 Manœuvres Possibles et conditions transitoires

III.2.9.1 Energisation ligne avec self

La première condition d'exploitation qu'il faut étudier est l'énergisation de la ligne avec la Self. C'est une condition naturelle d'exploitation prévue par la self.



Fig.III.3:Energisation ligne avec self.

❖ Localisation de self

La condition plus critique pour la self est la connexion côté arrivée de ligne.



Fig III.4:Connexion de self côté arrivée de ligne.

❖ **Condition de réseau**

La condition plus critique pour la self est la présence d'une tension déjà très élevée à partir de la sous-station de départ ligne. Cette condition peut être identifiée pendant la première énergisation d'une portion de réseau ou bien la réénergisation après un défaut qui a provoqué le déclenchement d'une portion de réseau.

❖ **Transitoire d'énergisation**

Le transitoire d'énergisation est en fonction du condition de fermeture du disjoncteur, Dessin de self, saturation de la self, synchronisation(éventuelle) du disjoncteur, flux résiduel dans la self, etc.

Exemple : Energisation ligne Naama Bechar avec self 10 Mvar à Naama: [44]

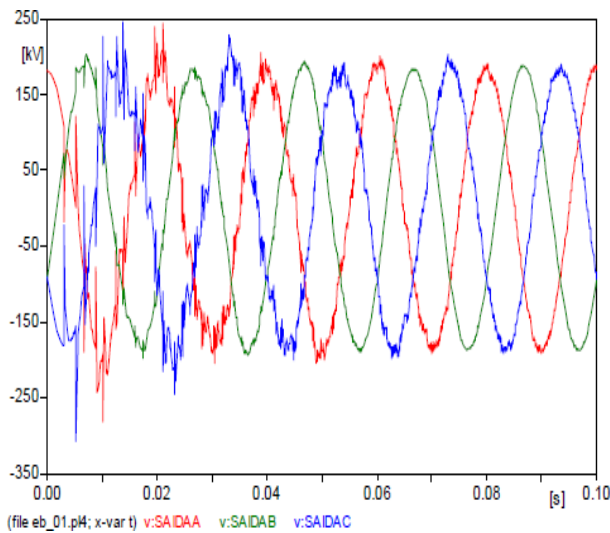


Fig.III.5:Graphe de tension à Saida.

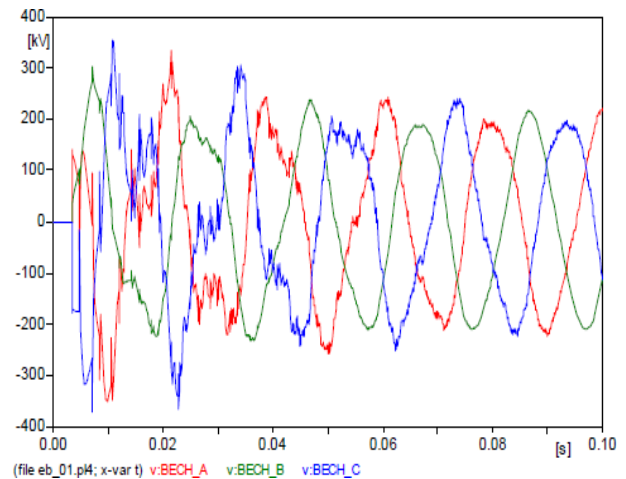


Fig.III.6:Tension enregistré à Bechar

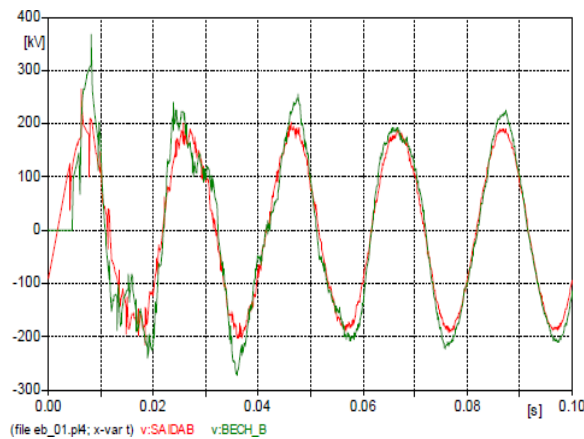


Fig.III.7:Comparaison entre tensions de Saida et Bechar.

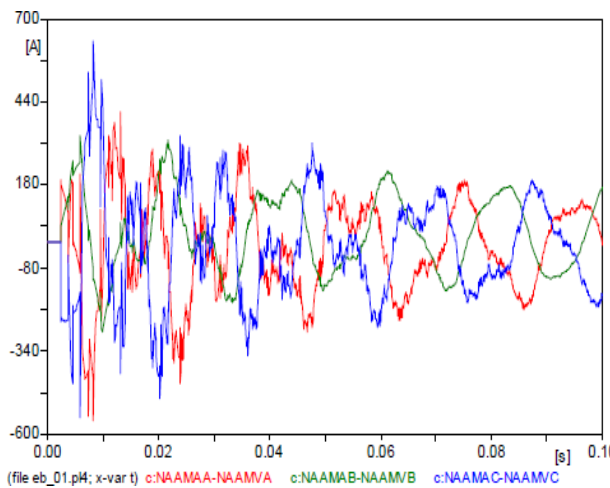


Fig.III.8: Graphe de courant départ ligne Naama – Bechar.

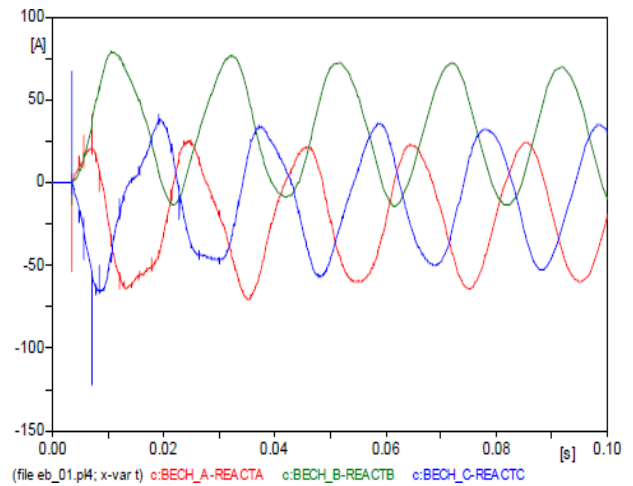


Fig.III.9: Graphe de courant self.

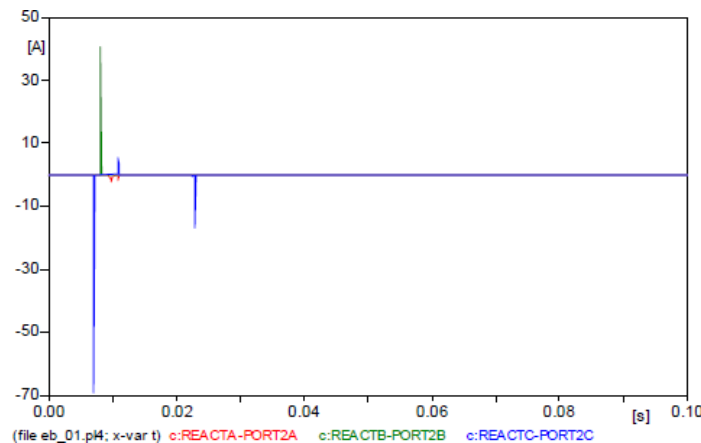


Fig.III.10: Graphe de courant Parafoudre self.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Dans le cas le plus critique, on peut avoir un courant dans les parafoudres pour la surtension initiale produite par l'énergisation de la ligne.
- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation. [39]

III.2.9.2 Energisation self sur ligne en service

on peut vérifier la condition d'exploitation dans le cas d'énergisation d'une self sur ligne en service.

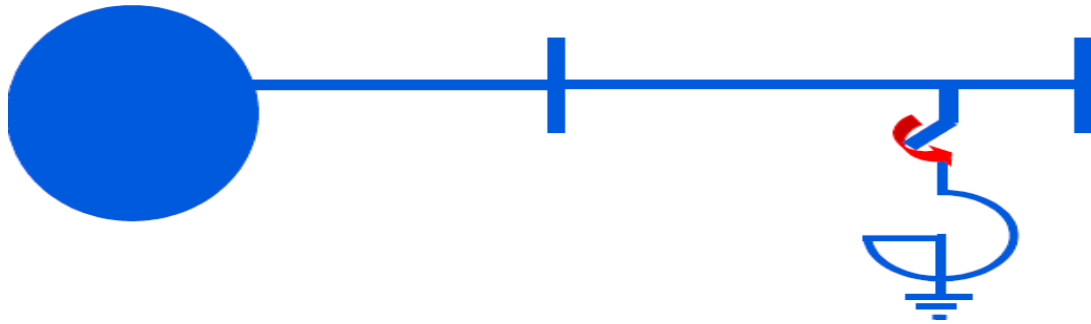


Fig.III.11: Energisation self sur ligne en service.

❖ Localisation

Dans ce cas, la self peut être coté ligne comme m'entrée dans le sketch, ou connectée directement aux jeux des barres.

❖ Condition de réseau

la plus critique est certainement liée au transitoire d'insertion avec la tension maximum au point d'insertion.

❖ Transitoire d'énergisation

Dans ce cas, les transitoires sur la self sont négligeables:

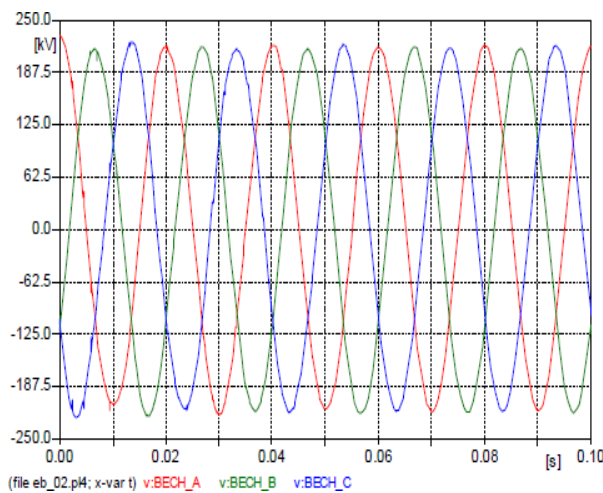


Fig.III.12: Graphe de tension à Bechar

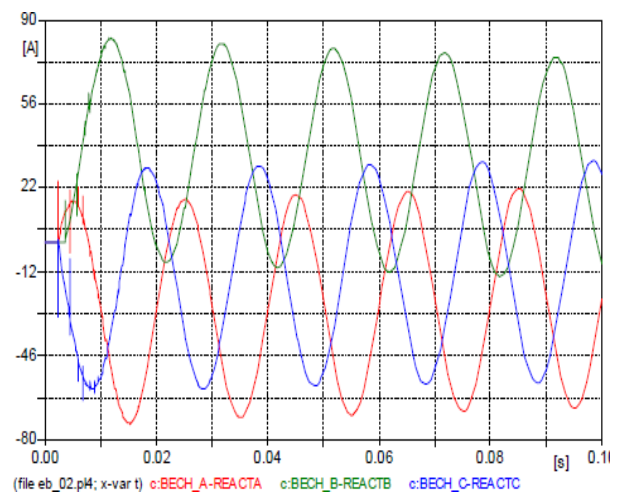


Fig.III.13: Graphe de courant à Bechar.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Dans le cas le plus critique, on peut avoir un courant dans les parafoudres pour la surtension initiale produite par l'énergisation de la ligne.

- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation. [44]

III.2.9.3 Déclenchement ligne et self ligne à vide

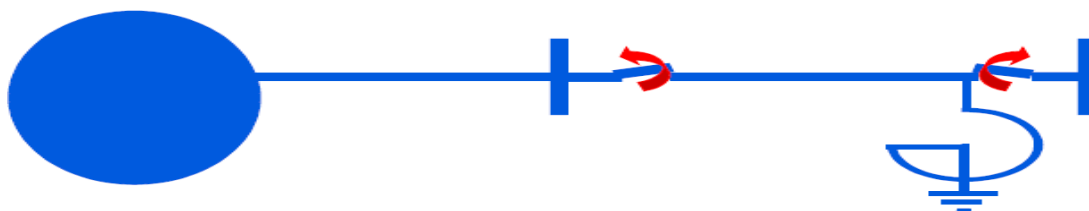


Fig.III.14: Déclenchement ligne et self, ligne à vide

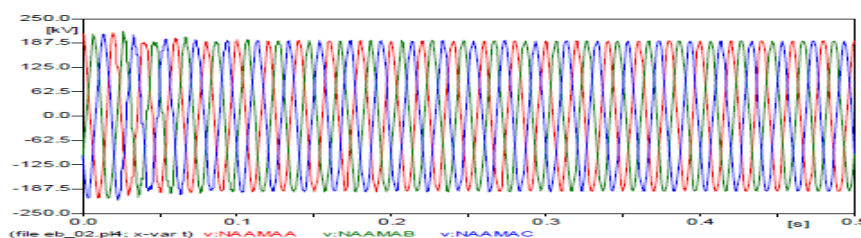


Fig.III.15: Graphe de tension à Naama.

❖ Localisation

La self est connectée coté ligne et le disjoncteur de la self est fermé pendant le déclenchement de ligne.

❖ Condition de réseau

la tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

la tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

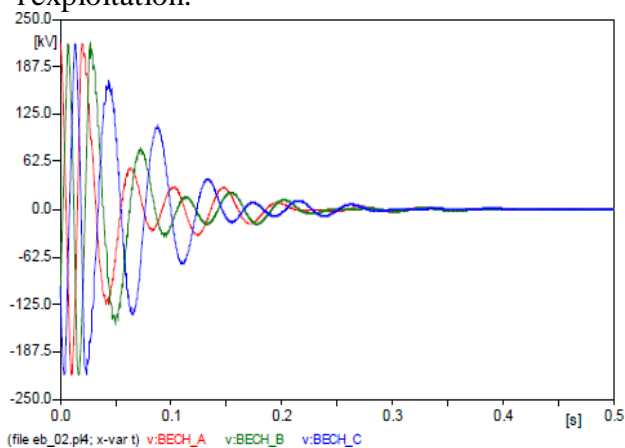


Fig.III.16: Graphe de tension à Bechar.

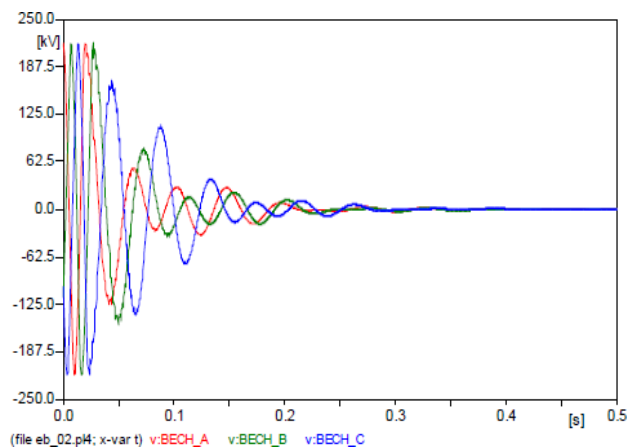


Fig.III.17: Graphe de courant à Bechar départ ligne

Pendant le déclenchement de ligne avec la self connectée coté ligne, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé, mais au-dessus des paramètres de dessin de la self.
- Selon le moment du déclenchement du disjoncteur, la BPN peut aussi être affectée par un transitoire significatif. [39]

III.2.9.4 Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne:

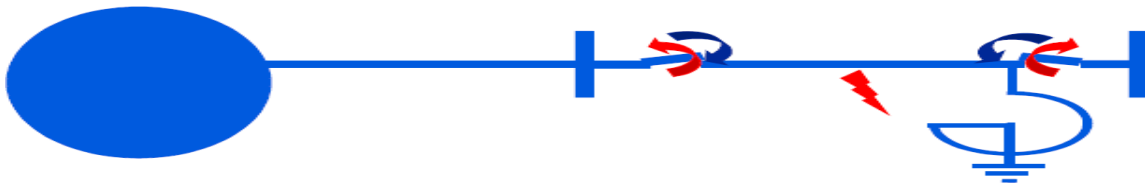


Fig.III.18:Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne.

❖ Localisation

La tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

❖ Transitoire

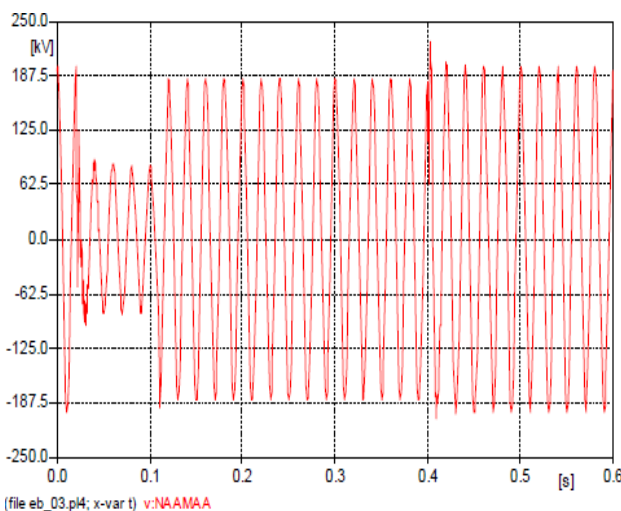


Fig. III.19:Graphe de tension à Bechar.

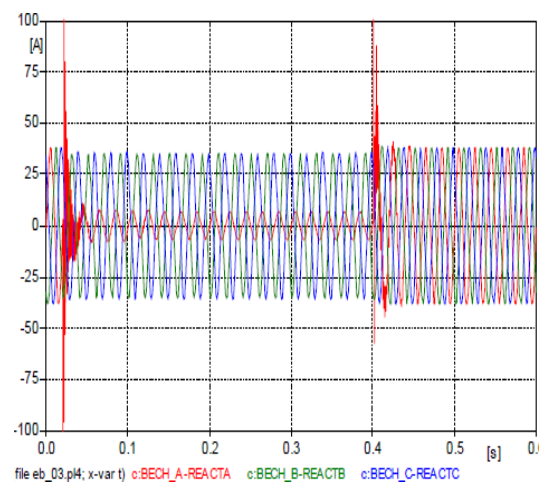


Fig.III.20:Graphe de courant à Naama, Départ ligne

en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé mais au-dessus des paramètres de dessin.
- La BPN peu être aussi, selon le moment de déclenchement du disjoncteur, affectée par un transitoire significatif.
- Les paramètres de la self et de la BPN sont très importants pour assurer le fonctionnement du réenclenchement de la ligne. [44]

❖ **Contraintes liée à la travée self :**

On emploie des self de puissance:

- Pour la compensation de l'excès de puissance réactive engendrée par les lignes aériennes en condition de faibles charges.
- Stabiliser la tension du système.

Elles peuvent donc être commutées soit en entrée soit en sortie. Les self de puissance ont en général un noyau de fer avec entrefers intégrés. Pour la transmission des tensions, on utilise surtout des noyaux à cinq bras et des noyaux cuirassés, qui rend les triphasés magnétiquement indépendants.

Grace aux entrefers, et aux triphasés magnétiquement indépendants, les noyaux de fer ne sont pas considérablement saturés, et donc, au cours des événements de puissance, les selfs auront un comportement saturés, raisonnablement linéaire. La sorte de noyau-avec le mode d'enroulement (connexion Y ou D) – ainsi que les conditions de mise à la terre influencent les séquences de manœuvres employées pour la commutation contrôlée.

En effet les selfs de puissance peuvent avoir le neutre à la terre. En ce qui concerne les selfs de puissance , une self monophasée additionnelle (réactance de terre)est souvent connectée entre le neutre et la terre.

L'objectif de la réactance de neutre est celui d'augmenter la réactance homopolaire globale de la ligne aérienne. De cette façon, le courant de défaut est maintenu faible en cas de pannes sur la ligne monophasée, qui sont éliminées par l' ouverture unipolaire des disjoncteurs de ligne. Il en résulte qu'il sera très probable que l'arc, à l'emplacement de la panne, se soit éteint et que l'opération de réenclenchement soit réussie. [39]

III.2.10 Opération de fermeture

La commutation d'une self engendre le courant d'appel. en principe, c'est le même qu'un courant d'appel d'un transformateur, mais avec des différences. Le noyau d'une self ne retient aucun flux restant, à cause des entrefers, ce qui rend le tout plus facile.

Toutefois, l'atténuation de la condition asymétrique- le "composant cc"- est lente, à cause des faibles pertes inhérentes à une self de puissance. Il est donc nécessaire de garder ce phénomène à l'esprit lorsque l'on conçoit le système de protection du relais pour les self de puissance HT.

Sans saturation, la première crête de courant avec un décalage en continu total sera 2.2-2.82 fois le courant nominal. La réelle crête de courant peut augmenter jusqu'à une valeur de 3et 5.5 fois, selon les détails de conception particuliers de la self de puissance. [45]

III.2.11 Opérations d'ouverture_ Coupure des surtensions et réamorçages

En plus de l'inductance d'enroulement, une self de puissance a toujours un peu de capacité parasite dans les enroulements, les bushings, et dans les conducteurs des connexions, Lorsqu'une self est désexcitée, la tension qui la traverse oscillera avec la fréquence naturelle établie par l'inductance et la capacité parasite. La fréquence d'oscillation typique est de quelques KHz.

Les transitoires de tension à pic élevé causés par les réamorçages seront distribués irrégulièrement à travers l'enroulement de la self ,avec une majeure contrainte sur les spires initiales. [45]

III.2.12 Contrôle des opérations d'ouverture

Les contrôleurs Switchsync™ pour les disjoncteurs de la self de puissance sont normalement utilisés pour les contrôle des opérations d'ouverture.

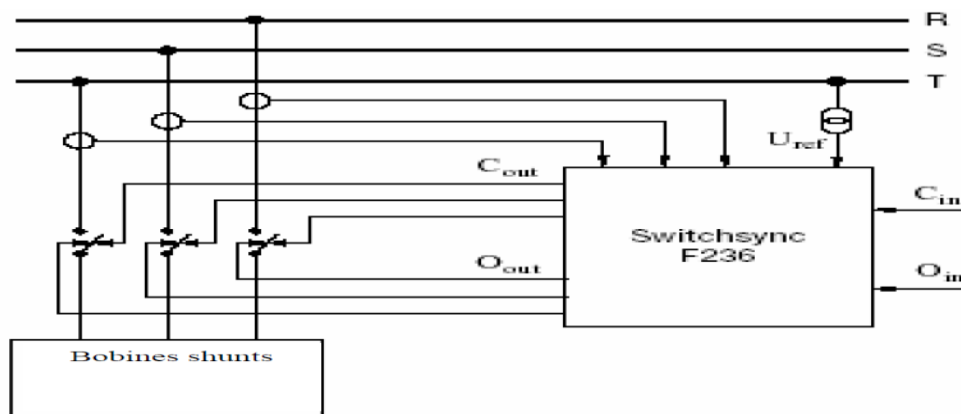


Fig.III.21:Switch système pour l'ouverture et la fermeture contrôlée

Légende:

- R,S,T les trois phases
- C_{in} : signal d'entrée de la commande de fermeture
- O_{in}: signal d'entrée de la commande d'ouverture
- U_{ref} : signal d'entre du voltage référence
- C_{out} : signal de sortie de la commande de fermeture

- Oout :signal de sortie de la commande d'ouverture

Une désexcitation incontrôlée causera, lors de cas particuliers, le réamorçage dans au moins un pôle du disjoncteur. En contrôlant la séparation du contact de façon à ne pas provoquer de durées d'arc brèves, le réamorçage sera éliminé. [27]

III.2.13 Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur:

Les self de puissances sont connectées en parallèle avec le reste du réseau de puissance. Les selfs de puissance peuvent être traitées en tant que dispositif à valeur d'impédance fixe. C'est pourquoi le courant de phase individuel est directement proportionnel à la tension entre phases appliquée. Pendant la condition d'anomalie à l'extérieur, lorsque la tension entre phases de panne est plus basse que la tension nominale, le courant de la phase de panne déduira effectivement sa valeur de la valeur nominale.

Selon le point de l'onde de tension ou l'anomalie a lieu, le courant réduit pourrait avoir un composant de courant continu superposé. Il en résulte qu'un courant déséquilibré de la self de puissance paraîtra au point neutre. Toutefois, ce courant de défaut de l'anomalie à l'emplacement et la résistance de l'anomalie à l'extérieur. [39]

III.2.14 Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur

Lors d'une anomalie à l'intérieur, les valeurs des courants de phase individuels et des courants du point neutre dépendront surtout de l'emplacement de l'anomalie intérieure. On assume que, à cause des détails de construction, les anomalies entre phases à l'intérieur de la self de puissance paraissent peu probables. L'on peut analyser seulement deux cas extrêmes des scénarios d'anomalies intérieures de phase à la terre:

dans le premier cas, l'anomalie de l'enroulement de la phase A à la terre se trouve près du point neutre.

Dans le deuxième cas, l'anomalie de la phase A à la terre peut être localisée juste entre les transformateur de courant HT et l'enroulement de la self de puissance (c'est-à-dire une panne du bushing de la self de puissance). [45]

III.2.15 Avantage et Inconvénients

Avantage:

- ✓ Elle permet d'éteindre l'arc du défaut.
- ✓ La continuité du service même si le défaut est permanent.

-
- ✓ Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase terre est grande.
 - ✓ A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées, grâce à la compensation.
 - ✓ Le signalement de premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine du point neutre . [27]

- Inconvénients:

Les courants de défauts sont très réduits, mais les défauts ne sont pas éliminés, ceux-ci risquent de provoquer des accidents.

- ✓ Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens.
- ✓ Résonance accidentelle de la bobine Petersen qui provoque des surtensions.
- ✓ Avantage de la bobine Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants. [27]

III.3 Protection de ligne de transport

III.3.1 Caractéristiques des défauts

Les défauts sont caractérisés par leur formes, leur durée et l'intensité du courant. On utilise Souvent, comme l'Électrotechnique des réseaux, le terme de défaut pour les désigner.

III.3.1.1 Les types des défauts

- ✓ Les défaut triphasés PPP: entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la Terre
- ✓ Les défauts biphasés PP: entre deux phases du réseau .
- ✓ Les défauts biphasés à la terre PPT: entre deux phases du réseau et la terre.
- ✓ Les défauts monophasés PT : entre une phase du réseau et la terre

Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la Connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des Réseau électrique; car

l'élément de base chargé de cette fonction protection est le Disjoncteur; pour qu'un

disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de Coupure doit être supérieur au

Les trois derniers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de Court-circuits élevés. [40] [46]

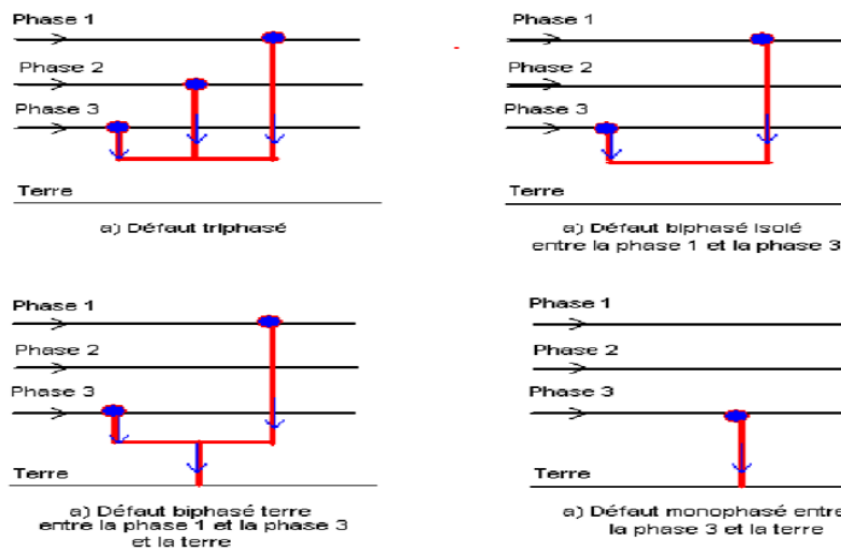


Fig. III.22: Différents types de défauts

III .3.1.2 Durée des courts- circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; si ce manque d'isolement est durable, le court circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif. [55]

III .3.1.3 Intensité du courant de court-circuit

est une caractéristique importante, Elle détermine la sévérité de la contrainte appliqué au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutre. [47]

III.3.2 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection

Le système de protection électrique est un grand système compliqué, donc on ne peut pas conçu un seul appareil pour protéger tout le système. [48]

III. 3.2.1 Zone de protection

on divise le réseau électrique en zones délimitées par le disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zone se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection.

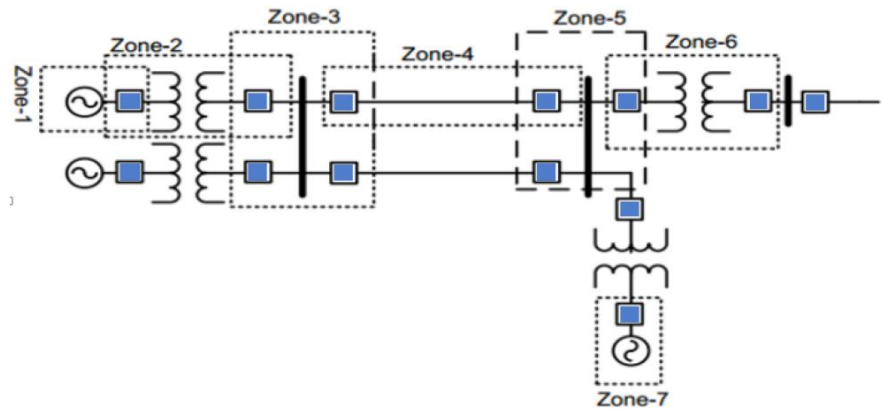


Fig.III.23:les zone de protection

- Pour les relais de la zone1: Responsables de défaut qui est situé à l' intérieur du Générateur.
- Pour les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le Transformateur.
- Pour les relais de zone 3:Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux De bars (Bus bars).
- Pour les relais de zone 4: Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes De transport d'énergie (Transmission Lignes). [49]

III .3.2.2 La Position du système de protection

Se trouve dans tous le système électrique (réseau électrique),car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les selles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et TT se placent soit dans la cour (postes extérieures),ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation),ou inclus dans les postes isolés par le gaz (poste blindé).

