



Faculté Sciences de l'ingénieur

Année 2016

Département Electrotechnique

Thèse

Présenté en vue de l'obtention du grade de DOCTORAT En SCIENCES En
ELECTROTECHNIQUE

AMELIORATION DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUE PAR TRANSFORMATEURS DEPHASEUR

Option

Réseaux électriques

Par

Mr. REKIK BADRI

DIRECTEUR DE THESE: Mr. HOCINE LABAR Prof UNIVERSITE Badji Mokhtar ANNABA

DEVANT LE JURY

President	:	Mr. OMEIRI AMAR	Prof	UNIVERSITE Badji Mokhtar ANNABA
Examineurs	:	Mr. DIB DJALEL	Prof	UNIVERSITE DE TEBESSA
		Mr. MESBAH TAREK	MCA	UNIVERSITE Badji Mokhtar ANNABA
		Mr. MOUSSAOUI ABDELKRIM	Prof	UNIVERSITE 08 Mai 1945 DE GUELMA
		Mr. SOUFI YUCEF	MCA	UNIVERSITE DE TEBESSA

المخلص

وتطور الصناعات وتقدمها يؤدي زيادة شروط المستهلكين للطاقة الكهربائية وعلى أسها مشكل استمرارية التزويد وهذا لجميع الشبكات بكل أنواعها. فيما يخص شبكات الربط الدولية يحد مشكل استقرار وثبات التزويد بالطاقة هاجس شركات الكهرباء، ولأسباب تقنية واقتصادية لا يمكن شبكات غير معرضة للأعطاب على الأقل طرابت في التزويد بالطاقة هذا وبالرغم من وجود طرق تقنية حديثة وقديمة منها. مما يوجب علينا دوما البحث عن الجديد ولذا نقترح عليكم في هذه الأطروحة دراسة معمقة لخطوط الربط بين الجزائر تحليل لإحصائيات أعطاب هذه الشبكات. تمكنا من تركيز دراستنا لـ 220 كيلو فولط الرابط بين مدينة العوينات الجزائرية وتاجرين التونسية مع اقتراح حل يتمثل في وضع محول كهربائي للطاقة نوع مغير لزاويات الأطوار. هذا الأخير كان محل دراسة محور بأكمله مخصصة الأعطاب الداخلية الممكن حدوثها في محلو كهربائي للطاقة وذج رياضي يعتمد على طريقة M2C. لمعني بالدراسة أو من غير PST بالاعتماد على معطيات واقعية وحقيقية للشبكة بمساعدة MATLAB نتحصل على نتائج للتجارب الرقمية للأعطاب محتملة (طبيعية، ،دائرة قصيرة). هذا ما مكننا من مراقبة هذه الاعطاب والحد من خطورتها مع الحفاظ على نوعية جد مقبولة للطاقة والمحافظة على استقرار الشبكة الكهربائية لبلدنا من تذبذبات شبكات

Abstract :

The development and growth of population and industry, resulting in improved power consumption requirements of the electric power, mainly stability and continuity for the various categories of electrical networks.

For interconnection networks, stability and security of networks in each country are of major importance for companies of generation and transmission of electrical energy and also an objective of several research laboratories.

For obvious technical and economic reasons, it is not possible to build networks free of malfunctions; they are particularly exposed at least to natural aggressions like lightning. Networks are therefore affected by disturbances that might affect the equipment durability and the quality of service provided and despite the existence of many traditional technical methods of stability, one always look for new methods that can improve the service quality.

For this purpose we will try in this thesis to address this issue through initially a thorough description of the interconnection network Algeria / Tunisia then using the recorded incidents statistics, we focused our study on the disturbed line 220KV between AL Aouinette and Tajerouine with a proposed solution is to install a power transformer-type shifter "PST".

The latter has been the subject of a chapter dedicated to the detection and diagnosis of internal defects of the power transformer with consistent results and a mathematical model based on the M2C method and SIMULATION by MATLAB software.

Then a modeling concerned with and without PST interconnection line and using a real pattern networks developed on SIMULINK of MATLAB, the achievement of results with likely defects (lightning, short circuit) helps to overcome these defects while we now service continuity with acceptable power quality and immune our system of all disruptions from the neighboring country network.

Résumé :

Le développement et la croissance de la population et l'industrie entraîne une amélioration des exigences de consommation de l'énergie électrique à leur tête la stabilité et la continuité de service pour les différentes catégories des réseaux électrique.

Pour les réseaux d'interconnexions, la stabilité et la sécurisation des réseaux de chaque pays sont devenues l'importance majeure des entreprises de production et de transport d'énergie électrique et aussi un des objectifs de plusieurs laboratoires de recherche.

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement, Ils sont en particulier, exposés au moins aux agressions naturelles comme la foudre. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité matériel et la qualité de service rendu et malgré l'existence des multiples méthodes techniques classiques de stabilité, il faut toujours chercher des nouvelles méthodes qui peuvent améliorer la qualité de service.

A cet effet nous essaierons dans cette thèse d'aborder ce sujet à travers d'abord une description approfondie du réseau d'interconnexion Algérie/Tunisie puis à l'aide des statistiques des incidents enregistrés, nous avons axés notre étude sur la ligne perturbée 220KV entre AL Aouinette et Tajerouine avec une solution proposée consiste à installer un transformateur de puissance type déphaseur « PST ».

Ce dernier a fait l'objet d'un chapitre consacré à la détection et le diagnostic des défauts internes du transformateur de puissance avec des résultats consistants et une modélisation mathématique basée sur la méthode M2C et SIMULATION par le Logiciel MATLAB.

Puis une modélisation de la ligne d'interconnexion en question sans et avec PST et à l'aide d'un schéma réel de réseaux développé sur SIMULINK du MATLAB, l'obtention des résultats avec des défauts probables (la foudre , court circuit) nous ont permis de pallier ces défauts tout on maintenant la continuité de service avec une qualité de puissance acceptable et immunisé notre réseau de toutes perturbations émanant du réseau de pays voisin.

Dédicaces

A la mémoire de mes grands-parents.

A ma très chère mère.

A mon père.

A mes deux sœurs.

A mon fils Zaidoudou.

A mon épouse.

Je dédie cette thèse

REMERCIEMENTS

Le plus grand Merci revient à mon dieu qui lui seul nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous aidé à réaliser ce modeste travail.

Je remercie vivement mon encadreur Mr. Le professeur LABAR, HOCINE, qui a été présent et très actif tout au long de ce travail.

Je souhaite aussi exprimer mes plus sincères remerciements à chacun des Membres du jury qui, malgré leurs responsabilités, ont bien voulu me consacrer du temps :

Mr. OMERI AMAR, Professeur à l'université Badji Mokhtar DE ANNABA

Mr. Dib Djalal, Professeur à l'université de Tebessa

Mr. Mesbah Tarek, Maître de Conférences à l'université Badji Mokhtar DE ANNABA

Mr. MOUSSAOUI ABDELKRIM, Professeur à l'université 08 mai 1945 de GUELMA

Mr. SOUFI YUCEF, Maître de Conférences à l'université de Tebessa

je tiens aussi à remercier en particulier les responsables de SONEELGAZ : DD ANNABA et GRTE, notamment Mr Khrof Mohamed pour toute leurs facilitées, aide et compréhension.

Un grand Merci A tous les enseignants de la faculté sciences de l'ingénieur.

Mr. Rekih Badri

TABLE DES MATIERES

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre 1 STABILITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Introduction:	6
I.1.1 Historique.....	6
I.1.2 Généralité.....	7
II. Architecture des réseaux électriques.....	8
III. Composition des réseaux électriques.....	9
• Les centrales électriques	11
• Les postes sources HTB/HTA	11
• Transport et lignes d'interconnexion	13
• Répartition	14
• Distribution	15
- Réseau de distribution d'Annaba ville	16
- Puissance	16
-	
III. 1 Stabilité des réseaux	18
III. 1. 1 Types de stabilité	18
III. 1. 2 Stabilité statique	19
III. 1. 3 Stabilité dynamique	19
III. 1. 4 Stabilité transitoire	20
1. Stabilité des angles	22
A .Stabilité en petits signaux	23
a . Instabilité non oscillatoire	23
b . Instabilité oscillatoire	23
B . Stabilité transitoire.....	23
2. Stabilité de la tension	24
a. Stabilité de tension dynamique.....	24
b. Stabilité de tension statique	25

3. Stabilité à moyen-terme	26
4. Stabilité à long-terme	26
IV. Stabilité des centrales électriques	26
IIV. Réglages de la Stabilité des groupes dans les centrales électriques	29
Conclusion	30

Chapitre 2 RÉSEAUX D'INTERCONNEXION ALGÉRIE / TUNIS

Introduction	32
I. Définition de l'interconnexion électrique	33
II. Les avantages des interconnexions	33
III. Les principes de l'interconnexion	35
IV. Le réseau de transport et d'interconnexion	36
• Constitution des Les lignes électriques aériennes de 63 000 volts à 400 000 volts	38
_ Les câbles conducteurs	38
_ Les câbles de garde	38
_ Les isolateurs	38
_ Les pylônes	38
_ Les pylônes d'ancrage et les pylônes de suspension	39
• Les liaisons électriques souterraines de 63 000 volts à 400 000 volts	40
_ Les câbles isolés	40
V. Réseau d'interconnexion Algérie /Tunisie.....	42
A. Description	42
V.1 Linge El-Aouinet –Tajerouine (220Kv)	44
V.2 Linge El-Aouinet –Tajerouine (90Kv)	44
V.3 Linge El-Kala –Fernana (90Kv)	45
V.4. Linge Djebel Onk –Met la oui (150Kv)	45
VI. Heures pleines et heures creuses	47

VII. Les défauts dans les réseaux électriques	47
VII.1 Types des défauts	48
VII.2 Les causes de défauts	49
VIII. Statistiques des Incidents enregistre sur les lignes d'interconnexions Algérie / Tunisie.....	51
Classification des défauts par type	53
Classification des défauts par causes	54
Les défauts côté Tunis	55
Conclusion	55

Chapitre 3 LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE TYPE DÉPHASEURS

Introduction	57
I. Application générale des transformateurs déphaseurs	57
I.1. Différents types existants	58
I.1.1. Appareils à une partie active	58
I.1.2. Appareils à deux parties actives	59
I.2.1. Quadrature	60
I.2.2. Déphaseur à module constant (DMC)	60
I.2.3 Autotransformateur Déphaseur diagonal	61
II. Types des transformateurs déphaseurs spécifiques	62
II.1 Le contrôler des puissances active et réactive entre 2 réseaux différents	62
A. Description générale d'un cas réel du réseau de l'Irlande du Nord (NIE) et le réseau du République de l'Irlande (ESB)	62
B. Description technique	63

II.2 Un autotransformateur de conception nouvelle permettant de contrôler les puissances actives et réactives entre 2 lignes de tensions différentes	65
A. Description générale	65
B. Description technique	65
III. Modélisation d'un transformateur déphaseur	68
IV. Diagnostic des défauts des transformateurs de puissance par la méthode des circuits couplés	70
IV.1 Détection des défauts des transformateurs	71
IV.2 La méthode des circuits couplés	73
V. Model de Simulation de défaut dans un PST	80
VI. Analyse des résultats de simulation	82
Discussions des résultats	85
Conclusion	88

Chapitre 4 UTILISATION D'UN TRANSFORMATEUR DÉPHASEUR (PST) DANS UNE LIGNE D'INTERCONNEXION ALGÉRIE / TUNISIE

Introduction	90
I. Organisation du réseau de transport Algérien région d'Annaba	91
A. Présentation du groupe Algérien SONELGAZ	91
B. Réseaux de transport Algérien	92
II. Contrôle et analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité	96
1. Introduction	96
2. Contrôle et analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité	97

III. Etude de développement du réseau d'interconnexion Algérie / Tunisie	100
IV. Modélisation et Simulation	101
IV.1 Modélisation d'un réseau électrique à l'aide d'un logiciel de type circuit	102
IV.1.1 Paramètres primaires et secondaires d'une ligne de transmission	102
IV.1.2 Paramètres primaires	104
IV.1.3 Paramètres secondaires	106
IV.2 Approche déterministe de l'étude d'un réseau électrique	107
IV.2.1 Principe et application sur un réseau électrique simple	107
1. Simulation de l'Etat sain	111
2. Simulation de l'Etat de surtension suite à un coup de Foudre	115
3. Simulation de l'Etat de chute de tension suite à un court-circuit	122
Conclusion	130
Conclusion et Perspectives	131
Bibliographie	134

Liste des symboles

- $L_1^p ; L_1^s$ - Inductance propre de la spire primaire et secondaire respectivement
 $L^p ; L^s$ - Inductance propre du bobinage primaire et secondaire respectivement
 L_{p-cc}^p - Inductance propre de court circuit du spire I du bobinage primaire
 $M_{1-n}^p ; M_{1-n}^s$ Inductance mutuelle entre spire I du meme bobinage
 $M_{1-m}^{p,s}$ Inductance mutuelle entre spire I du du primaire et m du secondaire
 $M^{p,s}$ Inductance mutuelle entre le bobinage primaire et secondaire
 $M_{p-cc}^{p,p}$ Inductance mutuelle entre spires de court circuit du meme
 $M_{p-cc}^{p,s}$ - Inductance mutuelle entre spires de court circuit du primaire et secondaire
 $\psi_1^p ; \psi_1^s$ Le flux Electromagnetic du spire i primaire, secondaire
 $\psi^p ; \psi^s$ Le flux Electromagnetic du bobinage primaire et secondaire
 $M ; N$ - nombre de spires du bobinage primaire et secondaire
 $Kp ; Ks$ - coefficient de CC du bobinage primaire et secondaire
 $I^p ; I^s$ - Courant primaire et secondaire
B : Induction magnétique [T]
E : Champ électrique [$V.m^{-1}$]
Ln : Logarithme Népérien
M : Inductance mutuelle [H]
n : Normale unitaire (orientée) à la surface
 N_1, N_2 : Nombre de spire des enroulements primaire/secondaire
 N_c : Nombre de couche de conducteur
 r_c : Rayon d'un conducteur circulaire [m]
 r_1, r_2 : Rayon primitif d'une spire (cas axisymétrique) [m]
 Φ : Flux magnétique totale/élémentaire [Wb]
M2C : Méthode des circuits couplés
 i_A, i_B, i_C : Courants des phases
 $[V_p]$ Le vecteur des tensions des phases primaires
 $[I_p]$ Le vecteur des courants de phases primaires
 $[\phi_p]$ Le vecteur des flux traversant les phases primaires
 $[R_p]$ La matrice diagonale des résistances des phases du primaire
 $[L_{pp}]$ La matrice inductances propres et mutuelles des phases primaires
 $[L_{ps}]$ La matrice inductances mutuelles entre les phases primaires et les spires secondaires
 $[V_s]$ Le vecteur des tensions des phases secondaires
 $[I_s]$ Le vecteur des courants de phases secondaires
 $[\phi_s]$ Le vecteur des flux traversant les phases secondaires
LpA Inductance propre phase primaire A

Liste des tableaux

Tab 1 : Les niveaux de tension définis par les normes de groupe SONELGAZ.....	9
Tab 2 : Caractéristiques du réseau EAO /TAD 220kv.....	44
Tab 3 : Caractéristiques du réseau EAO /TAD 90kv.....	45
Tab 4 : Caractéristiques du réseau EKA /FER 90kv.....	45
Tab 5 : Caractéristiques du réseau DJO /MTE 150kv.....	46
Tab 6: Incidents suivis d'un effondrement	50
Tab7: Statistiques des blackouts sur les réseaux de la CEB	50
Tab 8 : Table de lecture γ, λ	86
Tab 9 : Plan N°1 de tension	97
Tab 10 : Plan N°2 de tension	98
Tab 11 : Plan N°3 de tension	99

Liste des figures

Fig. (I. a): Architecture générale d'un réseau électrique	9
Fig. (I. b): Circulation des Flux d'énergie électrique dans un réseau complexe.....	10
Fig. (I. c): Schéma générale des postes sources HTB/HTA	12
Fig. (I. d): Schéma unifilaire actuel du poste source HTB/HTA 60/10 KV Zaafrania	12
Fig. (I. e): Schéma unifilaire actuel du poste source HTB/HTA 60/ 30 KV Souk Ahras	13
Fig. (I. f): Réseau existant et décidé de la sous-région de ANNABA-EL TAREF.	15
Fig. (I. i): Réseau de Distribution Moyenne Tension Ville de Annaba	17
Fig. (I. j): Classification de la stabilité des réseaux électriques	22
Fig. (I. k): Investissement du groupe Sonelgaz : les centrales électriques 2007 _2012.....	29
Fig. (II. a): Projet d'interconnexion.....	33
Fig. (II.1): Structure actuelle des réseaux électriques	37
Fig. (II.1.a): Pylônes des réseaux électriques HT	39
Fig. (II.1.b): Câble des réseaux électriques HT	40
Fig. (II.2): Lignes d'interconnexion Algérie /Tunisie.....	43
Fig. (II. 3): Lignes d'interconnexion à l'horizon 2020	46
Fig. (II. 4): Classification des défauts par type	53
Fig. (II. 5): Classification des défauts par causes	54
Fig. (II.6) :Exemples des causes des incidents majeurs	54
Fig (III .1) : Type Triangle et hexagonale.....	59
Fig (III .2) : Schéma de connexion vectoriel	60
Fig(III .3) : Déphaseur à module constant (DMC)	61
Fig. (III.4): Interconnexion entre NIE et ESB	63
Fig. (III.4.a): Schéma de principe d'un transformateur déphaseur	64
Fig. (III.5.a): Schéma de l'autotransformateur à rapport de transformation réglable et angle	66

Fig. (III.5.b): Diagramme vectoriel de l'autotransformateur avec deux enroulements	66
Fig. (III.5.c): Autotransformateur de type cuirassé avec deux enroulements de réglage	67
Fig. (III.6): Le schéma synoptique et l'effet vectoriel de PST	68
Fig. (III.7): Modèle d'une ligne avec PST	69
Fig. (III.8): La représentation quadrature asymétrique de PST	70
Fig. (III.9): Architecture d'un transformateur de puissance	73
Fig. (III.10): Interactions internes des enroulements dans les transformateurs	75
Fig. (III.11): Effet des inductances propre et mutuel	76
Fig. (III.12): Les mutuelles entre les spires du même	79
Fig. (III.13): La mutuelle entre une spire en haut et une autre en bas du même enroulement de la phase	80
Fig. (III.14): Model de Simulation Numérique	81
- défauts de l'enroulement primaire Fig.III.15.a	82
- défauts de l'enroulement secondaire Fig.III.15.b	83
- défauts du noyau Fig.III.15.c	83
Fig. (III.16): Model Expérimental simplifié	84
Fig. (III.17): Résultats expérimentales et de la Simulation	85
Fig. (III.18): Résultats de localisation de spire en court-circuit	87
Fig. (IV.1): Schéma d'exploitation de la région de transport d'Annaba .	95
Fig. (IV.2): Etude géographique de l'installation d'un PST sur la ligne EAO/TAJ 220KV	101
Fig. (IV.3): Modèle infinitésimale d'une ligne bifilaire	103
Fig. (IV.4): Quadripôle modèle d'une ligne de transmission	107
Courbes de Simulation avec schémas Simulink de l'état sain	111
Courbes de Simulation avec schémas Simulink de l'état de surtension suite à un coup de Foudre	115
Courbes de Simulation avec schémas Simulink de l'état d'un chute de tension suite à un court-circuit	122

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

A la fin du 19^{ème} siècle, avec l'essor industriel qu'a connu le monde et l'apparition des grandes implantations industrielles, le besoin en énergie électrique n'arrêtait d'augmenter.

Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la fourniture d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités mais également de nouveaux défis. Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et / ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction de nouvelles lignes.

Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant de nouvelles lignes et / ou de nouveaux générateurs.

Dans la pratique, pour diverses raisons, cela n'est pas toujours réalisable, ni souhaitable et se révéler trop coûteuses et demande des délais trop longs, ce qui n'est pas rentable à court et moyen terme. Enfin, l'impact sur l'environnement prend de plus en plus d'importance et doit être sérieusement pris en compte dans les procédures de développement du transport d'électricité.

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes. Un des moyens de compensation et de contrôle des réseaux est le transformateur déphaseur pour pondre efficacement aux perturbations du réseau et ouvre des perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et directe sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance).

Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

L'objectif principal de cette thèse est d'étudier l'état actuelle du réseau d'interconnexion Algérie /Tunisie en pointe de vue stabilité de tension sans et avec éventuel installation d'un transformateur déphaseur.

Afin de répondre aux cette objectifs, la thèse est organisée en quatre chapitres de la manière suivante :

- Dans le premier chapitre nous présentons un aperçu sur le fonctionnement des réseaux électriques, on va voir brièvement les différentes d'architectures des réseaux, on va également discuter le problème de la stabilité par type.
- Le deuxième chapitre est consacré à la présentation du réseau d'interconnexion Algérie/Tunisie avec une analyse exhaustif de données réelles de déférentes perturbations survenues sur ces lignes pendant l'exercice 2007 au 2011.
- Dans le troisième chapitre : une présentation théorique du transformateur déphaseur : structure de base, le principe de fonctionnement ainsi que la détection et le diagnostic de ces défaut puis et le développement d'un modèle mathématique du réseau avec un PST.
- Dans le quatrième chapitre nous présentons d'abord le schéma équivalent du réseau étudié, en suite nous exposons les résultats de simulation obtenus par le logiciel SIMULINK/MATLAB, ainsi leurs interprétations.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et a proposé des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

CHAPITRE 1

STABILITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Introduction:

I.1.1 Historique

Si, dès 1882, EDISON a réalisé la première distribution d'électricité en courant continu une tension de 110 V pour l'éclairage et si la première transmission à distance a été réalisée en 1882 entre Miesbach et Munich (57 Km, 2000 V), il est vite apparu que la solution pour un transport à distance devrait passer par une tension plus élevée pour diminuer le volume de cuivre (Deprez en 1881) et donc utiliser le courant alternatif et le transformateur dont le principe était breveté par Gaulard et Gibbs en 1881. Les générateurs triphasés sont de conception plus simple que les machines à courant continu et la coupure de courant plus facile. En 1891, une liaison en courant alternatif sous 15 KV reliait une centrale sur le Neckar à Lauffen à Francfort (sur une distance de 176 Km). Vers 1920, la fréquence de 50 Hz est normalisée en Europe et la tension passe à 132 KV grâce notamment à l'invention des isolateurs suspendus. Les raisons de ce transport à distance proviennent, au début, de la distance entre les centrales hydrauliques et les villes. Lorsque des centrales thermiques sont développées, il est vite apparu qu'une complémentarité existait entre ces divers modes de production, d'où une meilleure utilisation des ressources par une interconnexion tant au sein d'un pays qu'entre pays voisins. Les liaisons internationales vont alors rapidement se développer : en 1922 une liaison à 150 KV entre la France et la Suisse, en 1929 une liaison entre l'Autriche et l'Allemagne en 225 KV, en 1935 tout l'est de la France est interconnecté avec la Belgique, la Suisse et l'Allemagne, interconnexion sous 380 KV de l'Europe occidentale en 1985, extension vers l'Europe de l'est (Pologne, Hongrie, ...etc) et le grand Maghreb dans les années 1990 [2].

I.1.2 Généralités

Les réseaux d'électricité ont été conçus dans le but de veiller à :

- la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique. Les réseaux relient entre elles toutes les unités de production et visent à assurer une fonction de secours en cas de pannes et/ou de défaillances.
- L'optimisation de la disponibilité de l'énergie électrique aux consommateurs, ainsi les réseaux (i) permettent d'acheminer l'énergie produite par des sources délocalisées vers les points de consommation ; (ii) visent à assurer l'acheminement de l'énergie produite en masse à un endroit défini par des machines raccordées en grande partie aux niveaux de tension supérieurs vers des consommateurs en général disséminés sur un territoire donné et raccordés à des niveaux de tension inférieurs ; (iii) permettent de créer des synergies entre systèmes de production différents (hydraulique, solaire et éolien renouvelables mais dépendent de la disponibilité de la source primaire tandis que le thermique (classique, nucléaire, géothermal) assure la base et la relève des précédents), voire, à terme, profiter d'une gestion coordonnée des faisceaux horaires, etc...
- Suite à la libéralisation du secteur électrique, le réseau vise également à remplir un rôle dans la facilitation du marché de l'électricité et à faire en sorte qu'un maximum de transactions commerciales puisse s'exécuter. Dans ce contexte, le réseau doit permettre toute transaction entre différents nœuds du réseau et au-delà de la frontière des états.
L'objectif est en effet de permettre à tout utilisateur de choisir librement son fournisseur d'électricité et le type de production sur base de critères qui lui sont propres (prix, qualité du service, électricité verte, ...)

Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs.

Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

Production = Consommation + pertes

C'est le problème de la CONDUITE du réseau.

Dans nos réseaux les pertes (transport et distribution) sont de l'ordre de 4 à 5 % de la consommation.

De plus la qualité du service est un souci majeur de l'exploitant : maintien de la tension et de la fréquence dans les plages contractuelles (problème de REGLAGE du réseau), prise en compte du couplage dynamique entre production et consommation via le réseau (STABILITE), assurer l'intégrité des ouvrages (DIMENSIONNEMENT approprié et PROTECTION).

II. Architecture des réseaux électriques

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissance, ainsi que les grands utilisateurs industriels. On trouve ensuite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

Tension alternative	Domaine de tension	Autre appellation courante	Valeurs usuelles en Algérie (tension d'utilisation)
50V	TBT	très basse tension	12-24-48V
500V	BTA	BT (basse tension)	220-380V
1000V	BTB		
$1 < U \leq 50KV$	HTA	MT(moyenne tension)	10-30 KV
$U > 50KV$	HTB	HT (haute tension)	60-90-150KV
		THT (très haute tension)	220-400KV

Tab 1 : Les niveaux de tension définis par les normes de groupe SONELGAZ[1]

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [3].

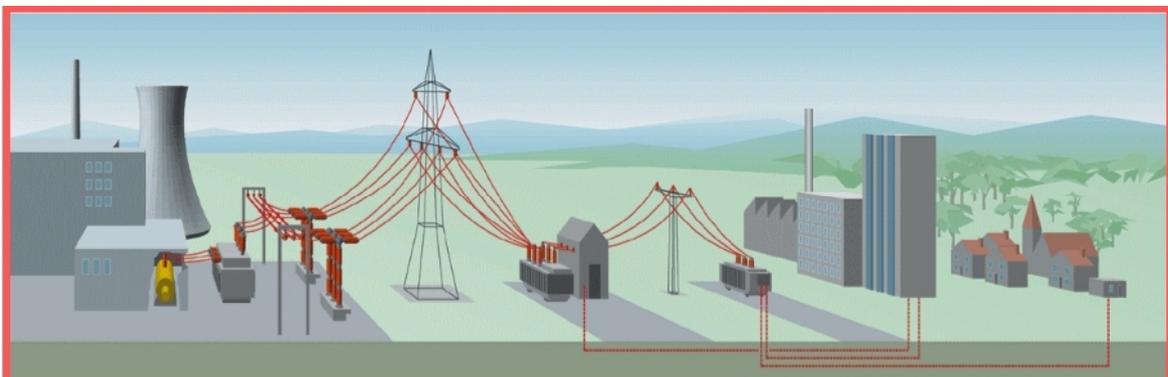


Fig. (I. a): Architecture générale d'un réseau électrique

III. Composition des réseaux électriques

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est

relié par des postes sources chargés de l'adéquation des niveaux de tension. En Algérie, les niveaux de tension employés sont : 60kV/90kV/150 kV/220kV pour le transport, 60kV/30kV, 60kV/10kV, 30kV/10kV pour la répartition et 30kV/400V et 10kV/400V pour la distribution.

Comme le montre la figure (I.b), un système électrique est constitué de l'ensemble des sous-systèmes destinés à la production de l'énergie électrique (centrales), au transport et à la distribution de l'énergie électrique (réseaux) et à l'utilisation de l'électricité (charges).

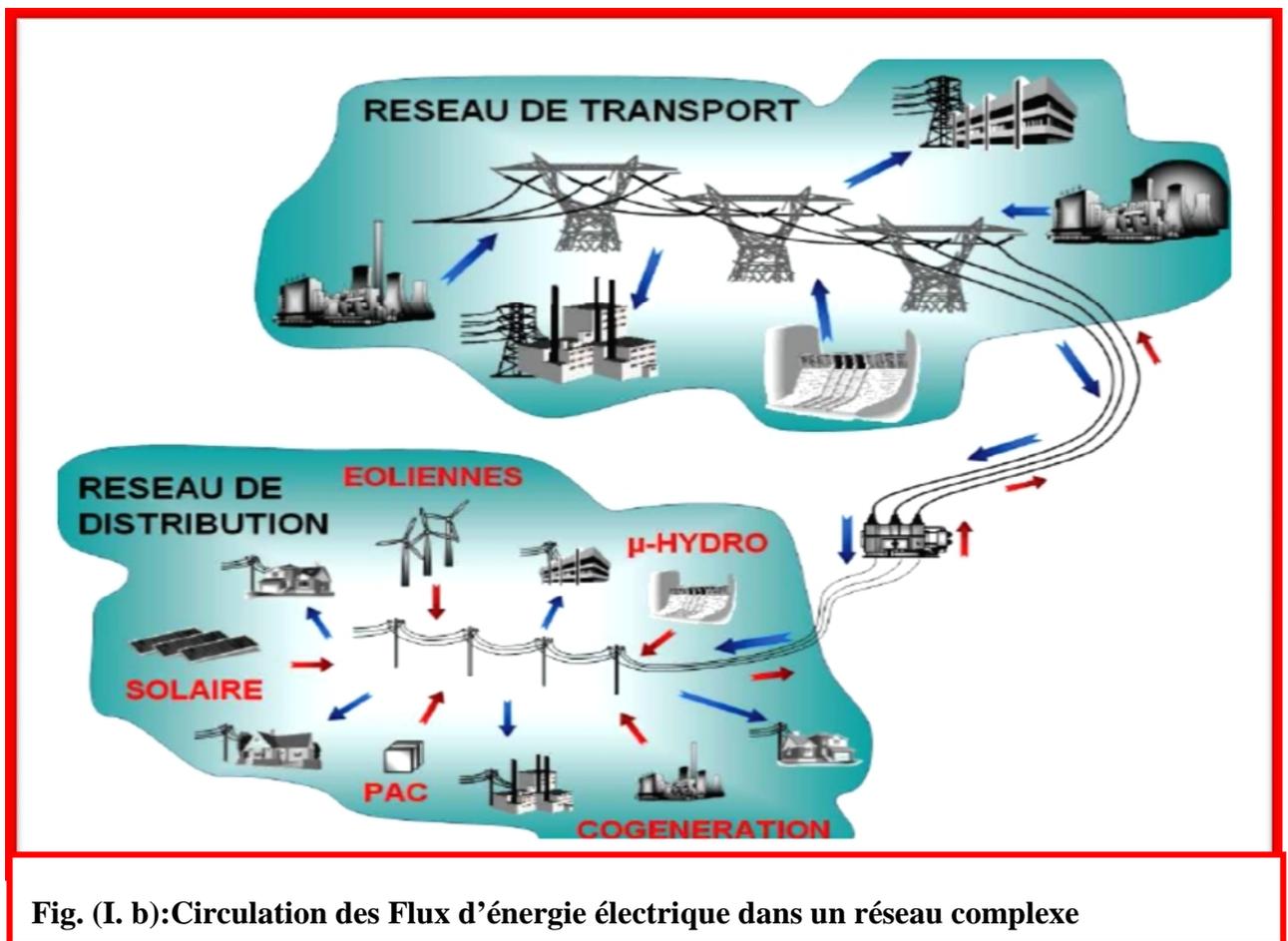


Fig. (I. b): Circulation des Flux d'énergie électrique dans un réseau complexe

La distinction des différents sous-systèmes se base, non seulement dans une différence de niveau de tension mais aussi dans les fonctions que chacun doit assumer :

- **Les centrales électriques**

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- * Les centrales à combustible fossile (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques.
- * Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermique.
- * Les centrales hydroélectriques.
- * Les centrales solaires ou photovoltaïques.
- * Les centrales éoliennes.

- **Les postes sources HTB/HTA**

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure I.5.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (Figure I.5.b), et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attaché (Figure I.5.c).

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou

une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

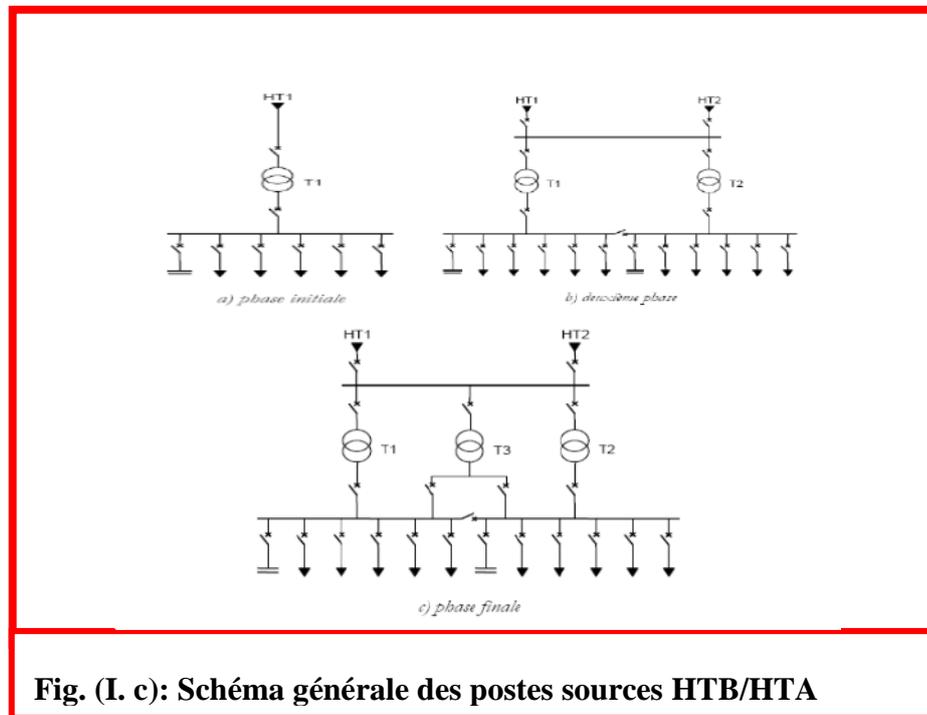


Fig. (I. c): Schéma générale des postes sources HTB/HTA

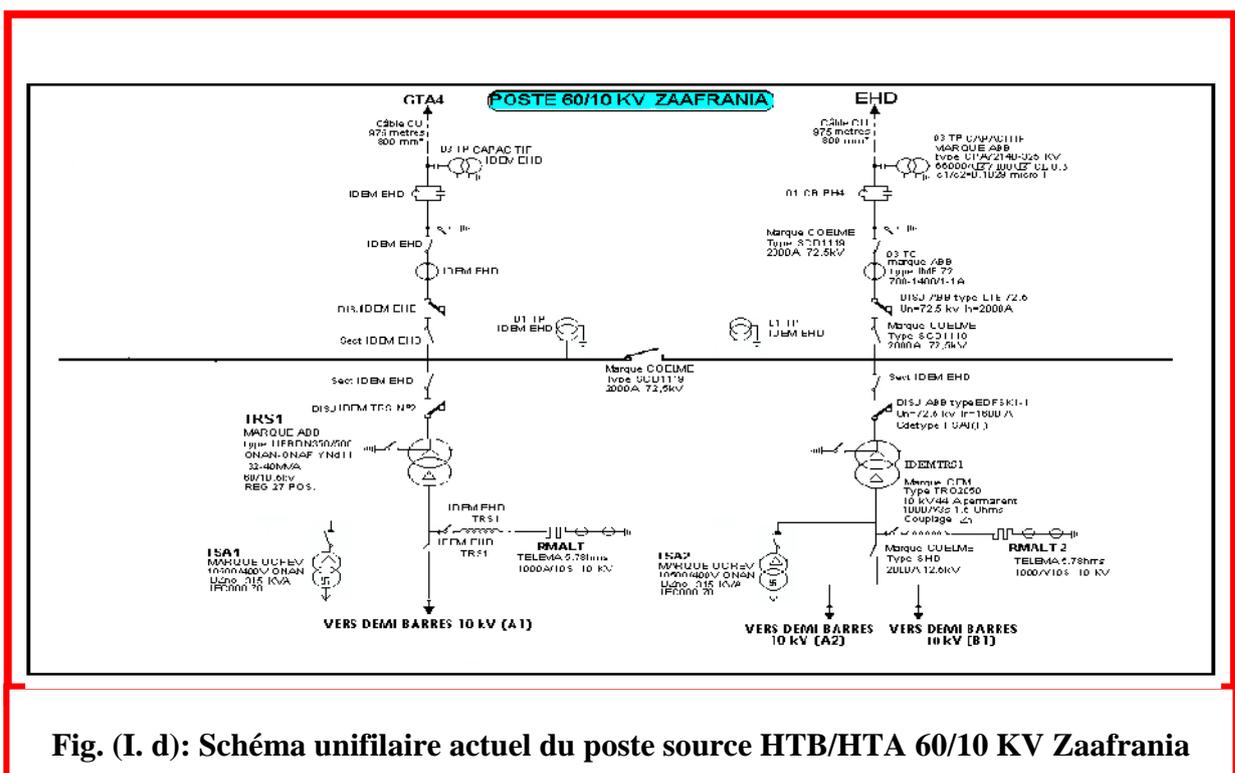


Fig. (I. d): Schéma unifilaire actuel du poste source HTB/HTA 60/10 KV Zaafrania

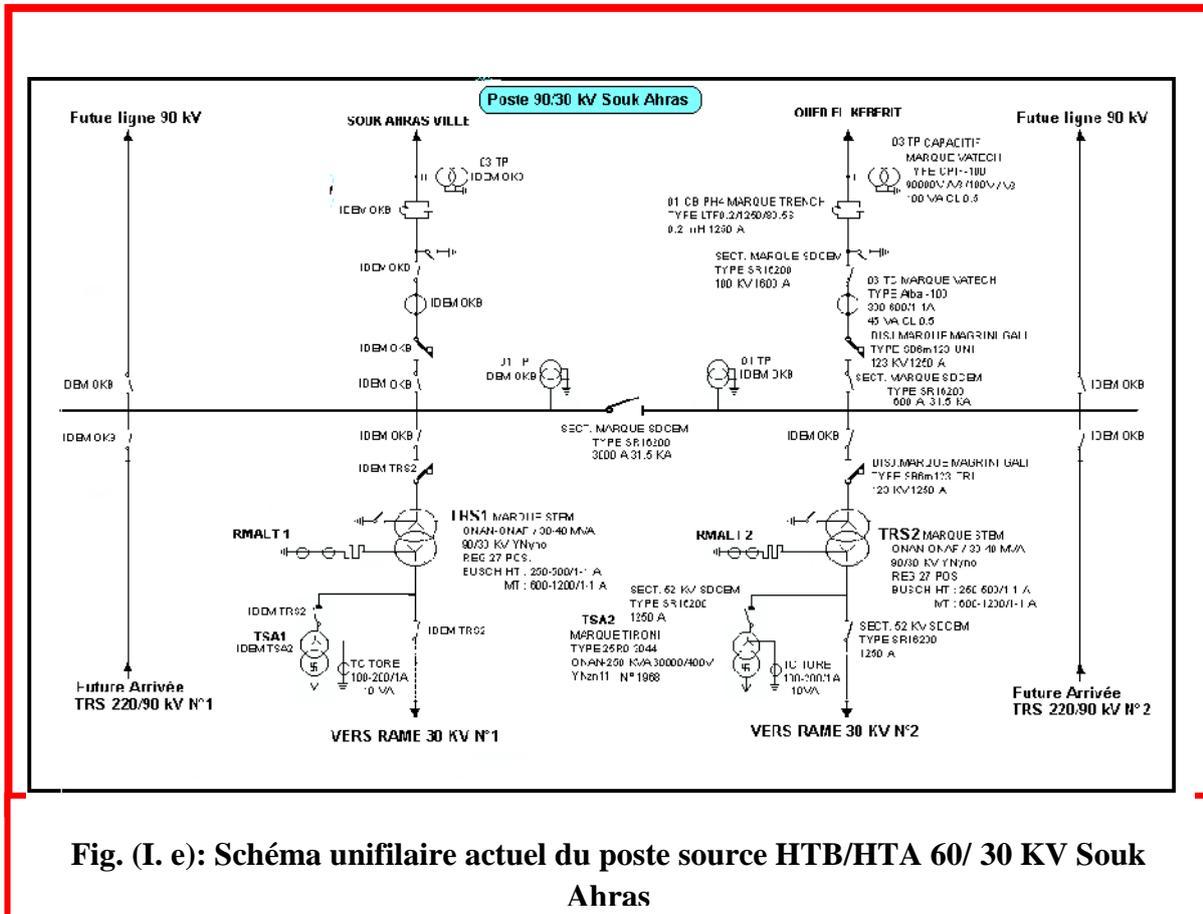


Fig. (I. e): Schéma unifilaire actuel du poste source HTB/HTA 60/ 30 KV Souk Ahras

- **Transport et lignes d'interconnexion** : Ces réseaux lient les principaux centres de production avec les zones de consommation. La tension dépend du pays, mais usuellement, le niveau de tension pour le transport peut aller jusqu'à 800 kV. Les distances géographiques entre les centres de consommation, la variabilité ou la versatilité de la charge et l'impossibilité de stocker l'énergie en grande quantité ont créé le besoin d'un système électrique capable de transmettre l'énergie électrique sur de longues distances. Ces lignes de transport et d'interconnexion peuvent avoir des milliers de kilomètres. Le réseau algérien en compte, à lui seul, 4259,16km.

Les missions des réseaux de transport sont : le transport de l'énergie, l'interconnexion nationale et l'interconnexion internationale pour échanger des puissances et favoriser la solidarité des systèmes en cas d'urgence. Le niveau de la tension doit être élevé car les pertes Joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension ($p = k/U^2$) avec U la tension du réseau et k une constante qui dépend des lignes.

Le transport d'énergie électrique est réalisé avec des liaisons à courant continu (DC) ou à courant alternatif (AC).

Les lignes AC pour les longues distances ont des inconvénients liés aux problèmes de stabilité et de compensation de l'énergie réactive pour conserver un bon niveau de tension.

Les liaisons à courant continu n'ont pas ces problèmes et ont même un coût plus bas sur des distances suffisamment longues. Par contre, ils nécessitent l'utilisation de convertisseurs AC/DC et DC/AC.

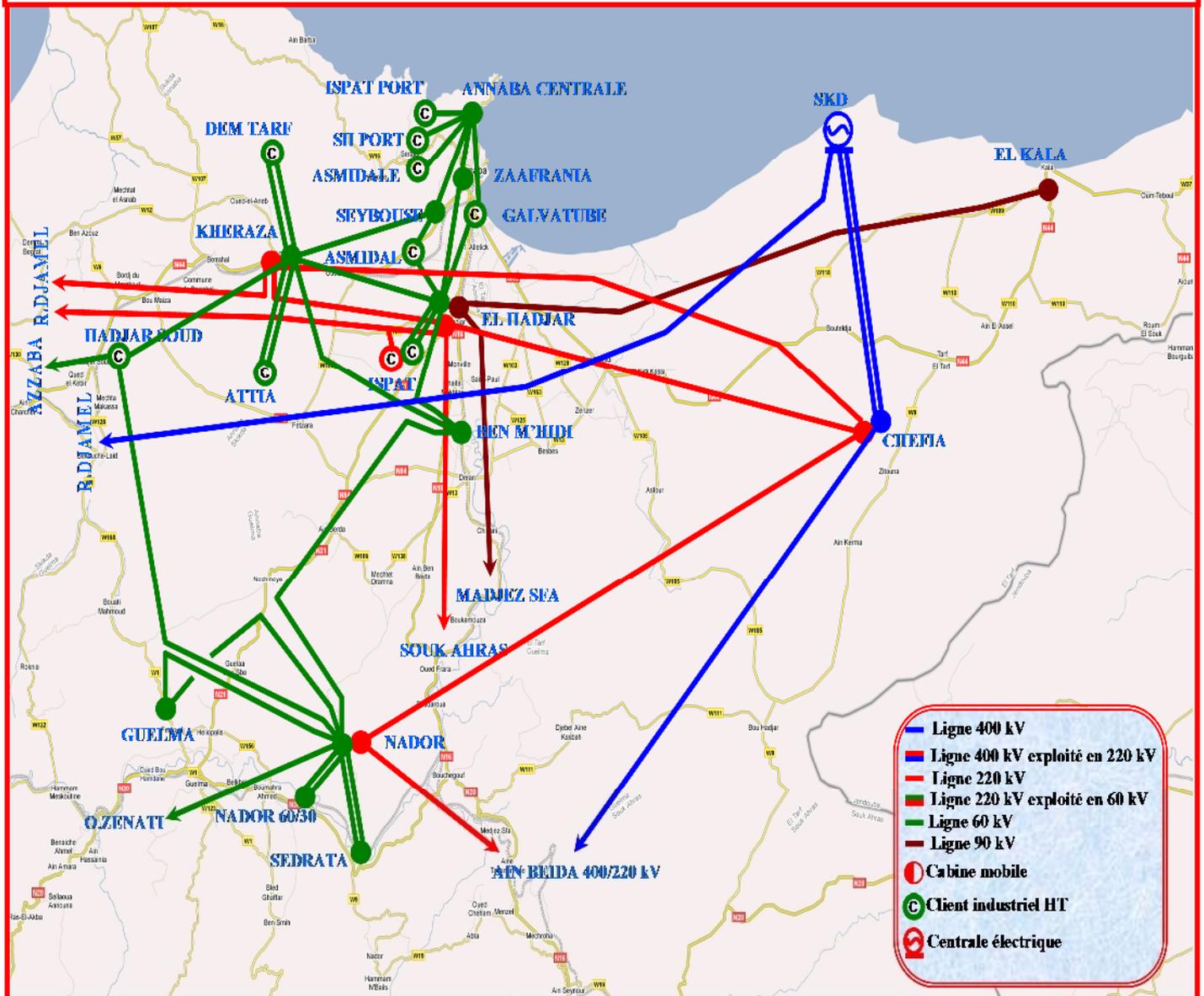
Enfin, les réseaux de transport sont plus ou moins maillés, avec les sections des lignes variant de 570 à 1200 mm².

- **Répartition** : Le but de ces réseaux est d'amener l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants. Ces centres de consommation sont publics ou privés (plus de 10 MVA), essentiellement des industries de l'acier (exemple : Complexe EL HADJAR ARCELOR à Annaba 60 KV), des produits chimiques (ASMIDAL à Annaba 60 KV), le chemin de fer, pour ne citer que les plus importants.

Leur niveau de tension, le plus utilisé en Algérie est 60 kV. Il est organisé normalement sous forme de boucle et avec un transit de l'énergie souvent

bidirectionnel. La structure de ces réseaux est essentiellement aérienne. Par contre, lorsqu'ils sont proches des villes, les lignes deviennent des câbles enterrés.

Fig. (I. f): Réseau existant et décidé de la sous région de ANNABA-EL TAREF



- **Distribution** : Les réseaux de distribution acheminent l'énergie électrique du réseau de répartition (ou de transport) aux clients résidentiels et aux petits clients industriels. Les tensions des réseaux de distribution sont

comprises entre 230V à 400V pour la basse tension et 10kV à 30 kV pour la HTA « moyenne tension ». La structure des réseaux de distribution est bouclable et exploitée en radial. Néanmoins, certains pays comme en Algérie disposent de réseaux maillés et avec la possibilité d'une exploitation en boucle fermée selon des consignes et condition bien déterminées.

- Réseau de distribution d'Annaba ville

Le réseau de l'agglomération de Annaba au 31/12/2012 comporte 279.383 km de câbles souterrains 10 et 30 kv et 69.453 km de lignes aériennes 10 et 30 kv ainsi que 588 postes MT/ BT.

- Puissance :

La puissance installée au niveau de la DD Annaba en 10 KV est de 170 MVA, avec une puissance garantie de 85 MVA. La puissance appelée par l'ensemble des sources alimentant la ville d'Annaba en 10 KV est de 70 MVA.

Le taux d'un poste HT/MT est défini par le rapport suivant :

$$TP = \text{PUISSANCE MAX APPELEE} / \text{PUISSANCE GARANTIE}$$

Le Tp moyen en 10 KV au niveau de la DD Annaba est de 82.35 %

* Le taux d'utilisation des départs issus d'un poste source est défini par le rapport suivant :

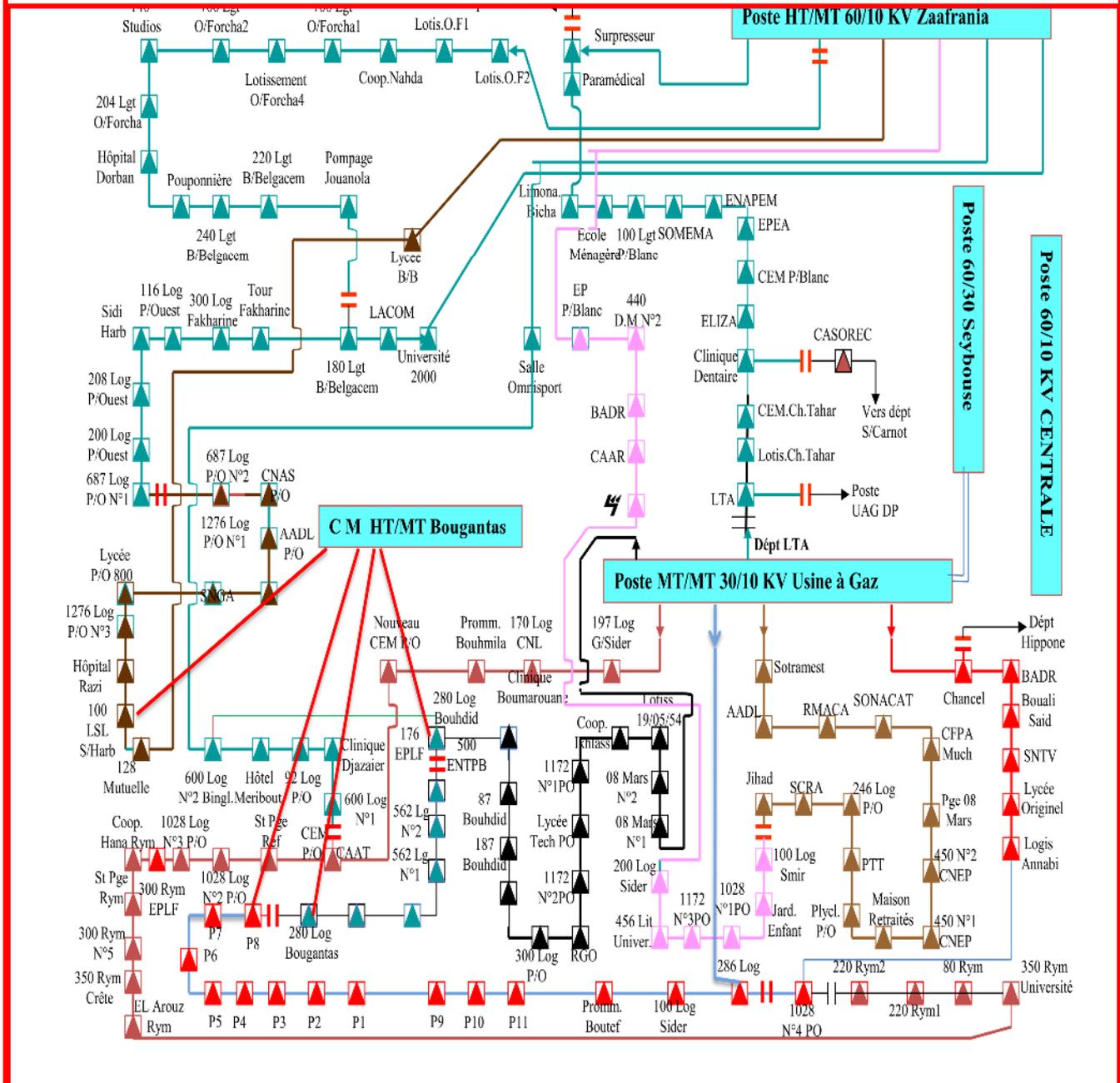
PUISSANCE DESSERVIE PAR LE POSTE

TD = _____

→ PUISSANCES ECONOMIQUES DES DEPARTS ISSUS DE CE POSTE

Le Td moyen en 10 KV au niveau de la DD Annaba est de 42.8 %

Fig. (I. i): Réseau de Distribution Moyenne Tension Ville de Annaba



Mais l'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Face à une variation de puissance, le système électrique doit normalement retrouver un état stable. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique. Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou plusieurs groupes générateurs ainsi que des moteurs.

III. 1 Stabilité des réseaux

Les situations des pays à forte consommation augmentent encore les risques de l'instabilité des réseaux électriques. Pour éviter ce phénomène, l'étude des différents types de stabilité est proposée dans ce chapitre pour déterminer la possibilité de transfert de puissance électrique le long de ligne sans problème.

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son point de fonctionnement (ou point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

III. 1. 1 Types de stabilité

Il existe trois types de stabilité : statique, dynamique et transitoire.

III. 1. 2 Stabilité statique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continue son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [SAM 83].

III. 1. 3 Stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitatrices, les systèmes de régulation de vitesse, les PSS ou bien les FACTS dont les dynamiques ne sont pas négligeables, seront pris en compte dans ces modèles [SAM 83].

III. 1. 4 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines,
- La Perte d'ouvrages
- La Perte des groupes de production, ... etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau. La stabilité transitoire dépend :

- ✓ du type de perturbation
- ✓ de la durée de perturbation
- ✓ du lieu de perturbation
- ✓ de la performance des systèmes de protection (relais, réenclenchement)
- ✓ du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau et degré d'excitation des machines)
- ✓ des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges et des régulateurs mis en place dans les stations ainsi que des stabilisateurs comme le PSS). Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude des réponses obtenues [Bar 84] [SAD 98].

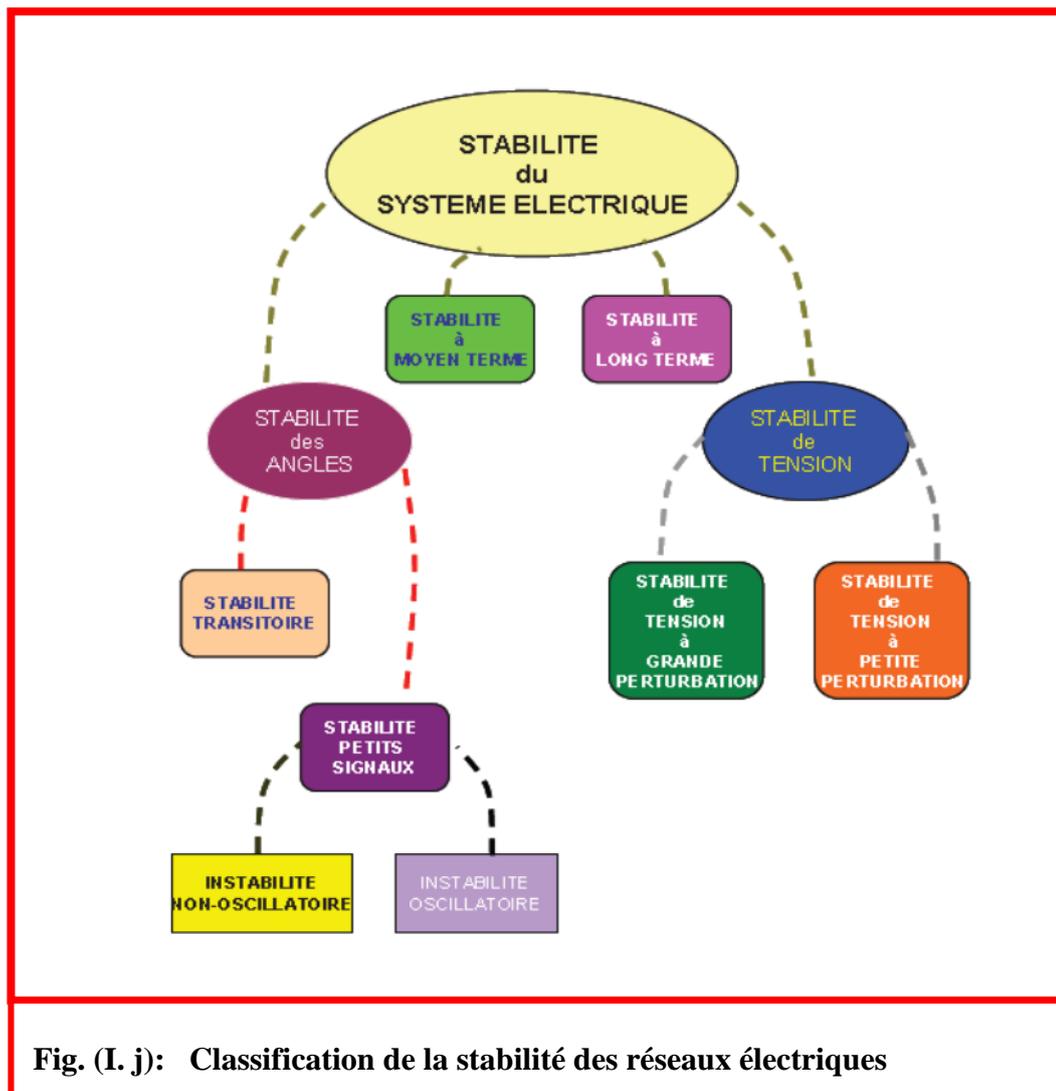
La stabilité d'un système électrique de puissance est définie aussi comme la capacité du système à maintenir un état d'équilibre pendant et après d'éventuelles perturbations et de récupérer un nouvel état d'équilibre qui peut être différent de celui du départ. La stabilité est un problème basé sur les facteurs suivants :

- La nature physique de l'instabilité ;
- La sévérité de la perturbation qui apparaît dans le système ;
- Les dispositifs, les processus et l'échelle de temps à tenir en compte ;
- Les méthodes appropriées de calcul et de prédiction de la stabilité concernée ;

Dans un réseau électrique, il existe deux classes principales de stabilité : la stabilité angulaire et la stabilité de tension. Ces deux types de stabilité sont plus ou moins reliés et définis dans des situations extrêmes :

a) un générateur synchrone raccordé au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisé pour les études de la stabilité des angles ;

b) une charge raccordée au réseau infini par l'intermédiaire d'une ligne de transport est utilisée pour les études de la stabilité de tension.



Ainsi, différents types de stabilité peuvent être énumérés : stabilité de tension, stabilité de fréquence, stabilité en petits signaux, stabilité des angles, stabilité transitoire, stabilité à moyen terme, stabilité à long terme.

1. **Stabilité des angles** : la stabilité des angles est liée à la capacité des machines à maintenir le synchronisme du réseau, elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques. Le paramètre principal est la puissance en sortie de la machine synchrone qui varie comme la vitesse de son rotor.

La stabilité des angles peut être classée en deux catégories :

A. **Stabilité en petits signaux** : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme après de petites perturbations de charge ou de génération. Lors de leurs études, les perturbations sont considérées suffisamment petites pour pouvoir linéariser les équations du système. L'instabilité peut être divisée en deux familles : l'augmentation permanente de l'angle rotorique due à l'insuffisance du couple synchronisant, et l'augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor due à l'insuffisance du couple d'amortissement. Ainsi les deux types

d'instabilités en petits signaux sont les suivantes :

a. **Instabilité non oscillatoire** : insuffisance du couple synchronisant qui amène à une augmentation permanente de l'angle rotorique.

b. **Instabilité oscillatoire** : insuffisance de couple d'amortissement ; action instable dérèglement (modes locaux, modes inter-zones, modes de réglage, modes torsion).

B. **Stabilité transitoire** : c'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme suite aux grandes perturbations. Le système est instable à cause d'une grande excursion de l'angle rotorique du générateur. Ce type d'instabilité dépend de l'état initial de fonctionnement du système et de la gravité de la

perturbation. Usuellement, le système passe alors d'un régime permanent avant la perturbation à un autre régime permanent (différent du précédent) après la perturbation.

2. **Stabilité de la tension** : c'est la capacité d'un réseau à maintenir en permanence des tensions acceptables pour tous les nœuds à la suite d'une perturbation. Le problème de l'instabilité de tension du réseau électrique est dû à la non maîtrise de la puissance réactive et à la chute progressive de tension à la suite des perturbations tels l'augmentation de la charge ou le changement du régime de fonctionnement. Le paramètre principal de cause d'instabilité de tension est l'incapacité du réseau à fournir une puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau. Un réseau est dit stable en tension si l'amplitude de tension augmente avec l'augmentation de puissance réactive injectée dans le même nœud. Il est instable en tension si l'amplitude de la tension d'un nœud, au moins, diminue avec l'augmentation de la puissance réactive injectée. Autrement dit, le réseau est stable en tension si la sensibilité dV/dQ est positive pour tous les nœuds, et instable en tension si au moins un nœud dans le réseau a une valeur de sensibilité dV/dQ négative. Comme pour la stabilité des angles, la stabilité de tension peut être classée en deux sous-catégories :

- a. **Stabilité de tension dynamique** : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux différents nœuds, à la suite de perturbations sévères comme des courts-circuits, la perte des groupes de production ou de lignes. Cette capacité est

déterminée par les caractéristiques de charge du réseau et les dispositifs de régulation et de protection. L'analyse de la stabilité aux grandes perturbations nécessite la prise en compte de la non linéarité des équations dynamiques des dispositifs de réseau comme le transformateur avec régulateur en charge et les limiteurs de courant d'excitation du générateur. La durée d'étude de cette stabilité est typiquement de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Le critère de stabilité en grande perturbation consiste à garder la tension de tous les nœuds du réseau dans des valeurs acceptables suite à une grande perturbation et suite aux actions de réglage du réseau.

- b. **Stabilité de tension statique** : c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à des perturbations comme l'augmentation progressive de charge ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Ce concept est utilisé pour déterminer comment la réponse en tension évolue en fonction de petites modifications du réseau à n'importe quel instant. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour calculer la marge de stabilité, identifier des variables influençant la stabilité et examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud.

3. **Stabilité à moyen-terme** : il s'agit de grandes excursions de tensions et de fréquence, avec des dynamiques rapides ou lentes, et des temps typiques d'étude jusqu'à quelques minutes.
4. **Stabilité à long-terme** : fréquence du système uniforme, dynamique lente, temps d'étude jusqu'à des dizaines de minutes.

IV. Stabilité des centrales électriques

L'électricité est très difficile à stocker. Il est donc nécessaire à tout instant d'équilibrer le réseau, en d'autres termes de s'assurer que la production (l'électricité injectée sur le réseau par les producteurs, c'est-à-dire l'offre d'électricité) est égale à la consommation (l'électricité soutirée sur le réseau par les consommateurs, c'est-à-dire la demande d'électricité). Si l'écart entre production et consommation augmente trop, le réseau subit des écarts de fréquence et de tension dommageables pour les équipements du réseau et ceux des consommateurs. Les conséquences peuvent aller jusqu'à la déconnexion de certaines branches du réseau (entraînant la coupure du courant chez certains consommateurs), voire l'incident généralisé (*blackout*).

C'est ce type d'incident qui s'est produit le 4 novembre 2006, lorsque des problèmes survenus sur le réseau allemand ont provoqué, une rupture de plusieurs heures de l'alimentation de 15 millions d'Européens.

Pour préserver cet équilibre du réseau, il est nécessaire de prévoir au mieux la consommation et de disposer de capacités d'ajustement très réactives s'appuyant sur la mise en œuvre de moyens de production adéquats.

En Algérie pour la période 2005/2017, un programme d'investissement exceptionnel est mis en œuvre afin de reconstituer les capacités de production

d'électricité du Groupe Sonelgaz, de densifier et rendre plus robuste ses réseaux d'électricité et du gaz, de moderniser ses infrastructures énergétiques et de développer ses services à la clientèle.

En effet, selon des prévisions récentes, la demande en énergie électrique en Algérie devrait connaître une croissance moyenne de 6,7% par an, passant de 31 000 GWh en 2007 à plus de 55 515 GWh en 2016. Cela veut dire que, rien qu'en matière de production, la puissance maximale appelée devrait passer de 6 411 MW en 2007 à environ 11 230 MW en 2016. Dans la même proportion, le nombre de clients passera de plus de 6 millions en 2007 à près de 8 millions en 2016.