(Fig. III.33) montre la varie forme d' un ensemble d'éléments de protection des postes isolés par gaz SF₆. [48]

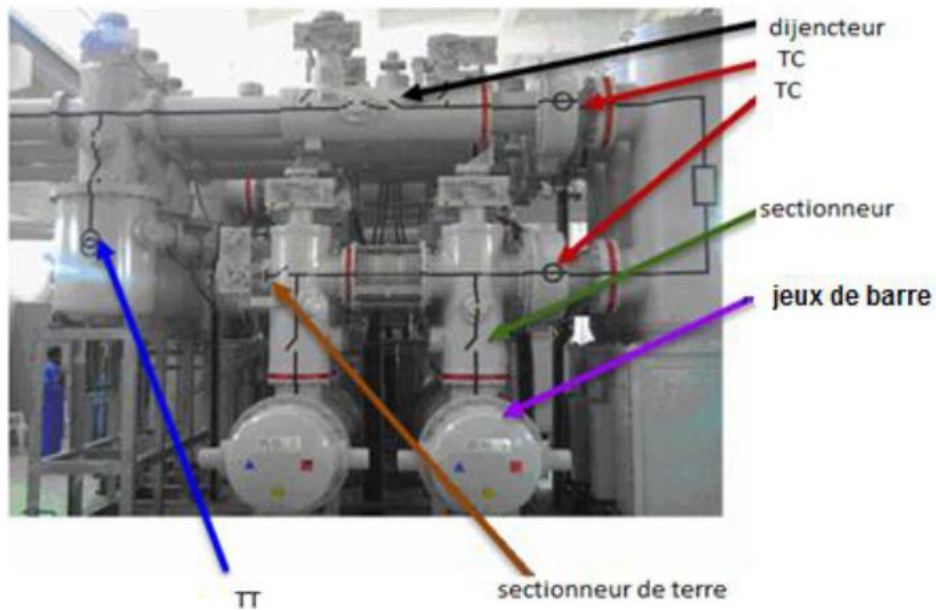


Fig.III.24:les éléments de protection des postes blindés

III .3.2.3Le signal de défauts (Relaying Signal)

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais(Relaying Signal).

Par exemple:

-**La fréquence** (peut augmenter ou diminuer)

-**La direction** du courant électrique (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs)

-**La valeur** d'impédance Z (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut Aider à détecter la position de ce dernier)

La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément(la grande Variation entre eux est à cause d'un défaut)

Une changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeur de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et en doit ensuite isoler le défaut du réseau. [50]

III .3.3 Protection des lignes de transport

III. 3.3.1 Le type de protection

-Protection de distance .

- protection différentielle.
- protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc...[48]

III.3.3.2 La technologie des protections

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique. [48]

III .3.3.3 Protection de distance des lignes

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en Fonction de sa construction; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur Ou de sa distance . Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'ohm.

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous:

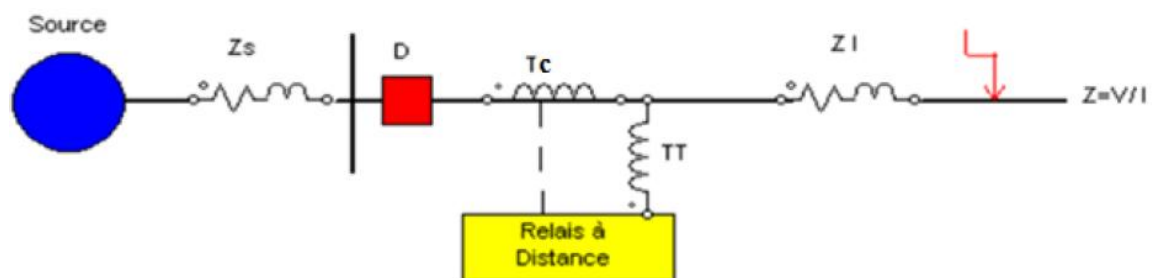


Fig.III.25:Principe de base du fonctionnement

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'ohm:

$$U = Z \times I \quad (III.1)$$

$$\text{Sachant que } Z_L = R_L + X_L \quad (III.2)$$

Au cas de défaut; le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne Z_L varie; On remarque que l'impédance de la ligne Z_L est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d, l'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La ligne à protéger doit être partagée par trois zones aval et zone amont (Fig III.35). [48]

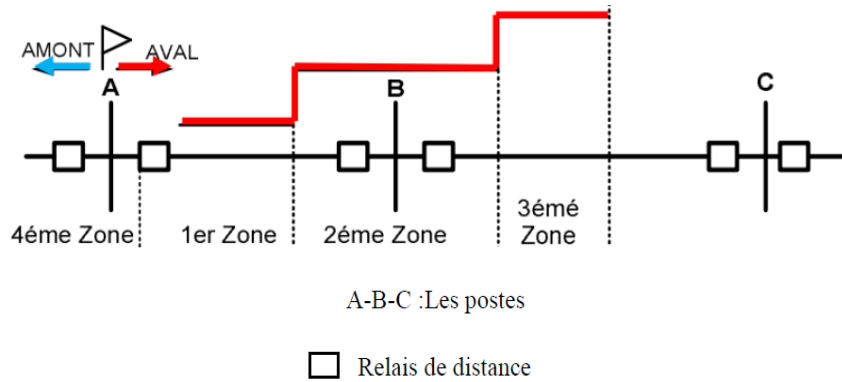


Fig.III.26:Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.

- **Réglage des zone de mesure:**
- **Première zone de mesure**

Il est adopté un réglage à 80 % de la longueur de la ligne avec un déclenchement instantané en temps de base quand localement on dispose d'une protection statique alors que le poste est équipé de protection électromécanique ou statique.

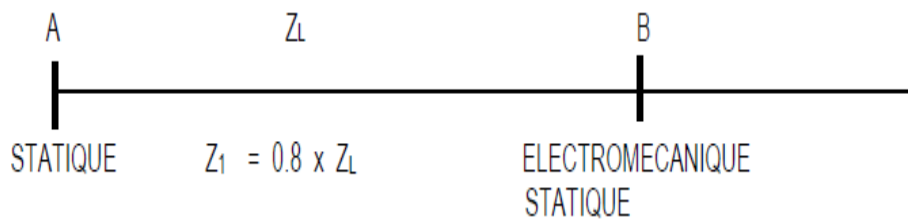


Fig.III.27:Les zones de réglage de protection

$$Z_1 = 0.8 Z_L \tag{III.3}$$

Particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THT/HT

Ou HT/MT, le première zone est réglée de façon à couvrir tout la ligne jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur. [49]

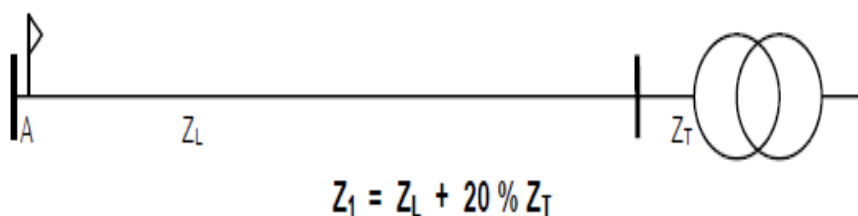


Fig.III.28:Les zone de réglage de protection

- **deuxièmes zone de mesure**

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120 % de la longueur de la ligne courte. Le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

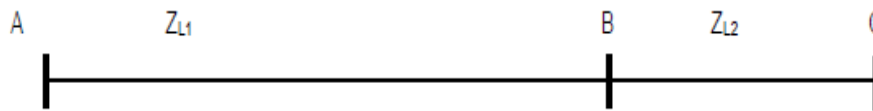


Fig.III.29: Les de réglage de protection

$$Z_2 = Z_{L1} + 20 \% Z_{L2} \quad (\text{III.4})$$

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:

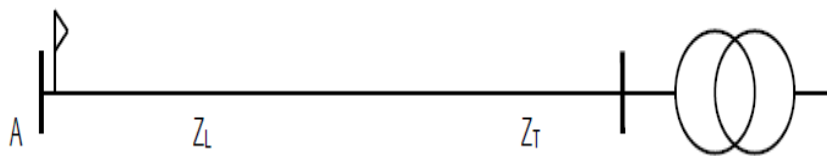


Fig.III.30: Les zones de réglage de protection

$$Z_2 = Z_L + 50 \% Z_L \quad (\text{III.5})$$

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au-delà du pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des Alimentations en antenne. L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

-Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte:

$$T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

-Lorsque le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

$$T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

- **Troisième zone de mesure**

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger toute la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur

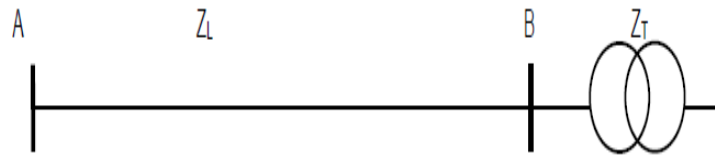


Fig.III.31:Les zones de réglage de protection

$$Z3 = Z_L + 80 \% Z_T \tag{III.6}$$

Les actions des déclenchement en troisième et quatrième zones se font en:

$$T_3=1.2 \text{ Sec} ; 2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \text{ Sec} \tag{III.7}$$

En évitant un réglage identique des T_4 sur les différentes travées d'un même poste.

- **Zone de protection non directionnelle**

Dans quelque appareil de protection numérique la zone non directionnelle est ajoutée comme Quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 10-15 % de la Zone 1, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle. Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les Pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance Des disjoncteur. Les actions des déclenchements en quatrième zone se font en:

$$2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \tag{III.8}$$

- **La protection directionnelle**

Une protection directionnelle est un type de électriques servant du courant ou de l'écoulement de la puissance, actives ou réactive, pour déterminer si la zone protégée subit un défaut . Lors l'une de ces trois valeurs dépassent un seuil et que le sens est anormal, la protection déclenche . Elle est utilisée pour protéger des lignes, des alternateurs, des transformateurs.

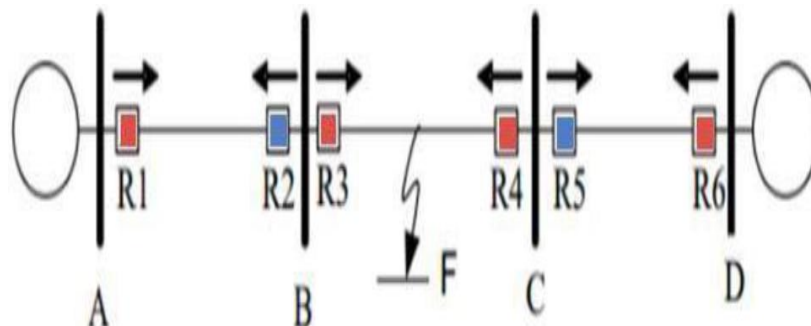


Fig.III.32:La protection directionnelle

Si on a un défaut au point F,R2 et R5 ne détecte pas le défaut , par contre R3,R1,R4,R6 le détecte et ils devinent responsables à le couper suivant les règles de la coordination entre eux (sélectivité). [50]

III. 3.3.4 Protection de secours des ligne

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections Principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Le temps d'action de cette protection est choisi comme tenu des temporisations de protection à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

Cette temporisation est généralement choisie entre le troisième et quatrième stade des protections de distance. [51]

$$I_{SURCH} < T_R < I_{CC \min} \quad T_3 < T_R < T_4 \quad (III.10)$$

III.3.3.5 Protection de défaillance disjoncteur

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut. Les réglages sont:

$$T = 0.3 \text{ Sec} \quad I_R = 1.5 \times I_N \quad (III.11)$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur . Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement. [51]

III.3.4 Dispositif de reencenchement automatique

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défaut sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs. a cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation , il est associé aux protections principales un dispositif de déclenchement automatique du disjoncteur qui assure [51]:

En monophasé

- Un réenclenchement pour les défauts (DR).
- Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est Permanent(DRD).

- **En triphasé**

Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé. En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quelque soit le type de défaut. Réglage du réenclencheur:

- **Ligne en antenne**

- Mode de réenclenchement : Triphasé.
- Temps de réenclenchement : 3 Sec.
- Temps de discrimination: 0.8 Sec.

- **Ligne du réseau maillé:**

- Mode de réenclenchement Monophasé.
- Temps de réenclenchement: 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT Electromécanique ou il faut adopter 1,5 Sec).
- Temps de discrimination : 0,8 Sec.
- La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.
- La fonction réenclencheur: fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

III.3.5 Conditions imposées aux systèmes de protection:

Une protection doit être [52]:

- Sélective: pour assurer la discrimination de l'élément en défaut.
- Sure : elle doit fonctionner dans tous les cas requis.
- Autonome: alimentation sure car elle doit fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorable.
- Rapide : elle doit fonctionner dans un temps aussi court que possible.
- Indépendante de configuration du réseau.
- Insensible aux variations de la topologie du réseau .
- Sensible : elle doit fonctionner quel soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.
- Insensible aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche

hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service.

III.4 Conclusion

Dans primer partie Ils compensent la puissance réactive capacitive des câbles de transmission, en particulier dans les réseaux peu ou pas chargés. Ils réduisent les surtensions de la fréquence du système en cas de chute soudaine de la charge ou d'absence de charge. Ils améliorent la stabilité et l'efficacité du transport d'énergie fait pour chaque exigence nos réacteurs shunt remplis d'huile sont fabriqués en deux versions: avec un noyau de fer divisé par des intervalles d'air Sans noyau de fer, avec un circuit de retour magnétique. Les réacteurs shunt offrent des solutions individuelles: ils répondent à toutes les exigences spécifiées en matière de tension, de calibre, de type d'exploitation, de niveaux de bruit et de pertes faibles, de mode de connexion et de type de refroidissement, ainsi que de transport et d'installation. [53]

Dans deuxième partie nous avons exposé les défauts et la philosophie de réglage des protections, qui précise les paramètres de réglage et les fonction à adopter pour définir les différentes priorités entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Chapitre IV

simulation d'un réseau électrique 220 KV avec et sans travée self

IV.1 Introduction

L'effet Ferranti Il se compose d'une surélévation de montée ou de la tension à vide dans l'extrême ligne électrique lorsque l'autre extrémité est amenée à une tension appliquée.

L'effet est nommé d'après l'ingénieur. Sebastian Ziani de Ferranti, que dans le début des années 1900, il a remarqué que les nœuds du réseau de Londres, principalement composées de tuyaux dans le câble, a subi dans la nuit (lorsque les lignes étaient à faible charge ou sans charge) une augmentation de la tension.[54]

Dans ce chapitre nous allons détailler cette phénomène et nous la simulons avec et sans travée self mobile.

IV.2 Effet Ferranti

IV.2.1 Effet Ferranti dans le système d'alimentation en EE

En pratique générale, nous savons que pour tout Le courant des systèmes électriques circule de la région de potentiel le plus élevé vers la région de potentiel le plus bas, afin de compenser la différence de potentiel électrique existant dans le système. Dans tous les cas pratiques, la tension de l'extrémité émettrice est supérieure à celle de l'extrémité réceptrice en raison des pertes de ligne. Le courant circule donc de la source ou de l'extrémité source vers la charge.

Ferranti, en 1890, proposa une théorie étonnante sur les lignes de transport à moyenne et longue distance, suggérant qu'en cas de charge légère ou de fonctionnement à vide du système de transport, la tension à la réception augmentait souvent au-delà de la tension à l'émission, conduisant à un phénomène appelé Effet Ferranti dans le système d'alimentation en énergie électrique. [55]

IV.2.2 L'effet Ferranti se produit dans une ligne de transmission

Une longue ligne de transmission peut être considérée comme composé une capacité et une inductance considérablement élevées réparties sur toute la longueur de la ligne. L'effet ferranti se produit lorsque le courant consommé par la capacité distribuée de la ligne elle-même est supérieur au courant associé à la charge à l'extrémité de réception de la ligne (pendant la charge ou à vide). Ce courant de charge de condensateur entraîne une chute de tension dans l'inductance de ligne du système de transmission, qui est en phase avec les tensions de l'extrémité émettrice. Cette chute de tension continue d'augmenter de façon additive à mesure que nous nous

approchons de la ligne de charge et, par la suite, la tension à la réception a tendance à être supérieure à la tension appliquée, ce qui entraîne le phénomène Effet Ferranti dans le système d'alimentation. Nous illustrons cela à l'aide d'un diagramme de phasor ci-dessous.

Ainsi, l'effet capacitif et inducteur de Les lignes de transmission sont également responsables de la survenance de ce phénomène particulier. Par conséquent, l'effet de Ferranti est négligeable dans le cas de lignes de transmission courtes, l'inductance de cette ligne étant pratiquement considérée comme proche de zéro. En général, pour une ligne de 300 km fonctionnant à une fréquence de 50 Hz, il a été constaté que la tension de l'extrémité de réception à vide était supérieure de 5% à la tension de l'extrémité émettrice. [55]

IV.2.3 Calcul de l' Effet Ferranti sur la ligne de transmission

Pensons à l'effet Ferranti dans une ligne de transmission étendue où OE représente la tension de fin de collecte, OH signifie le flux de courant dans le condensateur à la fin de collecte. Le phasor FE signifie une diminution de la tension aux bornes de la résistance R. FG signifie une diminution de la tension aux bornes de l'inductance (X). Le phasor OG indique la tension de l'extrémité émettrice dans un état à vide. Le modèle Pi nominal de la ligne de transmission dans un circuit à vide est présenté ci-dessous. [56]

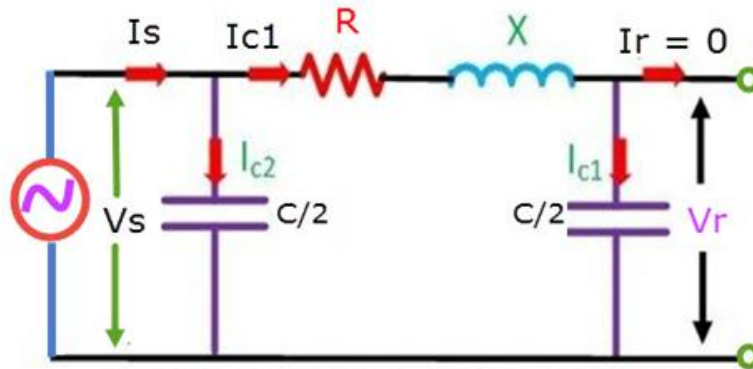


Fig .IV.1:Modèle Pi de la ligne sans charge

Dans la représentation graphique de phasor suivante, OE est supérieur à OG ($OE > OG$). En d'autres termes, la tension à l'extrémité de réception est supérieure à la tension à l'extrémité de transmission lorsque la ligne de transmission est à vide. Le diagramme de phasor à effet Ferranti est présenté ci-dessous.

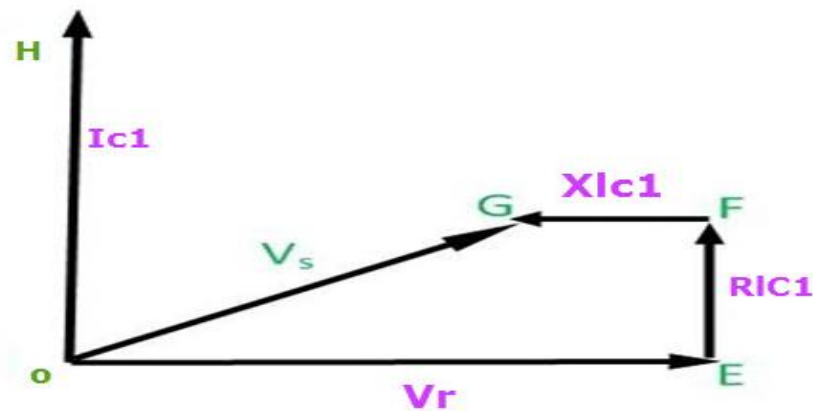


Fig.IV.2:Diagramme de phaseur à effet ferranti

Pour une petite réplique Pi (π):

$$V_s = (1 + ZY/2)V_r + ZI_r \quad (IV. 1)$$

Où, $I_s = 0$ sans condition de charge

$$V_s = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r + Z(0) = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r \quad (IV.2)$$

$$V_s - V_r = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r - V_r \quad (IV.3)$$

$$V_s - V_r = V_r \left[1 + \frac{ZY}{2} - 1\right] \quad (IV.4)$$

$$V_s - V_r = (ZY/2)V_r Z = (r + j\omega l)S\epsilon Y = (j\omega l)S \quad (IV.5)$$

Si la résistance de la ligne de transmission passé inaperçue

$$V_s - V_r = (ZY/2)V_r \quad (IV.6)$$

Remplace $Z = (r + j\omega l)S\epsilon Y = (j\omega c)S$ dans le V_s ci-dessus

$$V_s - V_r = 1/2 (j\omega l S)(j\omega c S)V_r V_s - V_r = -1/2 (\omega^2 S^2)lcV_r \quad (IV.7)$$

Pour les lignes aériennes, $1 / \sqrt{LC} = 3 \times 10^8$ m / s (vitesse de transmission des ondes électromagnétiques sur les lignes de radiodiffusion).

L'équation ci-dessus montre que $(V_s - V_r)$ est négatif, ce qui signifie que V_r est supérieur à V_s . Ce ci est également illustré par le fait que cet effet sera également déterminé par la période électrique des lignes de transmission et la fréquence.

A et B :les parametre de ligne.

$$V_s = AV_r + BL_r \quad (IV.8)$$

Sur l'état non chargé,

$$I_r = 0; V_r = V_{rnl} \tag{IV.9}$$

$$V_s = AV_{rnl} \tag{IV.10}$$

$$|V_{rnl}| = |V_s|/|A| \tag{IV.11}$$

Pour une ligne de transmission étendue, A est <1 et diminue avec l'augmentation de l'extension de la ligne de transmission. Ainsi, la tension à vide est supérieure à la tension à la charge ($V_{rnl} > V_s$). Lorsque la longueur de la ligne augmente dans la tension sur l'extrémité collectrice, alors, à vide, agit comme l'élément principal.

IV.3 Simulation d'un réseau électrique 220kv avec et sans travée self

Nous utilisons le programme Matlab simulink & simPower system pour étudier le comportement d'une ligne de transmission électrique (ligne entre poste AMERIA et poste HMO) de 301 km comme longueur, 220kv tension composée (phase-phase), 127.02KV tension simple (phase-Neutre), une charge de 100 MW de puissance active, Après une période de temps en introduisant une self de 20Mvar pour avoir de nouveau de comportement de la ligne.

IV.4 Les paramètres:

$f = 50 \text{ Hz}$.

$\omega = 2 * \pi * f = 2 * \pi * 50 = 314 \text{ (rad/s)}$.

$R = 6e-2 * L$. Résistance de la ligne électrique en (Ω).

$l = 0.60e-3 * L$. Inductance de la ligne électrique en (H).

$C = 0.149e-6 * L$. Capacité de la ligne électrique en (F).

$L = 301$ Longueur de la ligne électrique en (km)

IV.5 Diagramme de simulation

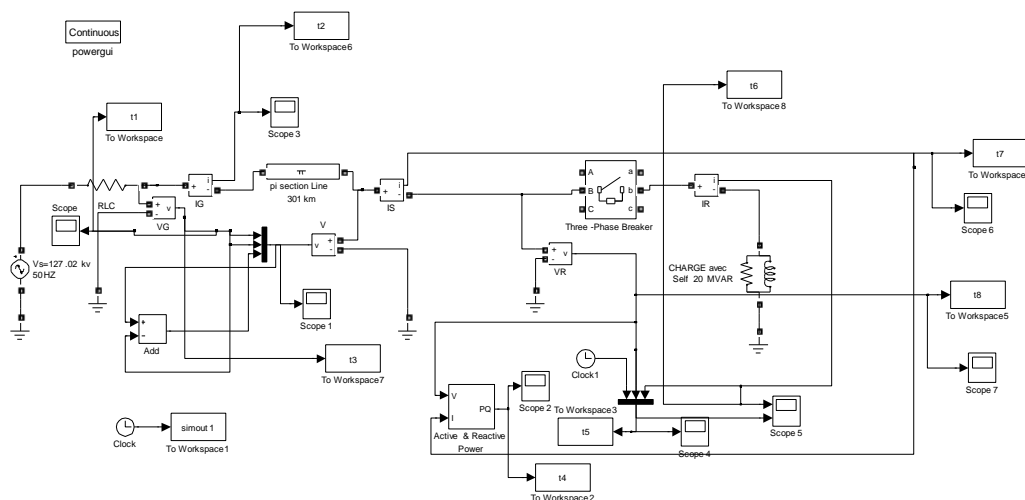


Fig.IV.3: block de simulation

IV.6 Résultats

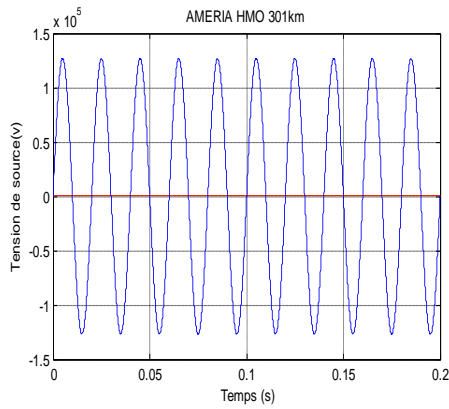


Fig.IV.4:tension de la source

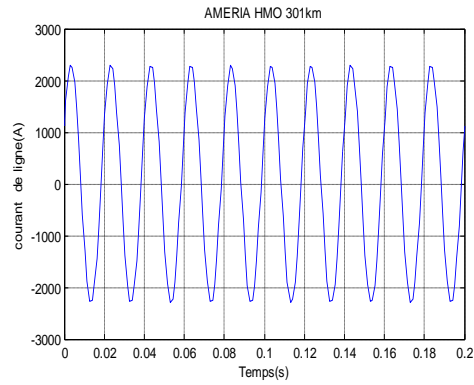


Fig.IV.5:Courant de la ligne

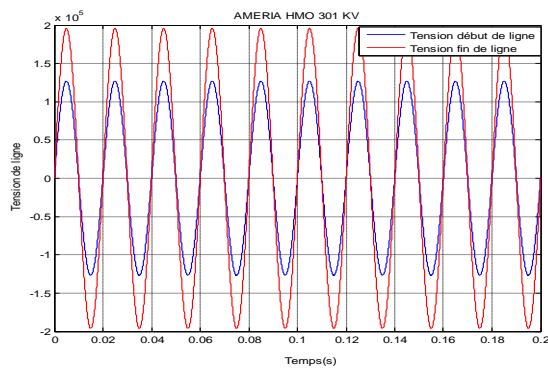


Fig.IV.6:Tension début et fin de la ligne

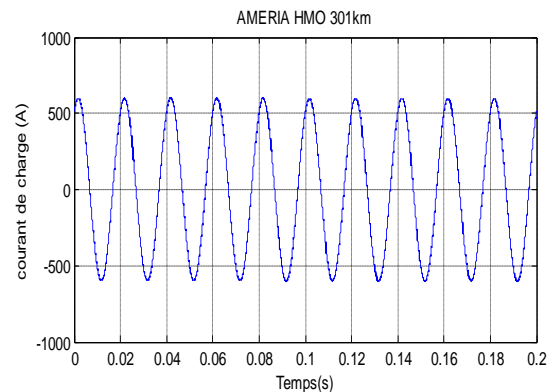


Fig.IV.7:Courant de la charge

D'interprétation:01

A travers la courbe ,nous remarquons la tension à la fin de la ligne est le double de la tension au Début de la ligne ce qui explique le phénomène de ferranti.

Effet fereenti dans cette réseau

La valeur de réglage de tension dans ce cas:

$$VR = -\frac{|Vs - Vr|}{|Vr|} * 100 = -\frac{|220 - 339.95|}{|339.95|} * 100 = -35.28\%$$

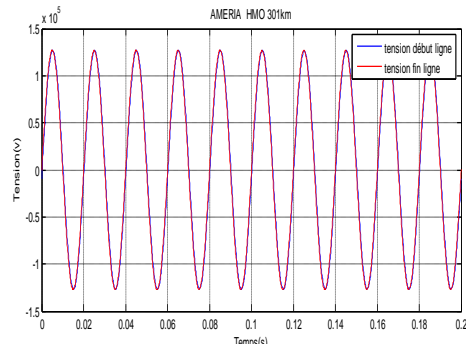
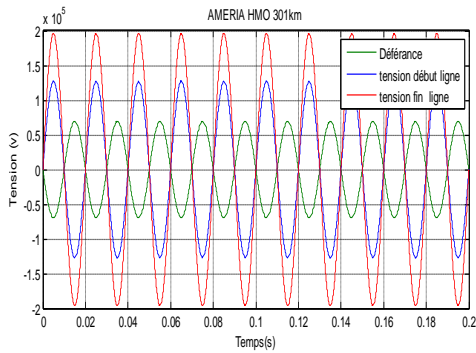


Fig.IV.8:Tension début et fin de ligne avec déferance **Fig.IV.9:** Tension début et fin de ligne avec travée self

D'interprétation:02

Dans ce cas, lors de l'installation de travées self ,nous remarque que la tension en bout de ligne Est presque identique à la tension en début de ligne et que dans ce cas, nous pouvons être Séparés du phénomène ferranti, la tension sera alors réglé dans le réseau de transport.

La valeur de réglage de tension dans cette cas:

$$VR = - \frac{|Vs - Vr|}{|Vr|} * 100 = - \frac{|220 - 217.1|}{|217.1|} * 100 = -1.33\%$$

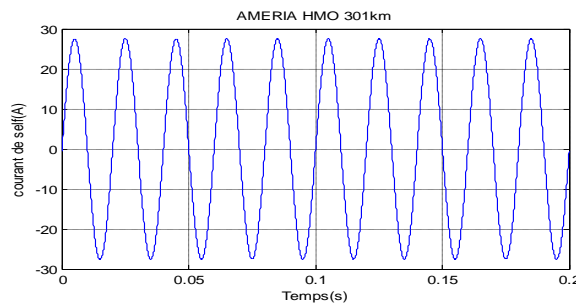


Fig.IV.10:Courant de travée self

IV.7 Discussion des résultats

Après étude pratique de phénomène effet ferranti s'ensuivre les résultats supérieur, Grâce à cette note résultats que ce réseau est très chargé, alors est l'incarnation du phénomène de ferananti a été éliminé par la technologie de l'inductance shunt(travée self).Elle réglée niveau de tension,d'effectuer une compensation pour maintenir la tension en bout de ligne à une valeur proche de la tensionnominale.

Nous remorqué plus la ligne est longue, plus la régulation de tension en bout de cette ligne est mauvaise.

IV.10 Conclusion

L'effet de Fareenti provoque parfois des dommages sur les équipements du réseau et des équipements, il est dangereux par les lignes de transmission, en particulier la nuit n'est pas loin de l'effort de service.

Les facteurs les plus importants qui influent sur l'augmentation de la tension sont la longueur de la ligne et le degré de coefficients de compensation qui affectent directement les phénomènes transitoires liés à l'ouverture ou à la compensation de la rupture de tension.