Aussi, compte tenu de la forte croissance de la demande en Algérie, la mise en oeuvre, dans les délais prescrits, des programmes de développement de Sonelgaz est décisive pour nous permettre d'assurer la continuité de service. Ajouté à cela, nous devons répondre aux exigences de la libéralisation du secteur tout comme nous devons rechercher l'efficacité énergétique qui est substantiellement liée à la problématique de la réduction des coûts de production et de transport avec, comme finalité, la stabilisation des tarifs de l'électricité. Depuis quelques années, nous avons fourni beaucoup d'effort afin d'améliorer la maintenance des groupes de production et leur exploitation optimale qui nous ont permis d'éviter un dimensionnement inutile du parc et d'économiser sur les coûts de production. La politique énergétique algérienne a également privilégié le partenariat pour ouvrir le volet de la production à la concurrence. Trois nouveaux producteurs d'énergie électrique sont déjà opérationnels et participent déjà à près de 20% de la puissance installée. Trois autres centrales de type cycle combiné d'une puissance totale de 1200 MW chacune sont également déjà engagées en partenariat pour un montant d'investissements de l'ordre de 5,2 milliards de dollars.

Il faut également savoir que pour couvrir la demande d'ici 2017, les investissements en production de l'électricité s'élèveront à près de 885 milliards de dinars soit l'équivalent de 12,3 milliards de dollars. Sonelgaz devrait y participer à hauteur de 350 000 millions de dinars algériens, soit l'équivalent de 4,9 milliards dollars. En d'autres termes, il est prévu de rajouter au parc de production national une puissance moyenne de 1200 à 1300 MW par an à partir de 2007. Ceci en dit long sur les opportunités d'investissement dans notre pays.

Des investissements en production ne suffisent pas pour répondre à notre engagement de fournir l'énergie dans les meilleures conditions. En effet, pour véhiculer l'énergie jusqu'au client final, des investissements doit être consentis en permanence pour l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau.

Aussi, à l'horizon 2017, les investissements en transport de l'électricité atteindront 551 milliards de dinars soit 7,65 milliards de dollars. Ceux prévus pour le transport du gaz seront de l'ordre de 246 milliards de dinars, soit 3,41 milliards de dollars. Pour développer les réseaux de distribution de l'électricité et du gaz, il faut un investissement de 429 milliards de dinars, soit environs 6 milliards de dollars.

Centrales électriques décidées sur la période 2007 - 2012

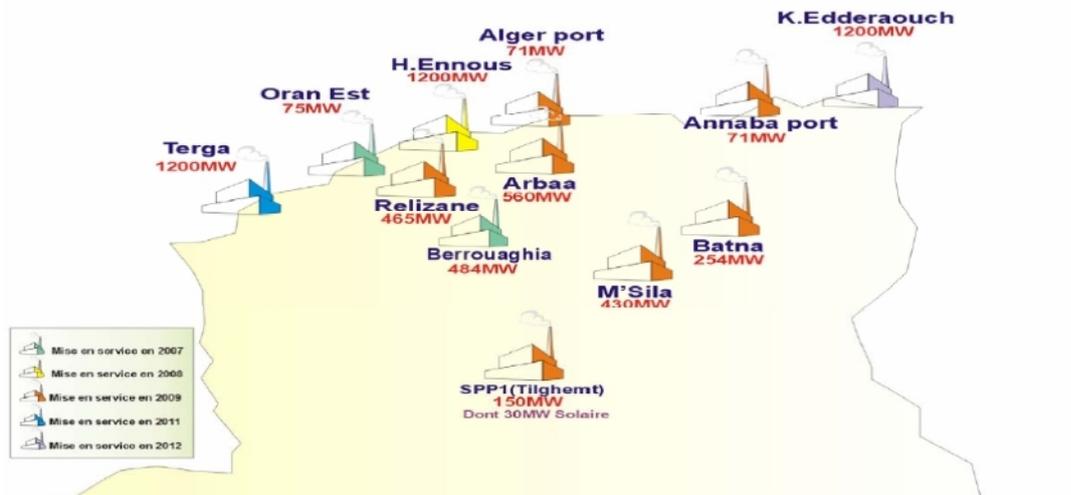


Fig. (I. k) Investissement du groupe Sonelgaz : les centrales électriques 2007 _2012

IV. Réglages de la Stabilité des groupes dans les centrales électriques

L'arrivée de groupes de production de puissance non négligeable devant la puissance decourt-circuit au point de raccordement peut entraîner dans certains cas des problèmes de stabilité "statique". Ce phénomène se traduit par des oscillations entretenues ou mal amorties sur les grandeurs puissance et tension fournies par le groupe. Dans des cas extrêmes ces oscillations peuvent entraîner une perte de synchronisme.

Une solution bien connue pour limiter ces risques est le recours aux systèmes stabilisateurs sur la régulation de tension. Ces dispositifs permettent d'augmenter l'amortissement des oscillations en modulant la tension d'excitation des groupes et font partie de l'offre standard des constructeurs.

Le deuxième volet de la stabilité des groupes concerne le comportement des groupes sur défaut (stabilité dite "transitoire"). En effet suivant la configuration du réseau et les temps d'élimination des défauts, les groupes peuvent dans certaines situations perdre le synchronisme. Ce risque est accru du fait des temps d'élimination relativement longs sur les réseaux HTB [PP Bar 25] .

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons montré la complexité des réseaux électriques, sa hiérarchie en pulse du cache stratégique et socioéconomique des interconnexions. Il a été constaté que cette diversité conduit à des problèmes de stabilité et à une priorité entre les différents niveaux de réseau clairement indiqués dans ce chapitre.

Nous avons constaté aussi qu'une des architectures les plus sensibles est l'interconnexion qui sera développée dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 2

RÉSEAUX D'INTERCONNEXION ALGÉRIE / TUNISIE

Introduction:

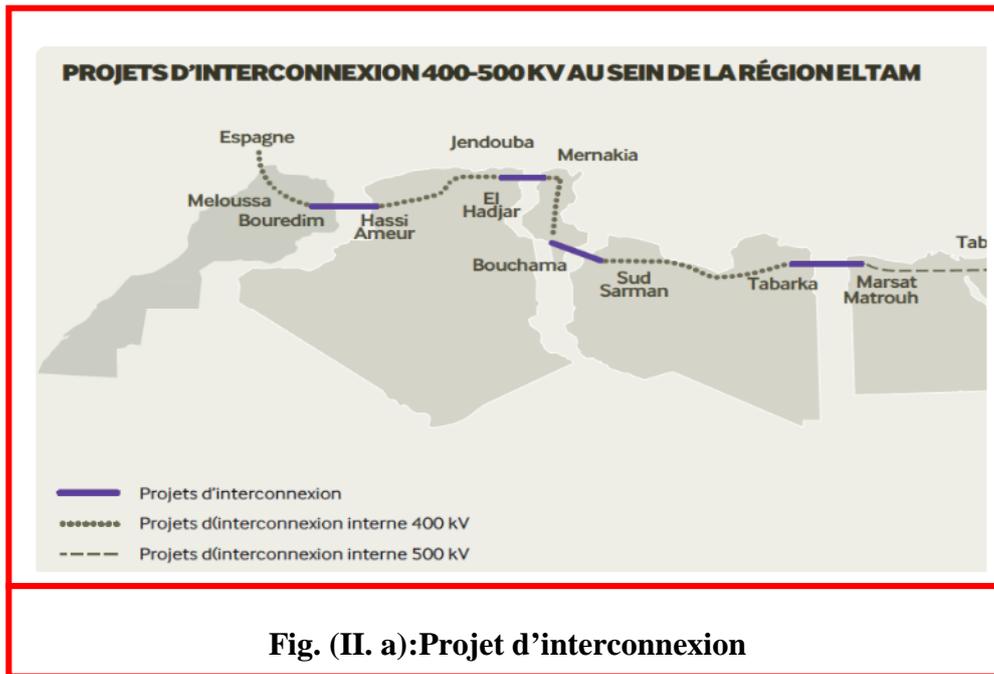
Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs

- * La première de ces divisions est celle qu'on va étudier dans cette thèse est le réseau de transport et d'interconnexion (en Algérie 90KV, 150KV, 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB).

Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts.

Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale (ex : Hassi Ameer (Algérie) – Bourdim (Maroc) et El-hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie), en 400 kV).



I. Définition de l'interconnexion électrique:

On appelle interconnexion électrique une liaison entre deux réseaux électriques qu'ils soient nationaux, régionaux ou internationaux généralement synchrones (fonctionnant à une fréquence de 50 ou 60 hertz). Une liaison entre deux réseaux asynchrones nécessite une interconnexion à courant continu, plus complexe et plus onéreuse à mettre en œuvre.

II. Les avantages des interconnexions

Le réseau constitue la colonne vertébrale du système électrique et, souvent, lorsque des défauts d'alimentation électrique, voire des *blackouts*, se produisent, ils sont le fait d'incidents de réseau plutôt que d'une capacité de production insuffisante. Le citoyen, même s'il dispose d'une source de production locale ou décentralisée, ne se sent donc en sécurité que lorsqu'il est raccordé à un réseau général. C'est pourquoi, dans le monde entier, les réseaux électriques ont eu tendance à se développer constamment, à s'étendre et à se rejoindre pour former des ensembles de plus en plus vastes, reliés entre eux, ou plutôt interconnectés.

L'électricité ne se stocke pas, elle doit être produite en temps réel, c'est à dire au moment même où elle est consommée. Elle est ensuite transportée et distribuée dans un réseau. Le regroupement d'un grand nombre de consommateurs permet de rendre leur comportement statistiquement prévisible sous la forme d'une courbe de charge. Par ailleurs, par la mise en parallèle de plusieurs unités de production, on peut éviter de possibles défaillances en augmentant les réserves et en mutualisant les risques. Ainsi, en assurant cette double mise en parallèle, le réseau d'interconnexion peut former un système intégré production-transport-consommation et surmonter l'obstacle lié à l'électricité, qui la distingue d'autres fluides comme le gaz ou l'eau, pour lesquels le stockage est possible.

La mise en parallèle de systèmes de production-transport-consommation permet de réaliser des économies en tirant parti, par des importations et exportations, des différences de prix à la production dans les diverses zones ou des décalages horaires entre les pointes de consommation des pays. Au Maghreb, par exemple, les compagnies profitent du décalage entre les courbes de charge, le dimanche étant ouvrable en Algérie, donc à forte charge, alors que l'activité est ralentie en Tunisie et au Maroc. L'interconnexion apporte donc à la fois un avantage technique sur la sécurité d'alimentation et économique sur les coûts de production.

Considérés comme stratégiques par la plupart des États en Europe et autour du Bassin méditerranéen, la production, le transport et la distribution de l'électricité ont été confiés à des compagnies essentiellement publiques, qui ont veillé à assurer leur autonomie ou l'autosuffisance nationale. Néanmoins, très tôt, des liaisons importantes se sont développées au sein d'une région, du fait du sentiment d'appartenance à un ensemble politico-économique ou des avantages

III. Les principes de l'interconnexion

les gestionnaires de systèmes électriques aux Etats-Unis et en Europe sur les principes de gestion adaptés à leur métier.

1. Réaliser des économies d'échelle en construisant de grandes unités de production (turbines à eau et à vapeur) ;
2. Situer les unités de production à proximité des lieux de consommation ou de sources d'énergie bon marché et près de sources abondantes d'eau de refroidissement (pour les centrales thermiques géantes) ;
3. Transporter l'électricité vers les lieux de consommation (grâce à des lignes de transport à haute tension) ;
4. Favoriser une consommation de masse par une politique de bas prix et de différenciation tarifaire, et susciter la demande par l'offre ;
5. Interconnecter les centrales de production pour un emploi optimal de leurs caractéristiques différentes ;
6. Interconnecter les différents consommateurs pour bénéficier de la diversité des demandes et améliorer le facteur de charge des équipements ;
7. Centraliser la gestion (*control*) des consommateurs et des centrales de production interconnectés (en établissant des dispatchings ou centre répartiteurs
8. Etablir des prévisions de la demande pour réaliser la meilleure gestion possible du système interconnecté ;
9. Réduire la capacité de production et de réserve et coordonner les arrêts pour entretien grâce à l'interconnexion ;
10. Accepter la réglementation publique en échange du monopole naturel ;
11. Rechercher des taux de rentabilité stables et suffisants pour obtenir des capitaux à un coût raisonnable.»[COUTARD 2].

L'interconnexion permet notamment l'utilisation optimale de moyense de production complémentaires (principe 5) et la maximation du facteur de charge (principe 6), qui apparaissent comme les facteurs essentiels de la

croissance des systèmes électriques sur la longue durée.

l'interconnexion des réseaux. Citons notamment : l'amélioration de la sécurité d'alimentation, avec un soutien additionnel extérieur en cas de défaillance; la réduction des coûts d'exploitation, grâce à une meilleure utilisation des équipements; une économie d'investissement en profitant des décalages horaires, des différences de week-end, des pointes de consommation et en partageant les réserves tournantes et leur optimisation; en planifiant les nouveaux moyens de production et en les construisant sur des sites choisis à moindre coût de production.

IV. Le réseau de transport et d'interconnexion

Le réseau de transport est né de la réalité que les ressources énergétiques à partir desquelles l'énergie électrique est obtenue sont en général loin des zones de consommation de cette énergie. Ainsi, pour franchir la distance correspondante avec un minimum de pertes à effet joule, la technique du transport par courant alternatif à très haute tension s'est rapidement imposée.

En Europe, les réseaux de transport à 400 kV à 50 HZ ont été adoptés après la deuxième guerre mondiale comme le meilleur compromis entre le coût d'investissement, le coût d'exploitation (notamment la réduction des pertes joule) et le service rendu. En réalité, les réseaux de transport jouent un rôle incontournable dans les systèmes électriques car ils permettent non seulement le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation (villes, usines, etc), mais ils assurent également les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges d'énergie électrique au niveau international (une description complète des fonctionnements de ce type de réseaux est présentée au chapitre I).

En effet, ces réseaux ont une architecture *maillée* -figure (II.1)-, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles. Cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

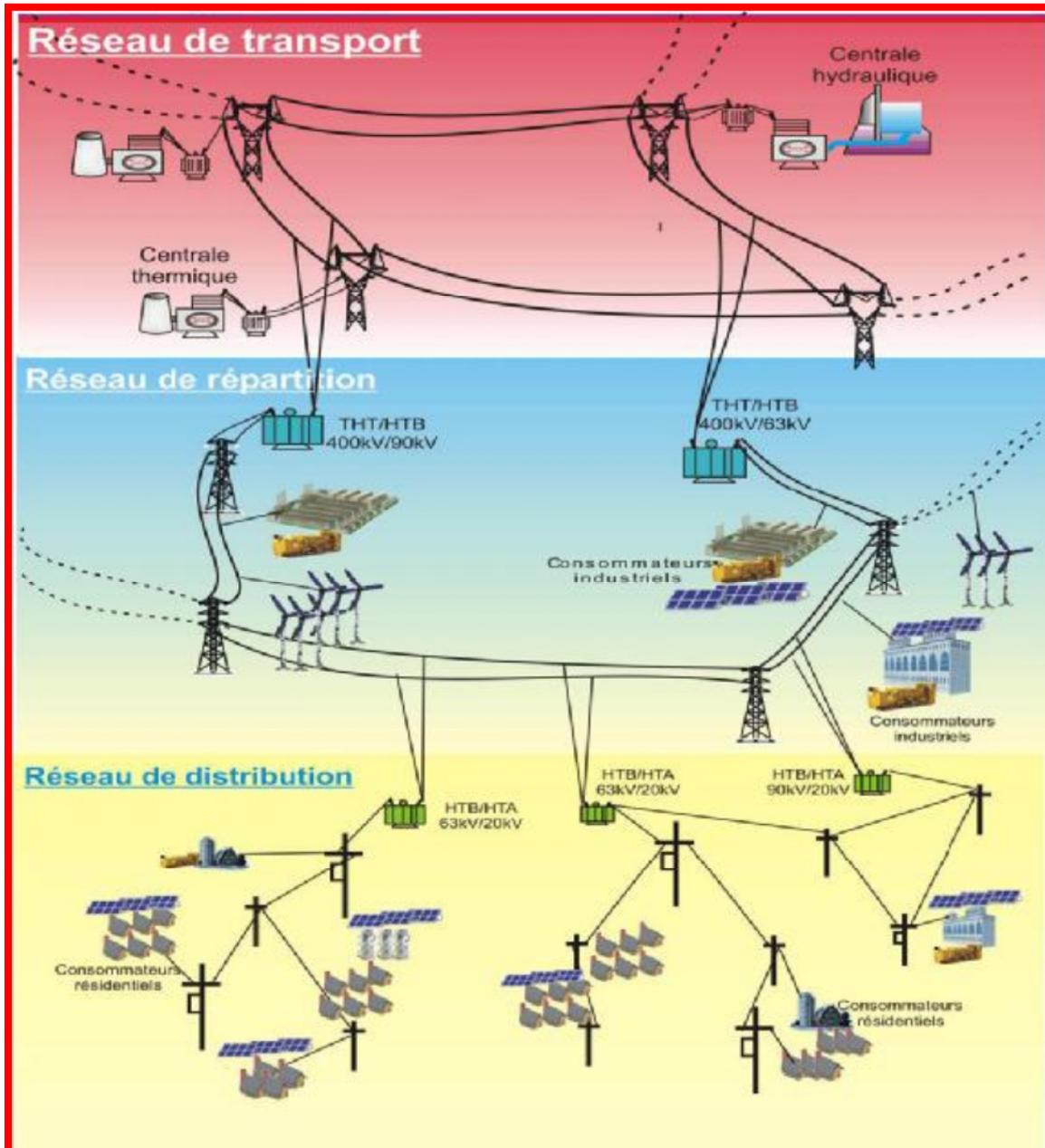


Fig. (II.1): Structure actuelle des réseaux électriques

Consommation des Les lignes électriques aériennes de 63 000 volts à 400 000 volts : [3]

Pour transporter le courant on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par des pylônes.

Les câbles conducteurs

Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles ou faisceaux de câbles par circuit : un par phase. Les lignes sont soit simples (un circuit par file de pylônes), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Le conducteur électrique est nu et son isolement électrique est assuré par l'air.

C'est la distance des conducteurs entre eux et avec le sol qui garantit l'isolement. La distance minimale augmente avec le niveau de tension

Les câbles de garde

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les « câbles de garde ». Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs.

Ils ont pour rôle de les protéger de la foudre. Certains câbles de garde spécifiques permettent aussi de transiter des signaux de télécommunication nécessaires à l'exploitation du réseau.

Les isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, assurent l'isolation électrique entre le pylône et le câble conducteur sous tension. Les isolateurs sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

Les pylônes

Le rôle du pylône est de maintenir les câbles à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. La topologie des lieux, le respect des sites et de l'environnement, les conditions climatiques sont autant de paramètres qui ont amené GRTE à utiliser divers modèles de pylônes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes concernées, de leur environnement et des contraintes

mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Ces ouvrages doivent respecter les arrêtés techniques interministériels.

La silhouette des pylônes est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs (ou « armement »). Les armements les plus usités peuvent être :

- la juxtaposition : les conducteurs sont placés dans un même plan horizontal (armement « nappe » comme par exemple le pylône Trianon) ou dans des plans horizontaux « voisins » (comme par exemple le pylône Beaubourg).
- la superposition : les conducteurs sont placés les uns au-dessus des autres dans des plans verticaux « très voisins » (comme par exemple le pylône F5).

Les pylônes d'ancrage et les pylônes de suspension

Outre leur fonction habituelle de support de ligne, certains pylônes jouent également un rôle d'ancrage. La portion de ligne aérienne comprise entre deux pylônes d'ancrage est appelée canton. Les autres pylônes composant ce canton sont dits pylônes de suspension.

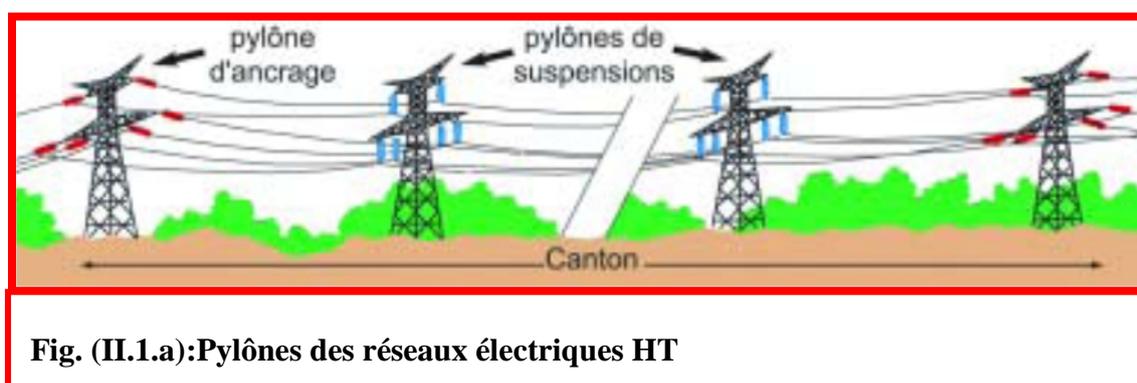


Fig. (II.1.a):Pylônes des réseaux électriques HT

- * **Les liaisons électriques souterraines de 63 000 volts à 400 000 volts**

L'utilisation des câbles souterrains est souvent évoquée quand il s'agit de répondre à des exigences pour l'insertion paysagère ou d'encombrement de l'espace en zone urbaine. Cependant, elle impose des contraintes techniques croissantes avec le niveau de tension.

En 400 000 volts cette technique est difficile à mettre en oeuvre. Elle est de plus inadaptée pour de grandes distances et le coût reste un écueil majeur.

Les câbles isolés

L'isolement du conducteur est généralement assuré par un matériau isolant – matière synthétique pour les câbles les plus récents dont l'épaisseur augmente avec la tension.

Pour un câble à 225 000 volts, cette épaisseur est de l'ordre de 30 mm, ce qui donne un diamètre total supérieur à 100 mm et une masse de l'ordre de 30 kg par mètre linéaire.

Pour un câble 63 000 volts, l'épaisseur est de l'ordre de 15 mm, donnant un diamètre total supérieur à 90 mm et une masse de l'ordre de 11 kg par mètre linéaire.

La photo ci-dessous représente un câble souterrain à 225 000 volts isolé.[4]



Fig. (II.1.b): Câble des réseaux électriques HT

En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin selon les lois de Kirshoff pour contourner cette ligne en défaut et donc garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. Les réseaux de transport sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approche.

Quand à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou "dispatching" à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence.

En Algérie les caractéristiques du réseau de transport de l'électricité est:

- _ La longueur globale du réseau de transport de l'électricité à réaliser sur la période **2013-2023** est de l'ordre de **27 045 km** :
- **21 240 km**, déjà décidés dont **1 765 km** pour de réhabilitation,
- **5 805 km** pour les lignes en idée de projet.

_ La longueur du réseau du GRTE atteindra **49 178 km** en **2023**.

Le nombre de postes électriques de transformation à réaliser sur la période **2013-2023** est de **479 postes** dont :

- **373 postes** déjà décidés (4 en réhabilitation),
- **106 postes** en idée de projet.

_ Le nombre total de postes sera de **750** à l'horizon **2023** avec une puissance installée de **124 800 MVA**.

_ Le montant global du plan de développement du réseau de transport sur la période **2013-2023**, s'élève à **1 266 256 millions de dinars**.

- GRTE est le gestionnaire de réseau de transport d'Algérie : responsable de l'exploitation, de la maintenance et du développement des lignes de plus de 60 000 Volts (60, 90, 150, 220, 400 000 Volts)
- Dans le secteur électrique, 3 autres acteurs sont respectivement responsables de la gestion du système électrique (Operateur system), de l'ingénierie (CEEG) et du marché de l'électricité (Opérateur de marché).
- Ces quatre acteurs (**GRTE, OS, CEEG, OM**) sont des filiales du groupe SONELGAZ (**100%** Etat algérien), responsable de la production, du transport et de la distribution, de l'électricité et du gaz en Algérie [4].

V. Réseau d'interconnexion Algérie /Tunisie

A. Description

Le réseau d'interconnexion algérie/tuinis est constitué de quatre lignes haute tension encadré par des postes sources de part et d'autre relié aux deux systèmes des réseaux électriques des deux pays.



Fig. (II.2):Lignes d'interconnexion Algérie /Tunisie

IV.1. Ligne El-Aouinet–Tajerouine (220Kv) : [3]

ligne de 220Kv d'une longueur d'exploitation de 37,67 KM entre :

Poste El-Aouinet et poste Tajerouine et qui est composée de :

- _ 84 Pylône de type *SADELM*
- _ 16 Isolateur de type *U120*
- _ Conducteur électrique type AA de section $1 \times 411 \text{ mm}^2$ pour logeur total de 62,05 KM

Tab II . 2 CARACTERISTIQUES DU RESEAU LIGNES EAO / TAD

OUVRAGE LIGNES	TENTION (KV)	LONGUEUR (Km)	CABLE (mm ²)	CAPACITE DE TRANSIT		MISE EN SERVICE
				ETE (MVA)	HIVER (MVA)	
BASE Tebessa						
EAO/TAD	220	37,67	411	180	265	29/10/1980

IV.2. Ligne El-Aouinet –Tajerouine (90Kv) : [3]

Ligne de 90Kv d'une longueur d'exploitation de 33,67 KM entre :

Poste El-Aouinet et poste Tajerouine et qui est composée de :

- _ 117 Pylône de type *SP4AQ*
- _ 8 Isolateur de type *CT254*
- _ Conducteur électrique type AA de section $1 \times 228 \text{ mm}^2$ pour logeur total de 60 KM

Tab 3 CARACTERISTIQUES DU RESEAU LIGNES EAO / TAD

OUVRAGE LIGNES	TENTION (KV)	LONGUEUR (Km)	CABLE (mm ²)	CAPACITE DE TRANSIT		MISE EN SERVICE
				ETE (MVA)	HIVER (MVA)	
BASE Tebessa						
EAO/TAD	90	33,67	228	45	72	12/06/53

IV.3. Ligne El-Kala –Fernana (90Kv) :

ligne de 90 Kv d'une longueur d'exploitation de 22,08 KM entre :
Poste El-Kala et poste Fernana et qui est composée de :

- _ 78 Pylône de type *SP4AQ*
- _ 8 Isolateur de type *OB25*
- _ Conducteur électrique type *AA* de section 1x 228 mm² pour logeur total de 48,43 KM

Tab 4 CARACTERISTIQUES DU RESEAU LIGNES EKA / FER

OUVRAGE LIGNES	TENTION (KV)	LONGUEUR (Km)	CABLE (mm ²)	CAPACITE DE TRANSIT		MISE EN SERVICE
				ETE (MVA)	HIVER (MVA)	
BASE Tebessa						
EKA/FER	90	22.08	228	45	72	01/06/1956

IV.4. Ligne Djebel Onk –Metlaoui (150Kv) :[3]

ligne de 150Kv d'une longueur d'exploitation de 22,05 KM entre :
Poste Djebel Onk et poste Met la oui et qui est composée de :

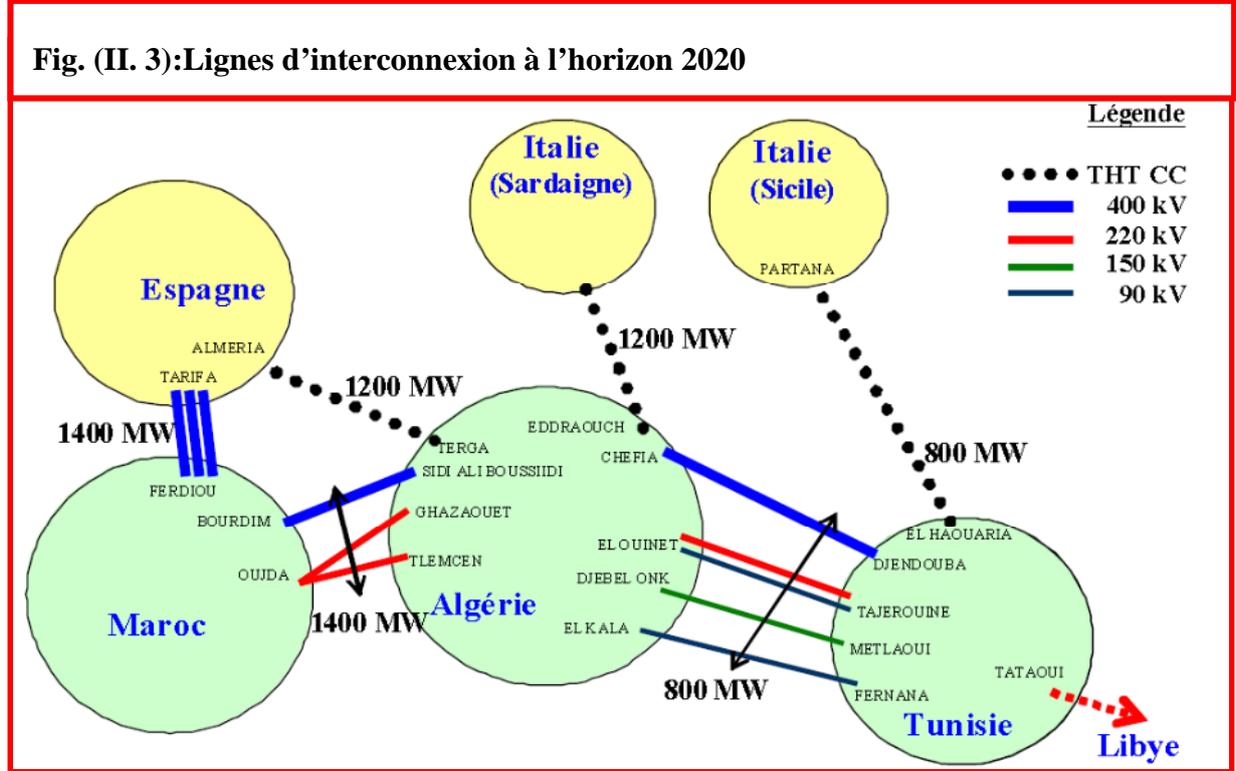
- _ 60 Pylône de type *SADELM*
- _ 16 Isolateur de type *U120*

_ Conducteur électrique type AA de section $1 \times 411\text{mm}^2$ pour logeur total de 59,05 KM

Tab 5 CARACTERISTIQUES DU RESEAU LIGNES DJO / MET

OUVRAGE LIGNES	TENTION (KV)	LONGUEUR (Km)	CABLE (mm ²)	CAPACITE DE TRANSIT		MISE EN SERVICE
				ETE (MVA)	HIVER (MVA)	
BASE Tebessa						
DJO/MET	150	22,05	411	122	181	03/04/1984

L'interconnexion Algérie / Tunisie et le bassin méditerranéen en cours d'évolution comme présente la figure suivante :



VI. Heures pleines et heures creuses

Suivant les rythmes de vie, la consommation d'électricité du pays varie constamment. Elle est plus ou moins forte :

- selon les saisons (lumière et chauffage électriques accroissent la consommation en hiver ; l'activité économique est faible pendant le mois d'août, etc.) ;
- selon le jour de la semaine, en particulier qu'il soit ouvert ou non, férié, plus ou moins nuageux (besoin de lumière), chaud ou froid (chauffage électrique, climatisation) ;
- selon les moments de la journée.

Les « heures creuses » correspondent au moment de la journée où la consommation est la plus faible, soit vers 4h du matin où seuls des dispositifs (congélateurs, éclairage public, veilles, etc.) ou des usines fonctionnant en continu consomment.

Les heures pleines correspondent au moment de la journée où la consommation est la plus forte, soit en hiver d'une part vers 9h et d'autre part vers 19h lors des chassés-croisés domicile/travail où se conjuguent activités industrielles, travail de bureau, transports en commun, éclairage, et activités domestiques (chauffage). En été, ces pointes de consommation sont moins marquées : moindre besoin d'éclairage et de chauffage, etc.

VII. Les défauts dans les réseaux électriques

Le système électrique est une infrastructure critique pour les activités des différents pays. Ces infrastructures critiques peuvent subir des incidents majeurs. Les incidents majeurs peuvent être provoqués par des causes naturelles, techniques ou humain (les fausses manœuvres) ; bien que les sabotages ou

attentats ne puissent pas non plus être rejetés comme causes initiales. des statistiques réels incidents majeurs du réseaux d'interconnexion Algérie / Tunisie sont ensuite détaillés. Finalement, quelques constats sur les dernières grandes perturbations électriques dans le monde sont apportés. A partir de ces constats, l'importance et la nécessité de notre étude avec notre solution technique proposée peuvent être envisagées.