Conclusion Générale

L'énergie électrique se transporte mal ce qui entraîne un réseau électrique à la fois dense et maillé Il faut assurer la gestion dynamique de l'ensemble production , transport , consommation afin d'en maîtriser la stabilité de tension. Une augmentation de tension peut potentiellement avoir des conséquences importantes sur l'ensemble du réseau entre poste AMERIA et poste HMO. ce travail a été développé les aspects du réglage de tension dans un réseau de transport d'énergie électrique où on a proposer l'utilisation de la travée self mobile 220Kv pour éliminer l'effet capacitif des lignes électrique (effet ferranti) dans le réseau.

L'étude présentée dans ce mémoire s'inscrit dans ce concept et porte sur le réglage de tension dans un réseau électrique par travée self mobile 220KV. Afin d'atteindre cet objectif, nous somme passé par plusieurs étapes détaillées dans les cinq chapitres :

Le calcul des lignes électriques en fonctionnement normal est conduit par différents procédés selon les valeurs relatives des constantes linéiques. Dans le cas de lignes courtes il est légitime d'introduire certaines hypothèses simplificatrices, notamment au sujet de l'influence de la capacité.

Nous avons appliqué essais de simulations avec MATLAB sur le réseau entre poste EMARIA et poste HMO est 301 Km (l'utilisation du MATLAB donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue) avec et sans travée self et commentant les résultats obtenus.

En dernier on a étudié la simulation de l'ensemble réseau travée self 220KV, D'après les résultats de simulation nous remarquons que le réactance shunt côté fin de ligne long sont sinusoïdaux aligné sur le tendon au début de la ligne, ce qui modifie l'augmentation de la tension en bout de ligne, augmentant ainsi l'efficacité et sabilité de tension et la continuité du flux puissance. qui peut croitre par l'effet capacitif de la ligne de transmission qui est très longue (effet Ferranti)

Sommaire

Sommaire	i
Liste des figures	v
Liste des tableaux	vi
Liste des acronymes et symboles	xii
Introduction générale	i

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction	2
I.2. Définition de réseau électrique	2
I.3. Structure du réseau électrique	2
I.3.1 .Central de production	3
I.3.2. Réseaux de transport	3
I.3.3. Réseaux de répartition	4
I.3.4. Réseaux de distribution	4
I.4. Topologies des réseaux électrique	4
I.4.1Réseau radial	5
I.4.2. Réseau bouclé	5
I.4.3. Réseau maillé	5
I.4.4 .Réseau arborescent	5
I.5 .Niveau de tension	6
I.6 .Les lignes de transports	7
I.7. Modélisation des éléments du réseau électrique	7
I.7.1 .Modélisation des générateurs	7
I.7.2. Modélisation de ligne longue	8
I.7.3. Modélisation des transformateurs	10
I.7.4. Modélisation des charges	12
I.8 .La matrice d'admittance	12
I.9 .Conclusion	14

Chapitre II : La Qualité de réseau électrique

II.1. Introduction	15
II.2. La qualité de la tension	15
II .2.1. La continuité de fourniture	16
II .2.2. La forme d'onde de tension	16

II .3.Dégradation de la qualité de la tension	16
II.4.Les perturbations des réseaux électriques	17
II .4.1.Les variations de fréquence.....	17
II.4.2.Composante lente des variations de tension.....	18
II.4.3.Déséquilibre du système triphasé de tension.....	18
II .4.4.Harmoniques et inter-harmoniques.....	19
II .4.4.1.Origines des harmoniques	19
II .4.4.1.1.Emission en tension	19
II.4.4.1.2. Emission en courant	19
II .4.4.2.Conséquences des harmoniques.....	20
II.4 .5.Tension et/ou courant transitoire	20
II.4.6 .Chutes de tension.....	21
II.4.7.Bosses de tension.....	22
II.4.8 .Fluctuations de tension.....	22
II.4.9. Creux de Tension.....	23
II.10.Coupures brèves	23
II.4 .11.Surtensions	24
II.5.Différents types de la stabilité de système de puissance.....	25
II.5.1.Stabilité de l'angle de rotor.....	26
II.5.2.Stabilité de fréquence	27
II.5.3.Stabilité de tension	27
II.5.3.1.Causes de l'instabilité de la tension	28
II.5.3.2.Importance et incidents.....	28
II.5.3.3.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension	30
II.6.Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques	31
II.6.1.Le réglage primaire de tension (RPT).....	31
II.6.2.Le réglage secondaire de tension (RST)	31
II.6.3.Le réglage tertiaire de tension (RTT)	32
II.7.Moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension.....	32
II.7.1.Les condensateurs.....	33
II.7.2 .Les inductances	33
II.7.3. Compensateurs synchrones.....	33
II.7.4 .Compensateurs statiques.....	33
II.7.5.Groupes de production (générateurs)	34

II.8.Le réglage de la tension et la production de puissance réactive	34
II.9.Conclusion.....	36

Chapitre III: Constitution et fonctionnement de la travée self et Protection de ligne de transport

III 1.Introduction	37
III .2.Constitution, Fonctionnement d'un travée self mobile.....	37
III.2.1Fonction et caractéristiques.....	37
III.2.2.Composition structurelle	37
III .2.3.Caractéristiques de l'appareillage interne BT.....	37
III .2.4.Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Plan de dessin	37
III.2.4.1.Module Tête de Ligne blindé sur remorque.....	38
III.2.5.La maintenance des bobines d'inductance shunt triphasées	38
III .2.5.1. La maintenance préventive	39
III .2.5.1.1.Les fréquences des entretiens	39
III .2.5.2.La maintenance systématique.....	40
III .2.5.2.1.Les Inspections routinières	40
III.2.5.2.2.Les opérations effectuées durant l'inspection sont .	41
III.2.5.2.3.L'exploitation des résultats:	41
III .2.6.L'entretien simple	41
III .2.7.Protection de travée self.....	42
III.2.8.Répartition des travées self au niveau algérien	42
III .2.9. Manœuvres Possibles et conditions transitoires	44
III.2.9.1. Energisation ligne avec self.....	46
III.2.9.2.Energisation self sur ligne en service	47
III.2.9.3.Déclenchement ligne et self ligne à vide.....	48
III .2.9.4.Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne	49
III .2.10. Opération de fermeture	49
III .2.11.Opérations d'ouverture_ Coupure des surtensions et réamorçages.....	50
III .2.12.Contrôle des opérations d'ouverture	50
III .2.13.Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur.....	51
III.2.14.Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur	51

III .2.15.Avantage et Inconvénients	51
III .3.Protection de ligne de transport	52
III.3 .1.Caractéristiques des défauts.....	52
III.3.1.1.Les types des défauts.....	52
III .3.1.2.Durée des courts- circuits	52
III .3.1.3.Intensité du courant de court-circuit.....	53
III .3.2.Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection	54
III.3.2.1.Zone de protection.....	54
III .3.2.2.La Position du système de protection.....	54
III .3.2.3. Le signal de défauts (Relaying Signal).....	55
III .3.3.Protection des lignes de transport.....	55
III .3.3.1.Le type de protection	59
III .3.3.2.La technologie des protections	59
III .3.3.3.Protection de distance des lignes.....	59
III .3.5.Conditions imposées aux systèmes de protection:.....	60
III .4.Conclusion.....	61

Chapitre IV : simulation d'un réseau électrique 220 KV avec et sans travée self

IV .1.Introduction	62
IV.2.Effet Ferranti	62
IV .2.1..Effet Ferranti dans le système d'alimentation en EE	62
IV.2.2.L'effet Ferranti se produit dans une ligne de transmission.....	62
IV.2.3.Calcul de l' Effet Ferranti sur la ligne de transmission	63
IV.3.Simulation d'un réseau électrique220kv avec et sans travée self	65
IV.4.Les paramètres.....	65
IV.5.Diagramme de simulation	65
IV.6.Résultats.....	66
IV.7.Discussion des résultats	67
IV.8.Conclusion.....	68
Conclusion Générale	69
Annexe.....	70
Bibliographique.....	71

Bibliographie

- [1] G .Rami, « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions de centralisées d'énergies connectées au réseau distribution», Energie électrique. Institut National polytechnique de Grenoble-INPG,2006 Français
- [2] Site Internet: [www. cre .fr /réseaux/réseaux-publics](http://www.cre.fr/réseaux/réseaux-publics), « Description générale des réseaux d'électricité Montefiore », université lièges 2010.
- [3] B. Berseneff, « Réglage de tension dans les réseaux électriques distribution du futur »thèse de doctorat, Université de Grenoble , Décembre 2010.
- [4] T. Wlidi, G. Sybille, « production de l'énergie électrique»,Electrotechnique,4^{ème} édition 2005.
- [5] S. Loubna , D. chaima , « Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension des 90 Kv» ,thèse master, université Bajdi Mokter-Annaba, juin 2017.
- [6] N.BAKHTA, «la production décentralisée » cours, université d'Oran-Mohamed Boudiaf,2017/2016.
- [7] O. M Bachir, D.M Hadi, « Application de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS » thèse master, université de Dr ,Tahar Moulay de Saida,03/07/2017.
- [8] A. Amer, D. Kenza , « Etude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques ».thèse Master , université de Béjaia , 2016/2017 .
- [9] V. courtecusse ,« Supervision d'une centrale multi sources à base d'éolienne et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », thèse de doctorat, université de Lille, 2008.
- [10] L. Sofiane « importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution a la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension» thèse magister, université des sciences et de la technologie MOUHAMD DOUDIAF, juin2010.
- [11] L. Djamel , « production décentralisée et couplage au réseau» thèse de doctorat D'ETAT, université de MENTOURI CONSTANTINE , 2008.
- [12] B. Med ,Abdalilah, L. Ali «compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par

système FACTS» mémoire de magister, université de Ouargla, 13/05/2016.

[13] N. Aouzellage , « Contribution à l'Amélioration de Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée l'Intégration des Générateurs Éoliennes » thèse de doctorat, université de Béjaia, 2011.

[14] M.MOUZAIA, S.IDIIR , « Etude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution » thèse de master, université A-MIRA-Bejaia. 2012/2013.

[15] L. Sofiane « importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution à la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension», mémoire de magister, université d'Oran, juin 2010.

[16] N. Djamel « contribution à l'étude des stratégies de commande des filtres actifs triphasés», mémoire de magister, université de Souk-Ahras.

[17] A. Amina ; N.Eithmane « dimensionnement de batterie de compensation de l'énergie reactive pour la station de pompage des hydrocarbures de beni mensour»,mémoire de magister,université de bejaia,2015.

[18] S.Hammou «compensation de l'énergie reactive d'une installation industrielle MT/BT(HTA/BTB) », mémoire de magister,université de m'sila,2016.

[19] B. Samira « amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC», mémoire de magister, université de chlef, 09/06/2009.

[20] T. Abdel wahab , C. Ibrahim « commande par logique floue d'un filtre actif parallèle avec correction du facteur de puissance», mémoire de magister», université de M'sila.

[21] H. Mohamed Amine , T. Abderrahmane « contrôle de tension dans un réseau de grand taille par dispositifs FACTS», mémoire de magister, université de Saïda, 26/06/2014

[22] O. Amar « simulation d'un filtre actif parallèle de puissance pour la compensation des harmoniques de courant», thèse doctorat, université d'Annaba, 2007..

[23] A. Mourad « commande et diagnostique d'un filtre actif parallèle», mémoire de magister, université de M'sila.

[24] A. Zoubir , Y. HILLAL« influence des harmonique et des des équilibres sur la

compensation de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution», mémoire de magistère

[25] M. Sidi Salah , « étude comparative entre les moyens de compensation de l'énergie réactive », mémoire de magister, université de Annaba, 2017.

[26] K. Fouad, «étude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT», mémoire de magister, université de Constantine

[27] K. Naas, «étude et réduction des surtensions lors des manœuvres des bobines dans les réseaux électrique», mémoire de magister, université d'Oran.

[28] G. Imane «analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d'une éolienne», mémoire de magister, université de Biskra, 02/06/2013.

[29] B. Rabah , « optimisation multi objectif de la systèmes de FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électrique», mémoire de magister, université de Laghouat, 04/09/2007.

[30] Z. Fares , « amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique par l'utilisation des systèmes FACTS », mémoire de magister, université de Sétif, 15/12/2010.

[31] C. Moussa , D. Mebarek «étude de la stabilité transitoire du réseau est algérien avec l'extension du post berrahal 400kv», mémoire de magister, université de Annaba, 06/2017

[32] B. Ndia «étude de la stabilité de tension par les systèmes multi-agents (SMA) », mémoire de doctorat, université Annaba, 2011.

[33] M. Menda , I. Soufiane , «étude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution», mémoire de magister, université de Bejaia, 2013.

[34] R. Olivier , «réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée», thèse doctorat, énergie électrique, institut national polytechnique de Grenoble_INPG, 2006, française(tel_00160006).

[35] L. Zakaria «commande d'un SVC pour le contrôle de la tension des lignes de transport d'énergie électrique» mémoire de magister, université de M'sila, 2016.

[36] B. Houria , «amélioration du transit de puissance d'un réseau électrique par l'utilisation des

systèmes FACTS (STATCOM) », mémoire de magister ,université de oum el bouaghi,2017.

[37] M. Nabil , «contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », mémoire de magister, université de Biskra, 28/01/2012.

[38] A. Abdel Ouahabe «Modalisation et analyse d'une compensation statique: SVC», mémoire de magister, université de Batna, 02/05/2013.

[39] G. Nassim , «réglage de la tension dans un réseau par travée self 220kv», mémoire de magister, université de Batna,05/03/2015.

[40] Tianan Electric - Colprolec Mobile Substation, Bogota Colpolec Colombia de productos Eléctricos SPS ,2017 Edition

[41] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv ; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation. Maintenance.

[42] HSE de SONELGAZ, « Publication UTE C 18-515 – Prescriptions de sécurité».

[43] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 3. Techniques de principe d'exploitation de la travée self220kv.

[44] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 8. Procédure de mise en service.

[45] A.H Knable , «Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions", 1967, McGraw-Hill.

[46] R. PELISSIER, « Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie) ", 1974Dunod éditeur.

[47] S. Martino, «Localisation des défauts dans les réseaux d'énergie électrique (Etude bibliographique) ",Note/Sy6/02/001/A – IDEA/EDF/LEG/SE, 2002.

[48] C.M Foudhil, C. Kayr Eddine « Calcul des protections d'une ligne de transport électrique HTB-220KV", mémoire de master, université Kassdi Merbah Ouargla,08/06/2014

[49] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

- [50]** Z. Fares, M. Radhouane «Plan de protection et philosophie de réglage opté par SONELGAZ(GRTE-Sétif)", mémoire de master, université A. MIRA-Bejaia ,2016/2017
- [51]** Z.Fares, M. Radhouane «Proposition des réglage des protections du réseau de Hassi Berkine ", Opération du Système Électrique
- [52]** M. Fontela, T.H Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, «Distributed Generation as a means to increase system robustness». Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP
- [53]** Siemens AG Power Transmission and distribution transformers Divion Katzwanger Strabe15090461 Nürnberg Germany.
- [54]** <http://boowiki.info/art/electrique/effet-ferranti.html>
- [55]** <https://riverglennapts.com/fr/transmission-effect/922-ferranti-effect-in-power-system.html>
- [56]** <https://www.elprocus.com/ferranti-effect-in-transmission-lines-definition-calculation-working-diagram>.

Annex :01

Phénomène très connu, qui peut nous aider à dissimuler ce qui se passe à la fin d'une ligne, malgré que c'est un cas spécial des propagations sur les lignes où : $Z_{ch} = \infty$, impédance en fin de ligne ;

le taux de réflexion $R = (Z_{ch} - Z_c) / (Z_{ch} + Z_c) = 1$ (l'unité) .

Ce que signifie que l'onde sera totalement réfléchie, à cette réflexion totale correspond un doublement de tension, phénomène essentiel pour comprendre la formation des surtensions de manœuvre .A toute autre valeur de Z_{ch} correspondant des taux de transmission et de réflexion de tension entre 0 et ± 1 .

Lorsque l'on considère maintenant un réseau complet, et non pas une seule ligne, on peut voir que chaque nœud du réseau constitue une rupture d'impédance ($Z_{ch} \neq Z_c$) sur le chemin empreint par le signal ; chacun de ces nœud est par conséquent à l'origine d'une onde transmise et d'une onde réfléchie. C'est en fin de compte la combinaison de toutes les ondes qui engendre le phénomène transitoire observé en un point quelconque du réseau.

Donc effet ferranti est une surtension qui peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre (Figure 1.1). Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

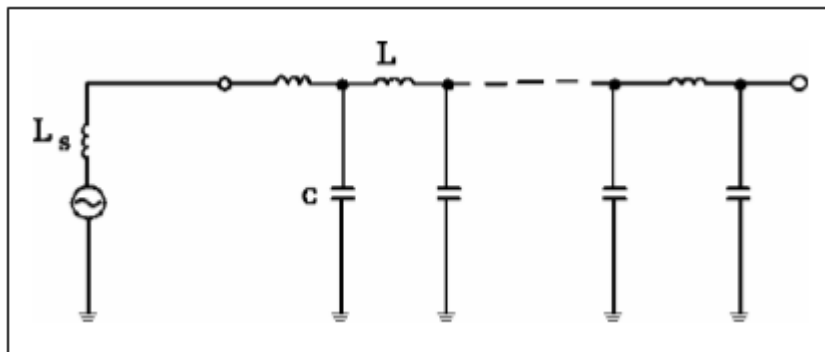


Fig.1: Alimentation d'une ligne ouverte à son extrémité.

En effete, avec:

✚ L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne,

Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée

Chaque cellule est constituée d'un circuit résonant dont le gain est très légèrement supérieur à 1. On conçoit donc bien que la tension sera plus élevée en extrémité et que cette augmentation sera d'autant plus importante que la ligne est plus longue.

Ce résultat peut d'ailleurs se montrer facilement à partir des équations de la ligne considérée comme quadripôle:

$$V(x) = \operatorname{ch} \gamma x V_0 - Z_c \operatorname{sh} \gamma x I_0 \quad (1)$$

$$I(x) = \operatorname{ch} \gamma x I_0 - \frac{1}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma x V_0 \quad (2)$$

$V(x)$ et $I(x)$ étant le courant et la tension au point d'abscisse x de la ligne, V_0 et I_0 leur valeur à l'origine, Z_c son impédance caractéristique et γ son coefficient de propagation.

Ces formules qui sont celles d'une ligne monophasée s'appliquent également à l'étude des régimes triphasés équilibrés sur une ligne triphasée en prenant les paramètres relatifs au mode directe de propagation.

Les paramètres de la ligne se déduisent simplement de ses caractéristiques linéiques par les formules suivantes:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + jL\omega}{G + jC\omega}} \quad \gamma = \sqrt{(R + jL\omega)(G + jC\omega)}$$

Où : R , L , G , C sont respectivement la résistance, l'inductance, la conductance ($1/\text{ohm} \cdot \text{Km}$) la capacité linéiques de la ligne et $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, la pulsation du régime sinusoïdal.

En extrémité de ligne ouverte ($x = l$) le courant est nul soit et (2) devient:

$$\operatorname{ch} \gamma l I_0 = \frac{l}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma l V_0 \quad (3)$$

De l'expression (1.3) on tire

$$I_0 = \frac{l}{Z_c} \frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\operatorname{ch} \gamma l} V_0 \quad (4)$$

En remplaçant (1.4) dans (1.1) on obtient alors

$$V(l) = \operatorname{ch} l V_0 - \frac{\operatorname{sh}^2 \gamma l}{\operatorname{ch} \gamma l} V_0 = \frac{l}{\operatorname{ch} \gamma l} \quad (5)$$

Tant que γl est suffisamment petite cette expression peut se limiter à son développement au second ordre soit

$$V(l) = \left(1 + \frac{\gamma^2 l^2}{2}\right) V_0 \quad (6)$$

En première approximation ($G=0$ et R petit)

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{et} \quad \gamma = j\omega\sqrt{LC} \quad (7)$$

Pour une ligne H.T ou T.H.T

$$V(l) = (1 + 5,5 \cdot 10^{-7} l^2) V_0 \quad (8)$$

Soit K_s le facteur de surtension

$$K_s = \frac{V(l)}{V_0} = 1 + 5,5 \cdot 10^{-7} l^2 \quad (9)$$

Cette équation est illustrée par la figure 1.2.

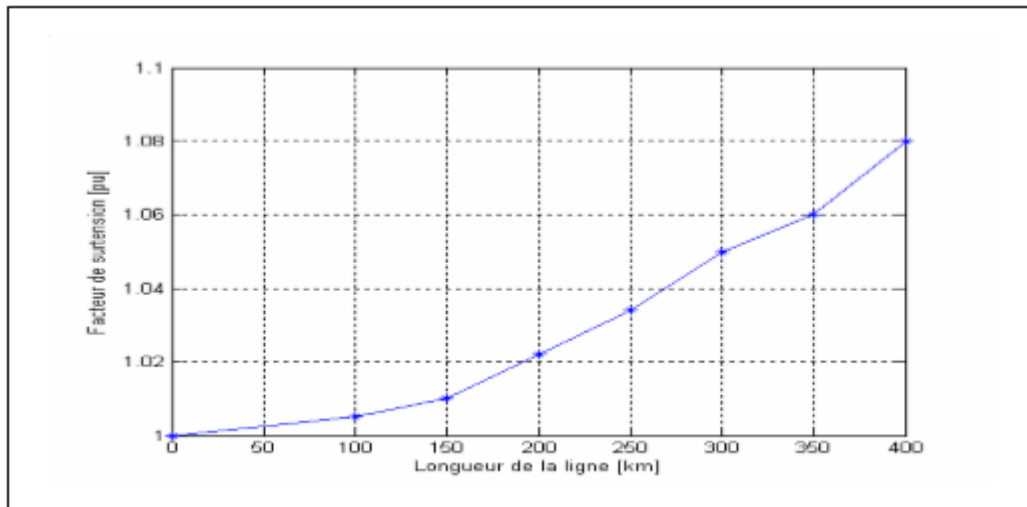


Fig2: Augmentation de la tension en extrémité de ligne ouverte.

D'après cette figure on remarque que l'augmentation de la longueur de la ligne fait augmenter le facteur de surtension. La longueur de la ligne a donc une influence sur le facteur de surtension.

Remerciements

stnemeicremeR

te ecneitap ,egaruoC ,iof énnod riova suon ruop éuol tios ueiD

seruelliem ed snad liavart elbmuh tec resilaér ed étnolov

.snoitidnoc sennob ed snad te snoitidnoc

ésivrepus riova suon ed SIRD ADIM rD el snoicremer suoN

.eduté'd edoirép al ed gnol ua tuot

sima son suot à stnemeicremer serècnis son snosserda suoN

sec ed noitarapérp al ed srol larom neituos ruel ruop

.somém

riova snas stnemeicremer son erolc sap snovuop en suoN

serèp son :sesueicérp sulp sel sennosrep xua sruocer

.sèccus erton snad unitnoc te lativ elôr nu tno iuQ

DELIBA ISRA

BOUTALBI INAAM



Dédicaces

Je dédie ce fruit de travail :

A ceux qui ont brûlé le Lenira Derby, à ceux qui ne peuvent pas parler de leurs vertus

*À qui il a donné et sacrifié, et sa patience, sa persévérance et son insistance ont été une lumière brillante sur le chemin de ma vie, mon père bien-aimé
Je me suis envoyé la patience, l'optimisme et l'espoir d'aller de l'avant dans la réalisation des rêves de ma mère bien-aimée*

*À tous mes frères Ahmed Belkacem Elias Radwan Abdel Jalil
et mes sœurs Aisha Habiba*

A tous mes parents, mes oncles et mes oncles.

À tous mes amis Karima Dalal Fatihah Iman Ibtisam

*Et à tous les membres de ma grande famille qui porte
Le nom de "DELIBA".*

A tous mes amis sans exception en particulier ceux de la promotion 2^{ème}

Année master Réseau électrique 2019.

ISRA





Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Ma Mère,

A mon Père,

A mes frères

Et à tous mes Amis

Merci à tous.



INAAM



Sommaire

Sommaire	i
Liste des figures	v
Liste des tableaux	vi
Liste des acronymes et symboles	xii
Introduction générale	i

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction	2
I.2. Définition de réseau électrique	2
I.3. Structure du réseau électrique	2
I.3.1 .Central de production	3
I.3.2. Réseaux de transport	3
I.3.3. Réseaux de répartition	4
I.3.4. Réseaux de distribution	4
I.4. Topologies des réseaux électrique	4
I.4.1Réseau radial	5
I.4.2. Réseau bouclé	5
I.4.3. Réseau maillé	5
I.4.4 .Réseau arborescent	5
I.5 .Niveau de tension	6
I.6 .Les lignes de transports	7
I.7. Modélisation des éléments du réseau électrique	7
I.7.1 .Modélisation des générateurs	7
I.7.2. Modélisation de ligne longue	8
I.7.3. Modélisation des transformateurs	10
I.7.4. Modélisation des charges	12
I.8 .La matrice d'admittance	12
I.9 .Conclusion	14

Chapitre II : La Qualité de réseau électrique

II.1. Introduction	15
II.2. La qualité de la tension	15
II .2.1. La continuité de fourniture	16
II .2.2. La forme d'onde de tension	16

II .3.Dégradation de la qualité de la tension	16
II.4.Les perturbations des réseaux électriques	17
II .4.1.Les variations de fréquence.....	17
II.4.2.Composante lente des variations de tension.....	18
II.4.3.Déséquilibre du système triphasé de tension.....	18
II .4.4.Harmoniques et inter-harmoniques.....	19
II .4.4.1.Origines des harmoniques	19
II .4.4.1.1.Emission en tension	19
II.4.4.1.2. Emission en courant	19
II .4.4.2.Conséquences des harmoniques.....	20
II.4 .5.Tension et/ou courant transitoire	20
II.4.6 .Chutes de tension.....	21
II.4.7.Bosses de tension.....	22
II.4.8 .Fluctuations de tension.....	22
II.4.9. Creux de Tension.....	23
II.10.Coupures brèves	23
II.4 .11.Surtensions	24
II.5.Différents types de la stabilité de système de puissance.....	25
II.5.1.Stabilité de l'angle de rotor.....	26
II.5.2.Stabilité de fréquence	27
II.5.3.Stabilité de tension	27
II.5.3.1.Causes de l'instabilité de la tension	28
II.5.3.2.Importance et incidents.....	28
II.5.3.3.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension	30
II.6.Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques	31
II.6.1.Le réglage primaire de tension (RPT).....	31
II.6.2.Le réglage secondaire de tension (RST)	31
II.6.3.Le réglage tertiaire de tension (RTT)	32
II.7.Moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension.....	32
II.7.1.Les condensateurs.....	33
II.7.2 .Les inductances	33
II.7.3. Compensateurs synchrones.....	33
II.7.4 .Compensateurs statiques.....	33
II.7.5.Groupes de production (générateurs)	34

II.8.Le réglage de la tension et la production de puissance réactive	34
II.9.Conclusion.....	36

Chapitre III: Constitution et fonctionnement de la travée self et Protection de ligne de transport

III 1.Introduction	37
III .2.Constitution, Fonctionnement d'un travée self mobile.....	37
III.2.1Fonction et caractéristiques.....	37
III.2.2.Composition structurelle	37
III .2.3.Caractéristiques de l'appareillage interne BT.....	37
III .2.4.Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Plan de dessin	37
III.2.4.1.Module Tête de Ligne blindé sur remorque.....	38
III.2.5.La maintenance des bobines d'inductance shunt triphasées	38
III .2.5.1. La maintenance préventive	39
III .2.5.1.1.Les fréquences des entretiens	39
III .2.5.2.La maintenance systématique.....	40
III .2.5.2.1.Les Inspections routinières	40
III.2.5.2.2.Les opérations effectuées durant l'inspection sont	41
III.2.5.2.3.L'exploitation des résultats:	41
III .2.6.L'entretien simple	41
III .2.7.Protection de travée self.....	42
III.2.8.Répartition des travées self au niveau algérien	42
III .2.9. Manœuvres Possibles et conditions transitoires	44
III.2.9.1. Energisation ligne avec self.....	46
III.2.9.2.Energisation self sur ligne en service	47
III.2.9.3.Déclenchement ligne et self ligne à vide.....	48
III .2.9.4.Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne	49
III .2.10. Opération de fermeture	49
III .2.11.Opérations d'ouverture_ Coupure des surtensions et réamorçages.....	50
III .2.12.Contrôle des opérations d'ouverture	50
III .2.13.Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur.....	51
III.2.14.Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur	51

III .2.15.Avantage et Inconvénients	51
III .3.Protection de ligne de transport	52
III.3 .1.Caractéristiques des défauts.....	52
III.3.1.1.Les types des défauts.....	52
III .3.1.2.Durée des courts- circuits	52
III .3.1.3.Intensité du courant de court-circuit.....	53
III .3.2.Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection	54
III.3.2.1.Zone de protection.....	54
III .3.2.2.La Position du système de protection.....	54
III .3.2.3. Le signal de défauts (Relaying Signal).....	55
III .3.3.Protection des lignes de transport.....	55
III .3.3.1.Le type de protection	59
III .3.3.2.La technologie des protections	59
III .3.3.3.Protection de distance des lignes.....	59
III .3.5.Conditions imposées aux systèmes de protection:.....	60
III .4.Conclusion.....	61

Chapitre IV: simulation d'un réseau électrique 220 KV avec et sans travée self

IV .1.Introduction	62
IV.2.Effet Ferranti	62
IV .2.1..Effet Ferranti dans le système d'alimentation en EE	62
IV.2.2.L'effet Ferranti se produit dans une ligne de transmission.....	62
IV.2.3.Calcul de l' Effet Ferranti sur la ligne de transmission	63
IV.3.Simulation d'un réseau électrique220kv avec et sans travée self	65
IV.4.Les paramètres.....	65
IV.5.Diagramme de simulation	65
IV.6.Résultats.....	66
IV.7.Discussion des résultats	67
IV.8.Conclusion.....	68
Conclusion Générale	69
Annexe.....	70
Bibliographique.....	71

Liste des figures

Fig. I.1: Structure de réseau électrique	3
Fig. I.2: Les différents niveaux d'un système de puissance	4
Fig. I.3: Topologies des réseaux.....	6
Fig. I.4: Modèle du générateur	8
Fig. I.5: Modélisation d'une ligne longue en π	8
Fig. I.6: Modèle général d'un transformateur	10
Fig. I.7: Modèle approximatif du transformateur	11
Fig. I.8: Modélisation d'une charge.....	12
Fig. I. 9: Exemple de matrice d'admittance	13
Fig .II.1.. Les variations de fréquence	18
Fig .II.2: Déséquilibre de tension.....	18
Fig. II.3: Les Harmoniques	19
Fig .II.4: Exemple de cas de surtensions transitoires.....	20
Fig. II.5: Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale	21
Fig .II. 6: Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale	21
Fig .II.7: Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.....	21
Fig .II.8: variation de tension	22
Fig .II.9: Creux de tension	23
Fig .II.10: Creux et coupures de tension.....	23
Fig .II.11: Classification de la stabilité de réseau électrique.....	24
Fig .II.12: Organisation du réglage hiérarchisé de tension	26
Fig. II.14: Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique	32
Fig. II.15: Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique	34
Fig.III.1: Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Pla dessin.....	34
Fig. III.2: Module Tête de Ligne blindé sur remorque	38
Fig.III.3: Energisation ligne avec self	39
Fig III.4: Connexion de self côté arrivée de ligne	42

Fig. III.5: Graphe de tension à Saida	42
Fig. III .6: Tension enregistré à Bechar	42
Fig. III.7: Comparaison entre tensions de Saida et Bechar.....	43
Fig. III.8: Graphe de courant départ ligne Naama – Bechar	43
Fig. III.9: Graphe de courant self	43
Fig. III.10: Graphe de courant Parafoudre self	44
Fig. III.11: Energisation self sur ligne en service	44
Fig. III.12: Graphe de tension à Bechar.....	44
Fig. III.13: Graphe de courant à Bechar	45
Fig. III.14: Déclenchement ligne et self, ligne à vide	45
Fig. III.15: Graphe de tension à Naama	45
Fig. III.16: Graphe de tension à Bechar.....	46
Fig. III.17: Graphe de courant à Bechar départ ligne.....	46
Fig. III.18: Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne.....	46
Fig. III.19: Graphe de tension à Bechar.....	46
Fig.III.20: Graphe de courant à Naama, Départ ligne	47
Fig. III.21: Switch système pour l'ouverture et la fermeture contrôlée	47
Fig. III.22: Différents types de défauts	47
Fig. III.23: les zone de protection	49
Fig. III.24: les éléments de protection des postes blindés.....	52
Fig. III.25: Principe de base du fonctionnement.....	53
Fig. III.26: Schéma du principe de la sélection des zones de mesure	56
Fig. III.27: Les zones de réglage de protection	56
Fig. III.28: Les zone de réglage de protection.....	56
Fig. III.29: Les de réglage de protection.....	57
Fig. III.30: Les zones de réglage de protection.....	57
Fig. III.31: Les réglage de protection	58
Fig. III.32: : Les zones de réglage de protection.....	58

Fig .IV.1: Modèle Pi de la ligne sans charge	63
Fig.IV.2: Diagramme de phaseur à effet ferranti.....	64
Fig. IV.3: blouck de simulation	65
Fig. IV.4: Tension de la source	66
Fig. IV.5: courant de ligne	66
Fig. IV.6: Tension début et fin de la ligne	66
Fig. IV.7: courant de charge	66
Fig. IV.8: Tension au début et à la fin de la ligne avec déférance	67
Fig. IV.ç: Tension au début et à la fin de la ligne avec déférance avec self.....	67
Fig. IV1.15: Courant de travée self self	67

Liste des tableaux

Tableau I.1: Niveaux de tension selon la norme CEI.....	6
Tableau II.1: Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique	17
Tableau.II.2: formes de surtensions représentatives et essais envisagés par le projet de la norme CEI71.....	23
Tableau.II.3: Incidents suivis d'effondrement	29
Tableau .II.4: Incidents non suivis d'effondrement.....	30
Tableau. III.1: Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile	39

Liste des acronymes et symboles

HTA	Haute tension de type A
HTB	Haute tension de type B
BT	Basse tension.
TBT	Très basse tension de type B.
BTA	Basse tension de type A.
HT	Haute tension
MT	Moyenne tension.
CEI	Commission Electrotechnique International.
L	Longueur de la ligne
P_{Gi}	puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;
Q_{Gi}	puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;
\bar{S}_{Gi}	puissance apparente délivrée par le générateur au nœud i ;
V_i	Tension au nœud i ;
θ_i	Angle de phase de la tension au nœud i
R	Résistance
L	Inductance de ligne
C	Capacitance
Z_C	Impédance caractéristique de la ligne
γ	La constante de propagation
I	Courant électrique
Y_{bus}	matrice d'admittance
RPT	Le réglage primaire de tension
RST	Le réglage secondaire de tension
RTT	Le réglage tertiaire de tension
r	Résistance longitudinale par unité de longueur.
c	Capacité transversale par unité de longueur.
R	Résistance totale de la ligne électrique..
C	Capacité totale de la ligne électrique.
L	Longueur de la ligne électrique.
L	Inductance totale de la ligne électrique.
ω	Pulsation

C	Capacite de phase de la ligne
Z_C	impédance caractéristique de la ligne
γ	constante de propagation
I_i	Courant
Y_{bus}	Matrice des admittances.
V_i, V_j	Tension accés j et i .
Y_{ij}	Eléments ij de la matrice Y_{bus} .
\bar{S}_i	puissance apparente
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
RPT	Le réglage primaire de tension
RST	Le réglage secondaire de tension
RTT	Le réglage tertiaire de tension
HMO	Poste de Hassi Messaoud Ouest.

Résumé:

L'effet Ferranti (effet capacitif de ligne) est bien connu dans le domaine de transmission de puissance sur les longues distances à des fréquences relativement basses. La tension de fin de réception peut devenir le double de la tension de fin d'envoi (en général dans le cas de très longues lignes de transmission). Il est potentiellement très destructeur pour les équipements du réseau et surtout au niveau d'isolement des lignes et des câbles électriques, donc il est très nécessaire de chercher une solution pour éliminer cet effet dans notre réseau.

Le travail présenté dans ce mémoire est déroulé sur le réglage de tension dans un réseau par travée self 220Kv. L'objectif est de juger ce nouveau dispositif de réglage de tension et de voir le comportement des lignes de transport d'énergie électrique après l'utilisation de ce dispositif.

Mots clés: Réglage de tension, ligne de transmission, travée self mobile, composition , effet Ferranti, effet capacitif.

Abstract:

The Ferranti effect (line capacitive effect) is well known in the field of power transmission over long distances at relatively low frequencies. The voltage at the receiving end can become the twice of voltage at sending end (usually in the case of very long transmission lines). It is potentially very destructive for network equipments and especially for Insulators of lines and electric cables, so it is very necessary to seek a solution to eliminate this effect in our network.

The work presented in this thesis is conducted over the voltage adjusting in an electrical grid by mobile self 220kV. The aim is to judge this new device how using to adjuster the voltage and see the behavior of electric power lines after using this device.

Key words: Voltage setting, transmission line, mobile self, Composition, Ferranti effect, capacitive effect.

ملخص:

تأثير فيرانتى (تأثير سعة خط النقل) جد معروف في مجال نقل الطاقة لمسافات طويلة على ترددات منخفضة نسبياً. حيث أن شدة الجهد في نهاية الاستقبال يمكن أن تصبح ضعف شدة نهاية إرسال (عادة في حالة خطوط نقل طويلة جدا). وعامل فيرانتى يمكن أن يكون مدمر للغاية لمعدات الشبكات وخاصة لعوازل الخطوط والكابلات الكهربائية، لذلك فإنه من الضروري جدا للتوصل إلى حل للقضاء على هذا التأثير في شبكتنا.

يدور العمل المقدم في هذه المذكرة على تعديل الجهد في الشبكة الكهربائية عن طريق استعمال المتفاعل المحمول كيلو فولت والهدف هو الحكم على مدى نجاح استعمال هذه التقنية وتحليل سلوك خطوط نقل الطاقة الكهربائية بعد 220 استخدام هذا الجهاز.

الكلمات المفتاحية: تأثير السعة، عامل فيرانتى، كيلو فولت، معوض، المتفاعل المحمول، تعديل.

Introduction Générale

A partir des sources, lorsque les charges sont déconnectées, les lignes ne transitent plus d'énergie ce qui entraîne des perturbations de tension amplifiée par un phénomène de résonance entre l'inductance de la source du réseau et l'impédance de la ligne équivalente à vide, à une capacité et s'avère dangereuse lorsqu'on a des lignes longues. Cette perturbation est appelée la surtension temporaire à fréquence industrielle.

Le problème étudié est le réglage de tension dans un réseau de transport par travée self 220KV, cette problème personnifie phénomène de effet ferranti.

La solution idéale du point de vue technique serait donc l'installation des compensateurs des lignes, les réactances shunt est généralement les plus utilisées comme absorbeurs d'énergie réactive fournie par la ligne.

La connaissance de l'amplitude des surtensions et des surintensités des manœuvres (enclenchement et déclenchement) est très importante et nécessaire lors de conception des appareils de manœuvre.

Le présent manuscrit est subdivisé en quatre chapitres. Le chapitre I nous allons présenter les différentes structures et architectures du réseau électrique et modéliser les éléments le constituant. Le chapitre sera consacré aussi au calcul de les tensions et déphasages aux nœuds ainsi que les puissances transitées dans les lignes du réseau.

Dans le chapitre II, étudions La qualité de l'énergie électrique, au niveau de la distribution, se réfère largement à maintenir une tension sinusoïdale, d'une amplitude et fréquence nominales.

Dans le chapitre III nous aborderons primaire partie constitue et détaillée à la travée self mobile 220KV, qui est une bobine d'induction triphasée connectée aux extrémités des lignes longues et qui est considérée comme étant compensée par l'effet ferranti se produisant sur les lignes longues et deuxième partie , la philosophie des protections , les protections de transport et les réglages des dispositifs de protection.

Dans le chapitre IV, nous étudions sur effet ferranti ,dans fin simuler cette phénomène avec et sans travée self mobile .

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage,...etc. dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. [01]

nous allons présenter les différentes structures et architectures du réseau électrique et modéliser les éléments le constituant.

I.2 Définition de réseau électrique

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont d'acheminer l'énergie des sites de production vers les lieux de consommation , avec des étapes de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques ,thermiques...etc. avec les centres de consommation (villes , usines...) .[02]

I.3 Structure du réseau électrique

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

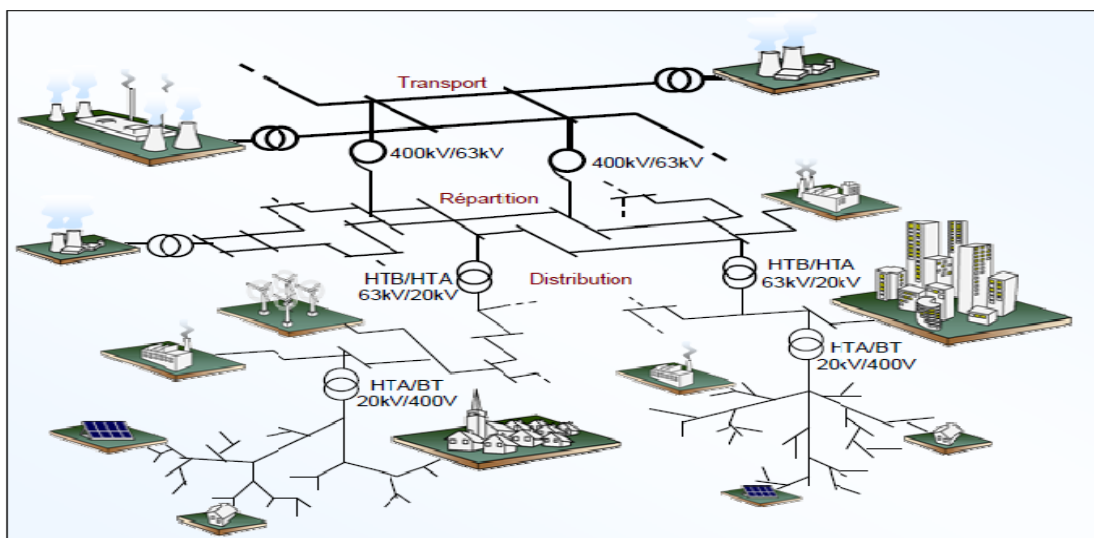


Fig.I.1:Structure de réseau électrique.

I.3.1 Central de production

L'énergie électrique est produite par des usines spéciales connues sous le nom de centrales électriques. Une centrale électrique utilise essentiellement un moteur primaire couplé à un alternateur pour la production d'énergie électrique .Il est connecté sur le réseau de transport via un transformateur de group. [03]

L'énergie sous diverses formes à partir de différentes sources naturelles telles que la pression de l'eau, l'énergie chimique des combustibles, l'énergie nucléaire des substances radioactives, etc...,peut être converti en énergie électrique par l'utilisation d'arrangements appropriés. [04]

I.3.2 Réseaux de transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15KV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220KV (voir 400 KV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 KV, et le réseau nord-américain 735 KV. [05]

I.3.3 Réseaux de répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des poste d'interconnexion THT/HT(MT) et sert fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à ré- partir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV. [06]

I.3.4 Réseaux de distribution

La dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. [06]

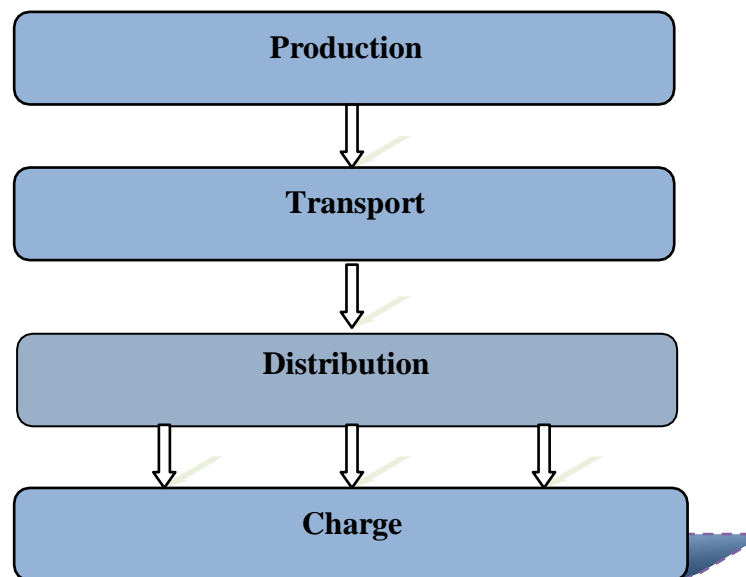


Fig. I.2: Les différents niveaux d'un système de puissance.

I.4 Topologies des réseaux électrique

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante ,cette sécurité d'alimentation est augmentée soit:

- par les lignes aux appareillages plus solides .
- par des circuits plus nombreux

Il y'a donc un compromis à réaliser entre le coût des investissements supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies de réseaux différents. Radial, bouclé, maillé et arborescent. [07]

I.4.1 Réseau radial

Utilisés surtout pour le réseau de distribution à moyenne tension, leurs protection sont simples et peu coûteuses: à partir d' un poste source, l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, que alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommation .[05]

I.4.2 Réseau bouclé

Le réseau bouclé est alimenté à la fois par plusieurs sources; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d' elles (transformateurs) ou en cas d' avarie sur une boucle.[08]

I.4.3 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tout les centres de production sont liés eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion , ce qui forme un maillage Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale.[06]

I.4.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain ou la charge n'est pas très sensible aux interruption .Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.[06]

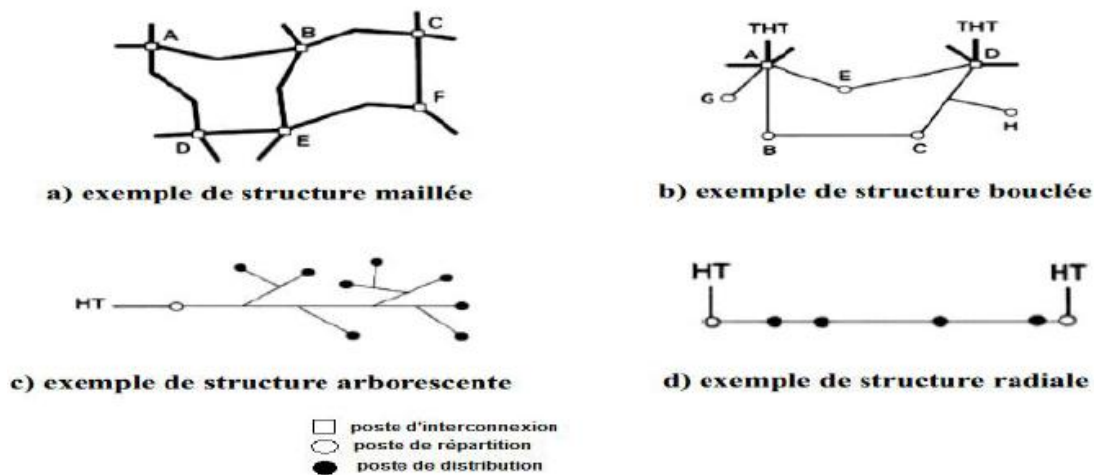


Fig. I.3: Topologies des réseaux.

I.5 Niveau de tension

Les deux grandeurs fondamentales pour l'exploitation d' un réseau sont la tension et la fréquence. Pour des fréquence de fonctionnement du réseau de 60Hz (Amérique du nord, une partie de l'Amérique du sud , une partie du Japon) ou 50 Hz (reste du monde) des organismes de normalisation comme la Commission Electrotechnique International (CEI) ont classé les réseaux par niveau de tension normalisées (tableau I.1). [9]

Tableau I.1: Niveaux de tension selon la norme CEI.

Appellation normalisée	Niveaux de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50 \text{ V}$	-
BTA	$50 \text{ V} < U_n < 500 \text{ V}$	Réseau de distribution (230V, 400V)
BTB	$500 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$	
HTA	$1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	Réseau de répartition (10kV ,20kV ,45 kV)
HTB	$50 \text{ kV} < U_n$	Réseau de répartition (63,90 kV) Réseau de transport (150,220, 400 kV)

Les notations de la norme CEI38 seront parfois utilisées avec les définitions suivantes:

- **HT:** pour une tension composée comprise entre 100KV et 1000KV. Les valeurs normalisées sont: 45KV; 66 KV;110 KV;132 KV150 KV ;220 KV.
- **MT:** pour une tension composée comprise entre 100 KV et 1000 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- 1000V (à 50 Hz) .

I.6 Les lignes de transports

Une ligne électrique est un ensemble de conducteur, d'isolants et d'élément accessoires destinés au transport de l'énergie électriques du producteur (centrale électrique) au consommateur (ville, quartier, maison ensemble industriel). Les conducteurs sont en général en aluminium, en cuivre, ou en bronze, les isolants ont une partie solide (porcelaine, verre, papier, matière plastique) combinée avec un gaz (air, sf6) ou un liquide (huile).[10]

- **Classification des lignes en régime permanent**

Il existe présentement trois types de lignes auxquelles nous avons attribué un modèle. Chaque type de ligne sera étudié dans ce chapitre en suivant la procédure établie à la section précédente. Nous définissons ces trois types de lignes comme suit:

Ligne courte ($l < 80$ km) Exemple: La ligne qui relie le poste AMERIA au centre EOD.

Ligne de longueur moyenne ($80 \text{ km} < l < 250$ km) Exemple: La ligne qui relie la centrale de AMERIA à BISKRA 220 kV (L-L)

Ligne longue ($l \geq 250$ km) Exemple: La ligne qui relie le poste AMERIA à HMO220 kV (L-L)

Etant donné les très grandes distances séparant les sources des centres de consommation, les lignes de transport sont généralement longues ou de longueur moyenne. [11]

I.7 Modélisation des éléments du réseau électrique

I.7.1 Modélisation des générateurs

Les générateur sont des éléments du réseau capable de fournir de la puissance active au système (figure I.4). Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension . [11] Les limites de production des générateurs sont définies par:

$$P_{Gi, \min} \leq p_{Gi} \leq P_{Gi, \max} \quad (\text{I.1})$$

$$Q_{Gi, \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi, \max} \quad (\text{I.2})$$

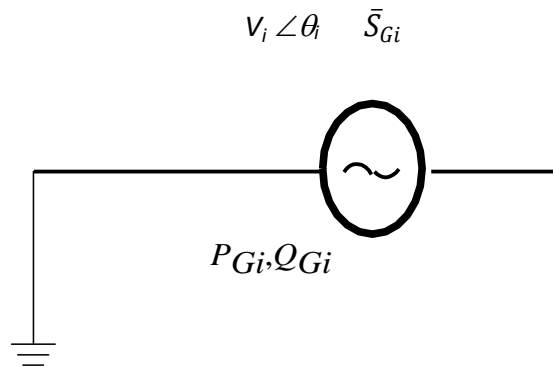


Fig. I.4: Modèle du générateur

avec:

P_{Gi} : puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;

Q_{Gi} : puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;

V_i : Tension au nœud i ;

θ_i : Angle de phase de la tension au nœud i ;

I.7.2 Modélisation de ligne longue

Une ligne peut être considérée comme une série de circuits à constantes réparties uniformément sur toute sa longueur. Ces circuits sont composés d'une infinité d'éléments identiques constitués d'une inductance linéique, et d'une résistance linéique, dans le sens longitudinal, qui donnent naissance à des chutes de tension. Une conductance linéique et une capacité linéique dans le sens transversal. [12]

Le schéma équivalent en π est représenté par la Figure (I.5)

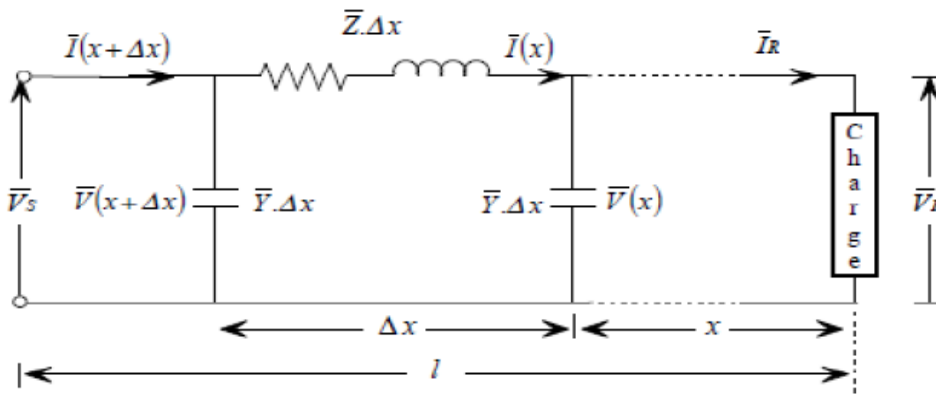


Fig. I.5 Modélisation d'une ligne longue en π .

Généralement toute ligne longue se caractérise par les équations suivantes:

$$Z_c \cdot \sinh(\gamma \cdot X) - V_i \cosh(\gamma \cdot X) V_i = V(X) \quad (I.3)$$

$$(\gamma \cdot X) \cdot \cosh + I_i / Z_c \sinh (\gamma \cdot X) V_i = I(X) \quad (I.4)$$

avec; les conditions suivantes:

$$V(X=0) = V_i \quad ; I(X=0) = I_i \quad (I.5)$$

L'équation (I.11) nous donne le courant et la tension de la ligne en fonction de la longueur X Pour X=L on a

$$Z_c \cdot \sinh (\gamma \cdot X) - I_i \cosh (\gamma \cdot X) V_i = V_m = V(X = L) \quad (I.6)$$

$$(\gamma \cdot X) \cdot \cosh + I_i / Z_c \sinh (\gamma \cdot X) I_i = V_i = I(L) \quad (I.7)$$

Les équation (I.12),(I.13) nous donnent:

$$\begin{aligned} \cosh(\gamma \cdot L) &= \\ 1 + Z_{im} \cdot Y_{i0} &= 1 + Z_{im} Y_{m0} \end{aligned} \quad (I.8)$$

$$\frac{\sinh(\gamma \cdot L)}{Z_c} = Y_{i0} + Y_{m0} + Z_{im} \cdot Y_{m0} \cdot Y_{i0} \quad (I.9)$$

D'où en tire

$$Z_{im} = Z_c \cdot \sinh (\gamma \cdot L) \quad (I.10)$$

$$\tanh \left(\frac{\gamma \cdot L}{2} \right) / Z_c = Y_{m0} = Y_{i0} \quad (I.11)$$

Finalemnt en a les expressions de l'impédance série Z_{im} et de l'admittance transversale ($Y_{i0} = Y_{m0}$) de la ligne de schéma équivalent en π représenté sur la Figure I.5.

I.7.3 Modélisation des transformateurs

Les transformateurs de puissance sont des éléments importants du réseau et ont contribué au développement des capacités de transport des réseaux électriques. Les différentes parties du réseau électrique requièrent différents niveaux de tension. Pour tirer

profit du meilleur rendement. Il paraît impératif de disposer d'un outil capable de changer le niveau de tension (et l'intensité du courant) et cela à des niveaux de puissances élevées.

Le transformateur de puissance (figure I.6), tel qu'il est connu actuellement, répond à ce besoin avec des rendements approchant l'unité. [11]

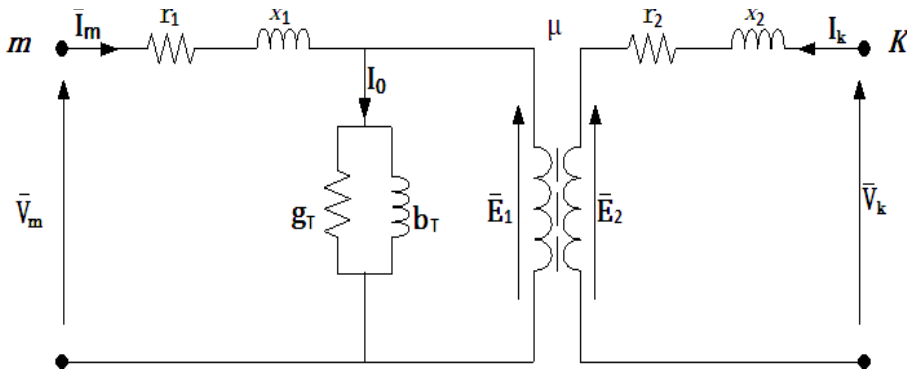


Fig. I.6 Modèle général d'un transformateur.

tel que :

$Z_1 = r_1 + j x_1$: Impédance de l'enroulement primaire;

$Z_2 = r_2 + j x_2$: Impédance de l'enroulement secondaire;

$Y_T = g_T + j b_T$: Admittance shunt;

V_m, I_m : Tension et courant au primaire du transformateur;

V_K, I_K : Tension et courant au secondaire du transformateur;

E_1, E_2 : F.e.m primaire et secondaire;

I_0 : Courant qui traverse la branche magnétisante;

μ : Rapport de transformation.

Si on néglige l'effet de la branche magnétisante, ce qui est admis par rapport à la puissance transmise, et en ramenant l'impédance du primaire au secondaire, on obtient le nouveau modèle de la figure (I.7)

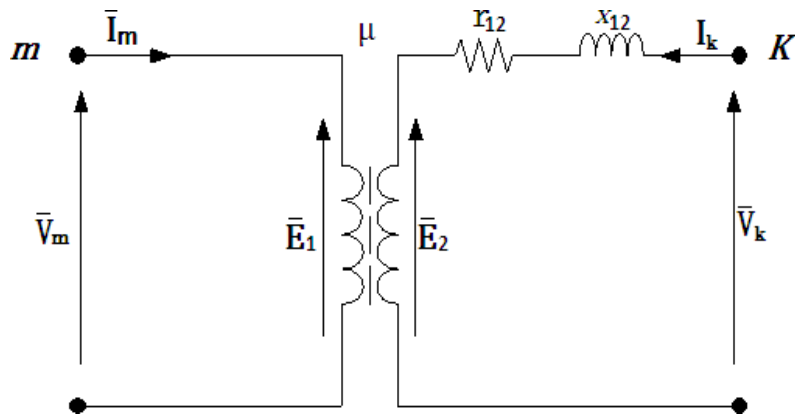


Fig. I.7: Modèle approximatif du transformateur.

avec:

r_{12} , x_{12} : Résistance et réactance respectivement du transformateur équivalentes ramenée au secondaire.

Donc on aura:

$$\mu = \frac{E_1}{E_2} = - \frac{I_K}{I_m} \frac{I_K}{I_m} \tag{I.12}$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}$$

$$\bar{V}_K = \bar{E}_2 + (r_{mk} + jx_{mk}) \bar{I}_K \tag{I.13}$$

(I.13)

D'après ces équation,(I.18) et (I.19) on déduit:

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_K \\ \bar{I}_K = \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{mk} \bar{V}_K \end{cases} \tag{I.14}$$

Tel que :

$$\bar{y}_{mk} = \frac{1}{r_{12} + jx_{12}} \tag{I.15}$$

La matrice admittance nodale du transformateur est donnée par :

$$Y_{Trans} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} & \bar{y}_{mk} \end{bmatrix} \tag{I.16}$$

I.7.4 Modélisation des charges

Dans les calculs de répartition de puissance, on représente les charges par des consommations de puissances P_i et Q_i (figure I.8), que l'on peut considérer comme constantes en régime normal car la fréquence f et la tension U_{ch} aux bornes de charge sont constantes.

Or, lorsqu'on dépasse la limite de puissance transmissible, il n'existe plus de solutions physiques.[13]

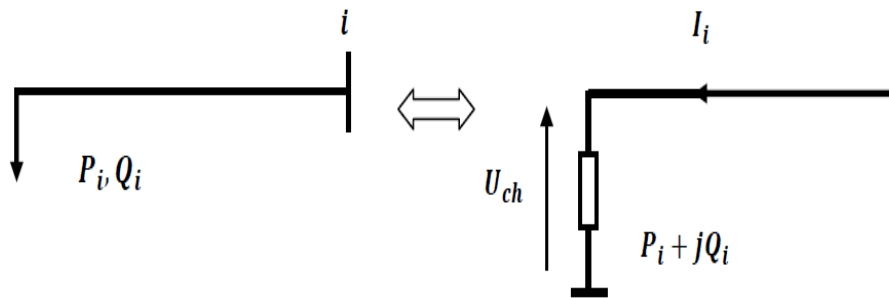


Fig. I.8: Modélisation d'une charge.

$$S_{ich} = P_{ich} + j Q_{ich} \quad (I.17)$$

avec:

S_{ich} : Puissance apparente complexe au nœud (i) ;

P_{ich} : Puissance active demandée par la charge.

U_{ch} : Tension aux bornes de la charge.

Q_{ich} : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive, respectivement, capacitive).

I.8 La matrice d'admittance

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittances dans un réseau électrique. Autrement dit, dans un réseau électrique on peut représenter le lien existant entre les courants injectés aux nœuds et leur tension par la matrice d'admittance comme suit [14] :

$$I = Y_{bus} V \quad (I.18)$$

La plupart des éléments qui forment la matrice d'admittance sont nuls et chacun des éléments Y_{ij} représente une ou plusieurs connexions parmi les nœuds i et j .