VII.1 Types des défauts

Les principaux défauts intervenants dans le fonctionnement d'un réseau électrique[14][15] :

◆◆◆défauts lies à la fabrication : Un tel défaut peut provoquer la sur échauffement de la ligne, accroissant ainsi les risques des courts circuits.

- Le mauvais isolement d'un élément du réseau : câble, isolateur, borne d'un transformateur, comptage ;.....ext
- Défaillance des protections suite à un défaut d'origine des pièces.

◆◆◆défauts d'ordre mécanique

- Le Défauts liés conditions de transport.
- Les fissures ou les cassures de isolateurs

◆◆◆défauts d'ordre atmosphérique

- L'humidité
- La chaleur excessive
- Les foudres

◆◆◆ défaut d'ordre électrique

Un tel défaut peut résulter d'un court-circuit. Un court-circuit provoque une augmentation de la température de la ligne qui peut même dépasser sa capacité thermique, ce qui conduit à la détérioration des isolants et des conducteurs.

- Les surtensions suite au mauvais contacts : perturbation de tension

VII.2 Les causes de défauts

Les causes des défauts sont multiples. Elles peuvent être classées en trois groupes :

- ◆ Les initiateurs de défauts : surchauffe des lignes, usures des éléments des contacts, cassures des isolateurs de fixations, problème d'isolation électrique notamment des câbles isolés, surtension transitoire...
- ◆ Les contributeurs aux défauts : surcharge fréquente, température ambiante élevée, ventilation défaillante, humidité, mauvaise terre, vieillissement...
- ◆ Les défauts sous jacents et erreurs humaines : défauts de fabrication, composants défectueux, protections inadaptées (fusibles sur calibrer), fausses manœuvres côté HT, absence de maintenance...

Les effets sont principalement dus à un problème : thermique, électrique, et environnemental, électromagnétique.

Exemples des circonstances des défauts des réseaux électriques à l'échelle mondiale :

Date	Lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride, É-U.	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupure
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minutes
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03 -02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Arc lémanique	1 heure
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne
Tableau 6: Incidents suivis d'un effondrement		

Le monde a enregistré aussi :

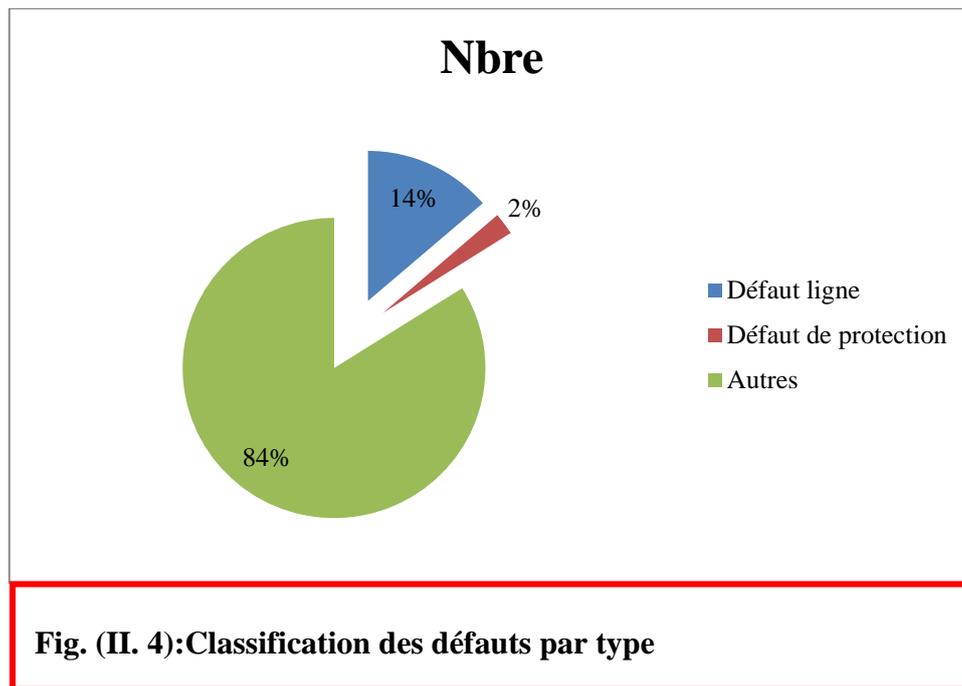
	Nombre de black-out	Durée de coupure
2008	112	12372 mn
2009	56	9110 mn
2010	78	10406 mn
Tableau 7: Statistiques des blackouts sur les réseaux de la CEB [16]		

01/04/2008	EKALA-FERNA	90	16H45	16H47	0H 2	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	RUPTURE SYNCHRONISME	MGU (DPT 90KV EHD TRANSFERE)
01/04/2008	EKALA-FERNA	90	20H50	20H53	0H 3	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	RUPTURE SYNCHRONISME	MGU (DPT 90KV EHD TRANSFERE)
11/04/2008	EKALA-FERNA	90	18H40	22H12	3H32	DT ,	,	AUTRE	-/-	SUIT.RN 90KV EHD (INVERSION PHASE)
17/05/2008	EAQUI-TADJE	220	15H36	15H53	0H17	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	EMISSION:219.8 MW
17/05/2008	EAQUI-TADJE	90	15H36	15H59	0H23	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	RUPTURE SYNCHRONISME	DT GROUPES A LA CENTRALE DE JIJEL
04/06/2008	EAQUI-TADJE	90	18H57			DT ,	8-T ,	LIGNE	-/-	
05/06/2008	EKALA-FERNA	90	21H50	22H 4	0H14	DT ,	8-T ,	PROT.	MAUV.FONCTIONNEMENT	NON FONCTION.PROTECT.DISTANCE
23/06/2008	EKALA-FERNA	90	9H 4	9H45	0H41	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMET.RECEP (DT 220KV SKP/RAD)
23/06/2008	EAQUI-TADJE	90	9H 4	9H29	0H25	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMET.RECEPT.(DT 220KV RAD/SKP)
23/06/2008	EAQUI-TADJE	220	9H 4	9H28	0H24	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMET.RECEPT. (DT 220KV RAD/SKP)
19/07/2008	EKALA-FERNA	90	3H45	3H57	0H12	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	RUPTURE SYNCHRONISME	
13/08/2008	EAQUI-TADJE	220	16H42	16H49	0H 7	DT ,	8-T ,	LIGNE	-/-	DEFAULT LIGNE
13/01/2009	EKALA-FERNA	90	14H42	15H14	0H32	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT SUR RESEAU STEG
13/01/2009	EAQUI-TADJE	90	14H42	15H13	0H31	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEF.SUR RESEAU STEG (61.7 MW EN E
13/01/2009	EAQUI-TADJE	220	14H42	14H55	0H13	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEF.SUR RESEAU STEG (150 MW EN E)
13/01/2009	DJONK-METLA	150	14H42	15H15	0H33	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT SUR RESEAU STEG
06/04/2009	EKALA-FERNA	90	21H17	21H27	0H10	DT ,	0-T ,	LIGNE	ET DEFAILLANCE DISJ.	SEUIL TEMPS RELAIS DISCORD.BAS
09/04/2009	EKALA-FERNA	90	21H27	21H36	0H 9	DT ,	0-T ,	LIGNE	ET DEFAIL PROTECT	NON FONCTION.REENCLENCHEUR
20/04/2009	EKALA-FERNA	90	17H 3	17H 6	0H 3	DT ,	,	LIGNE	-/-	SANS SIGNAL.(PROT:EMS:OSCILLO)
01/05/2009	EKALA-FERNA	90	14H 1	14H10	0H 9	DT ,	0-T ,	LIGNE	-/-	MGU AU POSTE EKA
19/06/2009	EKALA-FERNA	90	11H 7	11H15	0H 8	DT ,	0-4-8 ,	LIGNE	-/-	?????
29/06/2009	EKALA-FERNA	90	5H51	6H37	0H46	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT STEG
29/06/2009	EAQUI-TADJE	90	5H50	6H35	0H45	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT STEG
29/06/2009	EAQUI-TADJE	220	5H50	6H22	0H32	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT STEG
29/06/2009	DJONK-METLA	150	5H50	7H 0	1H10	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DEFAULT STEG
15/07/2009	EKALA-FERNA	90	14H 3	14H59	0H56	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE AMONT (62.66 MW)
15/07/2009	EAQUI-TADJE	90	14H 3	14H55	0H52	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE (60MW)
15/07/2009	EAQUI-TADJE	220	14H 3	14H46	0H43	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE (200)
15/07/2009	DJONK-METLA	150	14H 3	14H59	0H56	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE
22/07/2009	EAQUI-TADJE	90	13H14	13H45	0H31	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	SUIT.DT ARTER.IMPORT.RESEAU CENTR
22/07/2009	EAQUI-TADJE	220	13H14	13H34	0H20	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	SUIT.DT ARTERE.IMPORT.RESAU CENTR
22/07/2009	DJONK-METLA	150	13H14	13H32	0H18	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	SUIT.DT ARTER.IMPORT.RESEAU CENTR
06/09/2009	EKALA-FERNA	90	13H 9	13H33	0H24	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT LIGNES IMPORTANT.REGION SUD
06/09/2009	EAQUI-TADJE	220	13H 9	13H32	0H23	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT LIGNES IMPORTANT.REGION SUD
06/09/2009	DJONK-METLA	150	13H 9	13H36	0H27	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT LIGNES IMPORTANT.REGION SUD
06/09/2009	DJONK-FERPH	90	17H22	18H15	0H53	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	-/-	?????
19/09/2009	EAQUI-TADJE	90	13H13			DT ,	4-T ,	LIGNE	-/-	MAUVAIS TEMPS (ORAGE)
29/09/2009	DJONK-METLA	150	10H18	10H27	0H 9	DT ,	,	AUTRE	MINI HZ	FONCTIONNEMENT INTEMPESTIF RELAIS
04/10/2009	EAQUI-TADJE	220	12H26	12H49	0H23	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT GROUPES H.NOUS
04/10/2009	EAQUI-TADJE	90	12H26	12H50	0H24	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT GROUPES H.NOUS
04/10/2009	DJONK-METLA	150	12H26	13H 0	0H34	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT GROUPES A H.NOUS
04/10/2009	EKALA-FERNA	90	12H26	12H59	0H33	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT GROUPES A H.NOUS
12/10/2009	EAQUI-TADJE	220	18H24	18H43	0H19	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE AMONT (141.6 MW)
12/10/2009	EAQUI-TADJE	90	18H24	18H44	0H20	DT ,	,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	WATTMETRIQUE AMONT (61,14 MW)

25/10/2009	EAOUI-TADJE	90	15H17	15H54	0H37	DT ,		AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT INTERCONNEXION EURO-MAGHREB
25/10/2009	DJONK-METLA	150	15H17	15H56	0H39	DT ,		AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT INTERCONNEXION EURO-MAGHREB
17/09/2010	EAOUI-TADJE	220	14H44	15H 1	0H17	DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	SUITE DT CYCLE COMBINE A SKS
04/10/2010	EAOUI-TADJE	220	7H32			DT ,	0-4-8 ,	AUTRE	DEBOUCLAGE WATT	DT GR A HADJET NOUS
26/10/2010	EKALA-FERNA	90	23H24			DR ,	0-T ,	LIGNE	-/-	TEMPS PLUVIEUX
04/11/2010	EKALA-FERNA	90	11H49	12H 0	0H11	DT ,	0-8-T ,	LIGNE	-/-	MAUVAIS TEMPS (ORAGE VIOLENT)
04/11/2010	EKALA-FERNA	90	12H14	12H32	0H18	DT ,	0-8-T ,	LIGNE	-/-	MAUVAIS TEMPS (VIOLENT ORAGE)
04/11/2010	EKALA-FERNA	90	12H54	16H48	3H54	DT ,	0-4-8-T,	LIGNE	-/-	(VIOLENT ORAGE) ELAGAGE ARBRES
16/12/2010	EKALA-FERNA	90	22H37	23H10	0H33	DT ,	0-4-8-T,	LIGNE	-/-	MAUVAIS TEMPS

Classification des défauts par type :

	Défaut ligne	Défaut de protection	Autres
Nbre	23	4	141



Classification des défauts par causes :

	MAUV. FONCTIONNEMENT	RUPTURE SYNCHRONISME	DEBOUCLAGE WATT	DEFAUT STEG	MINI HZ	ET DEFAILLANCE DISJ.	ET DEFAIL PROTECT	COND CLIMATIQUE
CAUSE	4	9	82	9	2	1	1	15

Les statistique nous présent l'ampleur des défauts selon leurs causes comme suit :

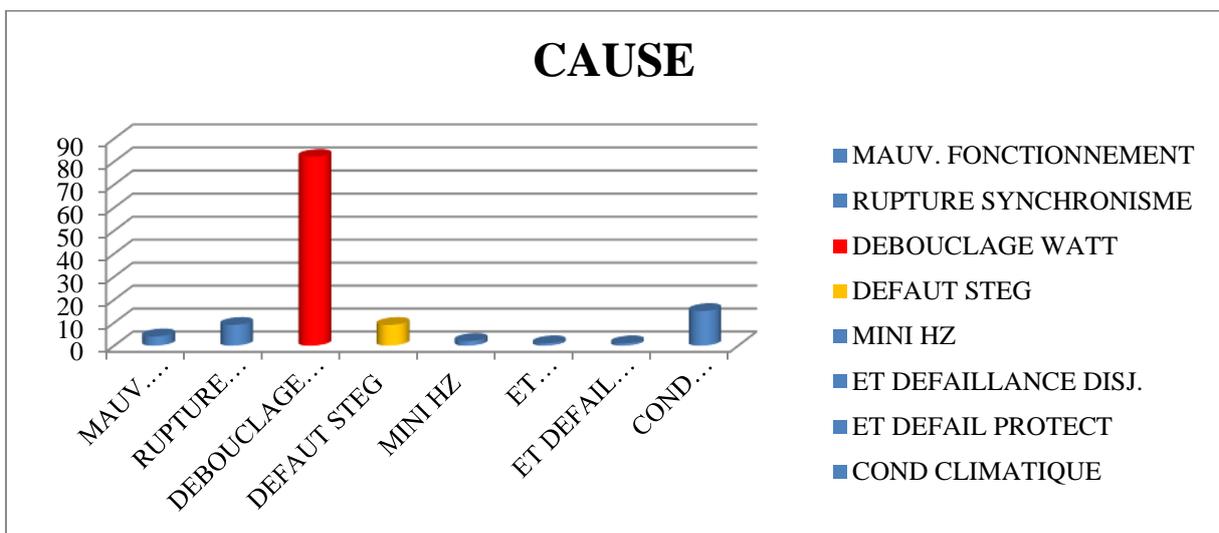


Fig. (II. 5):Classification des défauts par causes

Sur la figures suivante on a des exemples réels des causes des incidents majeurs



Fig II 6 Exemples des causes des incidents majeurs [3]

Les défauts coté Tunis:

DAT	LIG	DDP	DEB	FIN	IND	TYP	CAUS
06/06/2007	EAQUI-TADJE	220	7H34	8H 1	0H27	DT	DEFAULT STEG
06/06/2007	EAQUI-TADJE	90	7H34	8H 1	0H27	DT	DEFAULT STEG
08/12/2007	EAQUI-TADJE	90	0H32	0H59	0H27	DT	DEFAULT STEG
08/12/2007	EAQUI-TADJE	220	0H32	0H48	0H16	DT	DEFAULT STEG
11/12/2007	EAQUI-TADJE	90	6H29	6H49	0H20	DT	DEFAULT STEG
11/12/2007	EAQUI-TADJE	220	6H29	6H49	0H20	DT	DEFAULT STEG

Conclusion:

L'étude statistique des défauts nous a permis de tirer les plus fréquents qui peuvent être pris en charge (défauts coté STEG « Tunis ») pour éviter les coupures générales (black out), ou bien des préjudices économiques entre les deux pays.

A cet effet nous avons axé notre étude sur ce type de défauts

C'est pour cela qu'on propose dans notre étude une des solutions techniques qui n'est pas encore utilisée dans notre réseau et qui peut améliorer la stabilité de réseau de transport algérien et le préserver notamment des perturbations des réseaux d'interconnexion externes, cette solution consiste à installer un transformateur déphaseur sur la ligne El-Aouinet –Tajerouine (220Kv).

CHAPITRE 3

LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE TYPE DÉPHASEURS

Introduction

Une solution pour limiter ou augmenter le transit de puissance consiste à introduire en série dans une ligne d'un réseau haute tension existant, un transformateur déphaseur à module constant dont l'angle est piloté.

Les transformateurs déphaseurs bien que connus et utilisés depuis de très nombreuses années ne voient s'étendre leur exploitation sur les réseaux que depuis une période récente.

Jusqu'aux années 60 les appareils les plus répandus étaient de type à déphasage fixe et à une seule partie active, ils servaient alors à alimenter des redresseurs industriels. L'introduction des changeurs de prise en charge et des modèles à deux parties actives a permis leur utilisation en réseau.

I. Application générale des transformateurs déphaseurs

En général, les transformateurs déphaseurs sont utilisés pour améliorer l'efficacité du réseau existant. Excepté pour des applications très spécifiques, l'objectif est de contrôler le transit de puissance active entre deux points dans les réseaux électriques.

Le transformateur déphaseur peut être à une ou deux parties actives, et est normalement équipé d'un changeur de prise en charge afin de réguler le courant traversant selon des paliers prédéfinis.

Un transformateur déphaseur peut être utilisé pour tirer parti des marges existantes sur le réseau ou pour sécuriser une interconnexion. En principe, les principales stratégies de commande sont les suivantes :

- Curative : Le transformateur déphaseur est exploité avec un léger déphasage dans des conditions de fonctionnement normales. En cas de perte soudaine d'une ligne électrique, le déphasage est automatiquement régulé afin de réduire le transit de puissance sur les lignes surchargées et éviter un déclenchement.

– Préventive : Le transformateur de déphasage est exploité avec un déphasage permanent qui permet de redistribuer les flux de puissance dans les conditions normales de fonctionnement et supprime les contraintes sur le réseau en cas d'avarie sur une ligne. [9]

Mais d'autres conceptions innovantes peuvent offrir plus de fonctionnalités que la simple régulation des transits de puissance active. Il est également possible de combiner déphasage et réglage de la tension ou d'interconnecter deux réseaux de tensions différentes (autotransformateur déphaseur). De la même manière, un transformateur de puissance spécifique associé à de l'électronique de puissance peut se comporter comme un Déphaseur Régulateur Universel (DRU), permettant de modifier à volonté la phase et le module de la tension de sortie.

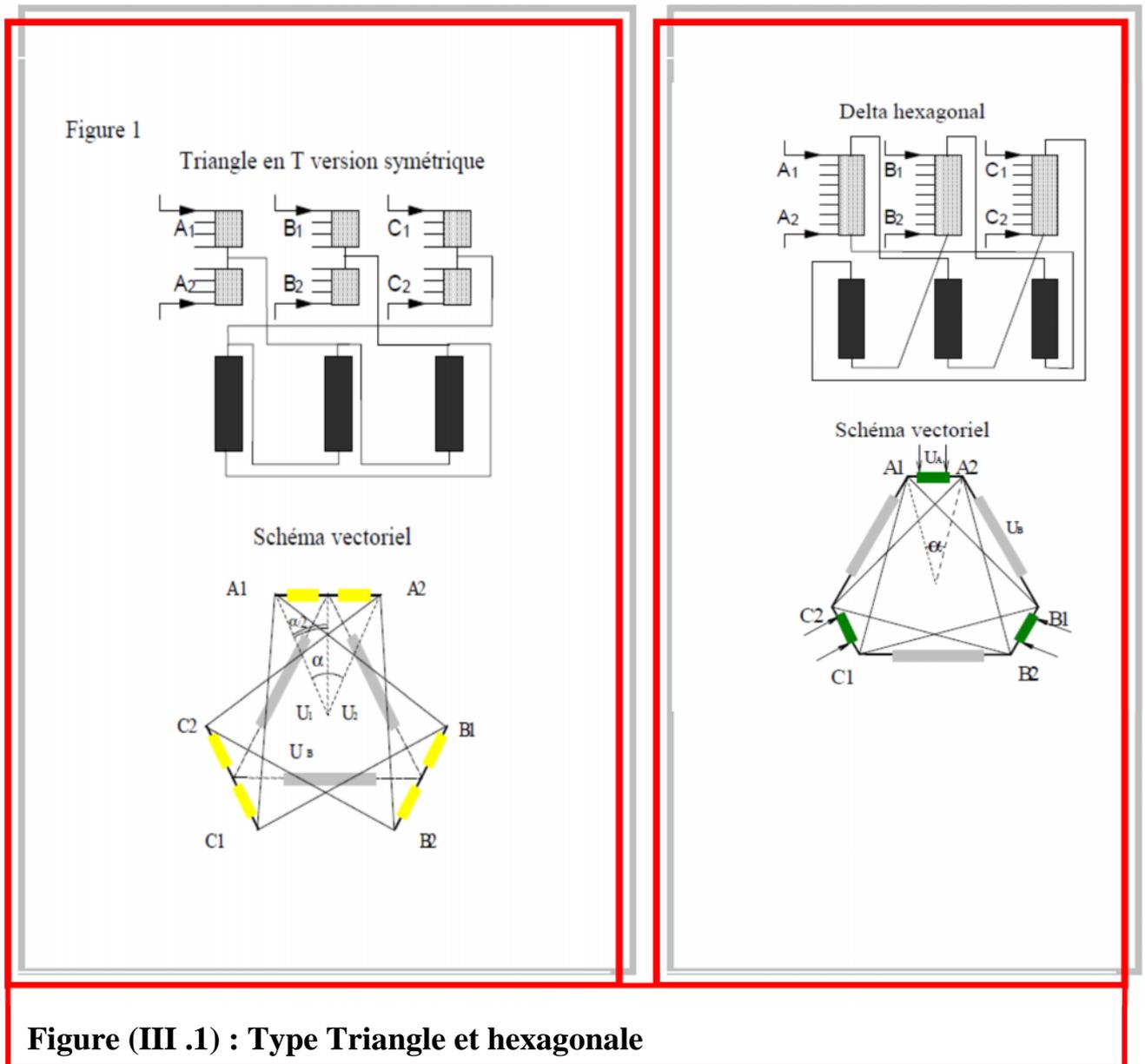
I.1. Différents types existants

Il existe une grande variété de solutions permettant de faire varier le déphasage du courant et de la tension dans une ligne. Il est cependant possible de les classer en deux grandes familles, la première composée des appareils à une partie active unique et la seconde de ceux comportant deux parties actives.

I.1.1. Appareils à une partie active

Ces appareils très répandus en faible tension et faible puissance se déclinent en plusieurs versions, qui chacune existe en réglage symétrique ou non symétrique.

Le réglage symétrique permet d'avoir à vide un module de la tension de sortie égale à celui de la tension d'entrée, alors que la tension de sortie des déphaseurs non symétriques évolue en fonction de l'angle de déphasage. La figure 1 montre deux exemples de déphaseur à une partie active



I.1.2. Appareils à deux parties actives

Les appareils à deux parties actives sont composés d'un transformateur placé en série sur le réseau qui provoque le déphasage, et d'un transformateur principal installé de façon conventionnelle qui sert à alimenter le transformateur série. On trouve en service trois grands types de ces déphaseurs. Tous possèdent l'avantage d'avoir un réglage situé sur un circuit à tension réduite et une impédance minimale non nulle.

I.2.1. Quadrature

Les déphaseurs en quadrature ne garantissent pas un module de tension de sortie constant à vide, celui-ci varie avec l'angle de déphasage.

Leur schéma de connexion reste simple. Ce type d'appareil très répandu en Angleterre permet pour de petits angles d'obtenir de très forte puissance traversant.

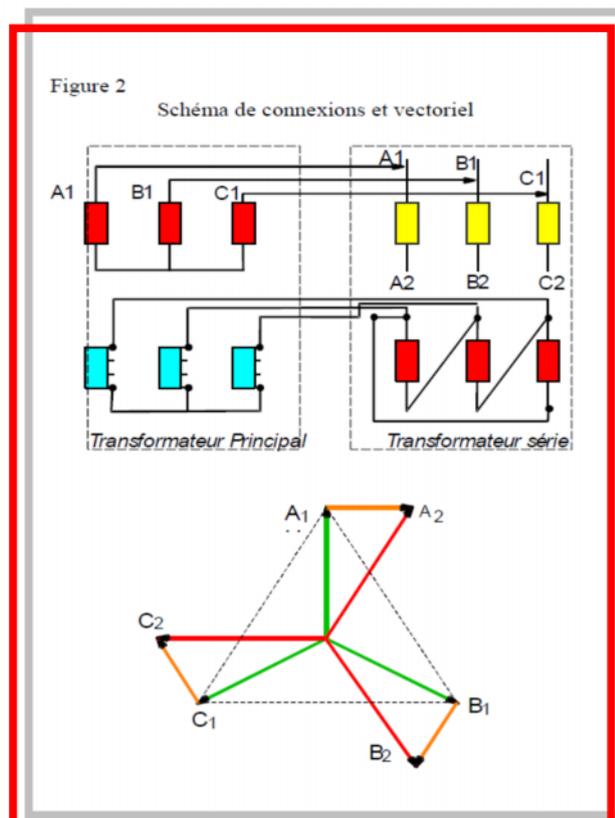


Figure (III .2) : Schéma de connexion vectoriel

I.2.2 .Déphaseur à module constant (DMC)

Ce type de déphaseur permet de garder le module de la tension de sortie à vide constant quel que soit le réglage de l'angle de déphasage.

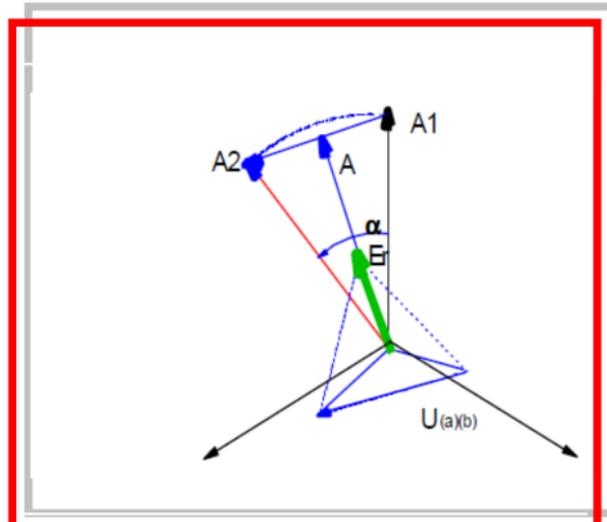
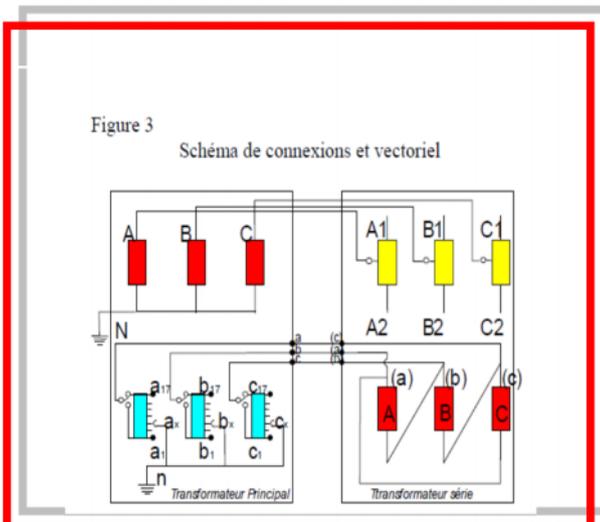
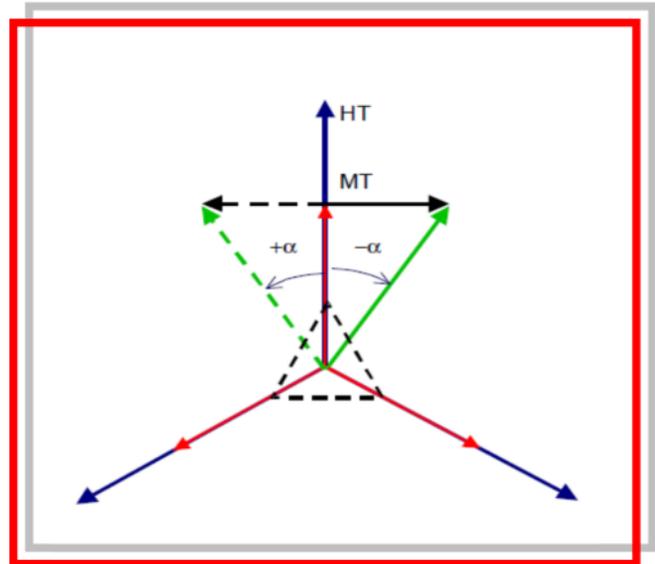
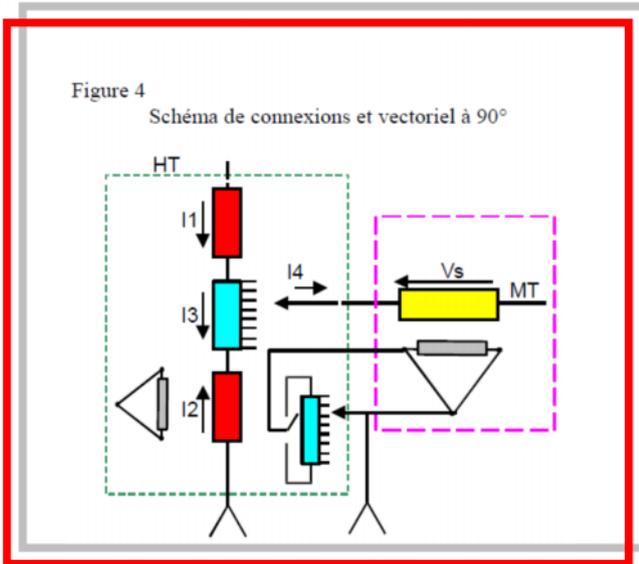


Figure (III .3) :Déphaseur à module constant (DMC)

Cet appareil permet une utilisation sur une plage angulaire très grande avec de forte puissance unitaire

I.2.3 Autotransformateur Déphaseur diagonal

Il existe aussi notamment sur le réseau de l'ex Allemagne de l'Est de nombreux déphaseurs installés dans des autotransformateurs qui assurent à la fois

déphasage et réglage de tension. Il est possible de choisir l'angle entre tension d'entrée et tension en série soit à 90° ou $\pm 30^\circ$.

II. Types des transformateurs déphaseurs spécifique

II.1 Le contrôle des puissances active et réactive entre 2 réseaux différents

Cette partie présente les principes et les caractéristiques techniques du transformateur déphaseur 123 kV pour l'interconnexion entre l'Irlande du Nord et la République d'Irlande [5].

A. Description générale d'un cas réel du réseau de l'Irlande du Nord (NIE) et le réseau de la République de l'Irlande (ESB)

Avant l'insertion du transformateur déphaseur, il y avait une interconnexion double circuit 275 kV et deux interconnexions de réserve 110 kV entre les réseaux NIE et ESB comme le montre la Figure III.1. Les interconnexions 110 kV fonctionnaient normalement ouvertes et n'étaient fermées qu'en cas de situation d'urgence sur un ou l'autre réseau. Les interconnexions 110 kV devaient normalement fonctionner ouvertes parce qu'il n'était, à l'époque, pas possible de contrôler les transits de puissance dans ces interconnexions et, dans certaines conditions de réseau, il était possible que ces interconnexions soient surchargées. L'installation des transformateurs déphaseurs sur ces lignes permet de contrôler les transits de puissance et permet aux interconnexions 110 kV de fonctionner normalement fermées, permettant ainsi aux deux réseaux NIE et ESB d'accroître les bénéfices d'une interconnexion totale[9].