Afin de calculer les éléments hors de la diagonale Y_{ij} de la matrice sont Y_{bus} , on prend l'opposé de la somme de toutes les admittances qui représentent les connexions entre les nœuds i et j comme suit:

$$\sum Y_{ij} = -Y_{ij} \tag{I.19}$$

Pour les éléments de la diagonale Y_{ij} , on admittances qui sont connectées au nœud i . Si on prend la représentations π d'une ligne ,comme celle de la Figure(I.9) on calcule les éléments Y_{ii} avec l'expression suivante:

$$Y_{ii} = \sum y_{ij} + j \frac{B_{ij}}{2} \tag{I.20}$$

Ou y_{ij} est défini par :

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \tag{I.21}$$

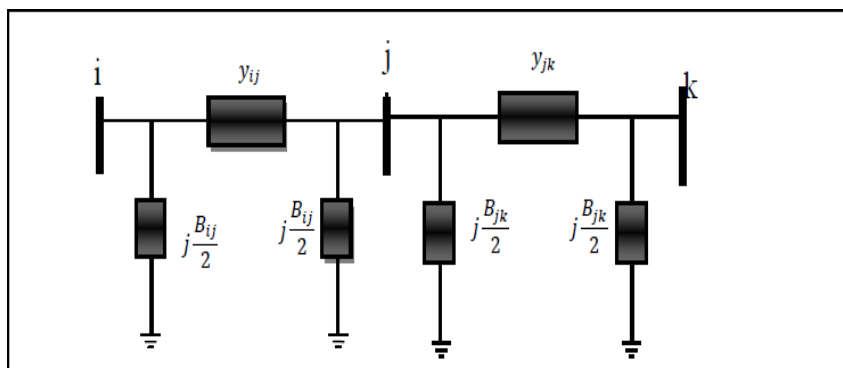


Fig.I.9:Exemple de matrice d'admittance

De la même façon, pour calculer les éléments jj, jk et kk de la matrice d'admittance pour la Figure 9.I, on procède comme suit :

$$Y_{jj} = y_{ij} + y_{jk} + j \frac{B_{ij}}{2} + j \frac{B_{jk}}{2} \tag{I.22}$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \tag{I.23}$$

$$y_{jk} + j \frac{B_{jk}}{2} \tag{I.24}$$

Pour les transformateurs, il faut aussi considérer les effets du rapport τ et l'angle de transformation θ_{sh} comme suit .[14]

$$Y_{jk} = \begin{bmatrix} \left(y_{jk} + j \frac{B}{2} \right) \frac{1}{\tau^2} & -y_{jk} \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{sh}}} \\ -y_{jk} \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{sh}}} & \left(y_{jk} + j \frac{B}{2} \right) \end{bmatrix} \tag{I.25}$$

I.9. Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre le but est présenter le rôle et les différentes structures, architectures, topologies de transport l'énergie électrique depuis centre de production jusqu'à consommation. Nous avons présenté modélisant les éléments constituant des générateur, des lignes, transformateur et des charges, une deuxième partie en a été consacrée calcul la matrice d'admittance du réseaux électrique.

Chapitre II

La Qualité de réseau électrique

II.1 Introduction

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes.

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'ils maintiennent à leurs bornes. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernent l'exploitation des réseaux électriques. [15]

L'énergie électrique doit d'être délivrée sous forme d'un système de tensions sinusoïdales triphasées et équilibrées. Ce système de tensions est caractérisé par : L'égalité de l'amplitude des trois tensions. La fréquence. La forme d'onde qui doit être sinusoïdale. [16]

II.2 La qualité de la tension

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement. Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie. [15]

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de $\pm 10 \%$ autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension [15]:

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

II.2.1 la continuité de fourniture

La raison d'être des distributeurs d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique aux consommateurs en tenant compte de plusieurs critères tels que: la continuité et la qualité de service, la sécurité des matériels et des personnes, la souplesse et confort d'exploitation, la compétitivité commerciale. De plus en plus la qualité de fourniture d'électricité doit être améliorée en réduisant les coupures d'alimentation en nombre et en durée vis-à-vis des clients, en minimisant les conséquences, etc. Un indice, appelé « Critère B », représentant la durée annuelle moyenne de coupure brève d'un client BT, constitue un des critères de performance de la gestion des temps de coupure des clients .[17]

II.2.2 la forme d'onde de tension

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50HZ associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50HZ appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits. [18]

II.3 Dégradation de la qualité de la tension

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc., ces défauts pouvant résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillesse d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).
- Installations perturbatrices : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc.... Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension - lorsque celle-ci est présente - sont brièvement décrits ci-après. [19]

Le tableau (II.1) récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per unit) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en pour-cent pour les variations faibles .[8]

Tableau II.1: Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique

Duree	Types de perturbations	Amplitude	Origine	Consequence
<10ms	Transitoires (impulsions et oscillations)	-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs commutations	Dysfonctionnements gênants
10ms-1min	Creux de tension	0.1-0.9 pu	Courts circuit, démarrage de gros moteurs saturation des transformateurs	Arrêts d'équipement, pertes de production 10ms
10ms-1min	Coupures brèves	<0.1 pu	Court-circuit	Arrêts d'équipement, pertes de production
10ms-1min	Surtensions	1.1-1.8 pu	Court-circuit, débranchement des charges importantes	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels
Régime établi	Harmoniques	0-20%	Charge non linéaires (structures d'électronique de puissance, arcs électriques)	Echauffements vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels
Régime établi	Inter-harmoniques	0.2%	Charges non linéaires et fluctuations (fours à arc soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime établi	Bruit	0-1%	Fours arc, charges non linéaires	Echauffements, pertes vieillissements
Régime établi	Variation de la fréquence	-	Déséquilibre entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

II.4 Les perturbations des réseaux électriques

II.4.1 Les variations de fréquence

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome, comme le montre la figure (II.1). Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

[20]

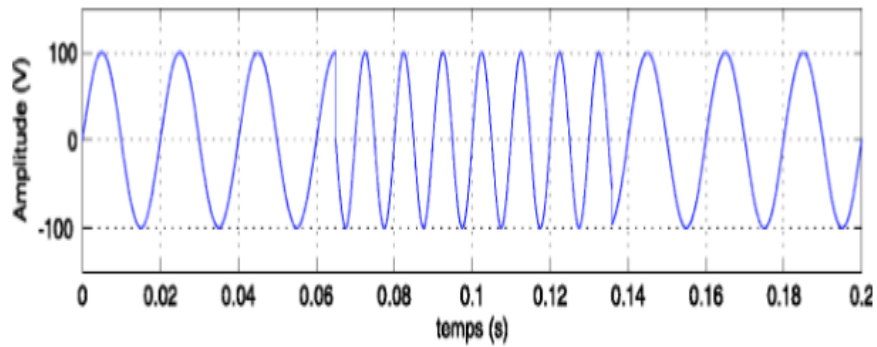


Fig.II.1:variation de fréquence.

II.4.2 Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10\%$ de la tension nominale [21]

II.4.3 Déséquilibre du système triphasé de tension

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé comme le montre la figure (II.2) Un réseau électrique triphasé équilibré alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. [22]

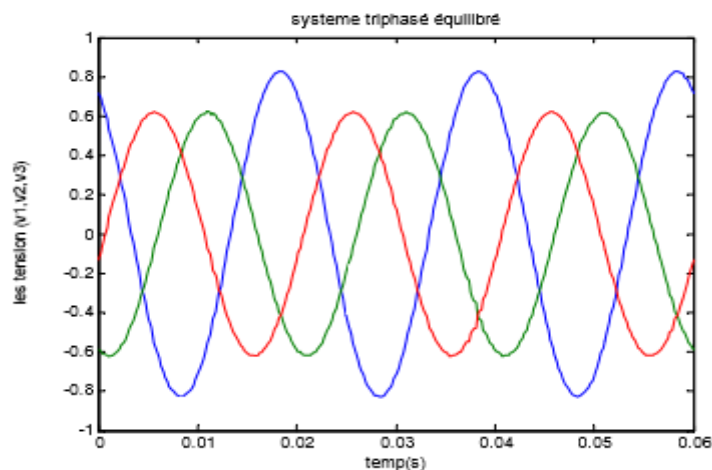


Fig.II.2:Déséquilibre de tension.

II.4.4 Harmoniques et inter-harmoniques

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celle du fondamental. La figure (II.3) montre la superposition de l'harmonique de rang 3 sur un courant fondamental de fréquence 50 Hz. La principale source de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus croissante d'équipements de l'électronique de puissance à base de thyristors. Les inter-harmoniques sont superposées à l'onde fondamentale mais ne sont pas des multiples entières de la fréquence du réseau. L'apparition des inter-harmoniques est en leurs origines principales sont les convertisseurs de fréquence, les variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires de contrôle-commande.[23]

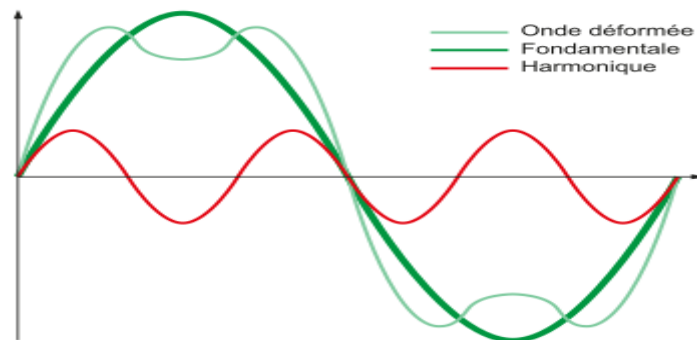


Fig.II.3:Les Harmoniques

II.4.4.1 Origines des harmoniques

II.4.4.1.1 Emission en tension

L'émission harmonique en tension due aux matériels de réseaux entre pour une faible part, et avec des taux généralement faibles, dans la distorsion des réseaux. Elle est due aux imperfections de constructions (dissymétrie, distribution non sinusoïdale du champ dans les alternateurs, saturation...) des bobinages des machines tournantes, des moteurs, des alternateurs et des transformateurs.[23]

II.4.4.1.2 Emission en courant

Les charges non linéaires consomment un courant qui n'est pas sinusoïdale. Elles représentent les principales sources d'émission en courants harmoniques sur les réseaux. Pour chaque rang harmonique, on représente la charge réelle par une source de courant calculée pour chaque rang, en parallèle avec impédance linéaire.

On peut distinguer 5 différents types de charges perturbatrices élémentaires:

- Le redresseur monophasé à filtre capacitif
- Le gradateur monophasé

- Le redresseur triphasé à thyristors
- Le redresseur triphasé à diode et filtre capacitif
- Les appareils à arc électrique

Dans ce qui suit, nous allons présenter deux cas de figures d'éléments d'électronique de puissance qui participent à la génération des harmoniques, à savoir le pont de graetz (redresseur triphasé à thyristors) et le redresseur triphasé à diode avec filtrage capacitif. [24]

II.4.4.2 Conséquences des harmoniques:

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités et les plus importants sont:

- interférence avec les réseaux de télécommunications et fonctionnement intempestif des équipements.
- L'échauffement des conducteurs, des câbles, des condensateurs et des machines est dû aux pertes en cuivre et en fer.
- l'interférence avec les réseaux de télécommunications : Le couplage électromagnétique entre les réseaux électrique et de télécommunication peut induire dans ces derniers, des bruits importants.
- Dans le cas de résonances, une partie des réseaux de télécommunications peut être rendue inutilisable.
- Les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques : En présence des harmoniques, la tension (ou le courant) peut changer plusieurs fois de signe dans une demi période. Par conséquent, tout appareil dont le fonctionnement est basé sur le passage par zéro des grandeurs électriques (appareils utilisant la tension comme référence comme les dispositifs de commande et de régulation, appareils de mesure) peut être perturbé.

Le risque de résonance: Les fréquences de résonance des circuits formés par des inductances des transformateurs et des câbles sont normalement élevées .[25]

II.4 .5 Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (II. 4) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde.

Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires. [21]

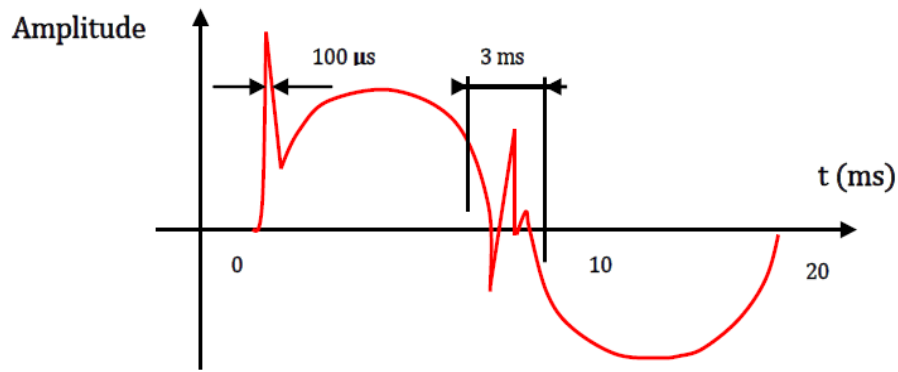


Fig.II.4:Exemple de cas de surtensions transitoires.

II.4.6 Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure II.5). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

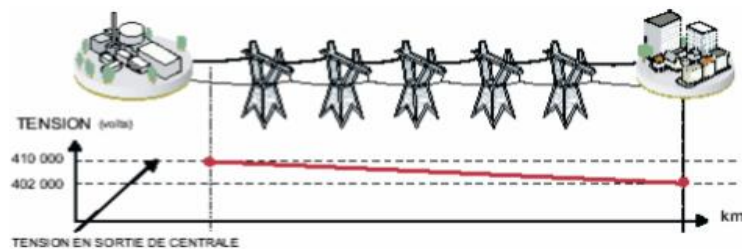


Fig.II.5:Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Si la consommation double, la chute de tension double.

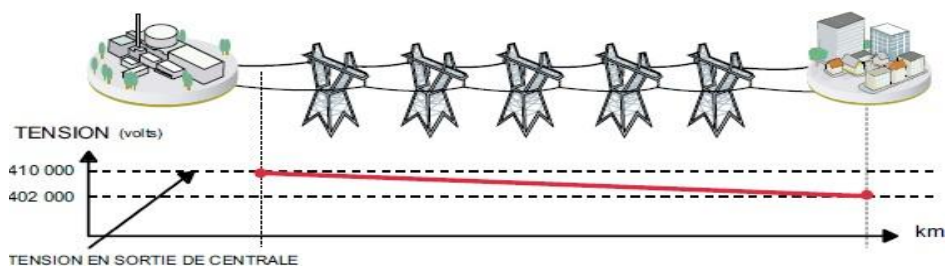


Fig.II.6:Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure II.7). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

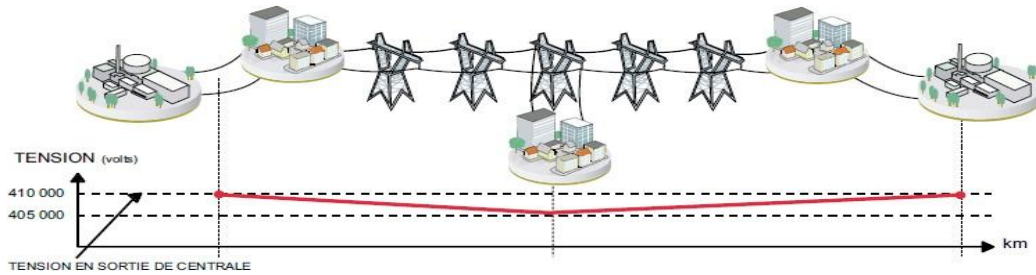


Fig.II.7: Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

Figures (II. 5) (II. 6) (II. 7) sont valables pour un instant donné, à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue.

Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison. [15]

II.4.7 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 pu pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants. [15]

II.4.8 Fluctuations de tension

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale et les fluctuations de tension sont des suites de variations de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, un exemple de fluctuation de tension est montré dans la figure (II. 8).[20]



Fig .II.8: variation de tension.

II.4.9 Creux de Tension

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.9). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1-0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT).

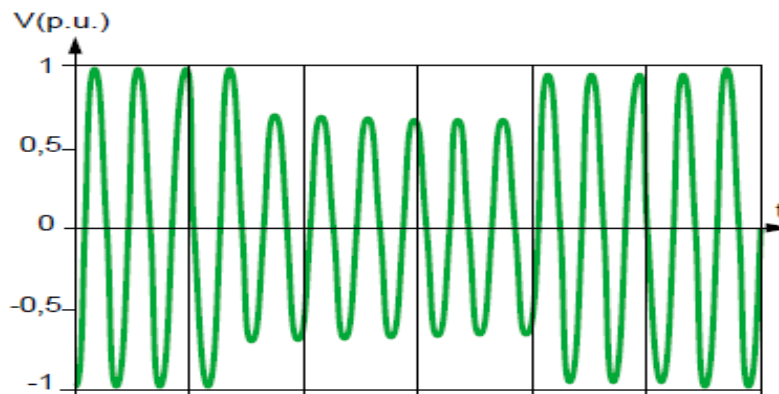


Fig .II.9: Creux de tension.

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).[16]

II.4. 10 Coupures brèves

Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.

Causes La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection. [26] [19]

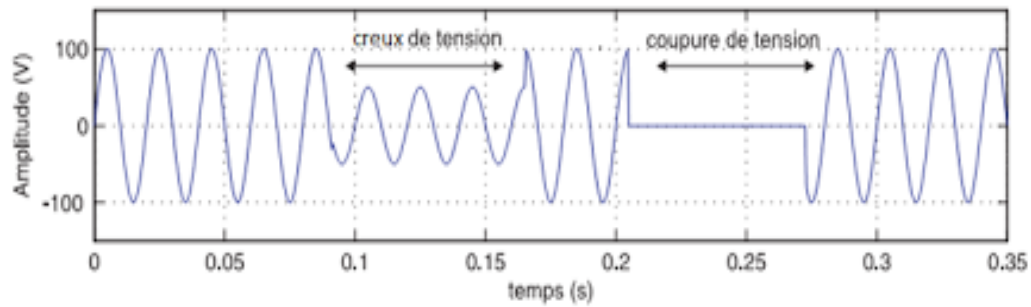


Fig .II.10: Creux et coupures de tension.

II.4 .11Surtensions

Ce phénomène (figure II.10) se produit lorsqu'un composant électrique possédant deux bornes reçoit une tension supérieure à celle de la tension normale du circuit .[01]

Les surtensions sont de trois natures:

- 1-surtension Temporaires (à fréquence industrielle),
- 2-surtension De manœuvre,
- 3- surtension D'origine atmosphérique (foudre).



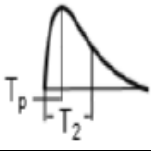
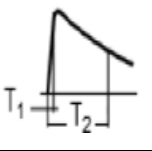
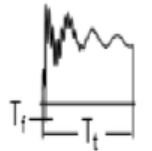
Elles peuvent apparaître :

- en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre),
- en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre)
- **Surtension Temporaires (à fréquence industrielle)**

Compte tout régime réellement transitoire mais à une constante de temps d'amortissement très lente, ou un régime stable mais anormal et dont la durée est limitée au temps de fonctionnement des dispositifs de contrôle et de protection de réseau. On note ici des surtensions ne dépendant que par la configuration du réseau:

- surtensions en extrémité des lignes ouvertes à vide effet Ferranti (Annexe 1)
- surtensions dus à l'influence des alternateurs et de leurs dispositifs de réglage (déclenchement sur impédance capacitive, surtensions consécutives à un défaut dissymétrique et Ferro résonance) .[27] [01]

Tableau.II.2:formes de surtensions représentatives et essais envisagés par le projet de la norme CEI71.

Classe de surtension	Basse fréquence		Transitoire		
	Permanente	Temporaire	A fronte lent	A fronte rapide	A fronte très rapide
Forme					
Gammes des formes fréquence fronte de montée, durée	f=50 ou60 Hz T _t >3600 s	150 < f < 500Hz 3600 > T _t > 0,03S	500 < T _p < 20μs 20 ms > T ₂	20 < T ₁ < 3μs 300 μs > T ₂	100 < T _t < 3ms 0,3 > f ₁ > 100MHz 30 > f _t > 300KHz 30 ms > T _t
Forme normalisé	f=50 ou60 Hz T _t (*)	48 ≤ f ≤ 62Hz t= 60 s	T ₁ =250 μs T ₂ =2500 μs	T ₁ =1,2 μs T ₂ =50 μs	(*)
Essai de tenue normalisé	(*)	Essai à fréquence industrielle de courte durée	Essai de choc de manoeuvre		(*)

II.5 Différents types de la stabilité de système de puissance

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes:

- la nature physique de l'instabilité résultante.
- l'amplitude de la perturbation.
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.
- Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :
- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure (II.11) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories .[29]

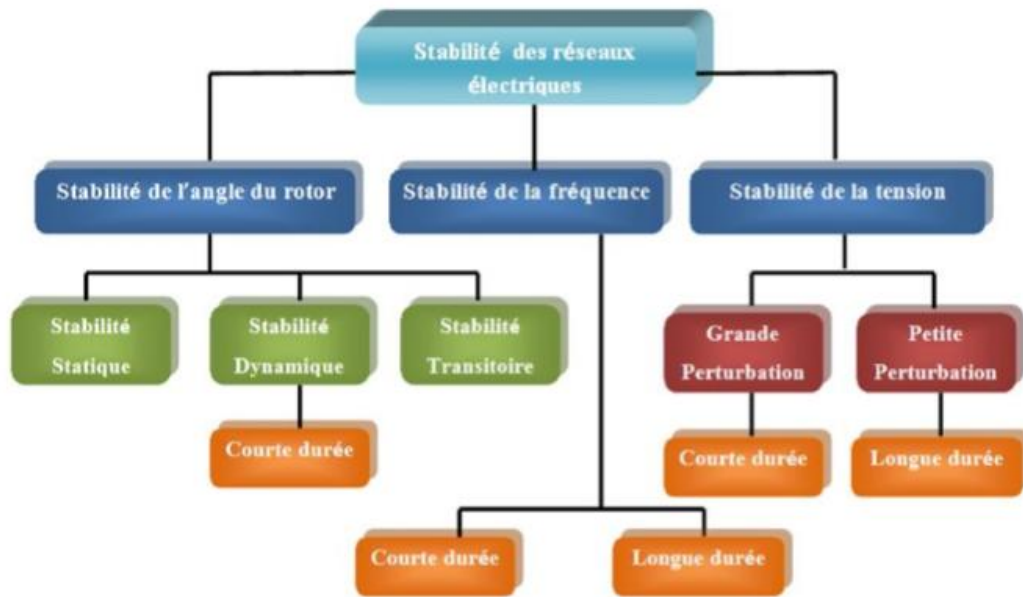


Fig.II.11:Classification de la stabilité de réseau électrique

II.5.1 Stabilité de l'angle de rotor

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Stabilité angulaire aux petites perturbations:

- La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.
- Stabilité transitoire

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.[29]

II.5.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite-consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.[30]

II.5.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'inaptitude du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. par exemple:

- une augmentation de charge : des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCS (Statice Var Compensator Systems) qui atteignent les limites de puissance réactive :
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne :
- une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

L'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations [31].

✓ Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, .etc.

✓ Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,.. etc. [31]

II.5.3.1 Causes de l'instabilité de la tension

L'événement déclencheur de l'instabilité de la tension peut être une variété de causes telles que l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive ou la perte d'une ligne fortement chargée. [32]

Les éléments suivant ont un impact important sur la stabilité de la tension:

- o Les génératrices et les comportements de leurs dispositifs de réglage et de protection.
- o Le réseau de transport de par sa nature inductive et capacitive.
- o Les dispositifs de compensation shunt réglable et fixe.
- o Les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes.
- o Les relais de protection.
- o Les caractéristiques de la charge.

II.5.3.2 importance et incidents

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Les tableaux II.3 et II.4 présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement.

Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande .[21]

Tableau.II.3: Incidents suivis d'effondrement.

Date	Lieu	Durée
28-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville Flooide	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupure
04-08-1982	Belgique	45 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-02-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques 3 heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Aac lémanique	1 heures
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

Tableau.II.4: Incidents non suivis d'effondrement.

Date	Lieu	Durée
22-09-1970	Etate de New York, E-U	Incertitudes pendant des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash,E-U	Quelque minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, E-U	Quelque minutes
21-05-1983	Caroline du nord, E-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des E-U	Quelques minutes
20-05-1986	Angleterre	minutes 5
20-07-1987	Illinois et Indiana, Wash E-U	Incertitudes pendant des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore ,Wash E-U	Incertitudes pendant des heures
Nove 1990	Ouest de la France	Quelques heures

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, plusieurs entreprises de service public ont mis au point des méthodes spéciales de réglage de la tension et de la puissance réactive. Électricité de France a mis en place un dispositif automatique centralisé de réglage secondaire de la tension (RST). L'ENEL (Italie) a, de la même façon, développé un dispositif régulateur automatique de la tension et de la puissance réactive utile des génératrices. La Tokyo Electric Power Company possède un dispositif de réglage adaptatif de l'alimentation en puissance réactive et a installé un nouveau système de surveillance en ligne pour assurer la sécurité de la tension .[19]

II.5.3.3.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau,

s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais. [19]

II.6 Le réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques

La tension est un paramètre très important pour l'exploitation d'un système électrique. On trouve dans la littérature plusieurs études et définitions concernant le réglage de la tension. Trois types de réglage sont effectués, à savoir [33]:

II.6.1. Le réglage primaire de tension (RPT)

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. [01]

Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement (avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms) aux fluctuations aléatoires de la tension. [34]

II.6.2. Le réglage secondaire de tension (RST)

Le réglage secondaire de la tension a pour but de faire face, de manière coordonnée, à de fortes mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le RST est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglages. Ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage). Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote. [33]

II.6.3. Le réglage tertiaire de tension (RTT)

Le réglage tertiaire manuel, effectué par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes (15 mn), les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants:

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un écoulement de puissance optimal, en tenant compte des critères précédemment cités. Ce procédé est un système de coordination composé d'un algorithme d'optimisation de la répartition des puissances sur le réseau en fonction de l'action des « FACTS » (systèmes flexibles de transmission en courant alternatif) [36]. Ces derniers seront définis par la suite.

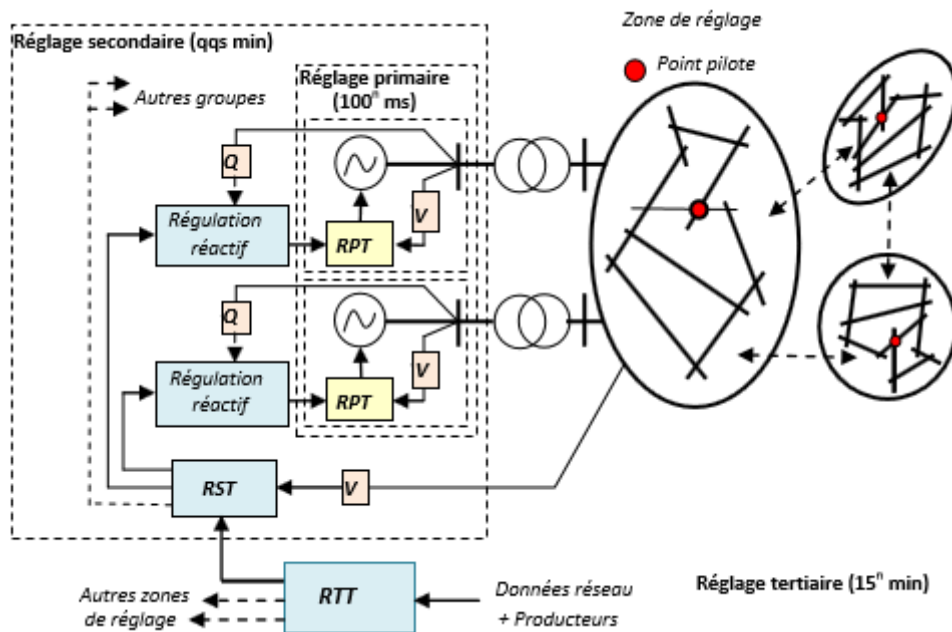


Fig.II.12: Organisation du réglage hiérarchisé de tension

II.7 Moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de tension

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau .[35]

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont.[35]

- des condensateurs ;
- inductances ;
- des compensateurs synchrones ;
- des compensateurs statiques (SVC) ;
- les groupes générateurs.

II.7.1 Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension. [36]

II.7.2 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau. [18]

II.7.3 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant à la compensation de ces pertes mécaniques et électriques. A l'instar des générateurs synchrones, leur courant d'excitation est réglable, permettant ainsi de contrôler la tension à leur nœud de connexion. [37]

II.7.4 Compensateurs statiques

Ils sont constitués de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors montés en tête-bêche. On aura ainsi par la mise en parallèle d'une inductance réglable par thyristors (TCR : Thyristor Controlled Reactor) et de batteries de condensateurs commutables également par thyristors, un réglage continu de l'inductance par modification de l'angle d'amorçage des thyristors.

Les compensateurs statiques peuvent être utilisés pour le réglage de la tension, et pour l'amélioration de la stabilité du réseau. Ils sont de bonne performance dynamique (temps de

réponse de quelques dixièmes de seconde). Ils sont capables d'atténuer les fluctuations de tension, en particulier dans les zones éloignées des centres de production.[38]

II.7.5 Groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux .[12]

II.8 Le réglage de la tension et la production de puissance réactive

- **Approche théorique:**

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension en chaque nœud du réseau dans une plage contractuelle de tension. En effet la tension sur un réseau n'est pas constante. Pour simplifier, considérons le schéma de la suivante, sur lequel l'impédance série R, L représente, de façon simplifiée, une ligne aérienne. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part .[39]

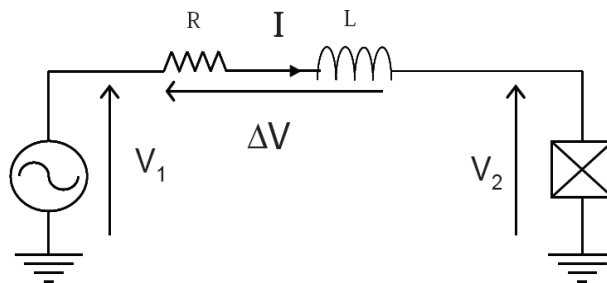


Fig.II.14:Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique.

Un diagramme de Fresnel nous permet d'évaluer les relations entre tensions et courant

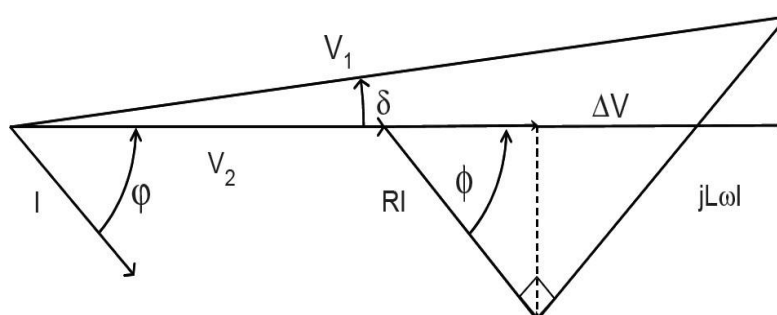


Fig.II.15:Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jL\omega\bar{I} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jX\bar{I} \quad (\text{II.1})$$

Par projection selon les axes horizontaux et verticaux, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + RI \cos \rho + XI \sin \rho \quad (\text{II.3})$$

$$V_1 \sin \delta = -RI \sin \rho + XI \cos \rho \quad (\text{II.4})$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \rho + XV_2 I \sin \rho) \quad (\text{II.5})$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances : Avec $P = V_2 I \cos \rho$ la puissance active monophasée consommée par la charge, $Q = V_2 I \sin \rho$ la puissance réactive monophasée appelée par la charge $P_j = RI^2$ les pertes par effet Joule dans la ligne et $Q_L = -XI^2$ la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient :

$$V_1^2 - V_2^2 = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (\text{II.6})$$

$$\text{Et } (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (\text{II.7})$$

En notant la chute de tension :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \text{ et } \Delta V = V_1 - V_2 \quad (\text{II.8})$$

Nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_j + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (\text{II.9})$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{+RP + XQ}{V^2} \quad (\text{II.10})$$

L'expression précédente montre que la tension en un point du réseau est très sensible à la topologie du réseau et aux transits de puissance réactive. Ainsi, pour une puissance active consommée P donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive Q de valeur :

$$Q = -\frac{RP}{X} \quad (\text{II.11})$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive. La

consommation de puissance réactive de la ligne est caractérisée par les valeurs de l'inductance linéique et de la capacité linéique latérale :

$$Q_{Ligne} = \frac{V_1^2}{\frac{2}{c\omega}} - \frac{V_2^2}{\frac{2}{c\omega}} + XI_1^2 = -\frac{c\omega}{2}(V_1^2 + V_2^2) + XI_1^2 \quad (\text{II.12})$$

Cette expression se simplifie en considérant que les tensions aux deux extrémités de la ligne sont sensiblement égales. Nous obtenons :

$$Q_{Ligne} \approx -c\omega V_2^2 + XI_1^2 \quad (\text{II.13})$$

Le premier terme de cette expression représente l'apport de puissance réactive du couplage capacitif entre les conducteurs de la ligne.

Le comportement réactif des lignes dépend donc du niveau de puissance transitant sur celles-ci. Une ligne faiblement chargée sera ainsi capacitive et générera de la puissance réactive, tandis qu'une ligne fortement chargée sera essentiellement inductive et consommera de la puissance réactive.

Concernant les câbles, leur forte valeur de capacité linéique latérale rend prépondérant le caractère capacitif. Les câbles sont des fournisseurs de puissance réactive, quel que soit leur niveau de charge.

II.9 Conclusion

Dans un réseau électrique, l'asymétrie (déséquilibre) de tension, les harmoniques, les Fluctuations de tension, les surtensions, et les creux de tension ont des effets néfastes sur les équipements électriques.

Ces perturbations empêchent les réseaux électriques à fonctionner dans les diapasons et les normes connues de la qualité d'énergie électrique, ainsi qu'à la stabilité du système énergétique.

Ce chapitre a traité les différents phénomènes perturbateurs qui influents sur la qualité de la tension, ainsi les lignes longues ont un impact significatif sur la régulation de la tension et la stabilité du réseau. En outre, il est démontré qu'il est nécessaire de compenser ces lignes pour respecter les deux contraintes fondamentales du transport d'énergie électrique et classé les différents compensateurs de l'énergie réactive. [4] [40]

Chapitre III

Constitution et fonctionnement de la travée self et

Protection de ligne de transport

III 1.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons discuter dans un premier lieu les détails de la travée self mobile 220KV, qui est une bobine d'inductance triphasée connectée aux extrémités des lignes longues destinée à compenser par l'effet Ferranti qui se traduit par une augmentation de la tension au bout de cette ligne provoquée par une charge importante ou une charge faible. Et en deuxième partie nous allons présenter les différentes anomalies qui peuvent affecter un réseau de transport d'énergie électrique, ainsi que la philosophie des protections.

III .2 Constitution, Fonctionnement d'un travée self mobile

III.2.1 Fonction et caractéristiques

Il remplit toutes les fonctions d'une sous-station ordinaire. Il s'agit de fonctions de contrôle, de protection, d'élimination et autres. Il peut être attribué à plusieurs utilisateurs avec pouvoir de branches. Il est facile à installer et à mettre en service rapidement. Il suffit de connecter le câble à mettre en service. Il possède une absorption des chocs, une tige temporaire, une connexion souple des composants du circuit et d'autres mesures de choc. [41]

III.2.2 Composition structurelle

Il est divisé en une partie HT, un transformateur principal et une salle d'appareillage BT. Switches Les pressostats haute pression utilisent un interrupteur de sectionnement HGIS ou de type ouvert et un disjoncteur de pôles magnétiques comme interrupteur principal, monté sur une remorque. Room La salle de commutation BT comprend: armoire de commande latérale basse tension, alimentation de commande, écran CC et protection de l'équipement de mesure. [41]

III .2.3 Caractéristiques de l'appareillage interne BT

Utilisez une coque isolante à trois couches; Climatisé, ouvert sur demande; Grande Niveau de protection de la coque jusqu'au poste IP43; La batterie d'alimentation CC intérieure des appareils à basse tension est entièrement scellée. [41]

III .2.4 Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Plan de dessin

La ligne d'arrivée côté haute tension utilise un commutateur SIG de 220 kV, utilisant une traversée huile-SF6 pour connecter la commutation et le transformateur SIG; le projet utilise

deux remorques, un SIG de ligne d'arrivée à haute tension et un transformateur sont montés sur la remorque 1 et des appareillages de commutation, de protection, de mesure et autres sont installés dans le conteneur de la remorque 2. [41]

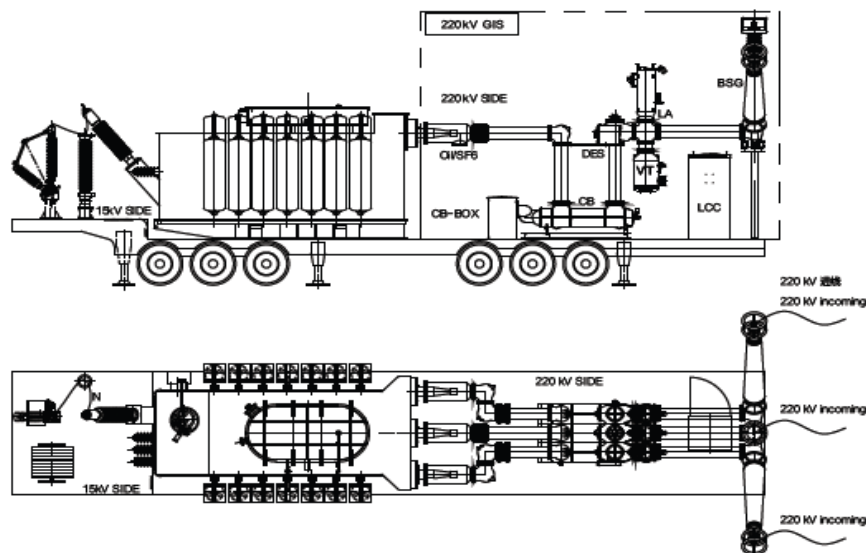


Fig.III.1: Poste de travail mobile 220kV CZBT1-230 / 15-50000 Pla dessin

- Disjoncteur;
- Sectionneur et commutateur de mise à la terre;
- Sectionneur;
- Transformateur de courant;
- Transformateur de tension;
- Parafoudre;
- Bague;
- Huile / SF6-Huile / SF6 Bague Immergée;

III.2.4.1 Module Tête de Ligne blindé sur remorque

Il est constitué de l'unité blindée, et comporte toutes les protections propres aux équipements que le constituent (protection appareillage blindé, protection ligne).

- Les équipements de la téléconduite seront également implantés sur ce module.
- Modalité d'exploitation.
- Travée SELF.
- Travée de Tête de la ligne (secours pour le remplacement d'une ligne dans un poste classique 220KV). [40]

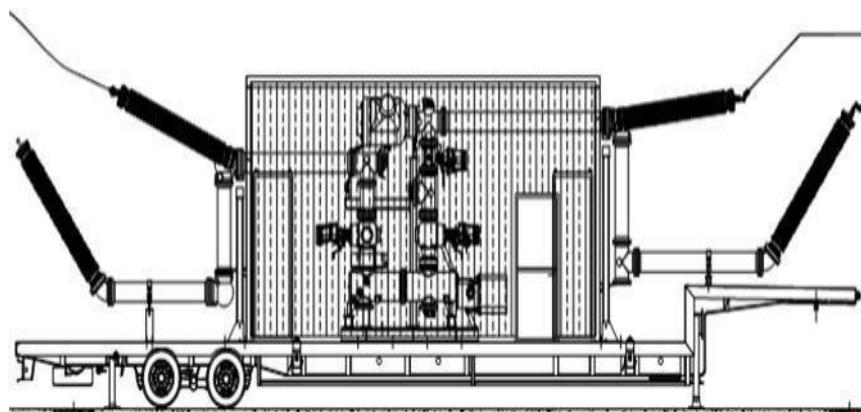


Fig. III.2: Module Tête de Ligne blindé sur remorque.

III .2.5 La maintenance des bobines d’inductance shunt triphasées

III .2.5.1 La maintenance préventive

La maintenance préventive des selfs comme celle des transformateurs englobe [42]:

- La maintenance systématique.
- Inspections Routinières.
- Maintenance systématique Simple.
- Maintenance systématique poussé.
- La maintenance conditionnelle

III .2.5.1.1 Les fréquences des entretiens :

Tableau. III.1: Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile.

Actions de Maintenance	Fréquence	Situation de l'équipement
Entretien simple avec essais protections internes et externes	02 ans	Hors tension
Prélèvement d’huile pour analyse des gaz dissous.	02 ans	Sous tension
Prélèvement d’huile pour analyse physico-chimiques.	02 ans	Sous tension
Prélèvement d’huile pour analyse furaniques.	04 ans	Sous tension
Entretien détaillé	04 ans	Hors tension

III .2.5.2 La maintenance systématique

III. 2.5.2.1 Les Inspections routinières

L'inspection visuelle et routinière permet d'anticiper et détecter toute anomalie visible sur la self, de même qu'elle permet de vérifier le fonctionnement de certains organes. Cette inspection ne nécessite pas la consignation de la self, réalisée sous tension par le personnel exploitant, elle consiste en des vérifications des composants de la self et en des relevés effectués sur les indicateurs. [39]

III. 2.5.2.2 Les opérations effectuées durant l'inspection sont

- L'état des fondations.
- L'état des MALT.
- Les fuites et les niveaux d'huile(cuve, bornes, filtre assécheur).
- L'état du silicagel
- L'état des armoires et des coffrets.
- Absence de fissure au niveau du pot du dessiccateur.
- L'état des tuyauteries.
- L'état des clapets.
- L'état des vannes.
- L'état des traversées.

Les relevés: De la température de huile et celle des enroulements (la température des enroulements devra être supérieure à celle de l'huile). [39]

Les actions de maintenance de premier degré:

- Remplacement du silicage si nécessaire,
- Nettoyage des armoires.

III.2.5.2.3 L'exploitation des résultats:

Les résultats des inspections routinières sont consignés sur une fiche d'inspection et analysés une première fois par l'exploitant. Les anomalies constatées, sont transmises aux services exploitation et/ou service maintenance, ce qui permettra de déclencher éventuellement un entretien ou une intervention (en fonction de la criticité de l' anomalies ne nécessite pas une intervention immédiate elles sont enregistrées dans la base de données selfs qui doit être consulté lors de la programmation de l'entretien de manière à prendre les mesures nécessaires pour la levée des anomalies. [39]

III .2.6 L'entretien simple

- Effectué périodiquement et hors tension selon le plan de maintenance. L'entretien simple de la self permet avant tout de prévenir les pannes et d'améliorer la fiabilité. Il est donc important avant toute opération d'entretien de veiller à une bonne préparation par:
- La consultation des fiches d'inspection pour prendre connaissance d'éventuelles anomalies ainsi que du dernier rapport d'entretien.
- La préparation des pièces de rechanges nécessaire.
- La préparation du matériel et outils nécessaires.
- La préparation du matériel et outils nécessaires.
- La préparation du chantier. [42]

III .2.7 Protection de travée self

Tout l'équipement électrique est conçu pour résister à une certaine valeur de tension(amplitude et forme d'onde). [39]

- Dimensionnement du système pour résister à toutes les surtensions.
- Admission de la décharge à la terre ou entre les phases_ interruption du système et peut-être panne de l'équipement/blessures ou personnel.
- Installation d'une protection contre les surtensions _ spécifié le niveau d'isolation de base de l'équipement de la sous-station
- Câbles blindés.
- Parafoudres.

III.2.8 Répartition des travées self au niveau algérien

Dans le cadre du contrat SONELGAZ GRTE SPA N° 001/2009/GRTE-PAT qui a pour objet : Etudes, Fournitures, Installation et mise en service de [43]:

- Huit (08) têtes de ligne blindées 220KV.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 KV de puissance 20MVAR.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 KV de puissance 10 MVAR.

Ils ont reparti les travées self comme suit:

- Une travée self 10 MVAR au poste de Bechar sur la ligne :Bechar-Naama1.
- Deux travées selfs 20 MVAR au poste de Bechar sur la ligne : Bechar -Naama2.
- Une travée self 20 MVAR au poste de Hassi Messaoud Ouest sur la ligne : HMO - Biskra.
- Une travée self 10 MVAR au poste d'EL Amiria sur la ligne : HMO -ELAmiria.

- Fourniture sur site de trois (03) travées self de puissance 10 MVAR composées de:
 - -Trois (03) têtes de ligne blindées 220kV.
 - -Quatre (03) self mobiles triphasées 220Kv de puissance 10 MVAR

III .2.9 Manœuvres Possibles et conditions transitoires

III.2.9.1 Energisation ligne avec self

La première condition d'exploitation qu'il faut étudier est l'énergisation de la ligne avec la Self. C'est une condition naturelle d'exploitation prévue par la self.



Fig.III.3:Energisation ligne avec self.

❖ Localisation de self

La condition plus critique pour la self est la connexion côté arrivée de ligne.



Fig III.4:Connexion de self côté arrivée de ligne.

❖ **Condition de réseau**

La condition plus critique pour la self est la présence d'une tension déjà très élevée à partir de la sous-station de départ ligne. Cette condition peut être identifiée pendant la première énergisation d'une portion de réseau ou bien la réénergisation après un défaut qui a provoqué le déclenchement d'une portion de réseau.

❖ **Transitoire d'énergisation**

Le transitoire d'énergisation est en fonction du condition de fermeture du disjoncteur, Dessin de self, saturation de la self, synchronisation(éventuelle) du disjoncteur, flux résiduel dans la self, etc.

Exemple : Energisation ligne Naama Bechar avec self 10 Mvar à Naama: [44]

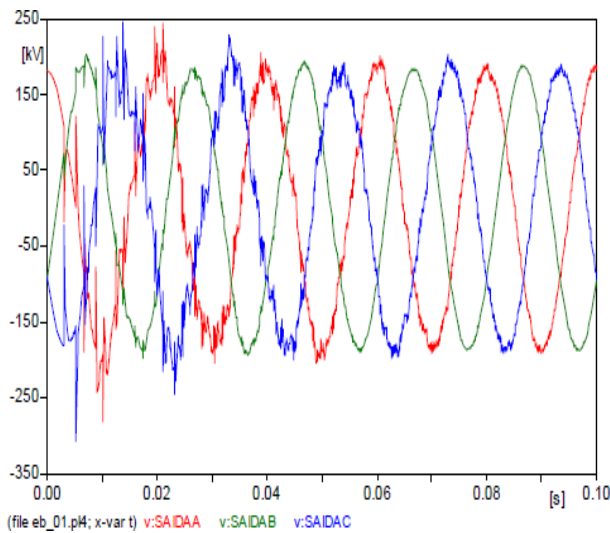


Fig.III.5:Graphe de tension à Saida.

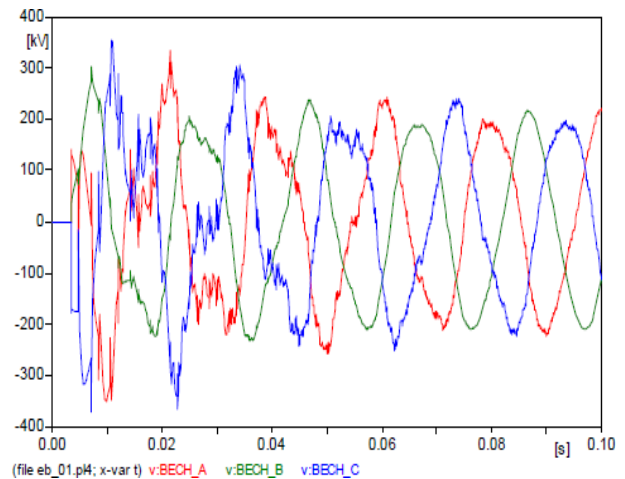


Fig.III.6:Tension enregistré à Bechar

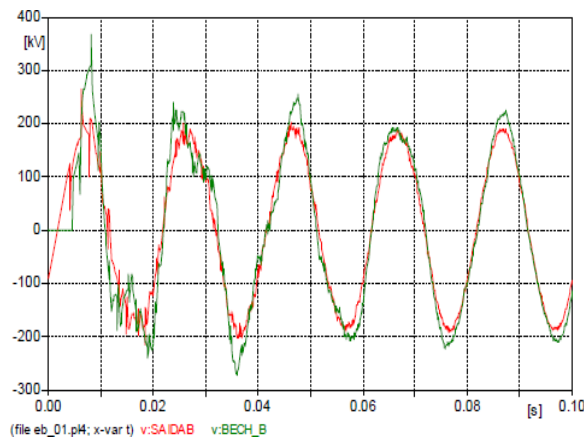


Fig.III.7:Comparaison entre tensions de Saida et Bechar.

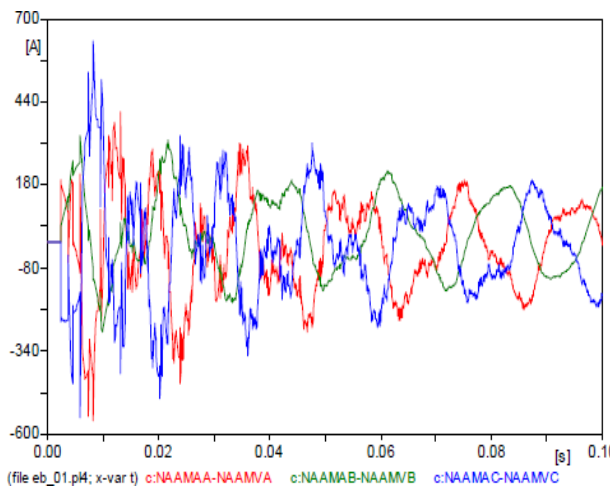


Fig.III.8: Graphe de courant départ ligne Naama – Bechar.

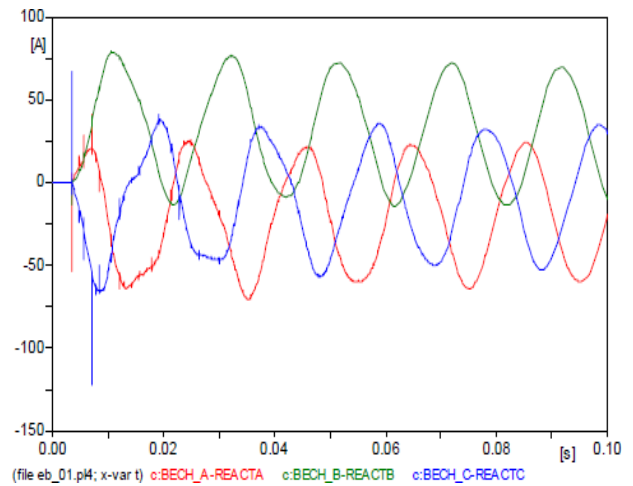


Fig.III.9: Graphe de courant self.

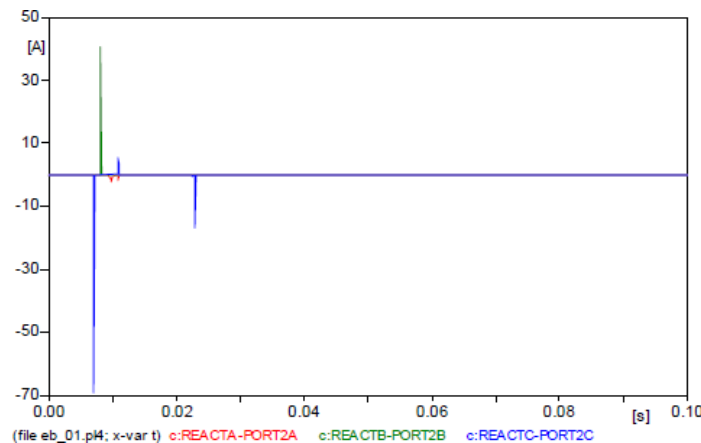


Fig.III.10: Graphe de courant Parafoudre self.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Dans le cas le plus critique, on peut avoir un courant dans les parafoudres pour la surtension initiale produite par l'énergisation de la ligne.
- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation. [39]

III.2.9.2 Energisation self sur ligne en service

on peut vérifier la condition d'exploitation dans le cas d'énergisation d'une self sur ligne en service.

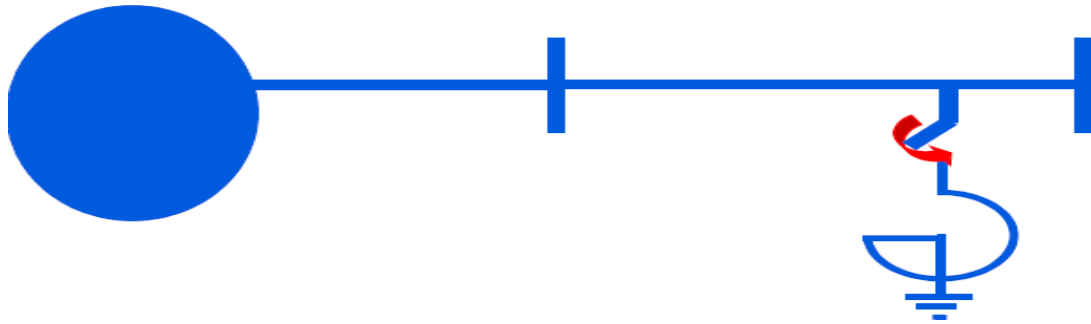


Fig.III.11: Energisation self sur ligne en service.

❖ Localisation

Dans ce cas, la self peut être coté ligne comme m'entrée dans le sketch, ou connectée directement aux jeux des barres.

❖ Condition de réseau

la plus critique est certainement liée au transitoire d'insertion avec la tension maximum au point d'insertion.

❖ Transitoire d'énergisation

Dans ce cas, les transitoires sur la self sont négligeables:

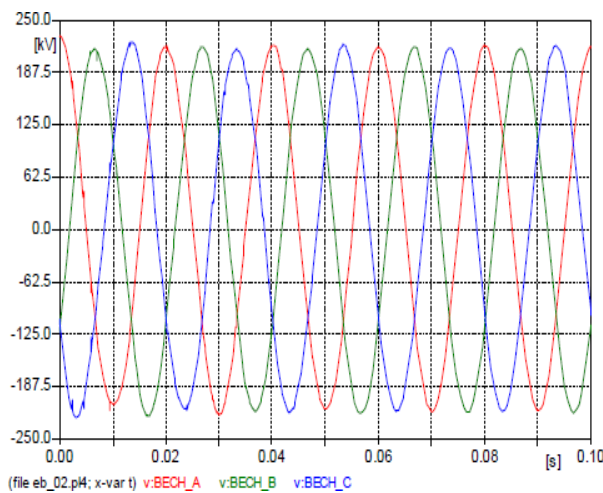


Fig.III.12: Graphe de tension à Bechar

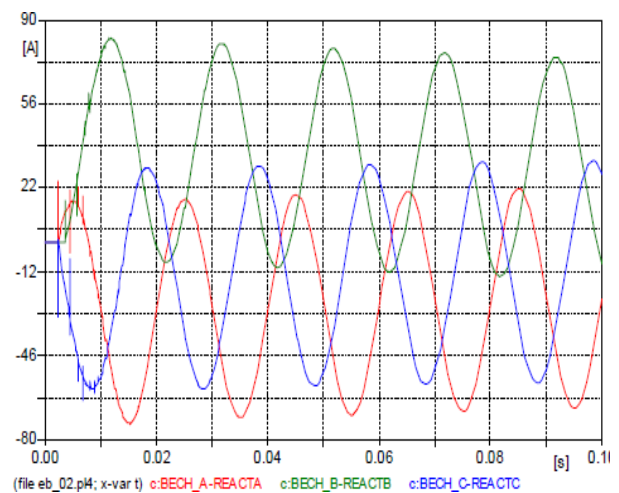


Fig.III.13: Graphe de courant à Bechar.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Dans le cas le plus critique, on peut avoir un courant dans les parafoudres pour la surtension initiale produite par l'énergisation de la ligne.

- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation. [44]

III.2.9.3 Déclenchement ligne et self ligne à vide

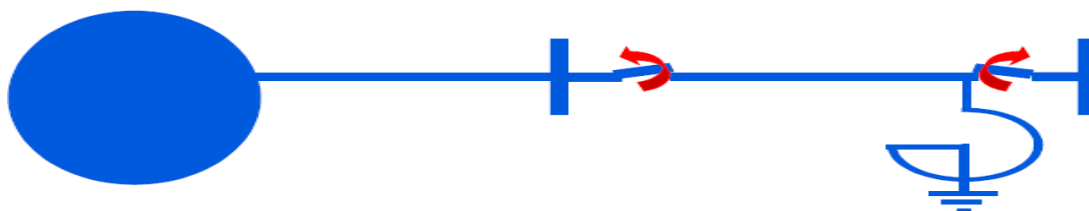


Fig.III.14: Déclenchement ligne et self, ligne à vide

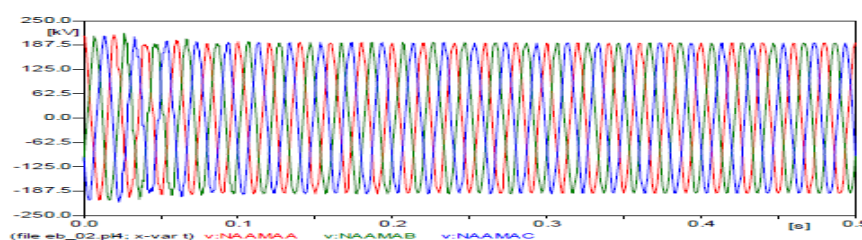


Fig.III.15: Graphe de tension à Naama.

❖ Localisation

La self est connectée coté ligne et le disjoncteur de la self est fermé pendant le déclenchement de ligne.

❖ Condition de réseau

la tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

la tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

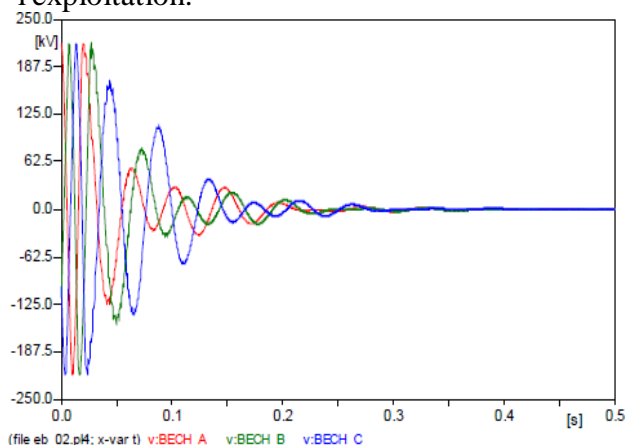


Fig.III.16: Graphe de tension à Bechar.

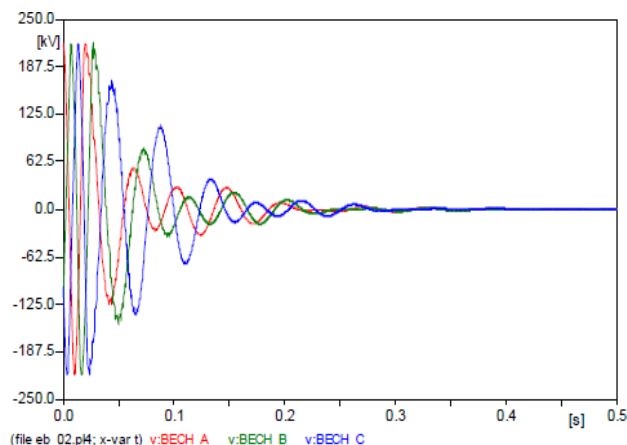


Fig.III.17: Graphe de courant à Bechar départ ligne

Pendant le déclenchement de ligne avec la self connectée coté ligne, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé, mais au-dessus des paramètres de dessin de la self.
- Selon le moment du déclenchement du disjoncteur, la BPN peut aussi être affectée par un transitoire significatif. [39]

III.2.9.4 Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne:

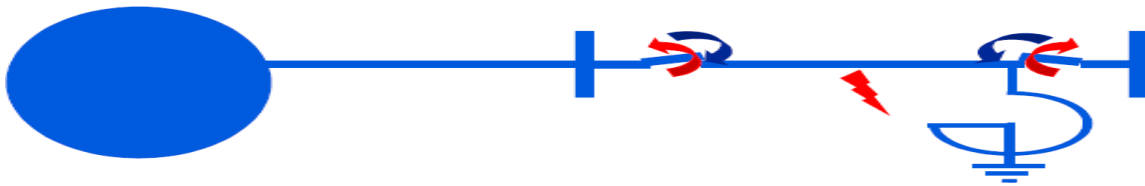


Fig.III.18: Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne.