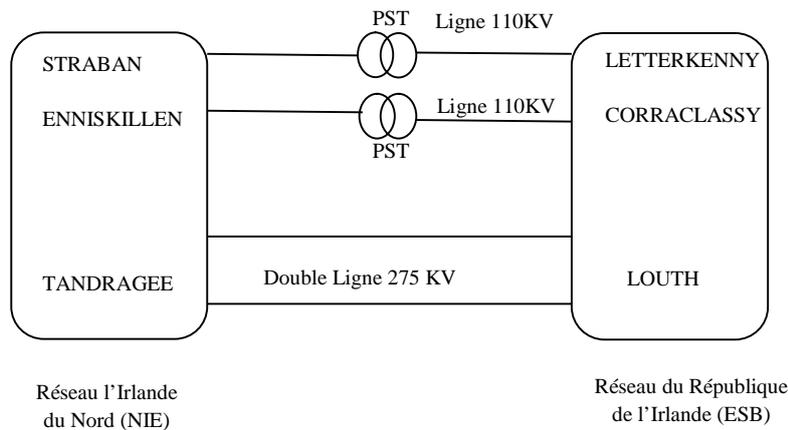


Fig. (III.4): Interconnexion entre NIE et ESB

B. Description technique

L'exigence de réguler également la puissance réactive a conduit à adapter la conception à deux parties actives classique en ajoutant un changeur de prises sur le transformateur d'excitation (voir figure III.2).

De plus, comme l'amplitude de puissance active à commuter doit être inférieure à 6 MW par prise, l'installation d'un changeur de prises à 65 positions pour le réglage du déphasage était nécessaire.

Avec des caractéristiques techniques comme suit :

- Puissance traversante assignée : 125 MVA
- Puissance installée : 2 x 95 MVA
- Tension assignée : 110 kV
- Nombre de pas (régulation d'angle de déphasage) : + 33
- Nombre de pas (régulation de tension) : + 17
- Déphasage à vide : + 45°
- Poids total : 369 t

- Poids de transport : 150 t
- Dimensions totales : 9630 x 11430 x 8700 mm

Un tel changeur de prise en charge n'existe pas. Ainsi, un changeur de prise en charge standard à 33 positions associé à un inverseur spécial (« Advance Retard Switch ») a dû être conçu.

Cela a conduit à 9 changeurs de prises monophasés sur transformateur d'excitation et à un très grand nombre de connexion haute tension.

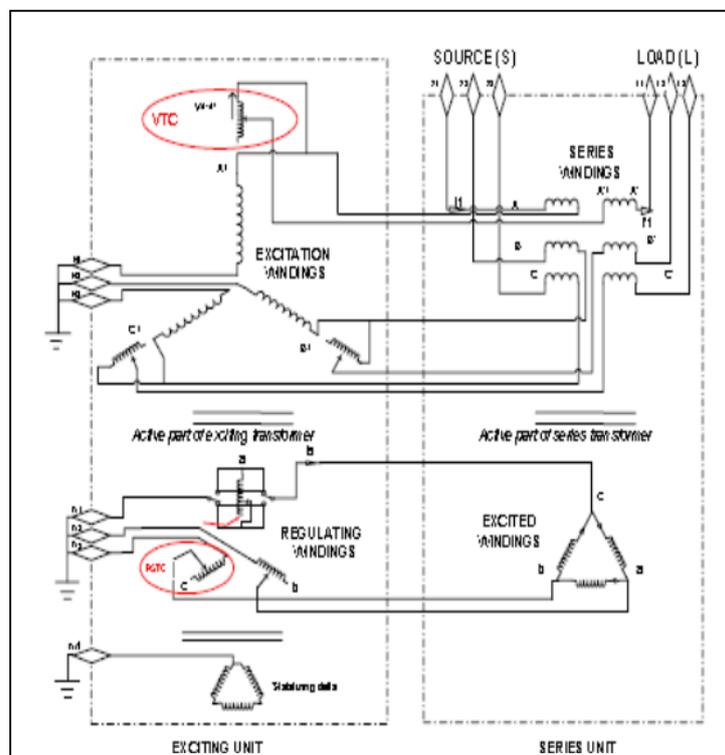


Fig. (III.4.a):Schéma de principe d'un transformateur

Le type cuirassé présente l'avantage que les connexions sont plus courtes et plus faciles à réaliser.

Les principales caractéristiques du transformateur déphaseur sont les suivantes.

II.2 Un autotransformateur de conception nouvelle permettant de contrôler les puissances actives et réactives entre 2 lignes de tensions différentes

Cette partie décrit les principes et les caractéristiques techniques d'un autotransformateur 345 kV combiné avec un transformateur déphaseur de les États-unis .

A. Description générale

La nouvelle conception de l'autotransformateur permet de modifier à la fois les transits de puissance apparente et active à travers le transformateur.

Un second enroulement de régulation et le changeur de prises associé sont ajoutés à la conception classique. Le rapport de transformation et l'angle de déphasage interne entre les tensions induites au primaire et au secondaire sont modifiés au moyen de deux enroulements de régulation indépendants et de changeurs de prises.

B. Description technique

Chaque phase comprend quatre sections d'enroulement connectées en série. L'enroulement de régulation situé sur la même colonne de circuit magnétique que l'enroulement commun (CW) et l'enroulement série (SW) se rapportant à une phase, est appelé « enroulement de régulation en phase » (IW). L'enroulement de régulation situé sur une colonne de circuit magnétique différente de l'enroulement commun et l'enroulement série se rapportant à une phase est appelé « enroulement de régulation en discordance de phase ».

Caractéristiques techniques

- Puissance assignée traversante : 675 MVA
- Tensions assignées : 345/138 kV
- Angle de déphasage à vide : + 5°
- Changeur de prises à vide : + 5 %
- Poids total : 270 t
- Poids de transport : 200 t
- Dimensions totales : 9350 x 7090 x 8430 mm.

Le diagramme vectoriel des tensions correspondant au schéma électrique de la figure III.3.a est présenté en figure III.3.b.

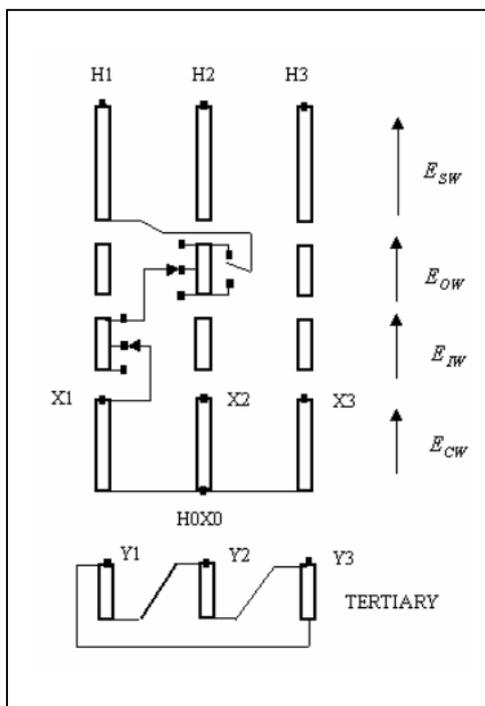


Fig. (III.5.a):Schéma de l'autotransformateur à rapport de transformation réglable et angle

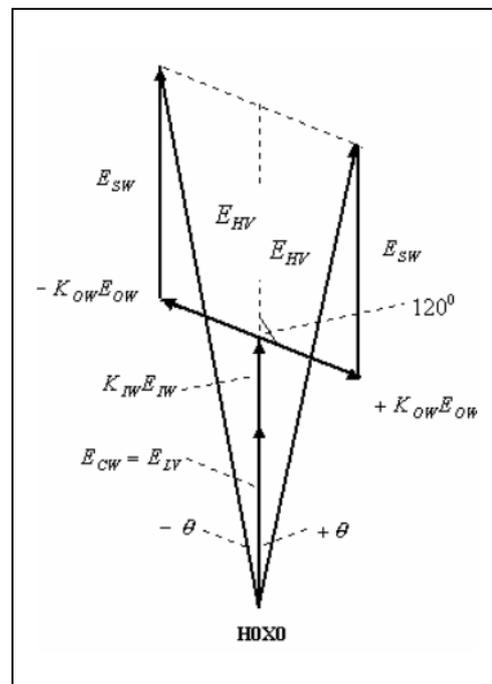


Fig. (III.5.b):Diagramme vectoriel de l'autotransformateur avec deux enroulements

La disposition des enroulements de l'autotransformateur de type cuirassé avec deux enroulements de régulation par phase est présentée figure III.5.c.

Les sections d'enroulements sont : CW (enroulement commun), SW (enroulement série), IW (enroulement de régulation en phase), OW (enroulement de régulation en discordance de phase) et TW (enroulement tertiaire).

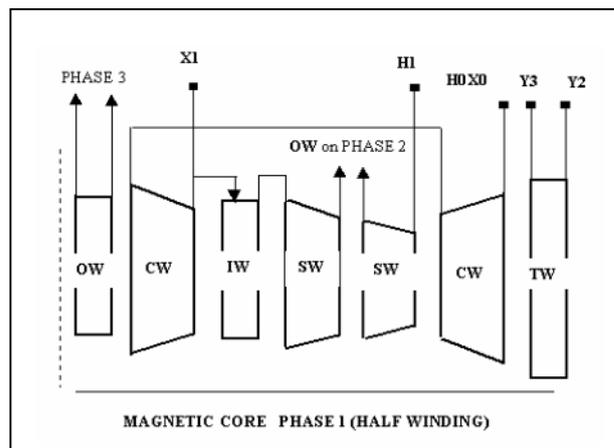


Fig. (III.5.c): Autotransformateur de type cuirassé avec deux enroulements de réglage

L'étude des transits de puissance montre que la conception de l'autotransformateur permet de modifier les transits de puissance active et réactive à travers l'appareil sur une plage très large. Un grand nombre de combinaisons de prises de réglage est disponible afin d'optimiser le fonctionnement du réseau électrique.

La conception est simple et peu onéreuse. En comparaison avec un appareil classique de 675 MVA, 339 / 137,5 – 35 kV ayant une plage de variation du rapport de transformation allant de 95 % à 105 %, la nouvelle conception, qui a une plage de variation de l'angle de déphasage interne allant de $-5,0$ à $+5,5^\circ$ et une plage de variation du rapport de transformation allant de 90 % à 110 %, coûterait 5 à 10 % de plus. Le coût supplémentaire est lié à la puissance

apparente supplémentaire dans l'enroulement de régulation OW et au changeur de prises supplémentaire.

III. Modélisation d'un transformateur déphaseur

Le PST contrôle le flux de puissance active par la variation des angles entre phases des deux jeux de barres interconnectés. Cette variation angulaire est obtenue grâce à un régulateur de tension quadratique de la source entre phase et neutre des différentes lignes, schéma synoptique et l'effet vectoriel de PST (figure III .6)

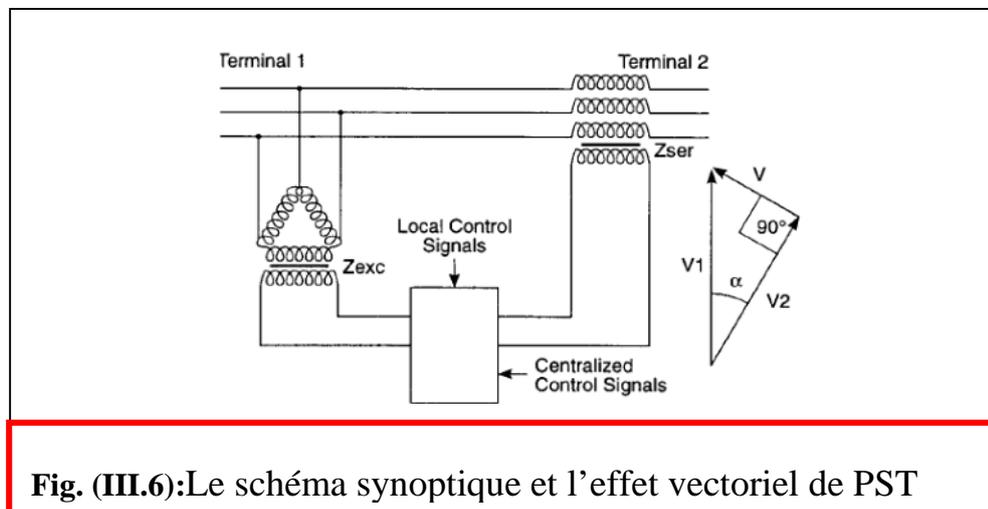


Fig. (III.6):Le schéma synoptique et l'effet vectoriel de PST

Le déphaseur montre que dans le cas idéal le déphaseur de fonctionnement (sans court circuit n'est réactance d'excitation de transformateur série est parallèle).

La tension injectée V est en quadrature avec une des tension d'entrée ou de sortie de déphaseur (dans notre cas entrée 1)

L'impédance équivalente peut être montrée sur la figure III.7, où deux transformateur équivalent en impudence (Z_{exc}, Z_{ser}) sont connectes au jeu de barre par transformateur idéal avec des angolements complexe à des rapports α .

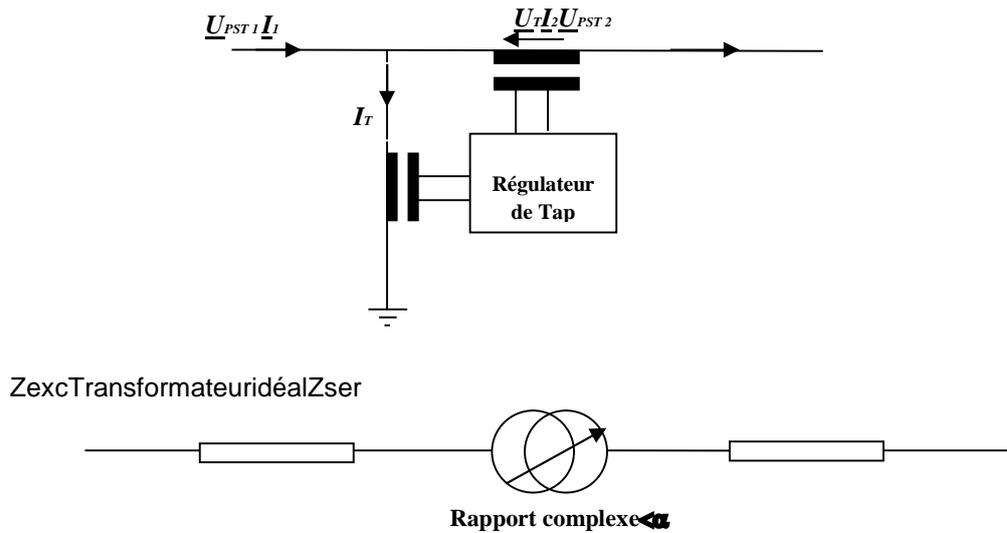


Fig. (III.7):Modèle d'une ligne avec PST

Pour évaluer l'impact de PST sur le réseau électrique, il a été modélisé et testé pour un écoulement de puissance quelconque de point de vue modélisation le PST peut être vu comme deux entrées d'un circuit asymétrique (figure III.6) pour la quelle la matrice des admittances et celle des admittances équivalentes comme il est montré par l'équation [7]:

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11}(\alpha) & Y_{12}(\alpha) \\ Y_{21}(\alpha) & Y_{22}(\alpha) \end{bmatrix} = \frac{1}{Z(\alpha)} \begin{bmatrix} 1 & -(1 + j \cdot \operatorname{tg} \alpha) \\ -(1 + j \cdot \operatorname{tg} \alpha) & (1 + j \cdot \operatorname{tg} \alpha) \end{bmatrix}$$

Où:

$$Z(\alpha) = (Z_{exc} + (1 + \operatorname{tg}^2 \alpha) \cdot Z_{ser})$$

$$y_{10}(\alpha) = \frac{1}{Z(\alpha)} \cdot (-j \cdot \operatorname{tg} \alpha)$$

$$y_{12}(\alpha) = \frac{1}{Z(\alpha)} \cdot (1 + j \cdot \operatorname{tg} \alpha)$$

$$y_{21}(\alpha) = \frac{1}{Z(\alpha)} \cdot (1 - j \cdot \operatorname{tg} \alpha)$$

$$y_{20}(\alpha) = \frac{1}{Z(\alpha)} \cdot \operatorname{tg} \alpha (\operatorname{tg} \alpha + j)$$

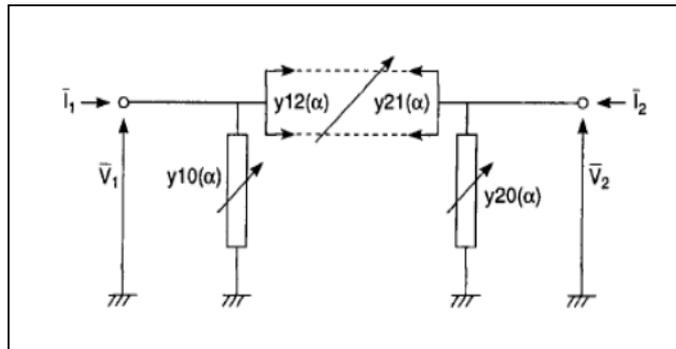


Fig. (III.8):La représentation quadrature asymétrique de PST

En considérant l'écoulement de puissance le modèle de PST est équilibré du point de vue puissance qui le transite à l'exception des pertes de puissance active et réactive interne due à ses propres impédances. La variation d'état α doit être contrôlée afin d'obtenir une conduite désirée par le PST.

Le PST à deux entrées de contrôle : une entrée locale et une autre centralisée, ces deux entrées forment un régulateur complet qui prend en charge la variation dynamique et la possibilité de modifier les écoulements de puissance principaux.

IV. Diagnostic des défauts des transformateurs de puissance par la méthode des circuits couplés[8] :

Le transformateur est un équipement nécessaire qui apporte une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement d'un système d'alimentation. Ainsi les méthodes de diagnostics sont systématiquement améliorées pour répondre aux conditions de croissance sociale et industrielle et aussi donner une fiabilité des systèmes d'alimentation en termes d'énergie plus stable afin d'éviter les arrêts total intempestifs.

Par conséquent, le diagnostic des enroulements inaccessibles dans les transformateurs, pendant l'exploitation est un aspect important pour se prévenir contre les arrêts inattendus des transformateurs de puissance.

Si un transformateur a un défaut, cela est nécessaire de le mettre hors du service aussitôt que possible afin de réduire au minimum les dommages prévus. Le coût lié à la réparation d'un transformateur avarié est très élevé. Une panne intempestive d'un transformateur de puissance peut causer un préjudice socio-économique très important.

Par conséquent, elle est de grande importance pour réduire au minimum la fréquence et la durée des pannes non désiré des transformateurs de puissance.

Les défauts qui mènent à mettre les transformateurs hors service ont de diverses natures; dans notre travail nous sommes intéressés par ceux du type électrique, qui affectent le circuit d'enroulement.

IV.1 Détection des défauts des transformateurs:

Le court-circuit interne partiel d'enroulement conduit à des surintensités dans les enroulements qui résultent des dommages terribles tels que des graves points chaud, l'échauffement d'huile, la déformation d'enroulement, les dommages de la cuve de retenue des huiles du transformateur, l'affectation du noyau, et même l'explosion du transformateur.

L'idée est de détecter les défauts à l'état initial, sans condition de mise hors service du transformateur (débrochage) ni altérer son mode d'exploitation. Ainsi, l'analyse fréquentielle (AF) s'avère un outil utile pour la détection fiable des pannes mécaniques naissantes dans un transformateur, les défauts d'enroulement ou de noyau. C'est une méthode puissante et sensible pour évaluer l'intégrité mécanique du noyau, enroulements et des structures de retenue (cuve) dans des transformateurs de puissance en mesurant leurs

paramètres électriques grâce au large spectre de fréquence. contribue ainsi à une sécurité accrue d'alimentation, et pour éviter les pannes inattendues.

Alors les bornes hautes tensions du transformateur sont soumises à un choc de basse fréquence qui produit une impulsion de tension sur son côté secondaire. Les gains et les fréquences mesurés des signaux sont comparés à ceux d'un enroulement sain.

Dans les travaux qui exploitent l'AF une tension d'excitation sinusoïdale est injectées avec une fréquence continue et croissante [1], [2]; d'autres proposent d'injecter une tension d'excitation triangulaire pour une fréquence appropriée. La comparaison des signaux d'entrées et de sorties sont comparées aux données de référence. Les déviations indiquent les changements géométriques et/ou électriques dans le transformateur

L'AF est une méthode comparative, c.-à-d. une évaluation de l'état de transformateur est faite en comparant un ensemble réel de résultats d'AF avec des références. Trois méthodes sont généralement employées pour évaluer les traces mesurées:

1. des résultats d'AF seront comparés aux résultats précédents de la même unité
2. l'AF d'un transformateur sera comparée à un autre de même type.
3. des résultats d'AF d'une phase seront comparés aux résultats des autres phases du même transformateur

IV.2 La méthode des circuits couplés:

Les enroulements appartiennent à la partie active d'un transformateur, et leur fonction est de porter le courant. Les enroulements sont arrangés en tant que bobine cylindrique autour du bras Fig.1 de noyau. Dans plusieurs travaux, on considère que l'accouplement électromagnétique d'un enroulement d'une phase est parfait; par conséquent, ils font une approximation d'égalité entre l'inductance propre et l'inductance mutuelle.

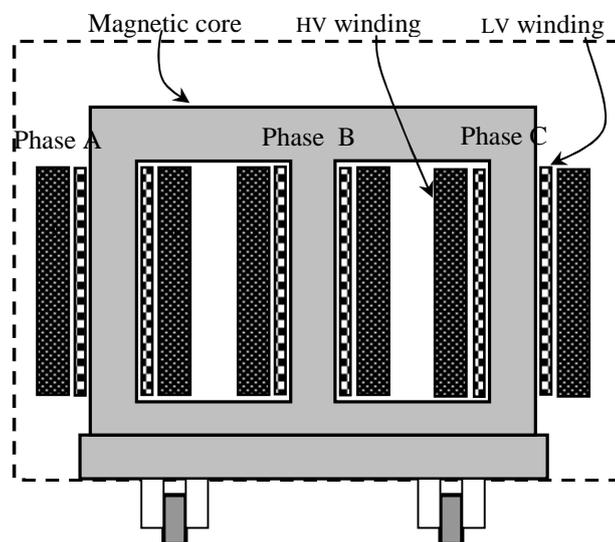


Fig. (III.9): Architecture d'un transformateur de puissance

La méthode d'analyse spectrale est basée sur des modèles très complets des transformateurs par la prise en compte des effets des champs électromagnétiques et électrostatiques. (figure III.9)

L'analyse et la détection des défauts sont basées sur les données de référence et la signature d'harmoniques. Par conséquent, le transformateur est divisé en plusieurs parties d'enroulements (spires); on doit considérer alors, plusieurs circuits en interactions [3]. Chaque élément en défaut a sa propre signature harmonique; ce qui rend les moyens, la lecture et l'analyse des défauts plus

complexes; exige généralement le concours de l'intelligence artificielle, telle que les réseaux de neurone ou la logique floue [4]....

Les éléments qui rendent l'étude plus complexe sont les condensateurs, qui sont la conséquence du champ électrostatique. Leur effet est beaucoup accentué dans la haute fréquence, pour cette raison nous proposons de réduire leur effet, tout en travaillant pas dans la haute mais plutôt en basse fréquence (dans notre cas 5 Hertz) par conséquent le modèle est réduit au figure III.8.b.

Les variations spacio- temporelles obéissent toutes aux lois de l'électricité résumé par les équations du maxwell's [5], par exemple les ondes électromagnétiques.

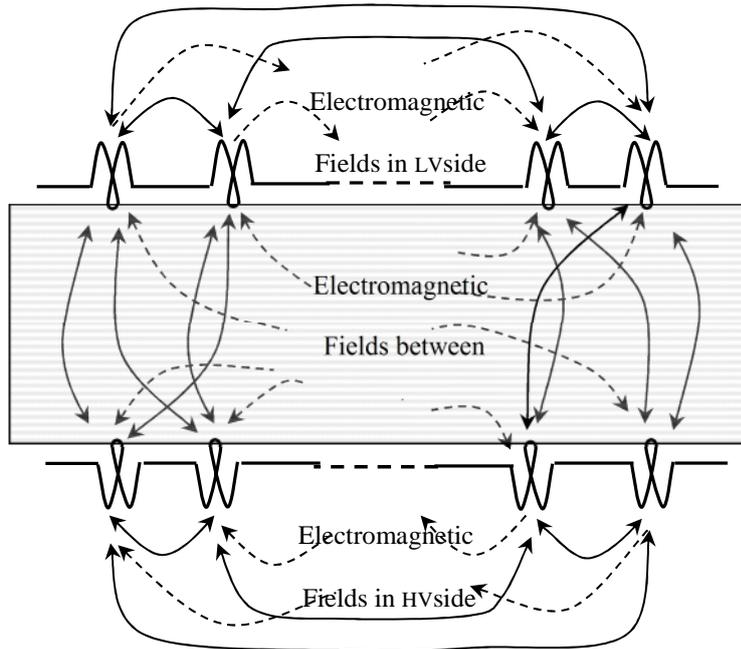
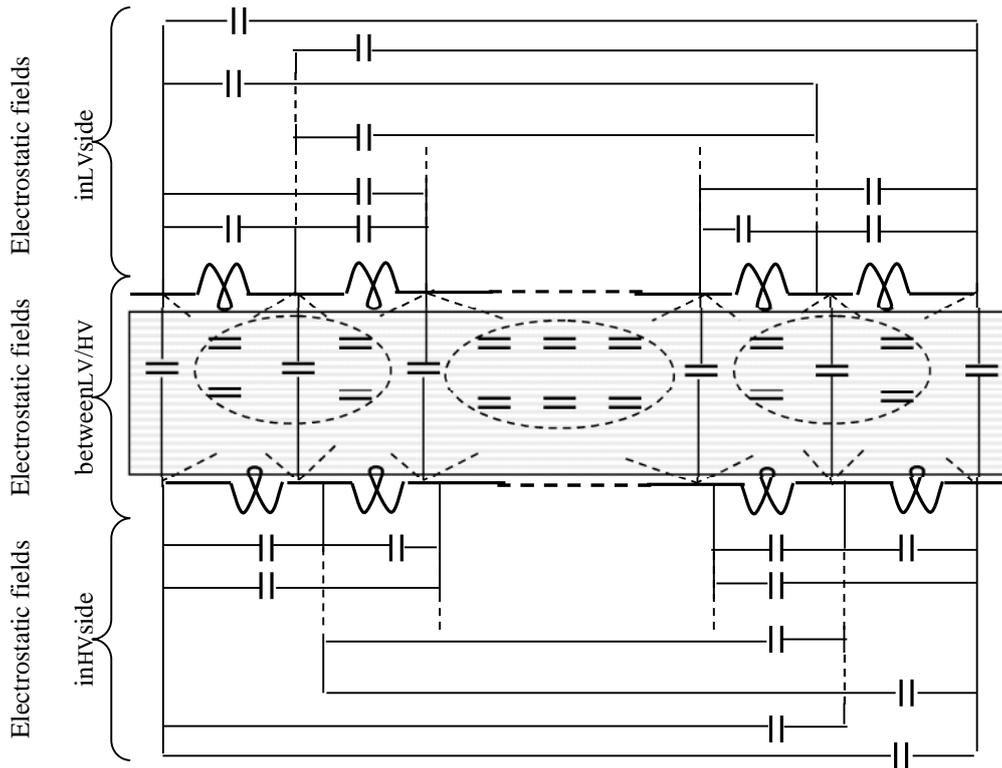


Fig. (III.10): Interactions internes des enroulements dans les transformateurs

a. interactions électrostatiques

b. interactions électromagnétiques

Les effets de peau et de proximité [6] sont les conséquences des champs induits dans un enroulement par lui-même ou par les enroulements les plus proches figure.III.10 Cet effet peut être exprimé sous forme d'inductances propres et mutuelles [7].

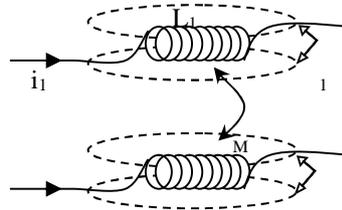


Fig. (III.11):Effet des inductances propre et mutuel

Donc le flux magnétique ψ_1 créé par l'enroulement 1 a comme expression (1):

$$\psi_1 = L_1 i_1 + M i_2 \quad (1)$$

Ou, L_1 et M sont l'inductance propre et mutuelle de l'enroulement 1

Si le champ d'un enroulement entoure un ou plusieurs autres enroulements, dans ce cas ils agissent les uns sur les autres par des inductances connues sous le nom de mutuelles ($M_{k,j}=M_{i,k}$).

$$\begin{bmatrix} p \\ 1 \\ p \\ 2 \\ \cdot \\ \cdot \\ p \\ N \\ s \\ 1 \\ s \\ 2 \\ \cdot \\ \cdot \\ s \\ M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0^p & M_{1-2}^p & \cdot & \cdot & M_{1-N}^p & M_{1-1}^{p-s} & M_{1-2}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{1-M}^{p-s} \\ M_{1-2}^p & L_0^p & \cdot & \cdot & M_{2-N}^p & M_{2-1}^{p-s} & M_{2-2}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{2-M}^{p-s} \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ M_{1-N}^p & M_{2-N}^p & \cdot & \cdot & L_0^p & M_{N-1}^{p-s} & M_{N-2}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{N-M}^{p-s} \\ M_{1-1}^{p-s} & M_{1-2}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{1-N}^{p-s} & L_0^s & M_{1-2}^s & \cdot & \cdot & M_{1-M}^s \\ M_{1-2}^{p-s} & M_{2-2}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{2-N}^{p-s} & M_{1-2}^s & L_0^s & \cdot & \cdot & M_{2-M}^s \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ M_{1-M}^{p-s} & M_{2-M}^{p-s} & \cdot & \cdot & M_{N-M}^{p-s} & M_{1-M}^s & M_{2-M}^s & \cdot & \cdot & L_0^s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^p \\ I^p \\ \cdot \\ \cdot \\ I^p \\ I^s \\ I^s \\ \cdot \\ \cdot \\ I^s \end{bmatrix} \quad (2)$$

Le flux produit par la premier spire de l'enroulement primaire et la première spire de l'enroulement secondaire sont donnés respectivement par :

$$\left. \begin{aligned} \psi_1^p &= L_1^p \cdot I^p + \sum_{n=1}^N M_{1-n}^p \cdot I^p + \sum_{m=1}^M M_{1-m}^{p-s} \cdot I^s \\ \psi_1^s &= L_1^s \cdot I^s + \sum_{n=1}^N M_{1-n}^{p-s} \cdot I^p + \sum_{m=1}^M M_{1-m}^s \cdot I^s \end{aligned} \right\} (3)$$

Cette interaction peut être mise en équation à plusieurs théories telles que la méthode d'élément fini, la logique floue, etc.....[9],[10] que nous choisissons dans notre étude la méthode de circuits couplée [11], qui a pour avantage, la possibilité d'avoir un développement analytique, il donne le modèle le plus exacte et approfondi des transformateurs.

Le flux électromagnétique de tous les spires du primaire et secondaire du transformateur par rapport au courant et donné par l'équation (2)

Et le flux produit par l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire sont donnés respectivement par :

$$\left. \begin{aligned} \psi^p &= \sum_{n=1}^N \psi_n^p \\ &= \left(\sum_{n=1}^N L_n^p + \sum_{n=1}^N \sum_{n=1}^N M_{m-n}^p \right) \cdot I^p + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M M_{n-m}^{p-s} \cdot I^s \\ \psi^s &= \sum_{m=1}^M \psi_m^s \\ &= \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N M_{m-n}^{p-s} \cdot I^p + \left(\sum_{m=1}^M L_m^s + \sum_{m=1}^M \sum_{m=1}^M M_{n-m}^s \right) \cdot I^s \end{aligned} \right\} (4)$$

On définit les inductances propres de l'enroulement primaire et secondaire comme suit :

$$\left. \begin{aligned} L^p &= \sum_{n=1}^N L_n^p + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N M_{m-n}^p \\ L^s &= \sum_{m=1}^M L_m^s + \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M M_{n-m}^s \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

D' autre part, toute l'inductance mutuelle entre l'enroulement primaire et secondaire est

$$M^{p-s} = \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N M_{m-n}^{p-s} \quad (6)$$

Donc la relation (2) peut être simplifiée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \psi^p \\ \psi^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L^p & M^{p-s} \\ M^{p-s} & L^s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^p \\ I^s \end{bmatrix} \quad (7)$$

L'inductance dépend de la forme et les démenions de la spire.