❖ Localisation

La tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

❖ Transitoire

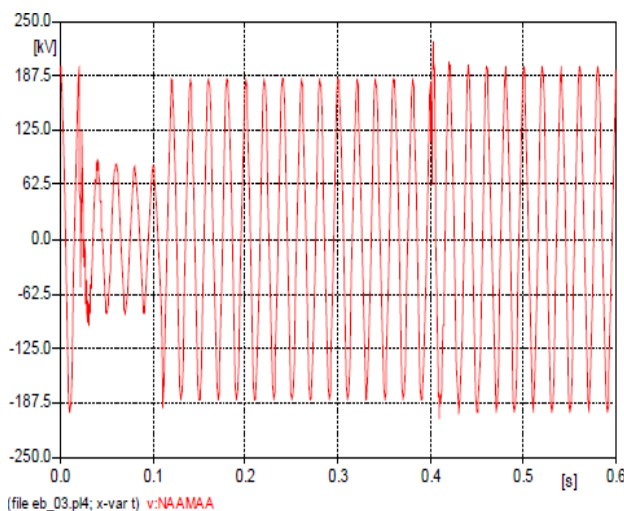


Fig. III.19: Graphe de tension à Bechar.

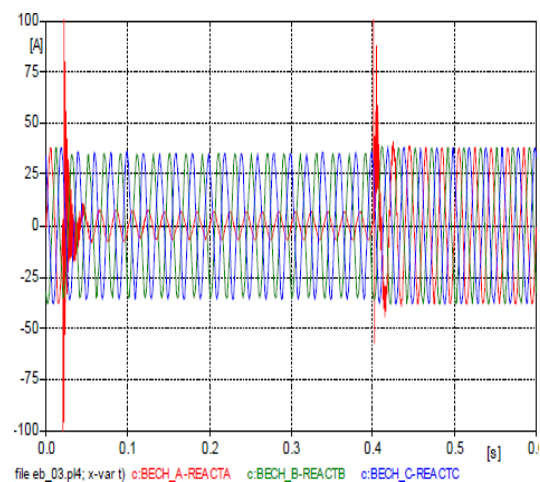


Fig.III.20: Graphe de courant à Naama, Départ ligne

en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

-
- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé mais au-dessus des paramètres de dessin.
 - La BPN peu être aussi, selon le moment de déclenchement du disjoncteur, affectée par un transitoire significatif.
 - Les paramètres de la self et de la BPN sont très importants pour assurer le fonctionnement du réenclenchement de la ligne. [44]

❖ **Contraintes liée à la travée self :**

On emploie des self de puissance:

- Pour la compensation de l'excès de puissance réactive engendrée par les lignes aériennes en condition de faibles charges.
- Stabiliser la tension du système.

Elles peuvent donc être commutées soit en entrée soit en sortie. Les self de puissance ont en général un noyau de fer avec entrefers intégrés. Pour la transmission des tensions, on utilise surtout des noyaux à cinq bras et des noyaux cuirassés, qui rend les triphasés magnétiquement indépendants.

Grace aux entrefers, et aux triphasés magnétiquement indépendants, les noyaux de fer ne sont pas considérablement saturés, et donc, au cours des événements de puissance, les selfs auront un comportement saturés, raisonnablement linéaire. La sorte de noyau-avec le mode d'enroulement (connexion Y ou D) – ainsi que les conditions de mise à la terre influencent les séquences de manœuvres employées pour la commutation contrôlée.

En effet les selfs de puissance peuvent avoir le neutre à la terre. En ce qui concerne les selfs de puissance , une self monophasée additionnelle (réactance de terre)est souvent connectée entre le neutre et la terre.

L'objectif de la réactance de neutre est celui d'augmenter la réactance homopolaire globale de la ligne aérienne. De cette façon, le courant de défaut est maintenu faible en cas de pannes sur la ligne monophasée, qui sont éliminées par l' ouverture unipolaire des disjoncteurs de ligne. Il en résulte qu'il sera très probable que l'arc, à l'emplacement de la panne, se soit éteint et que l'opération de réenclenchement soit réussie. [39]

III.2.10 Opération de fermeture

La commutation d'une self engendre le courant d'appel. en principe, c'est le même qu'un courant d'appel d'un transformateur, mais avec des différences. Le noyau d'une self ne retient aucun flux restant, à cause des entrefers, ce qui rend le tout plus facile.

Toutefois, l'atténuation de la condition asymétrique- le "composant cc"- est lente, à cause des faibles pertes inhérentes à une self de puissance. Il est donc nécessaire de garder ce phénomène à l'esprit lorsque l'on conçoit le système de protection du relais pour les self de puissance HT.

Sans saturation, la première crête de courant avec un décalage en continu total sera 2.2-2.82 fois le courant nominal. La réelle crête de courant peut augmenter jusqu'à une valeur de 3et 5.5 fois, selon les détails de conception particuliers de la self de puissance. [45]

III.2.11 Opérations d'ouverture_ Coupure des surtensions et réamorçages

En plus de l'inductance d'enroulement, une self de puissance a toujours un peu de capacité parasite dans les enroulements, les bushings, et dans les conducteurs des connexions, Lorsqu'une self est désexcitée, la tension qui la traverse oscillera avec la fréquence naturelle établie par l'inductance et la capacité parasite. La fréquence d'oscillation typique est de quelques KHz.

Les transitoires de tension à pic élevé causés par les réamorçages seront distribués irrégulièrement à travers l'enroulement de la self ,avec une majeure contrainte sur les spires initiales. [45]

III.2.12 Contrôle des opérations d'ouverture

Les contrôleurs Switchsync™ pour les disjoncteurs de la self de puissance sont normalement utilisés pour les contrôle des opérations d'ouverture.

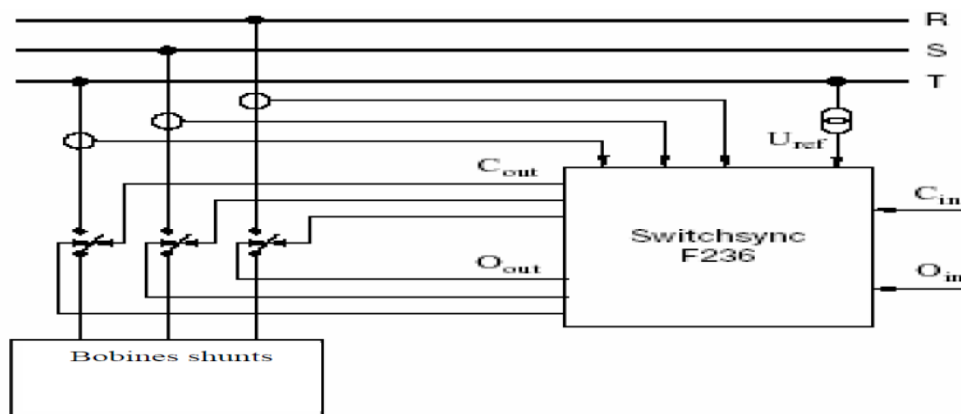


Fig.III.21:Switch système pour l'ouverture et la fermeture contrôlée

Légende:

- R,S,T les trois phases
- C_{in} : signal d'entrée de la commande de fermeture
- O_{in}: signal d'entrée de la commande d'ouverture
- U_{ref} : signal d'entre du voltage référence
- C_{out} : signal de sortie de la commande de fermeture

- Oout :signal de sortie de la commande d'ouverture

Une désexcitation incontrôlée causera, lors de cas particuliers, le réamorçage dans au moins un pôle du disjoncteur. En contrôlant la séparation du contact de façon à ne pas provoquer de durées d'arc brèves, le réamorçage sera éliminé. [27]

III.2.13 Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur:

Les self de puissances sont connectées en parallèle avec le reste du réseau de puissance. Les selfs de puissance peuvent être traitées en tant que dispositif à valeur d'impédance fixe. C'est pourquoi le courant de phase individuel est directement proportionnel à la tension entre phases appliquée. Pendant la condition d'anomalie à l'extérieur, lorsque la tension entre phases de panne est plus basse que la tension nominale, le courant de la phase de panne déduira effectivement sa valeur de la valeur nominale.

Selon le point de l'onde de tension ou l'anomalie a lieu, le courant réduit pourrait avoir un composant de courant continu superposé. Il en résulte qu'un courant déséquilibré de la self de puissance paraîtra au point neutre. Toutefois, ce courant de défaut de l'anomalie à l'emplacement et la résistance de l'anomalie à l'extérieur. [39]

III.2.14 Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur

Lors d'une anomalie à l'intérieur, les valeurs des courants de phase individuels et des courants du point neutre dépendront surtout de l'emplacement de l'anomalie intérieure. On assume que, à cause des détails de construction, les anomalies entre phases à l'intérieur de la self de puissance paraissent peu probables. L'on peut analyser seulement deux cas extrêmes des scénarios d'anomalies intérieures de phase à la terre:

dans le premier cas, l'anomalie de l'enroulement de la phase A à la terre se trouve près du point neutre.

Dans le deuxième cas, l'anomalie de la phase A à la terre peut être localisée juste entre les transformateur de courant HT et l'enroulement de la self de puissance (c'est-à-dire une panne du bushing de la self de puissance). [45]

III.2.15 Avantage et Inconvénients

Avantage:

- ✓ Elle permet d'éteindre l'arc du défaut.
- ✓ La continuité du service même si le défaut est permanent.

-
- ✓ Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase terre est grande.
 - ✓ A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées, grâce à la compensation.
 - ✓ Le signalement de premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine du point neutre . [27]

- Inconvénients:

Les courants de défauts sont très réduits, mais les défauts ne sont pas éliminés, ceux-ci risquent de provoquer des accidents.

- ✓ Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens.
- ✓ Résonance accidentelle de la bobine Petersen qui provoque des surtensions.
- ✓ Avantage de la bobine Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants. [27]

III.3 Protection de ligne de transport

III.3.1 Caractéristiques des défauts

Les défauts sont caractérisés par leur formes, leur durée et l'intensité du courant. On utilise Souvent, comme l'Électrotechnique des réseaux, le terme de défaut pour les désigner.

III.3.1.1 Les types des défauts

- ✓ Les défaut triphasés PPP: entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la Terre
- ✓ Les défauts biphasés PP: entre deux phases du réseau .
- ✓ Les défauts biphasés à la terre PPT: entre deux phases du réseau et la terre.
- ✓ Les défauts monophasés PT : entre une phase du réseau et la terre

Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la Connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des Réseau électrique; car

l'élément de base chargé de cette fonction protection est le Disjoncteur; pour qu' un

disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de Coupure doit être supérieur au

Les trois derniers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de Court-circuits élevés. [40] [46]

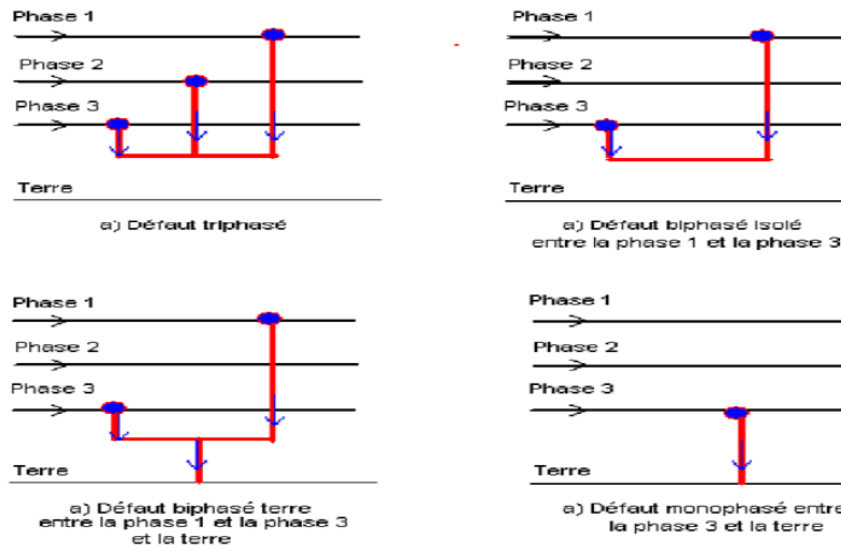


Fig. III.22: Différents types de défauts

III .3.1.2 Durée des courts- circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; si ce manque d'isolement est durable, le court circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif. [55]

III .3.1.3 Intensité du courant de court-circuit

est une caractéristique importante, Elle détermine la sévérité de la contrainte appliqué au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutre. [47]

III.3.2 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection

Le système de protection électrique est un grand système compliqué, donc on ne peut pas conçu un seul appareil pour protéger tout le système. [48]

III. 3.2.1 Zone de protection

on divise le réseau électrique en zones délimitées par le disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zone se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection.

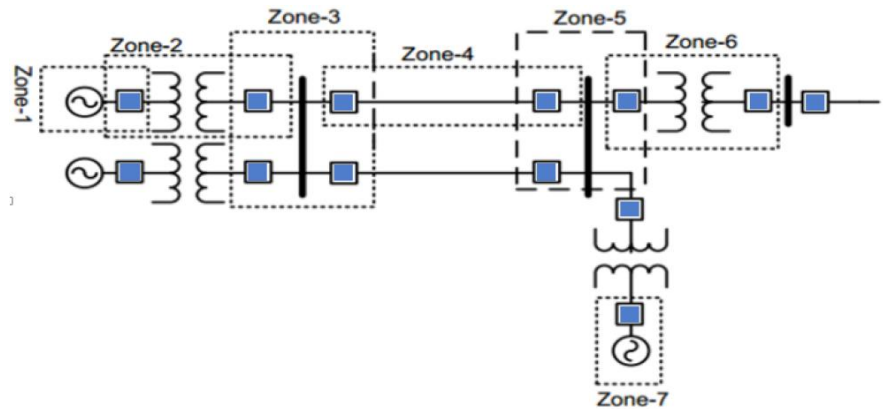


Fig.III.23:les zone de protection

- Pour les relais de la zone1: Responsables de défaut qui est situé à l' intérieur du Générateur.
- Pour les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le Transformateur.
- Pour les relais de zone 3:Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux De bars (Bus bars).
- Pour les relais de zone 4: Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes De transport d'énergie (Transmission Lignes). [49]

III .3.2.2 La Position du système de protection

Se trouve dans tous le système électrique (réseau électrique),car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les selles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et TT se placent soit dans la cour (postes extérieures),ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation),ou inclus dans les postes isolés par le gaz (poste blindé).

(Fig. III.33) montre la varie forme d' un ensemble d'éléments de protection des postes isolés par gaz SF₆. [48]

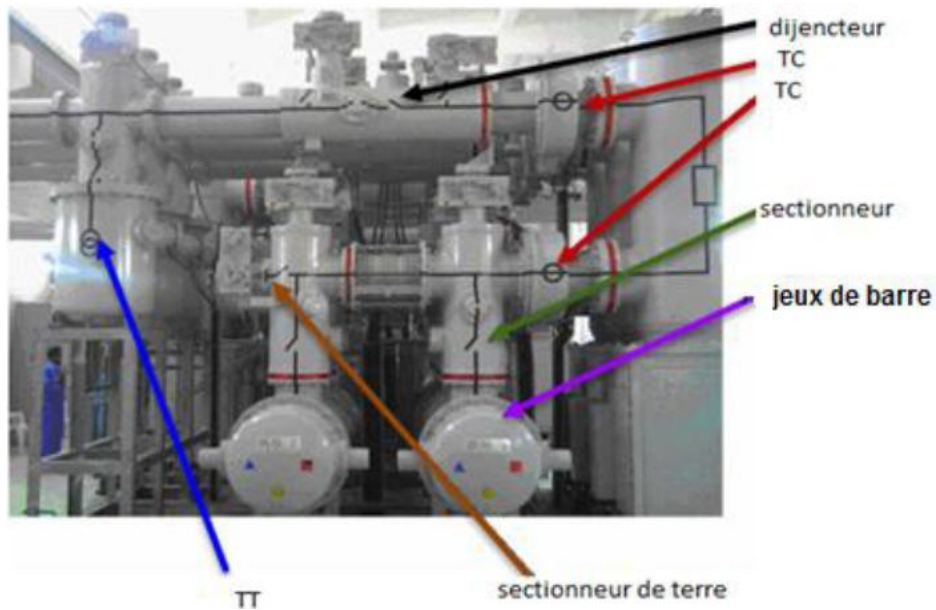


Fig.III.24:les éléments de protection des postes blindés

III .3.2.3Le signal de défauts (Relaying Signal)

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais(Relaying Signal).

Par exemple:

- La fréquence** (peut augmenter ou diminuer)
- La direction** du courant électrique (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs)
- La valeur** d'impédance Z (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut Aider à détecter la position de ce dernier)

La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément(la grande Variation entre eux est à cause d'un défaut)

Une changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeur de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et en doit ensuite isoler le défaut du réseau. [50]

III .3.3 Protection des lignes de transport

III. 3.3.1 Le type de protection

- Protection de distance .

- protection différentielle.
- protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc...[48]

III.3.3.2 La technologie des protections

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique. [48]

III .3.3.3 Protection de distance des lignes

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en Fonction de sa construction; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur Ou de sa distance . Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'ohm.

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous:

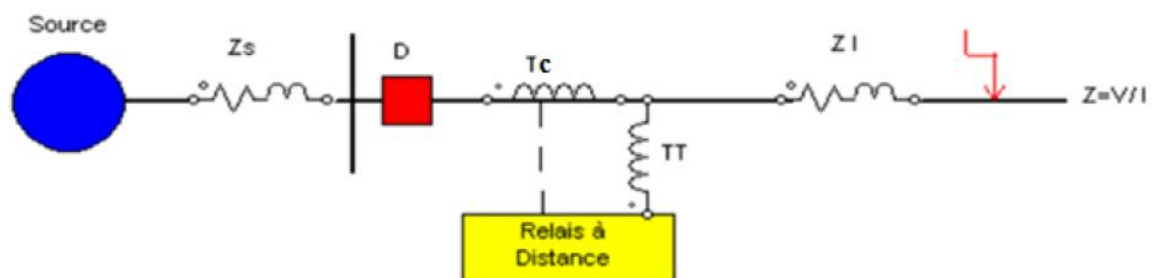


Fig.III.25:Principe de base du fonctionnement

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'ohm:

$$U = Z \times I \quad (III.1)$$

$$\text{Sachant que } Z_L = R_L + X_L \quad (III.2)$$

Au cas de défaut; le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne Z_L varie; On remarque que l'impédance de la ligne Z_L est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d, l'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La ligne à protéger doit être partagée par trois zones aval et zone amont (Fig III.35). [48]

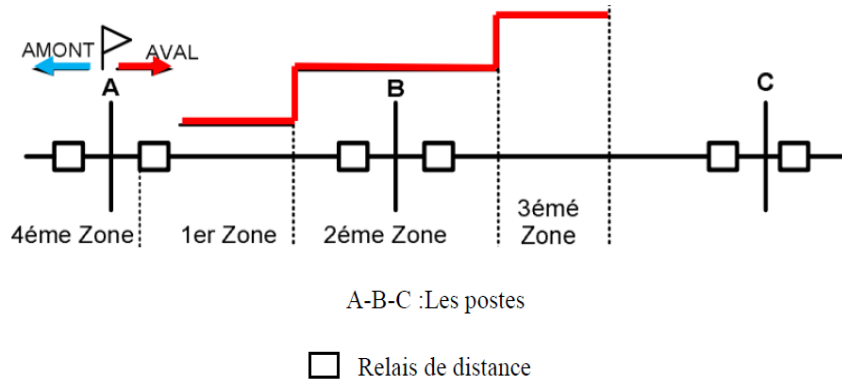


Fig.III.26:Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.

- **Réglage des zone de mesure:**
- **Première zone de mesure**

Il est adopté un réglage à 80 % de la longueur de la ligne avec un déclenchement instantané en temps de base quand localement on dispose d'une protection statique alors que le poste est équipé de protection électromécanique ou statique.

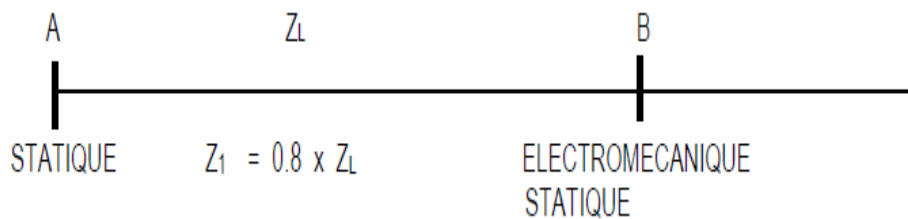


Fig.III.27:Les zones de réglage de protection

$$Z_1 = 0.8 Z_L \tag{III.3}$$

Particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THT/HT

Ou HT/MT, le première zone est réglée de façon à couvrir tout la ligne jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur. [49]

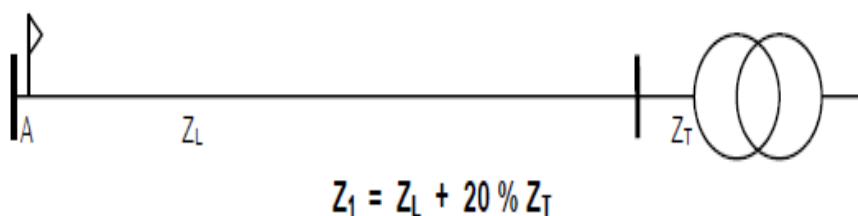


Fig.III.28:Les zone de réglage de protection

- **deuxièmes zone de mesure**

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120 % de la longueur de la ligne courte. Le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

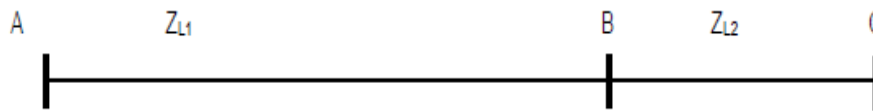


Fig.III.29: Les de réglage de protection

$$Z_2 = Z_{L1} + 20 \% Z_{L2} \quad (\text{III.4})$$

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:

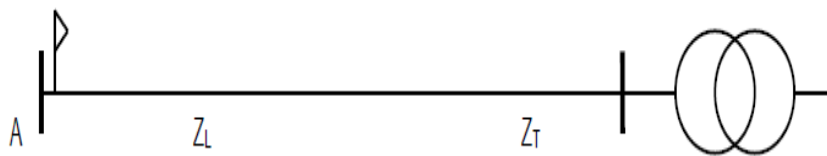


Fig.III.30: Les zones de réglage de protection

$$Z_2 = Z_L + 50 \% Z_L \quad (\text{III.5})$$

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au-delà du pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des alimentations en antenne. L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

-Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte:

$$T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

-Lorsque le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

$$T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

- **Troisième zone de mesure**

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger toute la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur

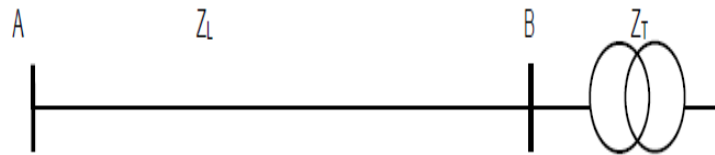


Fig.III.31:Les zones de réglage de protection

$$Z_3 = Z_L + 80 \% Z_T \tag{III.6}$$

Les actions des déclenchement en troisième et quatrième zones se font en:

$$T_3=1.2 \text{ Sec} ; 2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \text{ Sec} \tag{III.7}$$

En évitant un réglage identique des T_4 sur les différentes travées d'un même poste.

- **Zone de protection non directionnelle**

Dans quelque appareil de protection numérique la zone non directionnelle est ajoutée comme Quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 10-15 % de la Zone 1, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle. Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les Pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance Des disjoncteur. Les actions des déclenchements en quatrième zone se font en:

$$2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \tag{III.8}$$

- **La protection directionnelle**

Une protection directionnelle est un type de électriques servant du courant ou de l'écoulement de la puissance, actives ou réactive, pour déterminer si la zone protégée subit un défaut . Lors l'une de ces trois valeurs dépassent un seuil et que le sens est anormal, la protection déclenche . Elle est utilisée pour protéger des lignes, des alternateurs, des transformateurs.

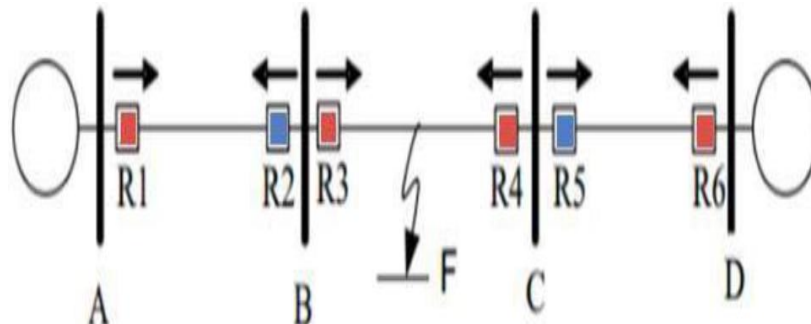


Fig.III.32:La protection directionnelle

Si on a un défaut au point F,R2 et R5 ne détecte pas le défaut , par contre R3,R1,R4,R6 le détecte et ils devinent responsables à le couper suivant les règles de la coordination entre eux (sélectivité). [50]

III. 3.3.4 Protection de secours des ligne

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections Principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Le temps d'action de cette protection est choisi comme tenu des temporisations de protection à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

Cette temporisation est généralement choisie entre le troisième et quatrième stade des protections de distance. [51]

$$I_{SURCH} < T_R < I_{CC \min} \quad T_3 < T_R < T_4 \quad (III.10)$$

III.3.3.5 Protection de défaillance disjoncteur

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut. Les réglages sont:

$$T = 0.3 \text{ Sec} \quad I_R = 1.5 \times I_N \quad (III.11)$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur . Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement. [51]

III.3.4 Dispositif de reencenchement automatique

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défaut sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs. a cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation , il est associé aux protections principales un dispositif de déclenchement automatique du disjoncteur qui assure [51]:

En monophasé

- Un réenclenchement pour les défauts (DR).
- Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est Permanent(DRD).

- **En triphasé**

Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé. En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quelque soit le type de défaut. Réglage du réenclencheur:

- **Ligne en antenne**

- Mode de réenclenchement : Triphasé.
- Temps de réenclenchement : 3 Sec.
- Temps de discrimination: 0.8 Sec.

- **Ligne du réseau maillé:**

- Mode de réenclenchement Monophasé.
- Temps de réenclenchement: 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT Electromécanique ou il faut adopter 1,5 Sec).
- Temps de discrimination : 0,8 Sec.
- La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.
- La fonction réenclencheur: fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

III.3.5 Conditions imposées aux systèmes de protection:

Une protection doit être [52]:

- Sélective: pour assurer la discrimination de l'élément en défaut.
- Sure : elle doit fonctionner dans tous les cas requis.
- Autonome: alimentation sure car elle doit fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorable.
- Rapide : elle doit fonctionner dans un temps aussi court que possible.
- Indépendante de configuration du réseau.
- Insensible aux variations de la topologie du réseau .
- Sensible : elle doit fonctionner quel soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.
- Insensible aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche

hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service.

III.4 Conclusion

Dans primer partie Ils compensent la puissance réactive capacitive des câbles de transmission, en particulier dans les réseaux peu ou pas chargés. Ils réduisent les surtensions de la fréquence du système en cas de chute soudaine de la charge ou d'absence de charge. Ils améliorent la stabilité et l'efficacité du transport d'énergie fait pour chaque exigence nos réacteurs shunt remplis d'huile sont fabriqués en deux versions: avec un noyau de fer divisé par des intervalles d'air Sans noyau de fer, avec un circuit de retour magnétique. Les réacteurs shunt offrent des solutions individuelles: ils répondent à toutes les exigences spécifiées en matière de tension, de calibre, de type d'exploitation, de niveaux de bruit et de pertes faibles, de mode de connexion et de type de refroidissement, ainsi que de transport et d'installation. [53]

Dans deuxième partie nous avons exposé les défauts et la philosophie de réglage des protections, qui précise les paramètres de réglage et les fonction à adopter pour définir les différentes priorités entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Chapitre IV

simulation d'un réseau électrique 220 KV avec et sans travée self

IV.1 Introduction

L'effet Ferranti Il se compose d'une surélévation de montée ou de la tension à vide dans l'extrême ligne électrique lorsque l'autre extrémité est amenée à une tension appliquée.

L'effet est nommé d'après l'ingénieur. Sebastian Ziani de Ferranti, que dans le début des années 1900, il a remarqué que les nœuds du réseau de Londres, principalement composées de tuyaux dans le câble, a subi dans la nuit (lorsque les lignes étaient à faible charge ou sans charge) une augmentation de la tension.[54]

Dans ce chapitre nous allons détailler cette phénomène et nous la simulons avec et sans travée self mobile.

IV.2 Effet Ferranti

IV.2.1 Effet Ferranti dans le système d'alimentation en EE

En pratique générale, nous savons que pour tout Le courant des systèmes électriques circule de la région de potentiel le plus élevé vers la région de potentiel le plus bas, afin de compenser la différence de potentiel électrique existant dans le système. Dans tous les cas pratiques, la tension de l'extrémité émettrice est supérieure à celle de l'extrémité réceptrice en raison des pertes de ligne. Le courant circule donc de la source ou de l'extrémité source vers la charge.

Ferranti, en 1890, proposa une théorie étonnante sur les lignes de transport à moyenne et longue distance, suggérant qu'en cas de charge légère ou de fonctionnement à vide du système de transport, la tension à la réception augmentait souvent au-delà de la tension à l'émission, conduisant à un phénomène appelé Effet Ferranti dans le système d'alimentation en énergie électrique. [55]

IV.2.2 L'effet Ferranti se produit dans une ligne de transmission

Une longue ligne de transmission peut être considérée comme composé une capacité et une inductance considérablement élevées réparties sur toute la longueur de la ligne. L'effet ferranti se produit lorsque le courant consommé par la capacité distribuée de la ligne elle-même est supérieur au courant associé à la charge à l'extrémité de réception de la ligne (pendant la charge ou à vide). Ce courant de charge de condensateur entraîne une chute de tension dans l'inductance de ligne du système de transmission, qui est en phase avec les tensions de l'extrémité émettrice. Cette chute de tension continue d'augmenter de façon additive à mesure que nous nous

approchons de la ligne de charge et, par la suite, la tension à la réception a tendance à être supérieure à la tension appliquée, ce qui entraîne le phénomène Effet Ferranti dans le système d'alimentation. Nous illustrons cela à l'aide d'un diagramme de phasor ci-dessous.