Dans notre cas elle est circulaire et symétrique : (le diamètre de l'enroulement primaire = $2.r^p$; diamètre de l'enroulement secondaire = $2.r^s$

Et le diamètre du fil = $2.r_w$

Les relations (8) définissent respectivement les inductances propres du primaire et secondaire.

$$\left. \begin{aligned} L_0^p &= \mu.r^p \cdot \left[\ln\left(\frac{8.r^p}{r_w^p}\right) - \frac{7}{4} \right] \\ L_0^s &= \mu.r^s \cdot \left[\ln\left(\frac{8.r^s}{r_w^s}\right) - \frac{7}{4} \right] \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

En ce qui concerne les mutuel, nous les séparons dans deux équations:

- entre les spires du même enroulement (figure III.10), par exemple la relation (9) pour l'enroulement primaire,

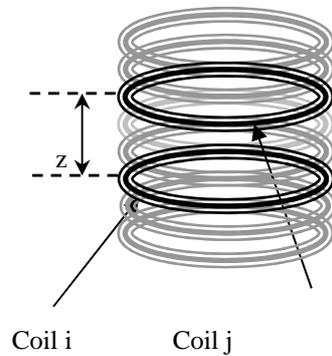


Fig. (III.12):Les mutuelles entre les spires du même enroulement

$$M_{i-j}^p = \frac{\mu \cdot 2 \cdot r^p}{k_p} \cdot [(1 - k_p^2) \cdot IE_1(k_p) - IE_2(k_p)] \quad (9)$$

$$\text{Avec, } k_p = \frac{2 \cdot r^p}{\sqrt{(2 \cdot r^p)^2 + \Lambda z^2}}$$

Et l'autre entre l'enroulement primaire et secondaire de la même phase (figure III.12) (13) (les enroulements sont pris coaxial).

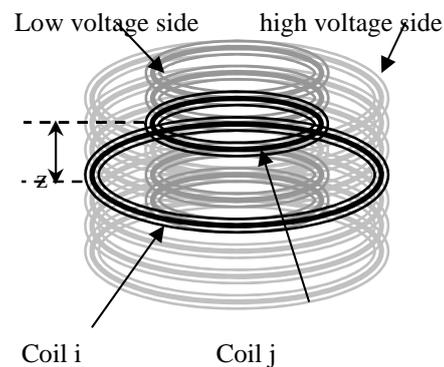


Fig. (III.13): La mutuelle entre une spire en haut et une autre en bas du même enroulement de la phase

$$M_{i-j}^{p-s} = \frac{\mu \cdot 2 \cdot \sqrt{r^p \cdot r^s}}{k_{ps}} \cdot \left[(1 - k_{ps}^2) \cdot IE_1(k_{ps}) - IE_2(k_{ps}) \right] \quad (10)$$

$$\text{Avec; } k_{ps} = \frac{2 \cdot \sqrt{r^p \cdot r^s}}{\sqrt{4 \cdot (r^p + r^s)^2 + \Lambda z^2}} ;$$

$$\text{et ; } \Lambda z = |i - j| \cdot r_w$$

IE1 et IE2 sont l'intégrale elliptique de la première et deuxième forme respectivement.

Les relations (8.9.10) permettent une paramétrisation exacte, qui dépend de la position, en plus de la forme de l'enroulement.

V. Model de Simulation de défaut dans un PST

Nous avons examiné plusieurs forme de tensions de choc: sinusoïdale, carré, triangulaire, en dent de scie, et ce dernier qui a été maintenue, considérant la clarté de ses réponses harmoniques, aux défauts internes de transformateur

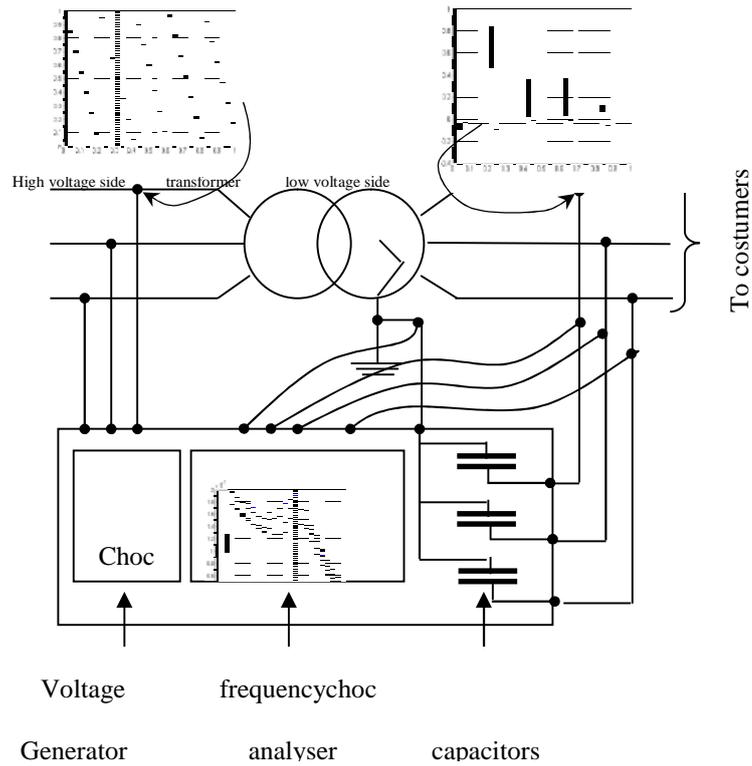


Fig. (III.14): Model de Simulation Numérique

Puisque, dans ce cas-ci l'impédance équivalente des consommateurs aura seulement un effet d'atténuateur. Ainsi l'équation électrique peut être récapitulée comme suivent:

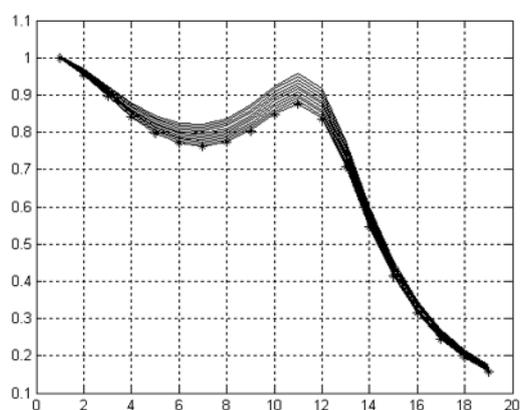
$$\left. \begin{aligned}
 u^p &= d\psi^p / dt + R^p i^p \\
 u^s &= -d\psi^s / dt - R^s i^s \\
 u^s &= \frac{1}{C} \int i^c dt
 \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

VI. Analyse des résultats de simulation :

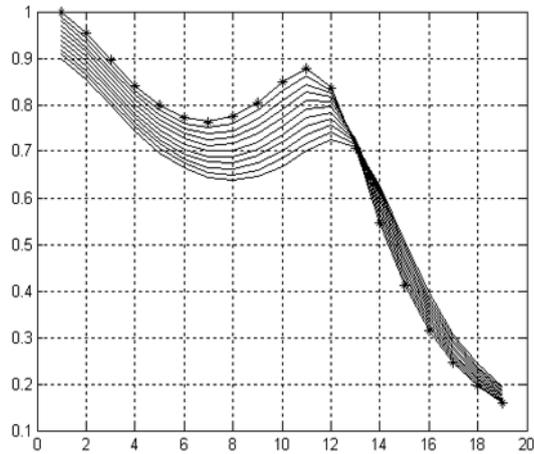
Lors de la simulation nous avons comparé l'analyse fréquentielle des cas de défauts par rapport à l'état sain " courbe Etoilé ".

Les défauts de court circuit sont considérés pour différent pourcentage des enroulements, comparé aux nombre total des spires des enroulements:

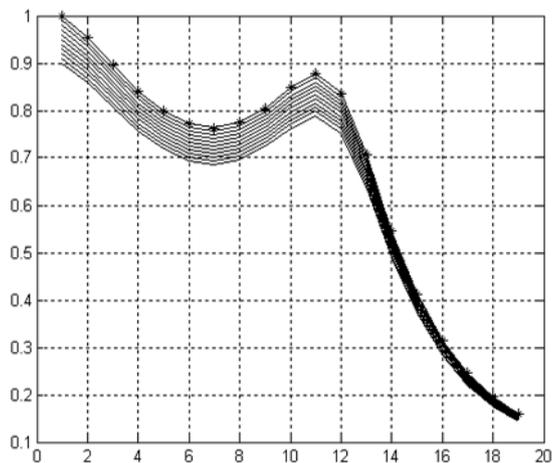
- défauts de l'enroulement primaire Fig.III.15.a
- défauts de l'enroulement secondaire Fig.III.15.b
- défauts du noyau Fig.III.15.c



a. Défauts de l'enroulement primaire



b. Défauts de l'enroulement secondaire



c. défauts du noyau

En basses fréquences comme c'est le cas dans ce travail, les angles d'harmoniques ne sont pas significatifs pour l'identification de ce type de défauts.

Si le gain de spectre d'analyseur de fréquence est au-dessus de la référence les anomalies sont détectées sur le côté primaire Fig.III.15.a. Mais si elles sont sous la référence, pour de basse fréquence, et en haut, pour la haute fréquence les anomalies sont détectées dans le côté secondaire Fig.III .15.b si la fréquence de gain est sous des données de référence.

Pour toute la fréquence enregistrée, les anomalies sont détectées dans le noyau Fig.III .15.c le nombre de spires en défaut peut être évaluation par la quantité de déviation du gain comparé à la référence.

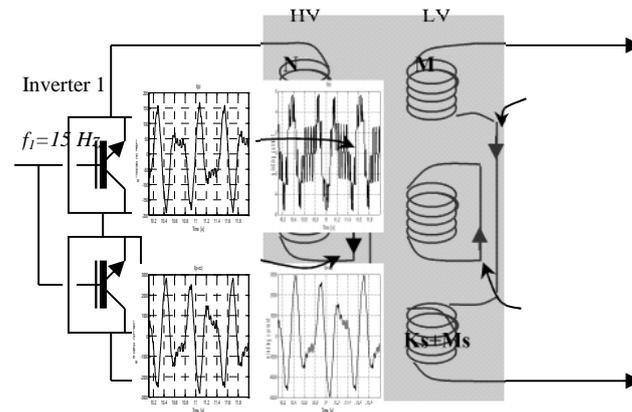


Fig. (III.16): Model Expérimental simplifié

Les résultats obtenus par la simulation et ceux obtenus grâce aux générateurs de tension montée en série (1 ;2) commandé en MLI sont presque similaire aussi bien pour le cas sain ou en défaut.

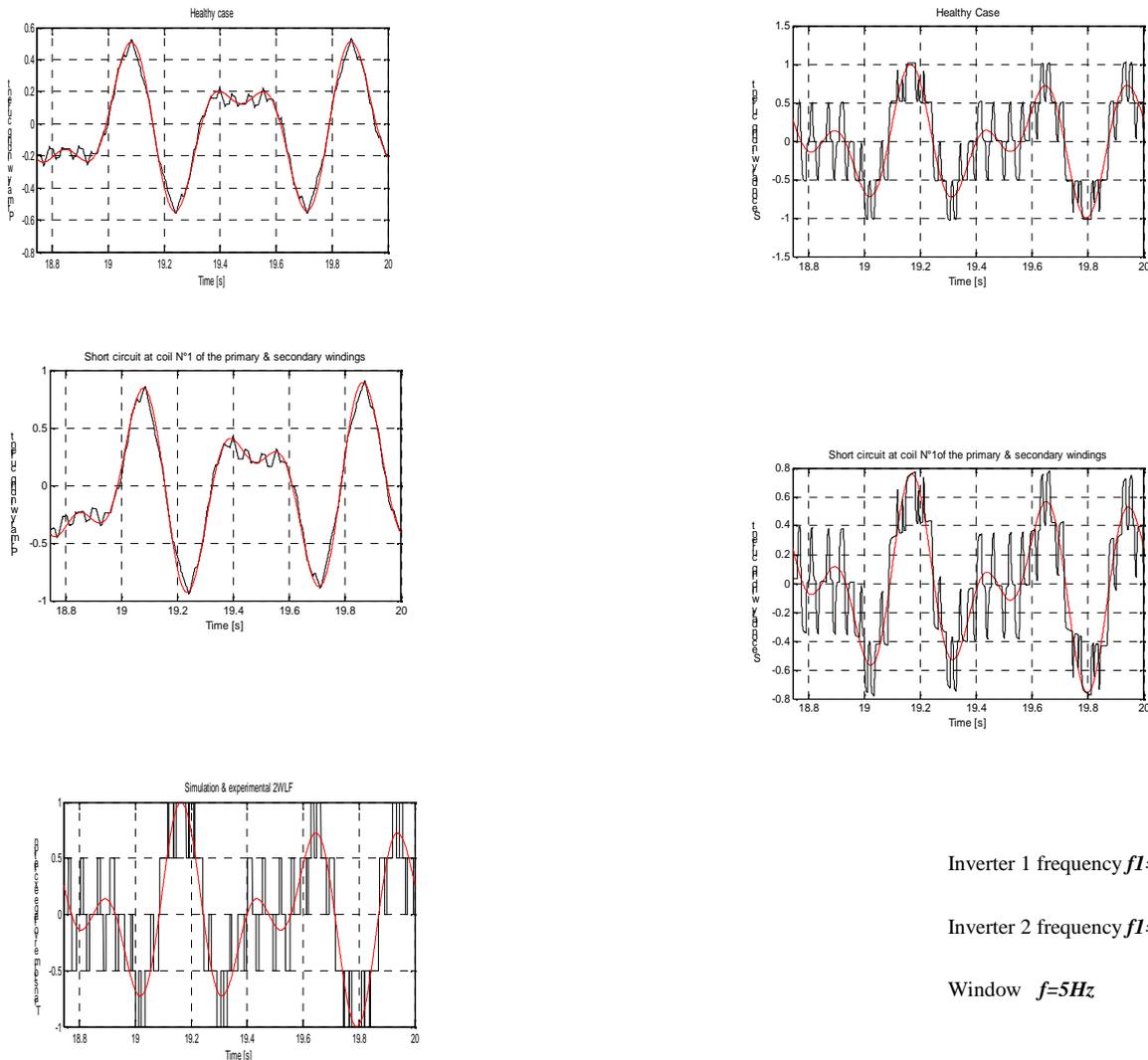


Fig. (III.17):Résultats expérimentales et de la Simulation

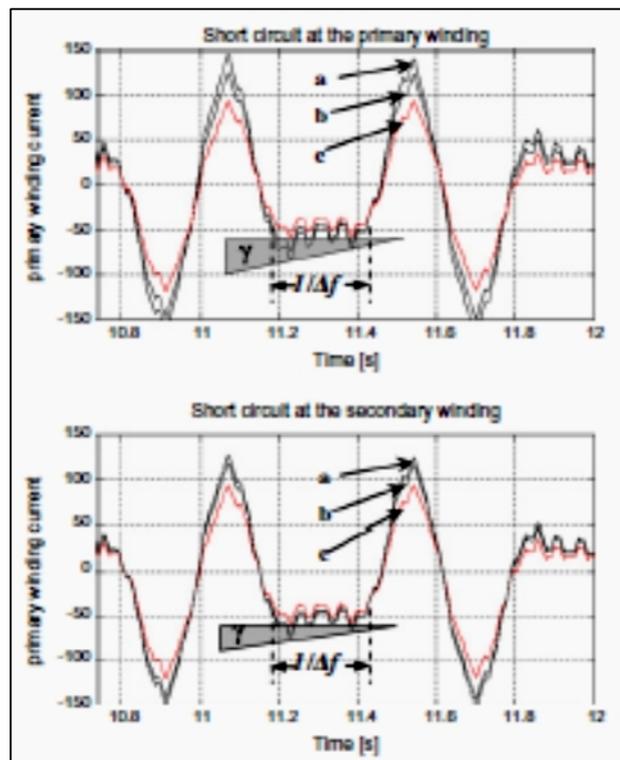
- Discussions des résultats :

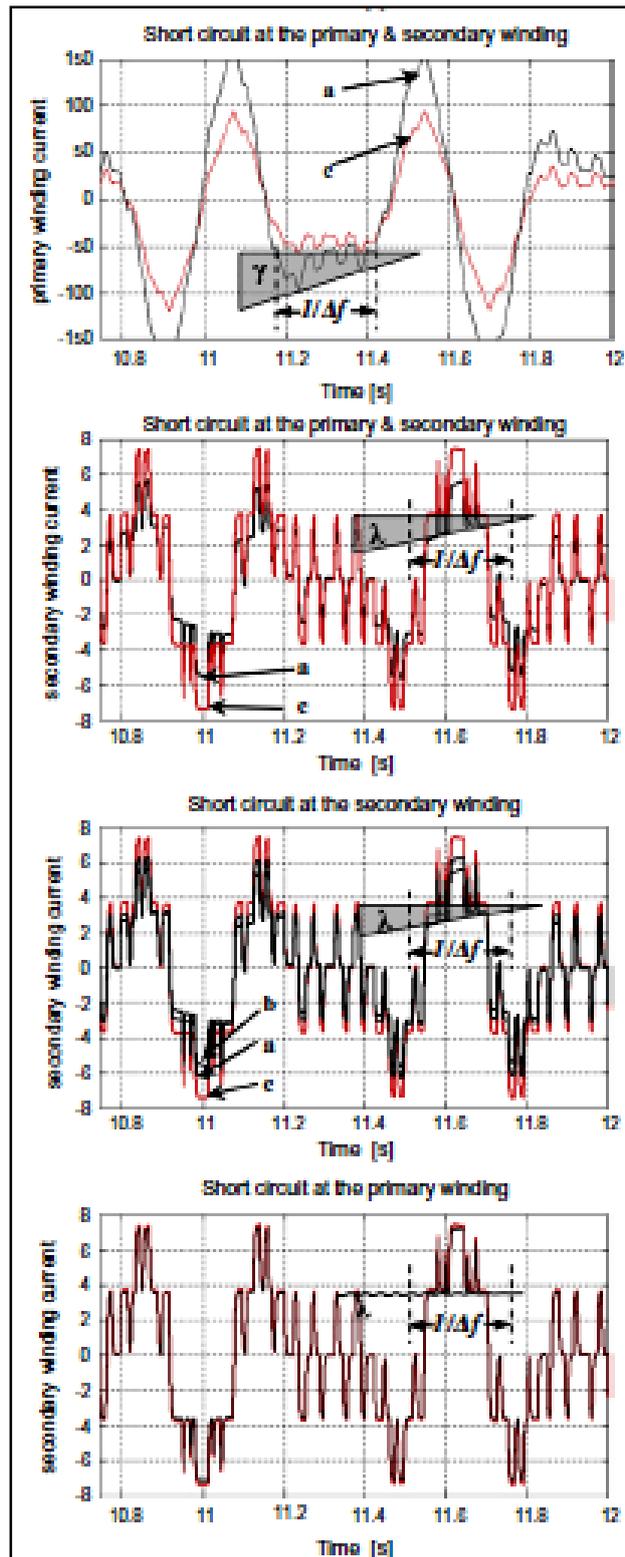
L'intensification de chaleur (les points chauds) obtenus par la caméra infrarouge comparés au cas sain (normal) peut nous orientés à un probable court circuit. Cette technique n'est pas pratique car les éléments du transformateur à contrôlés ne sont pas accessibles à cause du protection métallique externe (cuve du transformateur) d'autre part la détection par des testes peut nous oriente vers la présence d'un défaut et même sa nature sans retour à une comparaison à une référence donnée par le fabricant (chose nécessaire par la technique FRE) juste l'observation du graphique (les angles γ, λ) le tableau permet de nous informer

d'une manière claire et précise sur la présence du défaut, son importance et sa localisation approximative (pour le cas sain $\gamma=0$ et $\lambda=0$ Figure III .17)

Tableau 8 : Table de lecture γ, λ

INCLINISON		Court circuit à
de Ip	de Is	
MAX	0	Enroulment primaire
MOYEN	MAX	Enroulment secondaire
MAX	MAX	Enroulment Primaire & secondaire





- a- Court circuit à l'extrême de l'enroulement
- b- Court circuit au milieu de l'enroulement
- c- Cas Sian

Fig. (III.18):Résultats de localisation de spire en court circuit

Les investigations analytique et expérimentale ont permet de faire la liaison entre la localisation de spire en court circuit et l'estimation des inclinaisons (γ, λ) on effet ces inclinaisons sont d'autant pulse importantes que les spires en défaut sont centralisés au milieu du bobinage.

Conclusion :

Nous estimons que le but du diagnostique des transformateurs en service, est de détecter l'enroulement ou le noyau en défaut, mais il n'est pas nécessaire d'encombrer le modèle du traitement, par d'autres équations (puis d'autres circuits) pour la localisation exacte du point de défaut, qui peut être traité dans la deuxième phase de l'entretien. Ainsi le diagnostic est employé afin de prendre une décision de prévention au sujet du degré et de l'urgence du défaut.

Cette étude peut être utile comme base de données pour les autres transformateurs des réseaux de distribution. Considérant qu'ils ont la même catégorie (puissance, tensions et fréquence) et des tailles (des enroulements et des dimensions de noyau).

La méthode des circuits couplés prouvée comme démarche puissante de modélisation, et les résultats donnés par l'ATF dans de basse fréquence fournissent une analyse simple et directe des défauts internes exacte.

CHAPITRE 4

UTILISATION D'UN TRANSFORMATEUR DÉPHASEUR (PST) DANS UNE LIGNE D'INTERCONNEXION ALGÉRIE / TUNISIE

Introduction

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement, Ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité matérielle et la qualité de service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences. En basant essentiellement sur :

1. Une bonne organisation des moyens humains et matériels des entreprises intervenants
2. Applications des règles de sécurité et des lois techniques, procédures et consignes d'exploitations et maintenance des réseaux de transport
3. Planification, statistiques, études de développement et investissements en adoptant des solutions techniques proposés par les centres de recherches propre à l'entreprise ou en collaboration avec l'université.

I. Organisation du réseau de transport Algérien région d'Annaba :

A. Présentation du groupe Algérien SONELGAZ

SONELGAZ vit, depuis quelques années, une phase particulièrement importante de son histoire. Désormais, la restructuration de Sonelgaz, suite à l'avènement de la loi N°01.02 du 05 février 2002 s'est achevée avec la création de l'ensemble des filiales.

Sonelgaz est aujourd'hui érigé en Groupe industriel composé de 39 filiales et 5 sociétés en participation. Ainsi, ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

On compte:

1. La Société de Production de l'Electricité (SPE),
2. SharikatKahrabawatakamtoutadjadida (SKTM)
3. La Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz (CEEG)
4. La Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE),
5. La Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG),
6. L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité,
7. La Société de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA),
8. La Société de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (SDC),
9. La Société Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE),
- 10.La Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO).

Les sociétés travaux du Groupe Sonelgaz, Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...) et c'est grâce à ces sociétés que l'Algérie dispose aujourd'hui d'infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays.

Par ailleurs, les filiales métiers périphériques sont en charge d'activités annexes, telles que la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels, ... etc.

De plus, Sonelgaz détient également des participations dans des sociétés, dont le métier est en rapport avec le domaine de l'électricité et du gaz.

Grâce à sa ressource humaine formée et qualifiée, le Groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de près de **99%** en taux d'électrification et **52%** pour la pénétration gaz.

B .Réseaux de transport Algérien

GRTE assure ses activités à travers des directions centrales et cinq directions de Régions Transport de l'Electricité : Alger, Oran, Sétif, Annaba, Hassi Messaoud. Ces régions, à travers 24 services de transport répartis sur le territoire national assurent une maintenance de proximité et la relation directe avec les clients.

Le réseau de transport est un ensemble d'ouvrages lignes et postes haute tension (60, 90, 150, 220 et 400 kV) équipé d'un réseau de télécommunication pour la surveillance, le contrôle et la télécommande des équipements.

Il est constitué d'un réseau interconnecté au nord du pays, avec des interconnexions internationales (Tunisie et Maroc) et d'un réseau isolé au sud.

Les utilisateurs du réseau sont les centrales électriques, les sociétés de distributions de l'électricité et clients HT ainsi que pour les échanges internationaux à travers les interconnexions. GRTE exploite un réseau composé de :

- 25 147 km de lignes dont 2 547 km en 400 kV
- 283 postes (dont 12 en 400 KV) dotés d'une capacité de transformation de 48 806 MVA à travers 773 transformateurs et cabines mobiles
- Un réseau de fibre optique de 16 095,7 km. GRTE assure le transit pour les quatre Sociétés de distribution d'électricité (y compris les clients industriels qui sont clients de ces sociétés de distribution).

En 2013, GRTE a assuré un transit de 52 879 GWH et réalisé un chiffre d'affaires est de 35,554 Milliards de Dinars pour un investissement de 50,232 Milliards de Dinars.

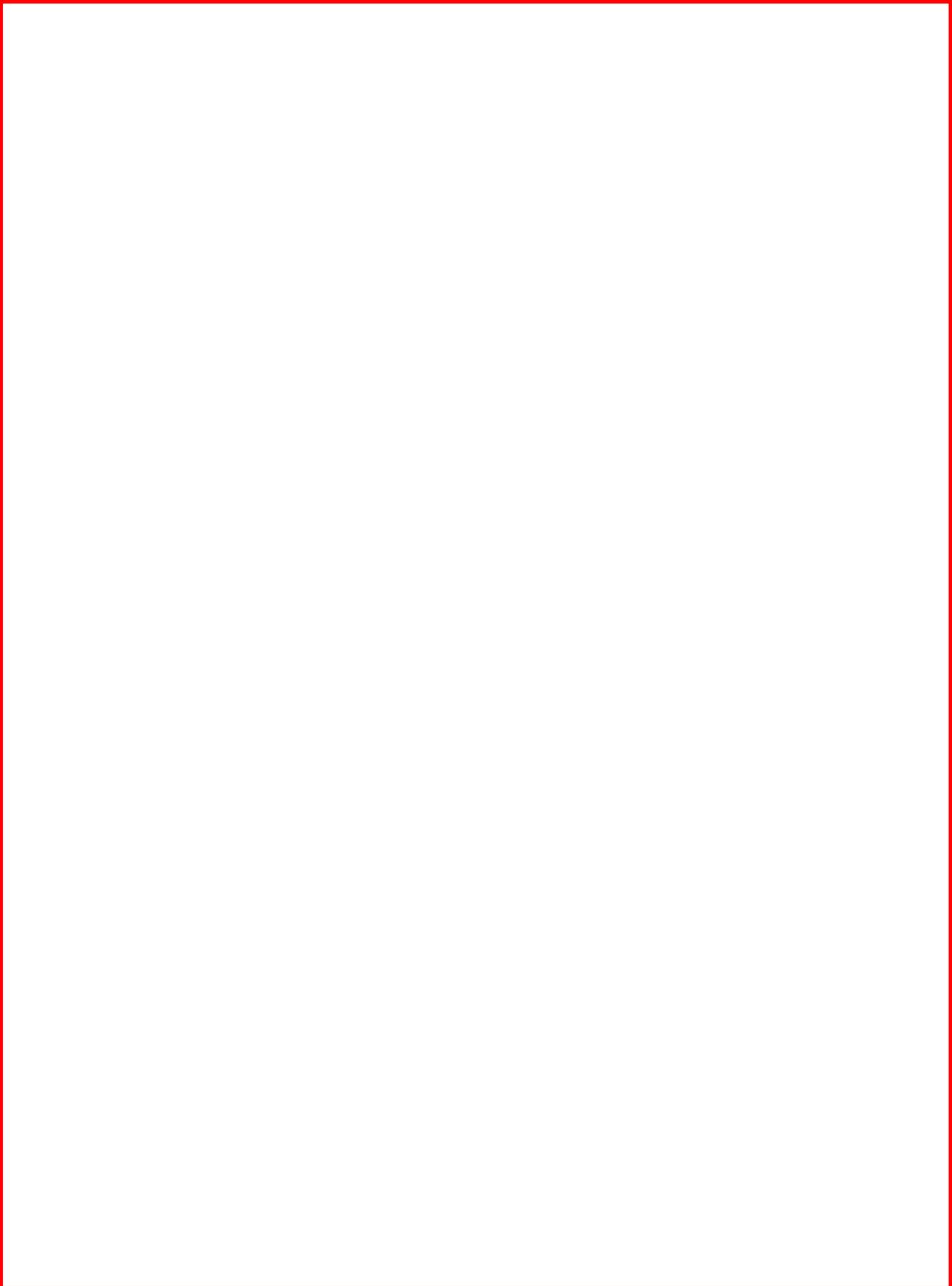
- **Régions des réseaux de transport d'électricité algérien :**

Les cinq Directions de régions transport de l'électricité :

- **DIR/ Région Transport d'Alger** Service Transport Kherba, Service Transport Si Mustapha, Service Transport Berrouagia, Service Transport El Harrach
- **DIR/ Région Transport H.Messaoud** Service Transport Hassi Messaoud, Service Transport Adrar, Service Transport HassiR'mel
- **DIR/ Région Transport Sétif** Service Transport El Hassi, Service Transport Salah Bey, Service Transport Jijel, Service Transport El Kseur
- **DIR/ Région Transport Oran** Service Transport Oran, Service Transport Marsat, Service Transport Relizane, Service Transport Saida, Service Transport Naama, Service transport de Tlemcen
- **DIR/ Région Transport Annaba** Service Transport Ramdane Djamel, Service Transport Tebessa, Service Transport Khroub, Service Transport El Hadjar;

Cette dernière est la région concernée par notre étude et qui à un schéma d'exploitation comme suit voir (Figure IV.1)

Fig. (IV.1) : Schéma d'exploitation de la région de transport d'Annaba



Ce réseau est exploité par des consignes d'exploitation très précises et rigoureuses vu l'ampleur de la responsabilité individuel et collectif des gents intervenant sous le contrôle procédure de conduit en temps réel

II. Contrôle et analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité :

1. Introduction

Cette procédure, prise en application de l'arrêté du 14 Safar 1429 correspondant au 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transportet aux règles de conduite du Système Production – Transport de l'Electricité,concerne le contrôle et analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité.

Cette procédure est mise en œuvre par le département conduite temps réel en collaboration avec le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité.

2. Contrôle et analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité

Les opérateurs de conduite temps réel doivent veiller au contrôle de la sécurité defonctionnement du Réseau de Transport de l'Electricité sur la base :

- 2.1** Détecter et corriger les dépassements des limites de fonctionnement des équipements du Réseau de Transport de l'Electricité; par le suivi continu des :
- _ télémessures du système de conduite
 - _ alarmes de dépassements de seuils du système de conduite
 - _ bilans de puissances sur les transits dans les postes et centrales encas de non fiabilité de l'information par télémessures.

2.2 Contrôler le plan de tension du Réseau de Transport de l'Electricité en utilisant les ressources de production de puissance réactive (des groupes ou statiques) et si c'est nécessaire opérer à des réductions volontaires de charge pour maintenir le plan de tension dans les limites acceptables selon les limitessuivantes:**Tab (9)**

Tension Nominale (KV)	Plage de variation (KV)	
	Max	Min
400	428	372
220	235	205
150	159	141
90	95	84
60	64	56

Tab 9 : Plan N°1 de tension

2.3Coordonner les retraits de l'exploitation des ouvrages de transport ; en s'assurant de:

- la continuité de service en situation N-1 groupe, ligne ou transformateur
- des transits sur les lignes et transfos dans les limites admises (annexe).
- Maintenir toujours une réserve tournante de 400MW selon la répartition

régionale suivante:

- ❖ 20% Ouest
- ❖ 50% Centre
- ❖ 30% Est + Sud

La vérification de ces critères est réalisée à travers :

- ✓ Les résultats d'analyse de la conduite SPTE du jour J-1 du pôle reporting du CNC.
- ✓ Le programme de transfert des ouvrages de transport et de production.
- ✓ Les résultats des applications EMS
- ✓ Des points et des bilans à réaliser avec les CRC's et les producteurs

- ✓ Anticiper des situations de contrainte en utilisant les outils d'aide à la conduite et/ou en coordination avec l'astreinte et le chef du CNC.

2.4 Contrôler le niveau de charge des lignes et des transformateurs du Réseau de Transport de l'Electricité ; par l'utilisation des applications de calcul de réseaudu système de conduite et par des bilans de puissance à effectuer sur les ouvrages.

2.5 Coordonner les actions et les procédures de sécurité avec l'ensemble des opérateurs y compris ceux des réseaux voisins.

Les opérateurs de conduite du temps réel veillent en temps réel au maintien des paramètres de fonctionnement du système production – transport dans les limites suivantes :

1. Fréquence du système production–transport à la valeur nominale de 50 Hz+/- 0,2 Hz

2. Plan de tension du système dans les limites suivantes :

Dans les conditions normales de fonctionnement du Système électrique, les tensionsdoivent être maintenues dans les limites suivantes :**Tab(10)**

Tension Nominale (KV)	Limites de tension en situation normale (kV)	
	Max	Min
400	420	380
220	235	205
150	160	140
90	96	84
60	64	56

Tab 10 : Plan N°2 de tension

Dans les situations d'indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, le plan de tension du réseau de transport de l'électricité doit être maintenu dans les limites de fonctionnement suivantes : **Tab(4. 3)**

Tension Nominale (KV)	Limites de tension en situation d'indisponibilité d'ouvrage (kV)	
	Max	Min
400	428	372
220	242	200
150	165	135
90	99	81
60	66	54

Tab 11 : Plan N°3 de tension

2.6 Transit de puissance sur les lignes et transformateurs :

Dans les conditions normales de fonctionnement du système électrique, les transits sur les lignes de transport de l'électricité et les transformateurs ne doivent pas être supérieurs à 80% de la capacité nominale des lignes et des transformateurs. Cette mesure est prise afin de disposer d'une réserve de capacité en cas d'aléa de fonctionnement du système, lié à une défaillance de production, de ligne de transport de l'électricité, de transformateur et/ou d'augmentation de la demande.

- En situation de fonctionnement dégradée et/ou de crise, des surcharges de lignes de transport de l'électricité et/ou de transformateurs ne dépassant pas les limites suivantes peuvent être tolérées :
 - _ Pour les lignes : au maximum 20 % de la capacité nominale en Hiver et 0 % en été ;
 - _ Pour les transformateurs : surcharges au maximum à :

- Pour le réseau nord :
 - 20 % en Hiver
 - 10 % en été
 - 15 % pour les périodes restantes.

- Pour le réseau sud :
 - 20 % en Hiver
 - 0 % en été
 - 5 % pour les périodes restantes.

2.7 Pour les interconnexions avec les réseaux étrangers, maintien d'un écart maximal de puissance de 20 MW en situation d'exploitation normale. L'écart maximal d'énergie horaire ne devant pas dépasser 10 MWh/heure.[17]

III. Etude de développement du réseau d'interconnexion Algérie / Tunisie :

Vue le nombre et la nature des défauts enregistrés sur les quatre départs d'interconnexion Algérie / Tunisie, nous proposerons l'installation d'un transformateur déphaseur sur la ligne EAO/TAJ 220KV à l'endroit voir (figure IV.2), en vue de mieux sécurisé notre réseau national et le préserver des incidents enregistrés aux pays voisine coté Est.

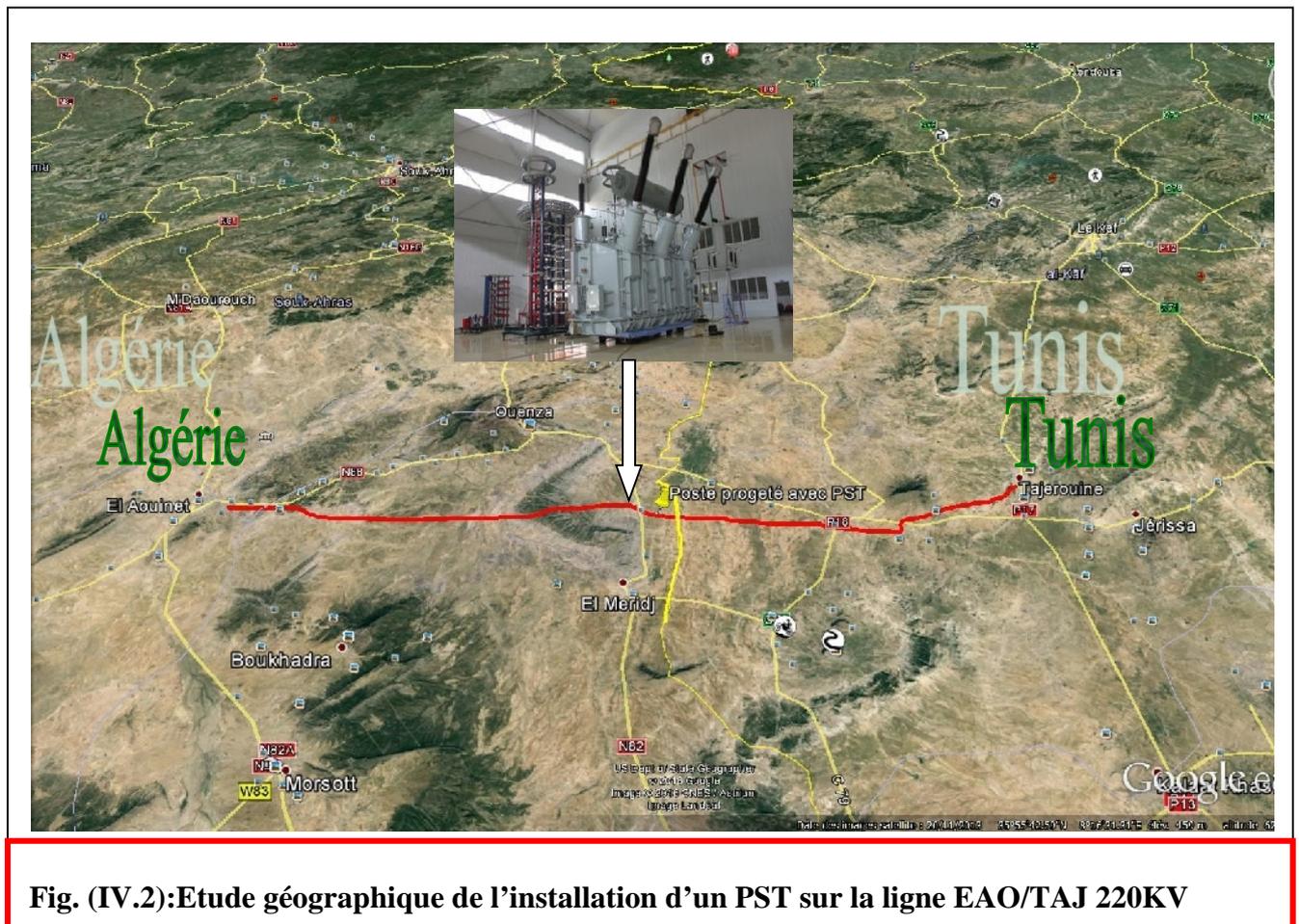


Fig. (IV.2): Etude géographique de l'installation d'un PST sur la ligne EAO/TAJ 220KV

IV. Modélisation et Simulation

- Etude d'un cas réel de la ligne d'interconnexion 220 Kv : Aouinet /Tajerouine avec PST : (les caractéristiques technique réel de la ligne sont données au chapitre 2)

Vue l'ampleur physique et financier et l'importance technique du projet de cette étude de développement, un modèle Simulink (Logiciel MATLAB) a été établipour tester l'efficacité d'installation d'un PST notamment sur laligne 220 KV EAO/TAJ en régime sain, dans le cas d'un défaut de type atmosphérique et un autre de type mécanique :

IV.1 Modélisation d'un réseau électrique à l'aide d'un logiciel de type circuit

IV.1.1 Paramètres primaires et secondaires d'une ligne de transmission

Lors d'une transmission dans un réseau « Indoor », les modems CPL utilisent la phase et le neutre comme support de transmission. Le signal utile se propage en mode différentiel, ce qui nous amène à considérer dans un premier temps le câble électrique comme une ligne de transmission bifilaire homogène sous l'hypothèse que la longueur d'onde est négligeable devant celle de du câble. Son comportement vis-à-vis des signaux CPL est décrit par la théorie des lignes de transmission [18] basée sur les équations des télégraphistes. Ce sont des équations différentielles partielles. Leurs solutions décrivent la variation du courant et de la tension en fonction du temps et de l'espace (le long de la ligne). Afin d'établir ces équations, nous considérons un tronçon de ligne de longueur d , compris entre x et $x+dx$, composé d'éléments longitudinaux $R.dx$ et $L.dx$, et d'éléments transversaux $C.dx$ et $G.dx$. Les tensions et les courants sont respectivement $V(x)$ et $I(x)$ à l'entrée, et $V(x+dx)$ et $I(x+dx)$ en sortie. En appliquant la loi des mailles, nous obtenons la variation du courant et de la tension en fonction de l'espace (voir Équation 12).

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial V}{\partial x} &= -(\bar{Z}).I(x) \\ \left(\frac{\partial I}{\partial x}\right) &= -(\bar{Y}).V(x) \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

Où :

$$\left. \begin{array}{l} \bar{Z} = (R + jL\omega \\ \bar{Y} = (G + jC\omega \end{array} \right\} \quad (13)$$

En dérivant la première équation et en remplaçant $\frac{\partial V}{\partial x}$ et $\frac{\partial I}{\partial x}$ par l'expression correspondante, nous obtenons les équations des télégraphistes (Équation 12).

$$\left. \begin{array}{l} \frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = \bar{\gamma}^2 \cdot V(x) \\ \frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = \bar{\gamma}^2 \cdot I(x) \end{array} \right\} \quad (14)$$

Où :

$$\bar{\gamma}^2 = \bar{Z} \cdot \bar{Y} = (R + jL\omega) \cdot (G + jC\omega) \quad (15)$$

Selon la théorie des lignes de transmission, le câble électrique se caractérise d'une façon directe par ses paramètres primaires ou linéiques R, L, C et G (voir Figure IV. 3) ou par ses paramètres secondaires Zc (impédance caractéristique) et $\bar{\gamma}$ (coefficient de propagation) qui sont fonction des éléments R, L, C et G.

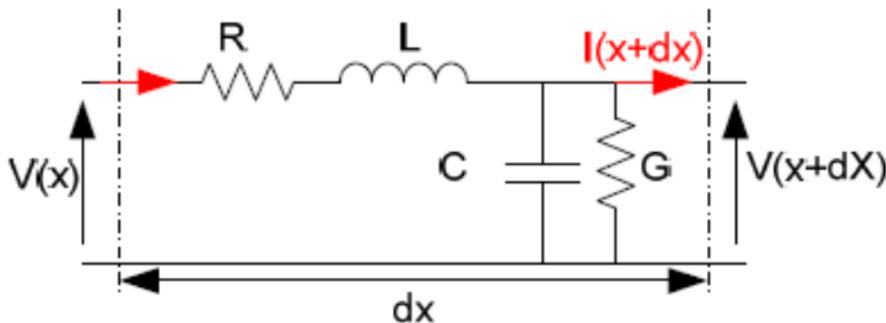


Fig. (IV. 3):Modèle infinitésimale d'une ligne bifilaire

IV.1.2 Paramètres primaires :

Les éléments linéiques de la ligne dépendent de la géométrie des conducteurs (rayons des conducteurs et distance entre eux) ainsi que des paramètres technologiques (matériaux constituant les conducteurs et le type d'isolant utilisé). Explicitons chacun d'eux :

– La résistance linéique R des fils conducteurs constituant la ligne de transmissions s'exprime en (Ω/m). Elle est principalement engendrée par l'effet de peau et de proximité des fils conducteurs. Par conséquent, elle varie en fonction de l'épaisseur de peau décrite par l'Équation 16.

$$e = \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu \sigma}} \quad (16)$$

Où μ et σ sont respectivement la perméabilité et la conductivité du matériau conducteur. La résistance linéique est généralement exprimée par l'Équation 17.

$$R = \rho \frac{1}{\pi [r^2 - (r - e)^2]} \quad (17)$$

Où r est le rayon du conducteur.

– L'inductance linéique L s'exprime en H/m. Elle se subdivise en deux parties :

- * La première est liée au champ magnétique à l'intérieur des conducteurs, nommée inductance interne L_{int} . L'expression analytique de cette dernière est établie à partir de l'expression du champ magnétique dans un conducteur cylindrique en utilisant le

théorème d'Ampère [19]. Considérant l'énergie magnétique emmagasinée dans le conducteur sous l'hypothèse que le courant est uniformément réparti dans le conducteur, on montre que :

$$L_{int} = \frac{2\mu_0\mu_r}{8\pi} \quad (18)$$

Où

μ_r est la perméabilité relative du matériau conducteur.

L'effet de peau et l'effet de proximité rendent cette hypothèse non applicable pour des signaux hautes fréquences. Cependant, l'inductance interne est souvent estimée en utilisant la formule empirique présentée dans [20] et qui prend en considération l'effet de peau et l'effet de proximité (voir Équation 19).

$$L_{int} = \frac{\mu_0}{8\pi} \frac{10^{-3}}{r \sqrt{(1 - (\frac{2r}{D})^2)}} \sqrt{\frac{\mu_r}{\sigma}} \quad (19)$$

- * La deuxième partie de l'inductance totale d'une ligne de transmission est engendrée par le champ magnétique existant entre les conducteurs. Elle est souvent nommée inductance externe. L'application du théorème d'Ampère et les expressions des champs magnétiques permettent d'obtenir l'expression de L_{ext} comme suit :

$$L_{int} = \frac{\mu_0}{8\pi} \ln \left[\frac{D}{2r} \sqrt{1 + \left(\frac{2r}{D}\right)^2} \right] \quad (20)$$

L'inductance totale d'une ligne de transmission est égale à la somme de L_{int} et L_{ext} soit:

$$L = L_{int} + L_{ext} \quad (21)$$

– La capacité linéique C est exprimée en F/m. Elle dépend de la permittivité de l'isolant utilisé. Son expression est établie en appliquant le théorème de Gauss appliqué sur la surface cylindrique des deux conducteurs et l'expression de la charge électrique en fonction de la tension [20] nous donne la capacité. Nous obtenons :

$$C = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \left[\frac{D-r}{r} \right]} \quad (22)$$

– La conductance linéique s'exprime en S/m. Elle représente les pertes dans l'isolant, dues à son imperfection. Elle s'exprime en fonction de l'angle de perte, de la capacité et de la fréquence comme suit :

$$G = 2\pi f. C. \tan(\delta) = 2\pi f C. \tan\left(\frac{\epsilon_r''}{\epsilon_r'}\right) \quad (23)$$

$$\epsilon_r = \epsilon_r'' + j\epsilon_r' \quad (24)$$

Où ϵ_r est la permittivité relative complexe.

Il est important de noter que la permittivité peut dépendre de la fréquence pour un milieu dispersif. Nous rappelons que dans le cadre de cette étude, le milieu de propagation est supposé non dispersif.

IV.1.3 Paramètres secondaires

Le câble électrique peut être caractérisé par ses paramètres secondaires qui sont

l'impédance caractéristique Z_c et le coefficient de propagation γ . Ces paramètres s'expriment en fonction des paramètres primaires R, L, C et G par :

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{(R+jL\omega)}{(G+jC\omega)}} \quad (25)$$

$$\gamma = \sqrt{(R + jL\omega) \cdot (G + jC\omega)} \quad (26)$$

La théorie des lignes de transmission est aussi utilisée afin de modéliser un câble multiconducteur. Dans ce cas, les paramètres primaires et secondaires sont exprimés sous forme matricielle [21][22].

Nous allons nous intéresser à la modélisation d'un réseau électrique en utilisant l'approche déterministe. Cette méthode sera détaillée dans la suite de l'étude.

IV.2 Approche déterministe de l'étude d'un réseau électrique

IV.2.1 Principe et application sur un réseau électrique simple

L'approche déterministe considère la ligne de transmission bifilaire comme un quadripôle (voir Figure IV. 4) caractérisé par sa matrice chaîne ou matrice de transmission (encore appelée matrice ABCD). Ainsi, un réseau électrique est représenté par une succession de quadripôles mis en cascade ou en parallèle selon la topologie du réseau. La matrice chaîne exprime les grandeurs électriques de sortie à savoir la tension et le courant du quadripôle en fonction de celles d'entrée. Cette relation est exprimée par l'Équation 27.

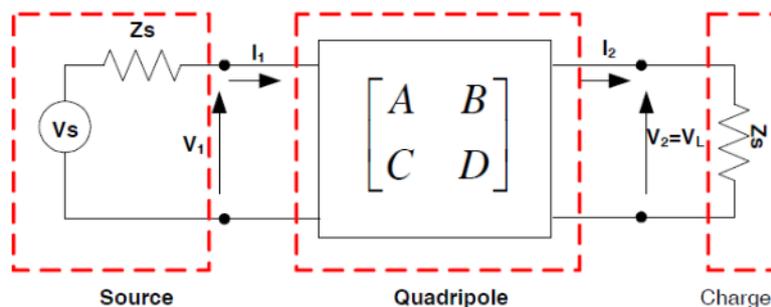


Fig. (IV. 4): Quadripôle modèle d'une ligne de transmission

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = [T_f] \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} \quad (27)$$

Les coefficients A, B, C et D sont fonction de la fréquence. Ils représentent les caractéristiques électriques du réseau étudié et sont définis comme suit :

$$\bar{A} = \left. \frac{\bar{V}_1}{\bar{V}_2} \right|_{\bar{I}_2=0} \quad \bar{B} = \left. \frac{\bar{V}_1}{\bar{I}_2} \right|_{\bar{V}_2=0} \quad \bar{C} = \left. \frac{\bar{I}_1}{\bar{V}_2} \right|_{\bar{I}_2=0} \quad \bar{D} = \left. \frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} \right|_{\bar{V}_2=0} \quad (28)$$

La fonction de transfert du réseau électrique (ligne+source+charge) modélisé par sa matrice chaîne n'est autre que le rapport de la tension aux bornes de la charge sur la force électromotrice de la source (f.e.m). Elle s'exprime en fonction des paramètres chaîne de la ligne bifilaire et des impédances mises en jeu par l'Équation 29.

$$\bar{H}(f) = \frac{V_2}{V_s} = \frac{V_2 V_1}{V_1 V_s} = \frac{\bar{Z}_L}{\bar{A}\bar{Z}_L + \bar{B} + \bar{C}\bar{Z}_L\bar{Z}_S + \bar{D}\bar{Z}_S} \quad (29)$$

La matrice chaîne d'une ligne de transmission bifilaire uniforme est présentée par l'Équation 30.

$$\begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}l) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l) \\ \bar{Z}_c^{-1} \sinh(\bar{\gamma}l) & \cosh(\bar{\gamma}l) \end{bmatrix} \quad (30)$$

Afin d'illustrer l'approche déterministe, considérons la structure simple en T du réseau électrique déjà abordée et représentée sur la Figure IV. 5. a. L'extrémité D est chargée par une impédance Z_t . En considérant les conducteurs aller et retour, nous obtenons le schéma de la Figure IV. 5. b. Cette structure est constituée de trois branches et de trois éléments électriques.

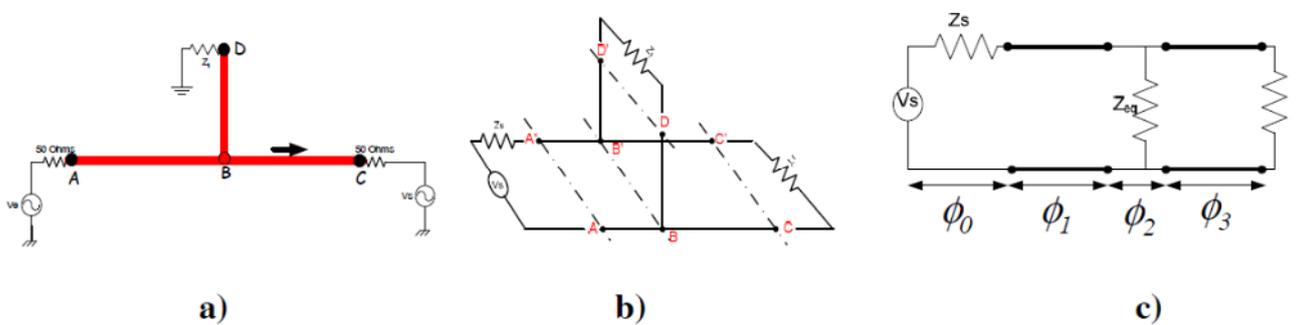


Fig. (IV. 5):a) structure du réseau simple, b) considération des deux fils électrique, c) schéma électrique équivalent

Vu du plan BB' , la ramification (BD) terminée par l'impédance Z_t et branchée en parallèle, peut être modélisée par une impédance entre BB' nommée Z_{eq} . C'est l'impédance Z_t dans le plan DD' ramenée au plan BB' et dont l'expression se calcule à l'aide de l'Équation 31.

$$Z_{eq} = Z_c \frac{Z_c \tanh(\bar{\gamma}.l)}{Z_c + Z_t \tanh(\bar{\gamma}.l)} \quad (31)$$

Sachant que Z_c et g sont respectivement l'impédance caractéristique et le coefficient de propagation de la ligne de transmission de longueur , le nouveau

schéma électrique équivalent de la ligne est celui de la Figure IV. 5. c. Chaque partie est représentée par sa matrice chaîne élémentaire T_0 , T_1 , T_2 , et T_3 (voir respectivement l'Équation 32, l'Équation 33, l'Équation 34 et l'Équation 35).

$$T_0 = \begin{bmatrix} 1 & Z_c \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$T_1 = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}l) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l) \\ \bar{Z}_c^{-1} \sinh(\bar{\gamma}l) & \cosh(\bar{\gamma}l) \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$T_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{\bar{Z}_{eq}} & 1 \end{bmatrix} \quad (34)$$

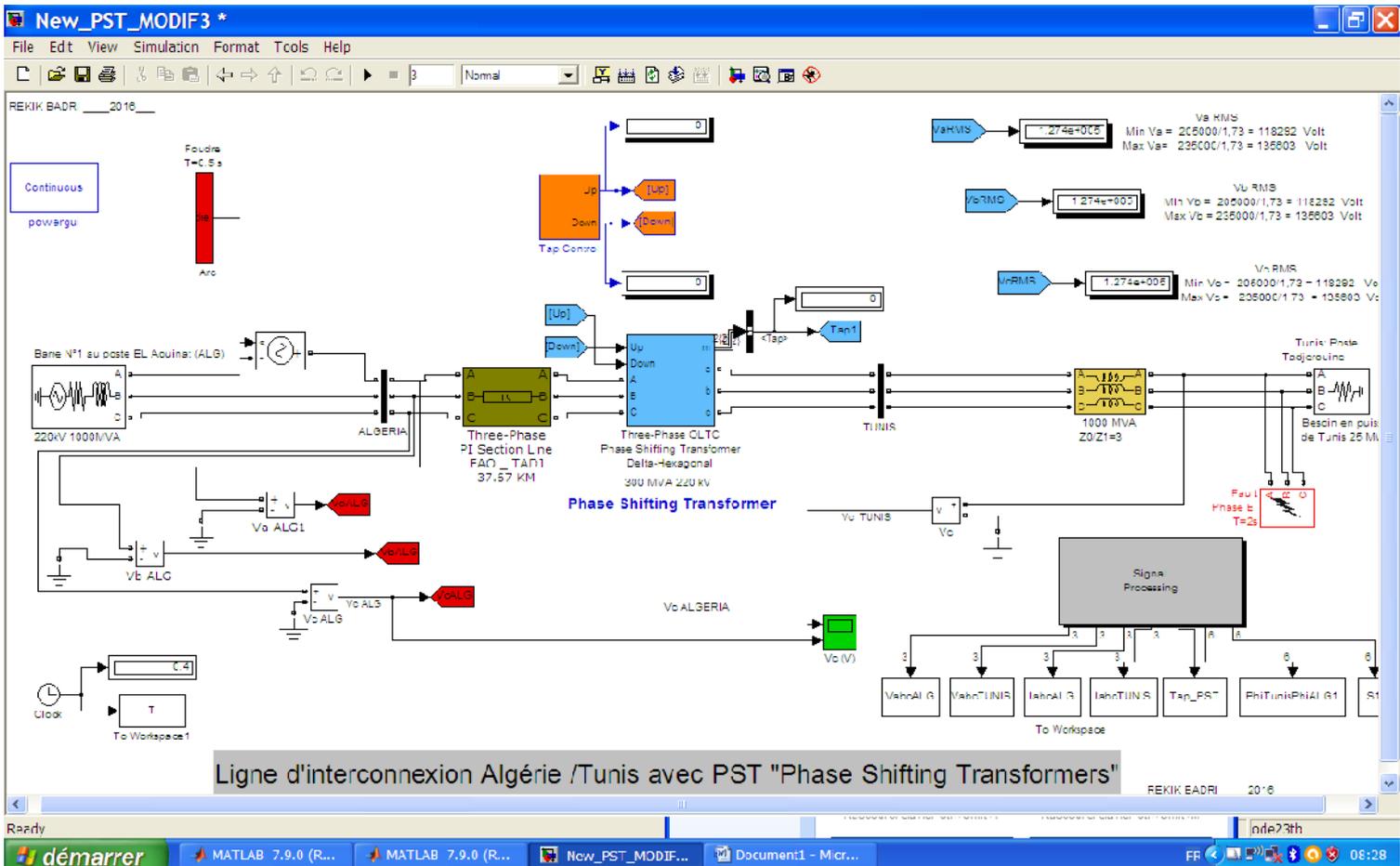
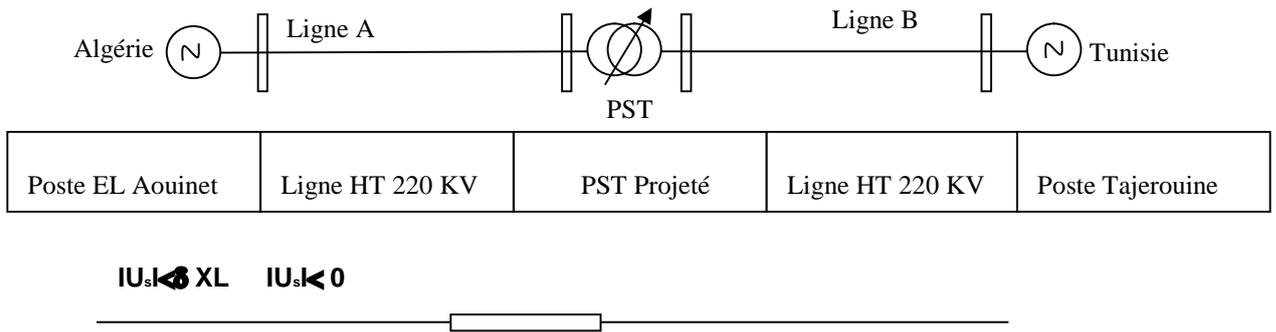
$$T_3 = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}l) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l) \\ \bar{Z}_c^{-1} \sinh(\bar{\gamma}l) & \cosh(\bar{\gamma}l) \end{bmatrix} \quad (35)$$

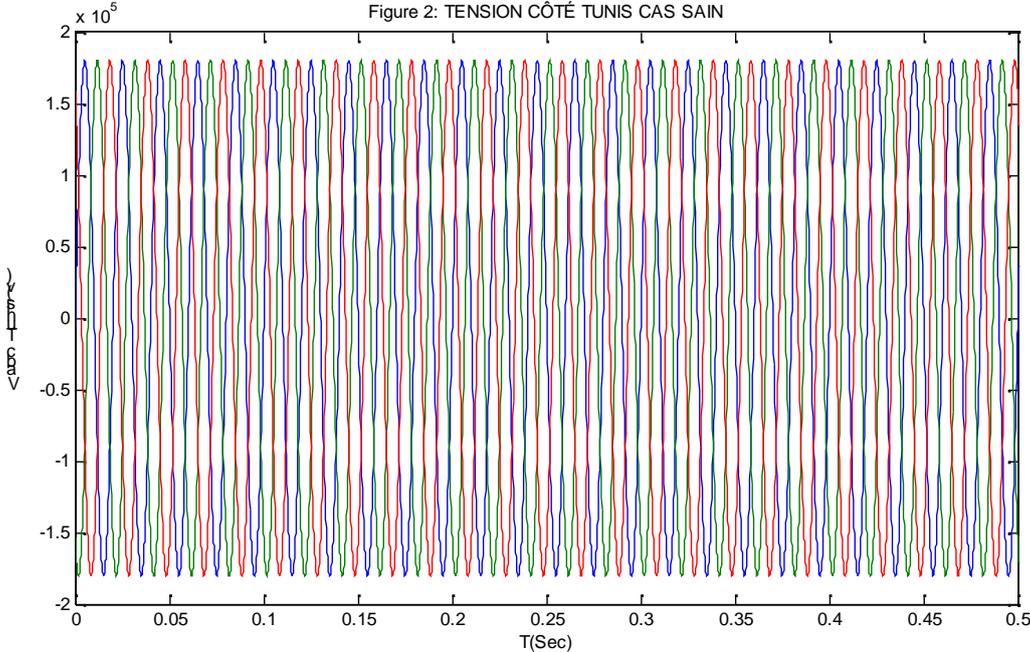
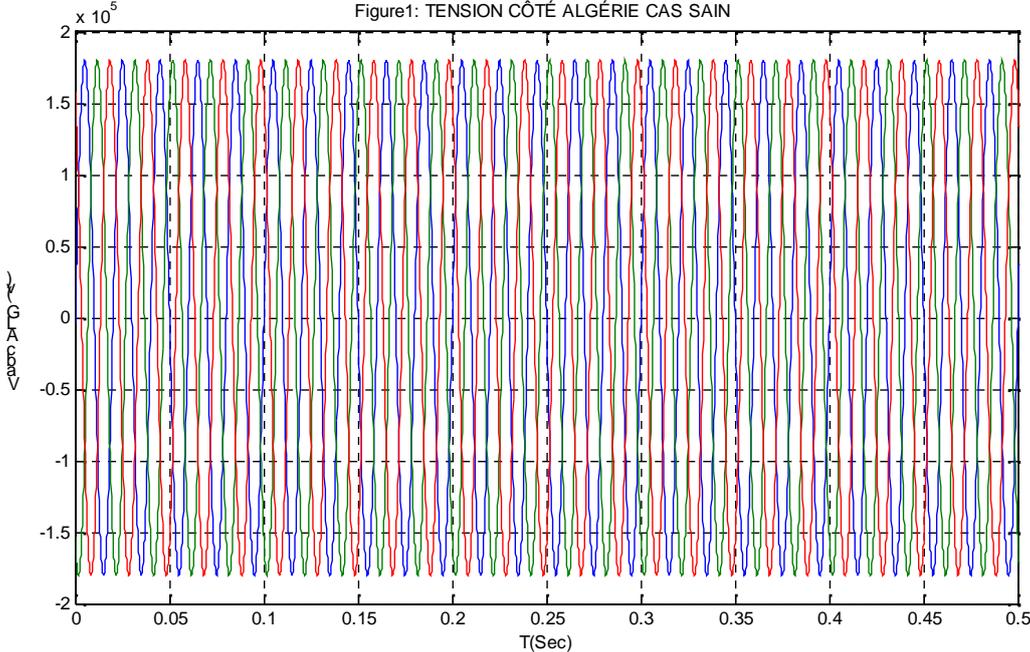
La matrice chaîne globale du réseau électrique considéré entre les plans AA' et CC', n'est autre que le produit de toutes les matrices chaînes élémentaires (voir l'Équation 36).