Ainsi, l'effet capacitif et inducteur de Les lignes de transmission sont également responsables de la survenance de ce phénomène particulier. Par conséquent, l'effet de Ferranti est négligeable dans le cas de lignes de transmission courtes, l'inductance de cette ligne étant pratiquement considérée comme proche de zéro. En général, pour une ligne de 300 km fonctionnant à une fréquence de 50 Hz, il a été constaté que la tension de l'extrémité de réception à vide était supérieure de 5% à la tension de l'extrémité émettrice. [55]

IV.2.3 Calcul de l' Effet Ferranti sur la ligne de transmission

Pensons à l'effet Ferranti dans une ligne de transmission étendue où OE représente la tension de fin de collecte, OH signifie le flux de courant dans le condensateur à la fin de collecte. Le phasor FE signifie une diminution de la tension aux bornes de la résistance R. FG signifie une diminution de la tension aux bornes de l'inductance (X). Le phasor OG indique la tension de l'extrémité émettrice dans un état à vide. Le modèle Pi nominal de la ligne de transmission dans un circuit à vide est présenté ci-dessous. [56]

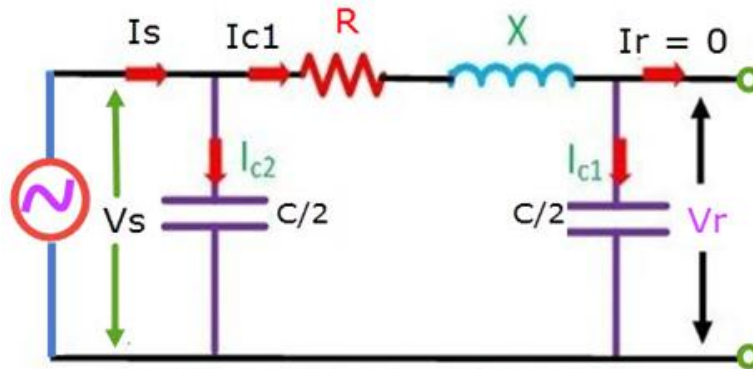


Fig .IV.1:Modèle Pi de la ligne sans charge

Dans la représentation graphique de phasor suivante, OE est supérieur à OG ($OE > OG$). En d'autres termes, la tension à l'extrémité de réception est supérieure à la tension à l'extrémité de transmission lorsque la ligne de transmission est à vide. Le diagramme de phasor à effet Ferranti est présenté ci-dessous.

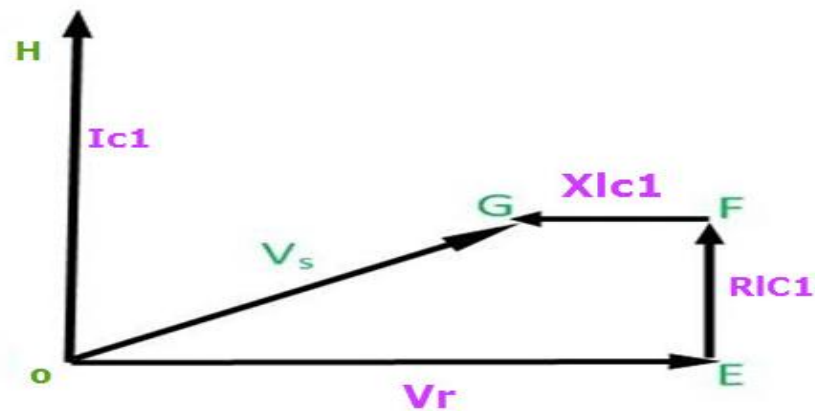


Fig.IV.2:Diagramme de phaseur à effet ferranti

Pour une petite réplique Pi (π):

$$V_s = (1 + ZY/2)V_r + ZI_r \quad (IV. 1)$$

Où, $I_s = 0$ sans condition de charge

$$V_s = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r + Z(0) = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r \quad (IV.2)$$

$$V_s - V_r = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_r - V_r \quad (IV.3)$$

$$V_s - V_r = V_r \left[1 + \frac{ZY}{2} - 1\right] \quad (IV.4)$$

$$V_s - V_r = (ZY/2)V_r Z = (r + j\omega l)S\epsilon Y = (j\omega l)S \quad (IV.5)$$

Si la résistance de la ligne de transmission passé inaperçue

$$V_s - V_r = (ZY/2)V_r \quad (IV.6)$$

Remplace $Z = (r + j\omega l)S\epsilon Y = (j\omega c)S$ dans le V_s ci-dessus

$$V_s - V_r = 1/2 (j\omega l S)(j\omega c S)V_r V_s - V_r = -1/2 (\omega^2 S^2)lcV_r \quad (IV.7)$$

Pour les lignes aériennes, $1 / \sqrt{LC} = 3 \times 10^8$ m / s (vitesse de transmission des ondes électromagnétiques sur les lignes de radiodiffusion).

L'équation ci-dessus montre que $(V_s - V_r)$ est négatif, ce qui signifie que V_r est supérieur à V_s . Ce ci est également illustré par le fait que cet effet sera également déterminé par la période électrique des lignes de transmission et la fréquence.

A et B :les parametre de ligne.

$$V_s = AV_r + BL_r \quad (IV.8)$$

Sur l'état non chargé,

$$I_r = 0; V_r = V_{rnl} \tag{IV.9}$$

$$V_s = AV_{rnl} \tag{IV.10}$$

$$|V_{rnl}| = |V_s|/|A| \tag{IV.11}$$

Pour une ligne de transmission étendue, A est <1 et diminue avec l'augmentation de l'extension de la ligne de transmission. Ainsi, la tension à vide est supérieure à la tension à la charge ($V_{rnl} > V_s$). Lorsque la longueur de la ligne augmente dans la tension sur l'extrémité collectrice, alors, à vide, agit comme l'élément principal.

IV.3 Simulation d'un réseau électrique 220kv avec et sans travée self

Nous utilisant le programme Matlab simulink & simPower system pour étudier le comportement d'une ligne de transmission électrique (ligne entre poste AMERIA et poste HMO) de 301 km comme longueur, 220kv tension composé (phase-phase), 127.02KV tension simple (phase-Neutre), une charge de 100 MW de puissance active, Après une période de temps en introduisant une self de 20Mvar pour avoir de nouveau de comportement de la ligne.

IV.4 Les paramètres:

$f = 50 \text{ Hz}$.

$\omega = 2 * \pi * f = 2 * \pi * 50 = 314 \text{ (rad/s)}$.

$R = 6e-2 * L$. Résistance de la ligne électrique en (Ω).

$l = 0.60e-3 * L$. Inductance de la ligne électrique en (H).

$C = 0.149e-6 * L$. Capacité de la ligne électrique en (F).

$L = 301$ Longueur de la ligne électrique en (km)

IV.5 Diagramme de simulation

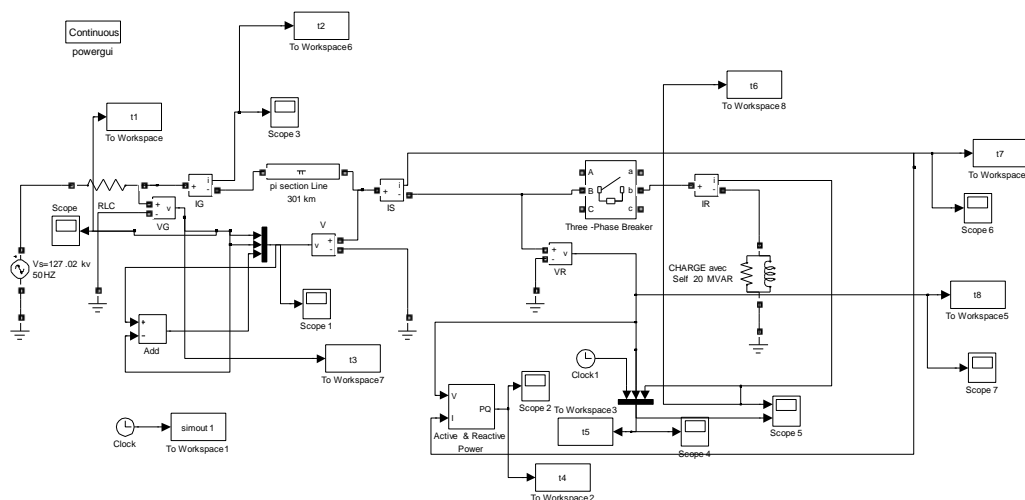


Fig.IV.3: block de simulation

IV.6 Résultats

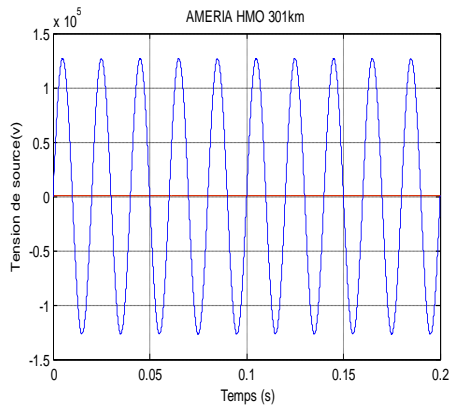


Fig.IV.4:tension de la source

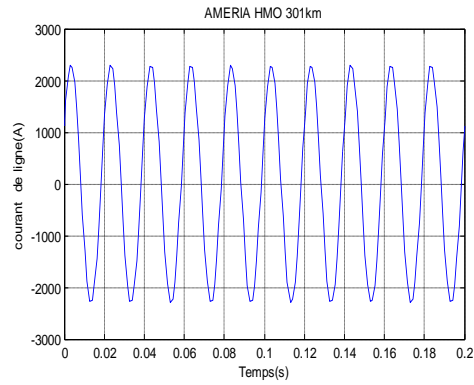


Fig.IV.5:Courant de la ligne

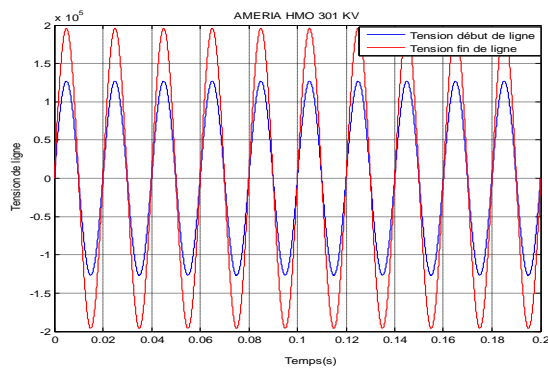


Fig.IV.6:Tension début et fin de la ligne

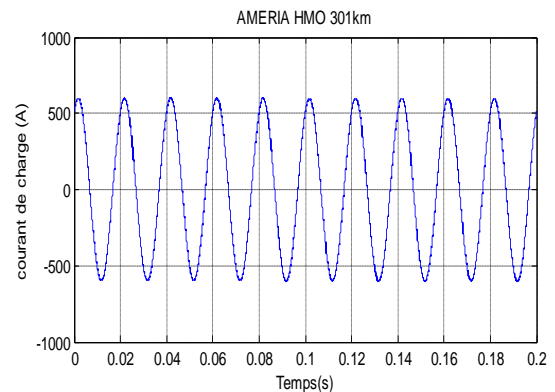


Fig.IV.7:Courant de la charge

D'interprétation:01

A travers la courbe ,nous remarquons que la tension à la fin de la ligne est le double de la tension au début de la ligne ce qui explique le phénomène de ferranti.

Effet ferranti dans ce réseau

La valeur de réglage de tension dans ce cas:

$$VR = -\frac{|Vs - Vr|}{|Vr|} * 100 = -\frac{|220 - 339.95|}{|339.95|} * 100 = -35.28\%$$

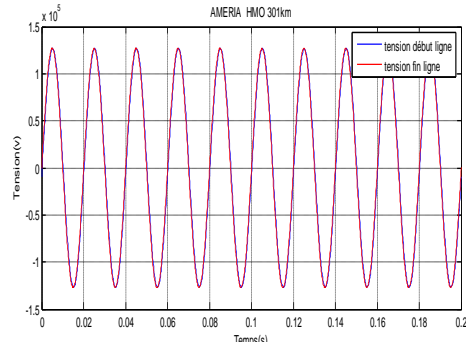
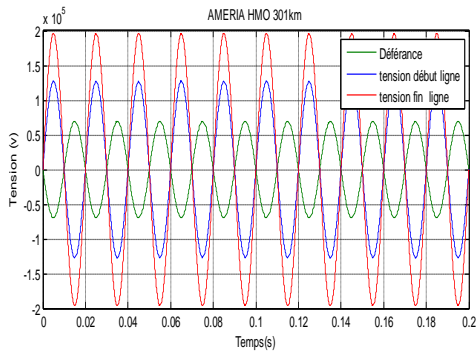


Fig.IV.8:Tension début et fin de ligne avec déléance **Fig.IV.9:** Tension début et fin de ligne avec travée self

D'interprétation:02

Dans ce cas, lors de l'installation de travées self ,nous remarque que la tension en bout de ligne Est presque identique à la tension en début de ligne et que dans ce cas, nous pouvons être Séparés du phénomène ferranti, la tension sera alors réglé dans le réseau de transport.

La valeur de réglage de tension dans cette cas:

$$VR = - \frac{|Vs - Vr|}{|Vr|} * 100 = - \frac{|220 - 217.1|}{|217.1|} * 100 = -1.33\%$$

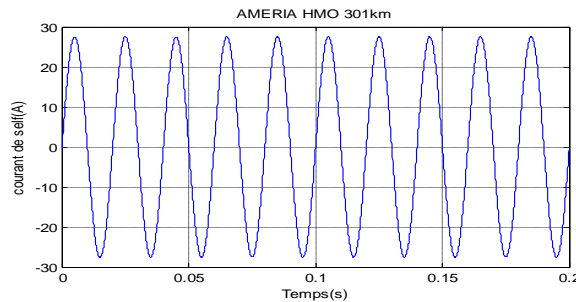


Fig.IV.10:Courant de travée self

IV.7 Discussion des résultats

Après étude pratique de phénomène effet ferranti s'ensuivre les résultats supérieur, Grâce à cette note résultats que ce réseau est très chargé, alors est l'incarnation du phénomène de ferananti a été éliminé par la technologie de l'inductance shunt(travée self).Elle réglée niveau de tension,d'effectuer une compensation pour maintenir la tension en bout de ligne à une valeur proche de la tensionnominale.

Nous remorqué plus la ligne est longue, plus la régulation de tension en bout de cette ligne est mauvaise.

IV.10 Conclusion

L'effet de Fareenti provoque parfois des dommages sur les équipements du réseau et des équipements, il est dangereux par les lignes de transmission, en particulier la nuit n'est pas loin de l'effort de service.

Les facteurs les plus importants qui influent sur l'augmentation de la tension sont la longueur de la ligne et le degré de coefficients de compensation qui affectent directement les phénomènes transitoires liés à l'ouverture ou à la compensation de la rupture de tension.

Conclusion Générale

L'énergie électrique se transporte mal ce qui entraîne un réseau électrique à la fois dense et maillé Il faut assurer la gestion dynamique de l'ensemble production , transport , consommation afin d'en maîtriser la stabilité de tension. Une augmentation de tension peut potentiellement avoir des conséquences importantes sur l'ensemble du réseau entre poste AMERIA et poste HMO. ce travail a été développé les aspects du réglage de tension dans un réseau de transport d'énergie électrique où on a proposer l'utilisation de la travée self mobile 220Kv pour éliminer l'effet capacitif des lignes électrique (effet ferranti) dans le réseau.

L'étude présentée dans ce mémoire s'inscrit dans ce concept et porte sur le réglage de tension dans un réseau électrique par travée self mobile 220KV. Afin d'atteindre cet objectif, nous somme passé par plusieurs étapes détaillées dans les cinq chapitres :

Le calcul des lignes électriques en fonctionnement normal est conduit par différents procédés selon les valeurs relatives des constantes linéiques. Dans le cas de lignes courtes il est légitime d'introduire certaines hypothèses simplificatrices, notamment au sujet de l'influence de la capacité.

Nous avons appliqué essais de simulations avec MATLAB sur le réseau entre poste EMARIA et poste HMO est 301 Km (l'utilisation du MATLAB donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue) avec et sans travée self et commentant les résultats obtenus.

En dernier on a étudié la simulation de l'ensemble réseau travée self 220KV, D'après les résultats de simulation nous remarquons que le réactance shunt côté fin de ligne long sont sinusoïdaux aligné sur le tendon au début de la ligne, ce qui modifie l'augmentation de la tension en bout de ligne, augmentant ainsi l'efficacité et sabilité de tension et la continuité du flux puissance. qui peut croitre par l'effet capacitif de la ligne de transmission qui est très longue (effet Ferranti)

Annex :01

Phénomène très connu, qui peut nous aider à dissimuler ce qui se passe à la fin d'une ligne, malgré que c'est un cas spécial des propagations sur les lignes où : $Z_{ch} = \infty$, impédance en fin de ligne ;

le taux de réflexion $R = (Z_{ch} - Z_c) / (Z_{ch} + Z_c) = 1$ (l'unité) .

Ce que signifie que l'onde sera totalement réfléchie, à cette réflexion totale correspond un doublement de tension, phénomène essentiel pour comprendre la formation des surtensions de manœuvre .A toute autre valeur de Z_{ch} correspondant des taux de transmission et de réflexion de tension entre 0 et ± 1 .

Lorsque l'on considère maintenant un réseau complet, et non pas une seule ligne, on peut voir que chaque nœud du réseau constitue une rupture d'impédance ($Z_{ch} \neq Z_c$) sur le chemin empreint par le signal ; chacun de ces nœud est par conséquent à l'origine d'une onde transmise et d'une onde réfléchie. C'est en fin de compte la combinaison de toutes les ondes qui engendre le phénomène transitoire observé en un point quelconque du réseau.

Donc effet ferranti est une surtension qui peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre (Figure 1.1). Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

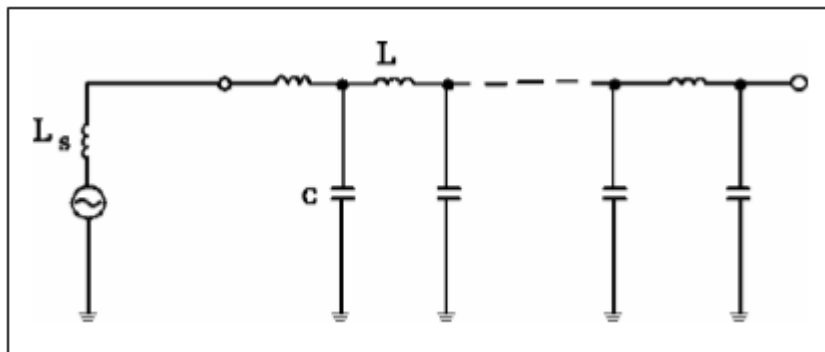


Fig.1: Alimentation d'une ligne ouverte à son extrémité.

En effet, avec:

✚ L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne,

Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée

Chaque cellule est constituée d'un circuit résonant dont le gain est très légèrement supérieur à 1. On conçoit donc bien que la tension sera plus élevée en extrémité et que cette augmentation sera d'autant plus importante que la ligne est plus longue.

Ce résultat peut d'ailleurs se montrer facilement à partir des équations de la ligne considérée comme quadripôle:

$$V(x) = \operatorname{ch} \gamma x V_0 - Z_c \operatorname{sh} \gamma x I_0 \quad (1)$$

$$I(x) = \operatorname{ch} \gamma x I_0 - \frac{1}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma x V_0 \quad (2)$$

$V(x)$ et $I(x)$ étant le courant et la tension au point d'abscisse x de la ligne, V_0 et I_0 leur valeur à l'origine, Z_c son impédance caractéristique et γ son coefficient de propagation.

Ces formules qui sont celles d'une ligne monophasée s'appliquent également à l'étude des régimes triphasés équilibrés sur une ligne triphasée en prenant les paramètres relatifs au mode directe de propagation.

Les paramètres de la ligne se déduisent simplement de ses caractéristiques linéiques par les formules suivantes:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + jL\omega}{G + jC\omega}} \quad \gamma = \sqrt{(R + jL\omega)(G + jC\omega)}$$

Où : R , L , G , C sont respectivement la résistance, l'inductance, la conductance ($1/\text{ohm} \cdot \text{Km}$) la capacité linéiques de la ligne et $\omega = 2 * \pi * f$, la pulsation du régime sinusoïdal.

En extrémité de ligne ouverte ($x = l$) le courant est nul soit et (2) devient:

$$\operatorname{ch} \gamma l I_0 = \frac{l}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma l V_0 \quad (3)$$

De l'expression (1.3) on tire

$$I_0 = \frac{l}{Z_c} \frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\operatorname{ch} \gamma l} V_0 \quad (4)$$

En remplaçant (1.4) dans (1.1) on obtient alors

$$V(l) = \operatorname{ch} l V_0 - \frac{\operatorname{sh}^2 \gamma l}{\operatorname{ch} \gamma l} V_0 = \frac{l}{\operatorname{ch} \gamma l} \quad (5)$$

Tant que γl est suffisamment petite cette expression peut se limiter à son développement au second ordre soit

$$V(l) = \left(1 + \frac{\gamma^2 l^2}{2}\right) V_0 \quad (6)$$

En première approximation ($G=0$ et R petit)

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{et} \quad \gamma = j\omega\sqrt{LC} \quad (7)$$

Pour une ligne H.T ou T.H.T

$$V(l) = (1 + 5,5 \cdot 10^{-7} l^2) V_0 \quad (8)$$

Soit K_s le facteur de surtension

$$K_s = \frac{V(l)}{V_0} = 1 + 5,5 \cdot 10^{-7} l^2 \quad (9)$$

Cette équation est illustrée par la figure 1.2.

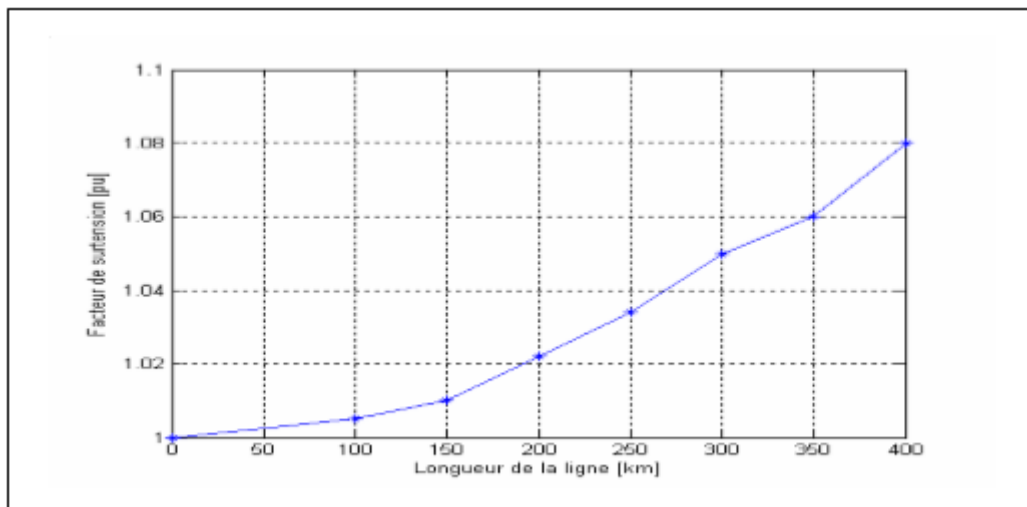


Fig2: Augmentation de la tension en extrémité de ligne ouverte.

D'après cette figure on remarque que l'augmentation de la longueur de la ligne fait augmenter le facteur de surtension. La longueur de la ligne a donc une influence sur le facteur de surtension.

Bibliographie

- [1] G .Rami, « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions de centralisées d'énergies connectées au réseau distribution», Energie électrique. Institut National polytechnique de Grenoble-INPG,2006 Français
- [2] Site Internet: [www. cre .fr /réseaux/réseaux-publics](http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics), « Description générale des réseaux d'électricité Montefiore », université lièges 2010.
- [3] B. Berseneff, « Réglage de tension dans les réseaux électriques distribution du futur »thèse de doctorat, Université de Grenoble , Décembre 2010.
- [4] T. Wlidi, G. Sybille, « production de l'énergie électrique»,Electrotechnique,4^{eme} édition 2005.
- [5] S. Loubna , D. chaima , « Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension des 90 Kv» ,thèse master, université Bajdi Mokter-Annaba, juin 2017.
- [6] N.BAKHTA, «la production décentralisée » cours, université d'Oran-Mohamed Boudiaf,2017/2016.
- [7] O. M Bachir, D.M Hadi, « Application de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS » thèse master, université de Dr ,Tahar Moulay de Saida,03/07/2017.
- [8] A. Amer, D. Kenza , « Etude des techniques exploitées pour le réglage de la tension dans les réseaux électriques ».thèse Master , université de Béjaia , 2016/2017 .
- [9] V. courtecusse ,« Supervision d'une centrale multi sources à base d'éolienne et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », thèse de doctorat, université de Lille, 2008.
- [10] L. Sofiane « importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution a la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension» thèse magister, université des sciences et de la technologie MOUHAMD DOUDIAF, juin2010.
- [11] L. Djamel , « production décentralisée et couplage au réseau» thèse de doctorat D'ETAT, université de MENTOURI CONSTANTINE , 2008.
- [12] B. Med ,Abdalilah, L. Ali «compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par

système FACTS» mémoire de magister, université de Ouargla, 13/05/2016.

[13] N. Aouzellage , « Contribution à l'Amélioration de Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée l'Intégration des Générateurs Éoliennes » thèse de doctorat, université de Béjaia, 2011.

[14] M.MOUZAIA, S.IDIIR , « Etude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution » thèse de master, université A-MIRA-Bejaia. 2012/2013.

[15] L. Sofiane « importance et nécessité de l'étude de la compensation et de sa contribution à la gestion de l'exploitation des longues lignes de transport a extra haut tension», mémoire de magister, université d' Oran, juin 2010.

[16] N. Djamel « contribution à l'étude des stratégies de commande des filtres actifs triphasés», mémoire de magister, université de Souk-Ahras.

[17] A. Amina ; N.Eithmane « dimensionnement de batterie de compensation de l'energie reactive pour la station de pompage des hydroucarburer de beni mensour»,mémoire de magister,université de bejaia,2015.

[18] S.Hammou «compensation de l'energie reactive d'une installasion industerielle MT/BT(HTA/BTB) », mémoire de magister,université de m'sila,2016.

[19] B. Samira « amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC», mémoire de magister, université de chlef, 09/06/2009.

[20] T. Abdel wahab , C. Ibrahim « commande par logique floue d'un filtre actif parallèle avec correction du facteur de puissance», mémoire de magister», université de M'sila.

[21] H. Mohamed Amine , T. Abderrahmane « contrôle de tension dans un réseau de grand taille par dispositifs FACTS», mémoire de magister, université de Saïda, 26/06/2014

[22] O. Amar « simulation d'un filtre actif parallèle de puissance pour la compensation des harmoniques de courant», thèse doctorat, université d'Annaba, 2007..

[23] A. Mourad « commande et diagnostique d'un filtre actif parallèle», mémoire de magister, université de M'sila.

[24] A. Zoubir , Y. HILLAL« influence des harmonique et des des équilibres sur la

compensation de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution», mémoire de magistère

[25] M. Sidi Salah , « étude comparative entre les moyens de compensation de l'énergie réactive », mémoire de magister, université de Annaba, 2017.

[26] K. Fouad, «étude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT», mémoire de magister, université de Constantine

[27] K. Naas, «étude et réduction des surtensions lors des manœuvres des bobines dans les réseaux électrique», mémoire de magister, université d'Oran.

[28] G. Imane «analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d'une éolienne», mémoire de magister, université de Biskra, 02/06/2013.

[29] B. Rabah , « optimisation multi objectif de la systèmes de FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électrique», mémoire de magister, université de Laghouat, 04/09/2007.

[30] Z. Fares , « amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique par l'utilisation des systèmes FACTS », mémoire de magister, université de Sétif, 15/12/2010.

[31] C. Moussa , D. Mebarek «étude de la stabilité transitoire du réseau est algérien avec l'extension du post berrahal 400kv», mémoire de magister, université de Annaba, 06/2017

[32] B. Ndia «étude de la stabilité de tension par les systèmes multi-agents (SMA) », mémoire de doctorat, université annaba, 2011.

[33] M. Menda , I. Soufiane , «étude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution», mémoire de magister, université de Bejaia, 2013.

[34] R. Olivier , «réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée», thèse doctorat, énergie électrique, institut national polytechnique de grenoble_INPG, 2006, française(tel_00160006).

[35] L. Zakaria «commande d'un SVC pour le contrôle de la tension des lignes de transport d'énergie électrique» mémoire de magister, université de M'sila, 2016.

[36] B. Houria , «amélioration du transit de puissance d'un réseau électrique par l'utilisation des

systèmes FACTS (STATCOM) », mémoire de magister ,université de oum el bouaghi,2017.

[37] M. Nabil , «contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », mémoire de magister, université de Biskra, 28/01/2012.

[38] A. Abdel Ouahabe «Modalisation et analyse d'une compensation statique: SVC», mémoire de magister, université de Batna, 02/05/2013.

[39] G. Nassim , «réglage de la tension dans un réseau par travée self 220kv», mémoire de magister, université de Batna,05/03/2015.

[40] Tianan Electric - Colprolec Mobile Substation, Bogota Colpolec Colombia de productos Eléctricos SPS ,2017 Edition

[41] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv ; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation. Maintenance.

[42] HSE de SONELGAZ, « Publication UTE C 18-515 – Prescriptions de sécurité».

[43] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 3. Techniques de principe d'exploitation de la travée self220kv.

[44] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 8. Procédure de mise en service.

[45] A.H Knable , «Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions", 1967, McGraw-Hill.

[46] R. PELISSIER, « Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie) ", 1974Dunod éditeur.

[47] S. Martino, «Localisation des défauts dans les réseaux d'énergie électrique (Etude bibliographique) ",Note/Sy6/02/001/A – IDEA/EDF/LEG/SE, 2002.

[48] C.M Foudhil, C. Kayr Eddine « Calcul des protections d'une ligne de transport électrique HTB-220KV", mémoire de master, université Kassdi Merbah Ouargla,08/06/2014

[49] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

- [50]** Z. Fares, M. Radhouane «Plan de protection et philosophie de réglage opté par SONELGAZ(GRTE-Sétif)", mémoire de master, université A. MIRA-Bejaia ,2016/2017
- [51]** Z.Fares, M. Radhouane «Proposition des réglage des protections du réseau de Hassi Berkine ", Opération du Système Électrique
- [52]** M. Fontela, T.H Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, «Distributed Generation as a means to increase system robustness». Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP
- [53]** Siemens AG Power Transmission and distribution transformers Divion Katzwanger Strabe15090461 Nürnberg Germany.
- [54]** <http://boowiki.info/art/electrique/effet-ferranti.html>
- [55]** <https://riverglennapts.com/fr/transmission-effect/922-ferranti-effect-in-power-system.html>
- [56]** <https://www.elprocus.com/ferranti-effect-in-transmission-lines-definition-calculation-working-diagram>.