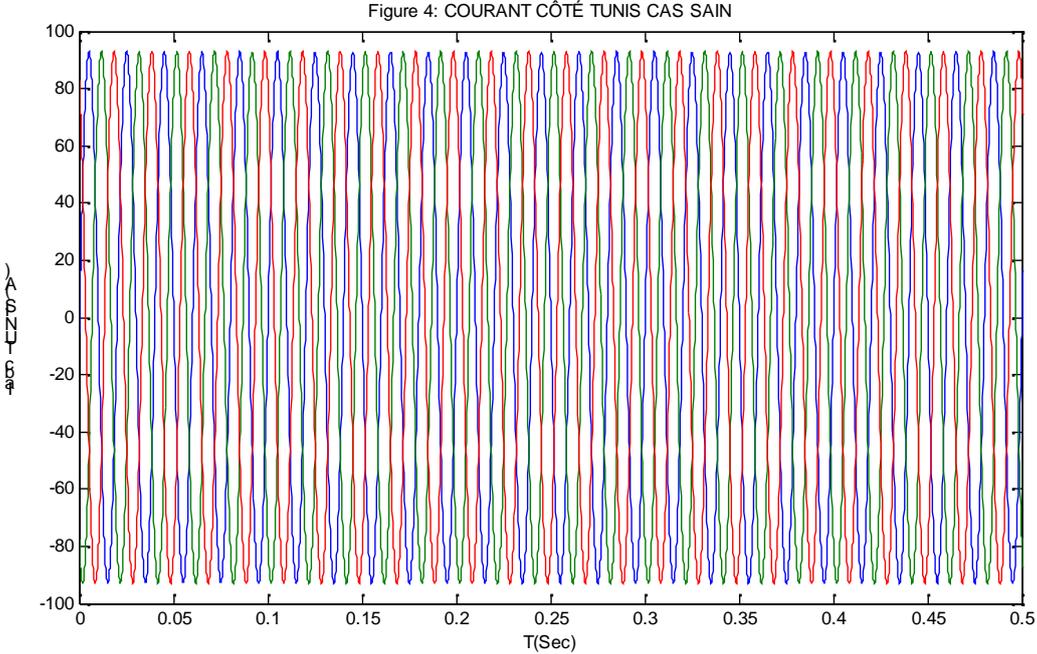
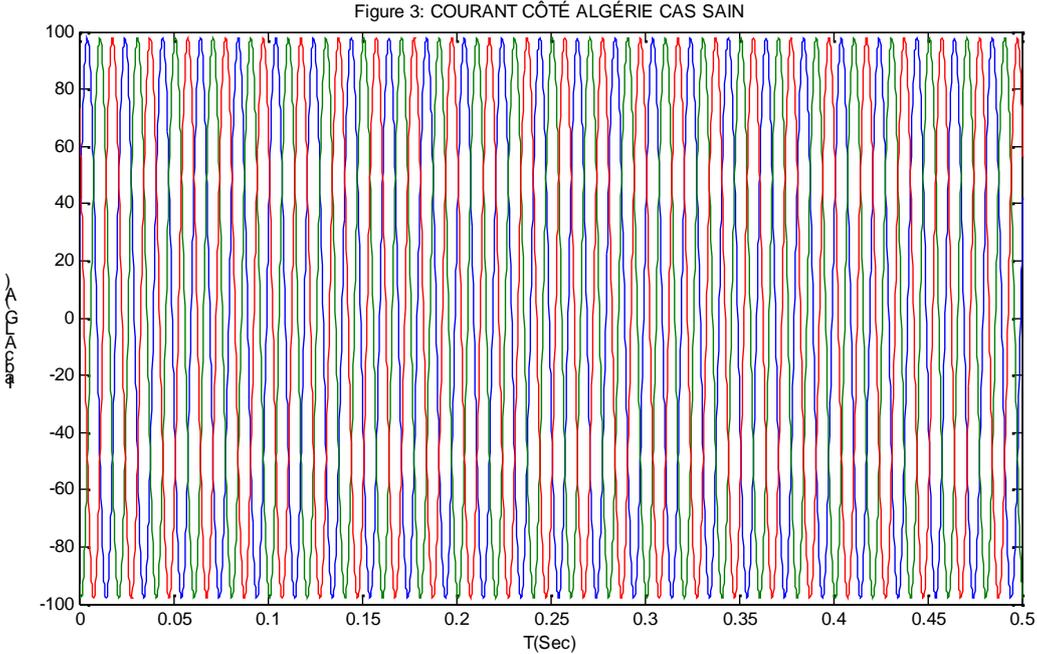
$$\begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = (T_0 * T_1 * T_2 * T_3) \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \left(\prod_{i=0}^3 \begin{bmatrix} \bar{A}_i & \bar{B}_i \\ \bar{C}_i & \bar{D}_i \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} \quad (36)$$

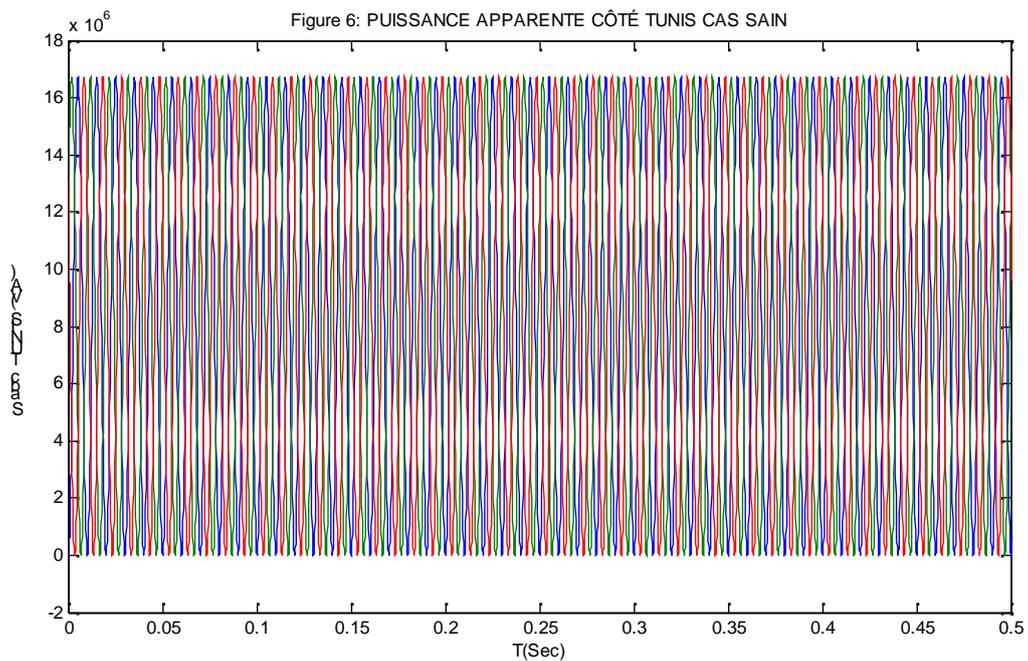
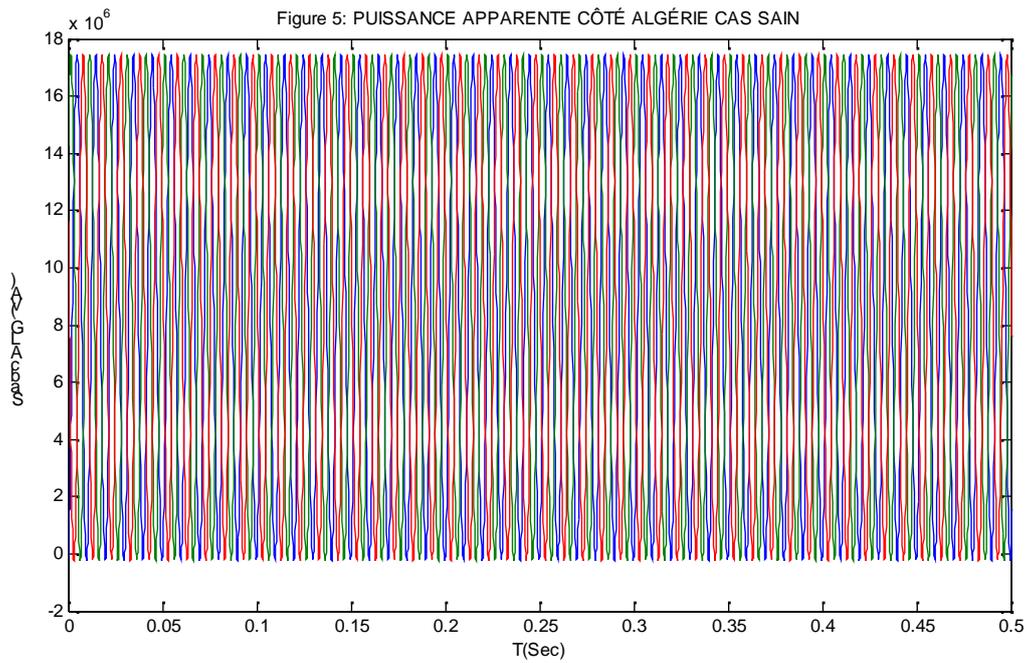
La fonction de transfert du réseau électrique entre les deux points d'accès A et C est calculée en utilisant l'Équation 29.

1. Simulation de l'état sain





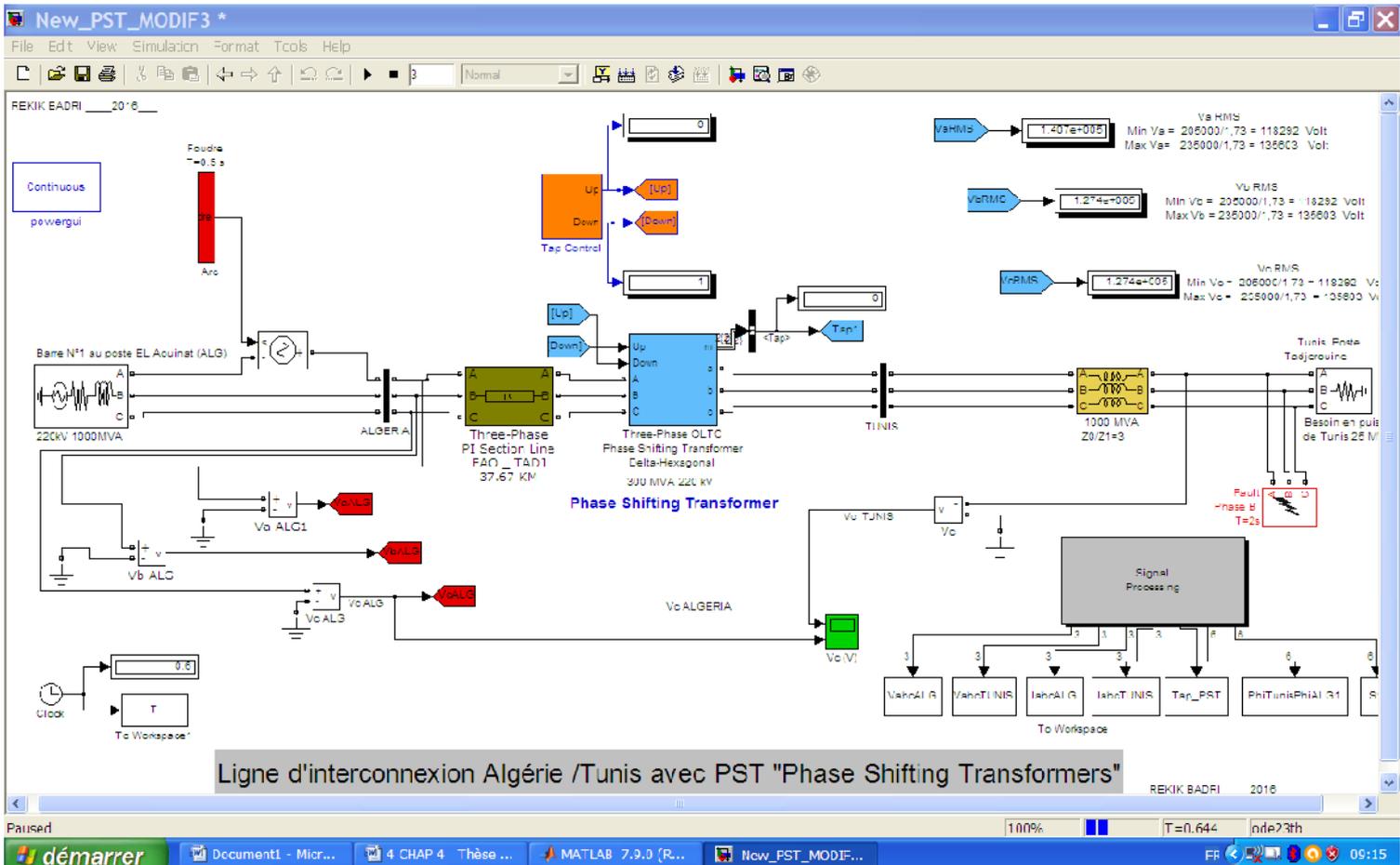
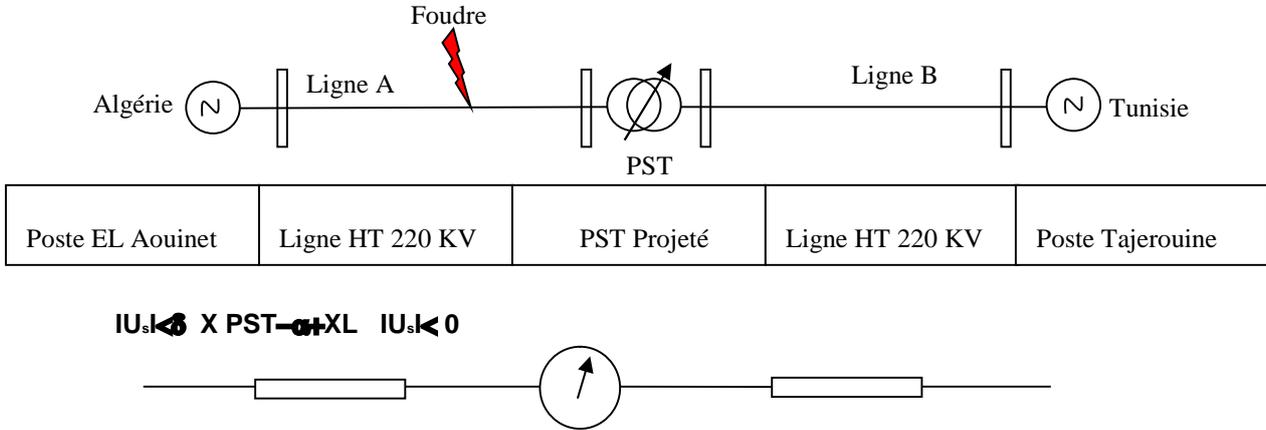


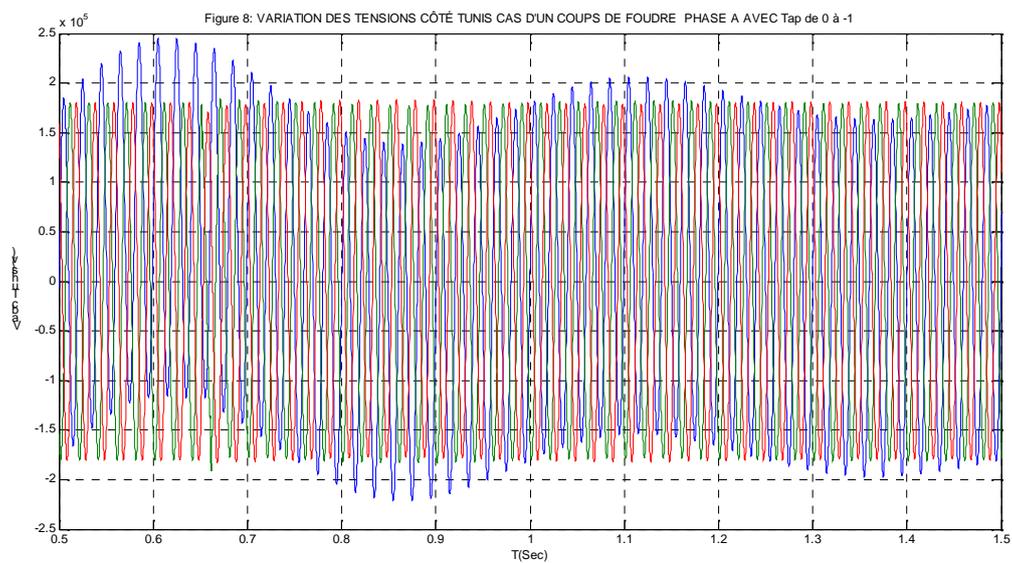
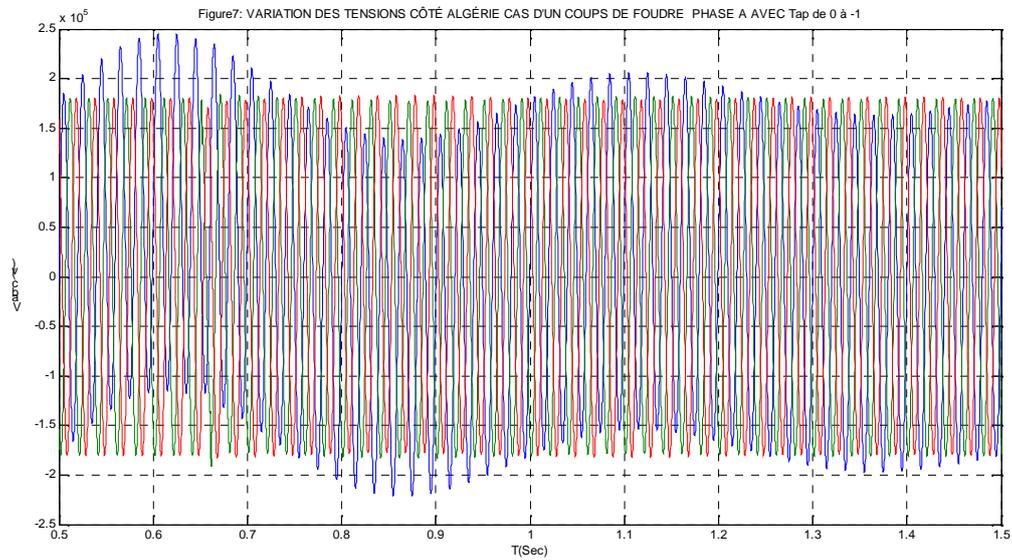


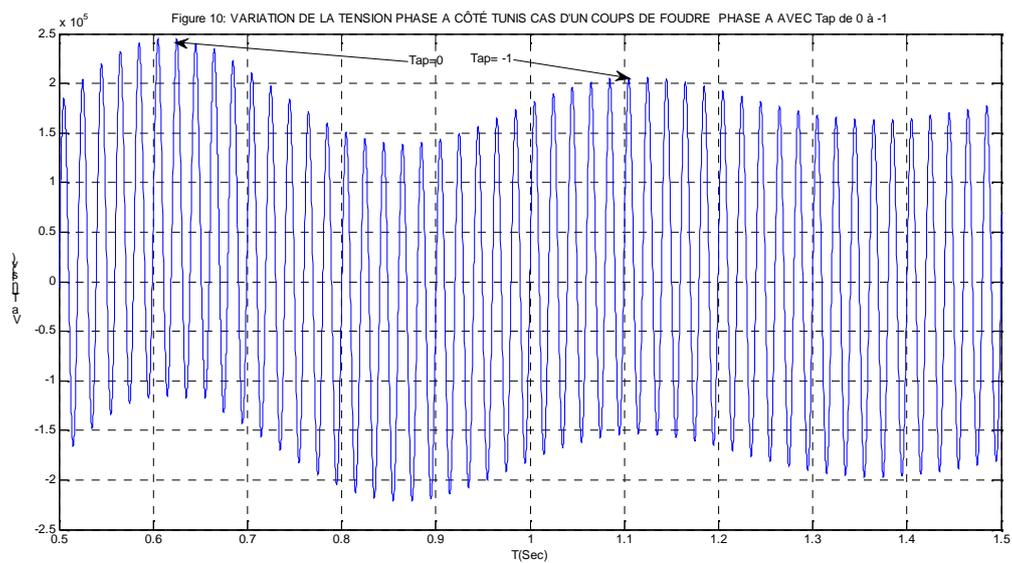
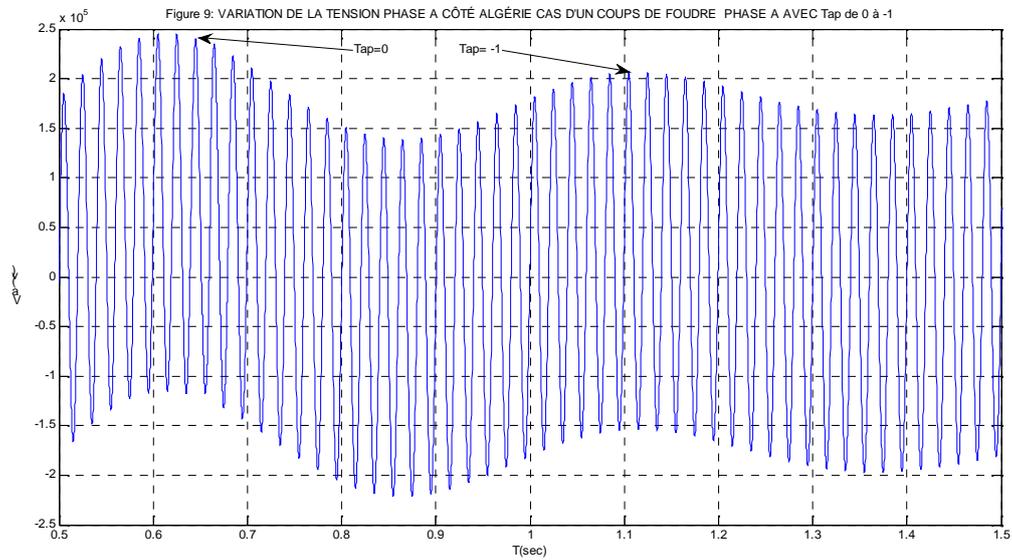
Après Simulation les tensions des deux côtés d'interconnexion sont dans les normes réglementaires, les courants transités sont en adéquation avec l'échange énergétique vérifiés sur les courbes de puissances instantanées.

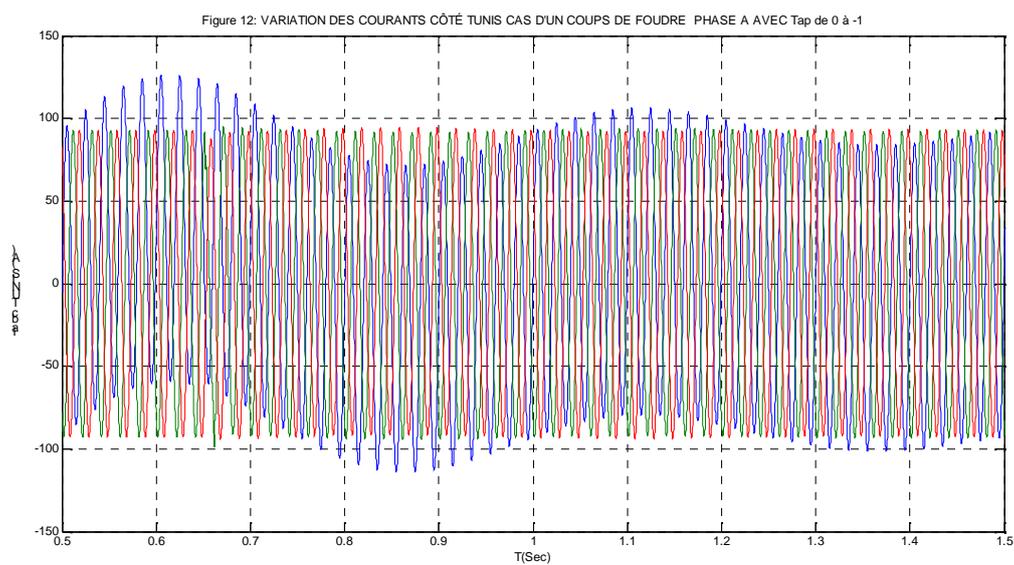
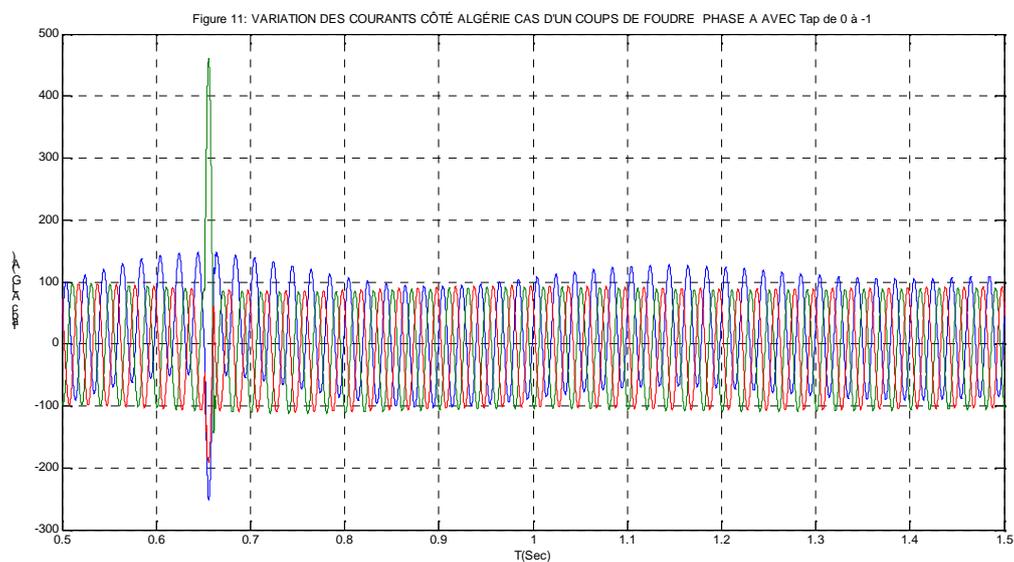
2. Simulation de l'état de surs tension suite à un coup de Foudre

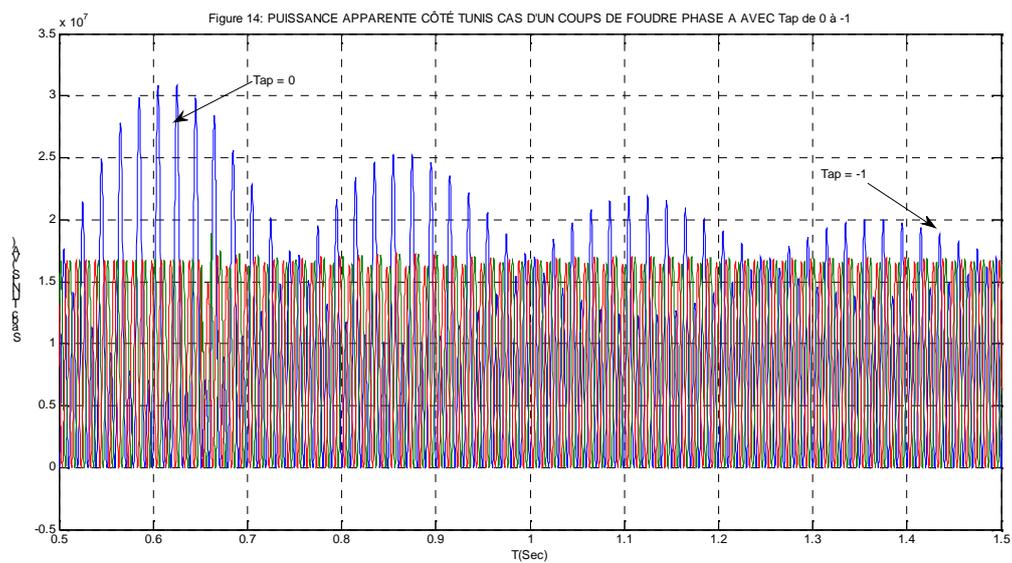
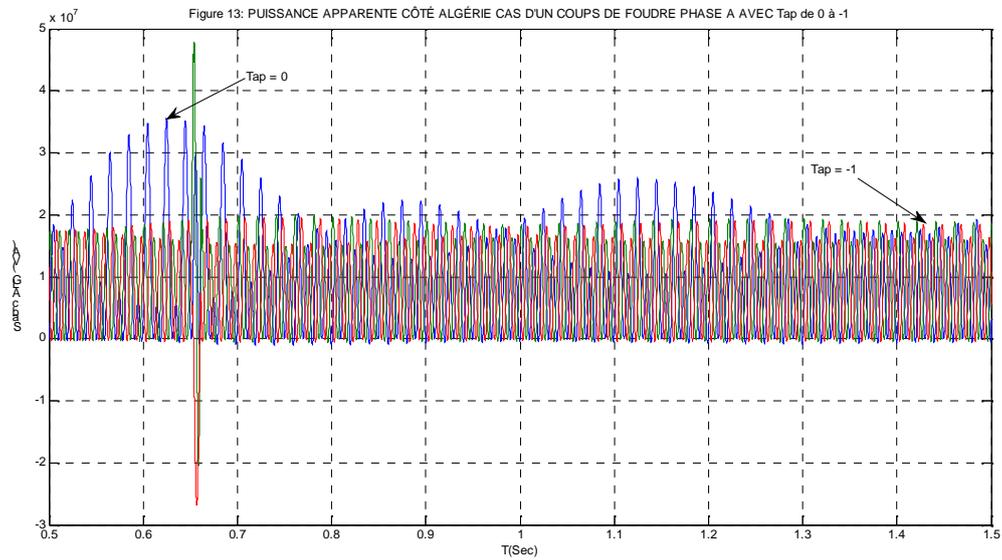
Dans ce cas nous avons une simulation d'un défaut de type atmosphérique : un coup de foudre sur la ligne 220 KV en question coté Algérie.

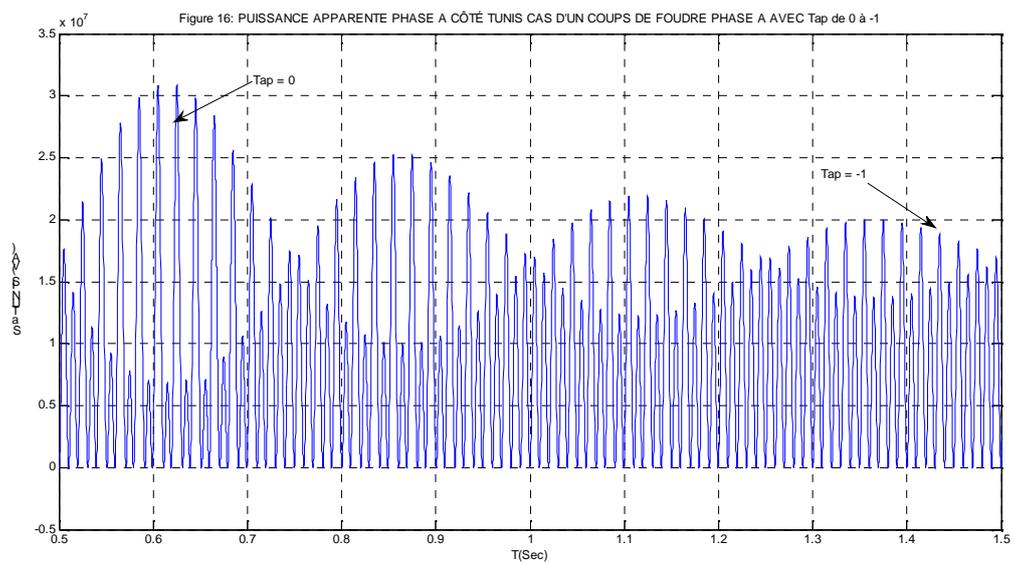
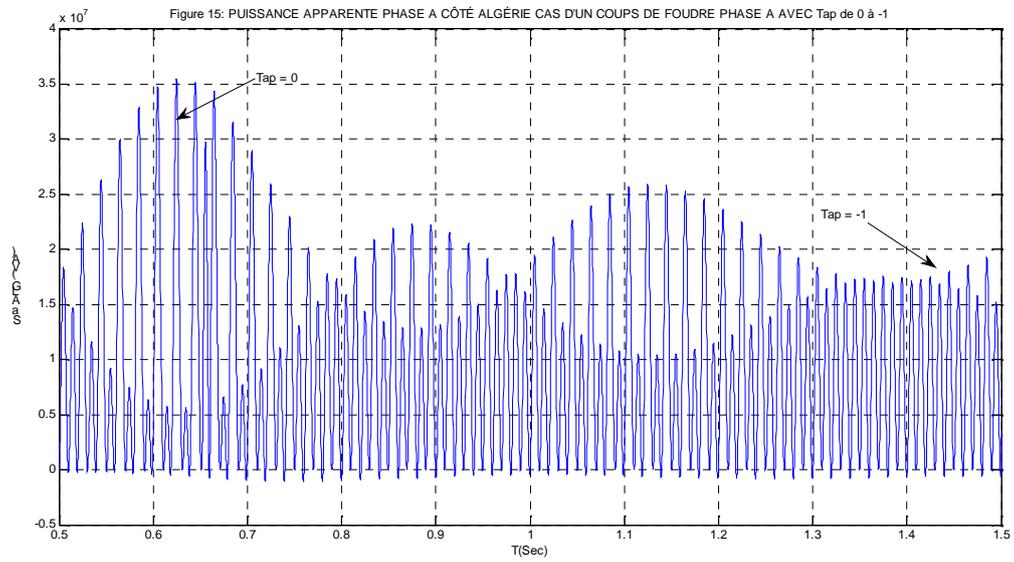


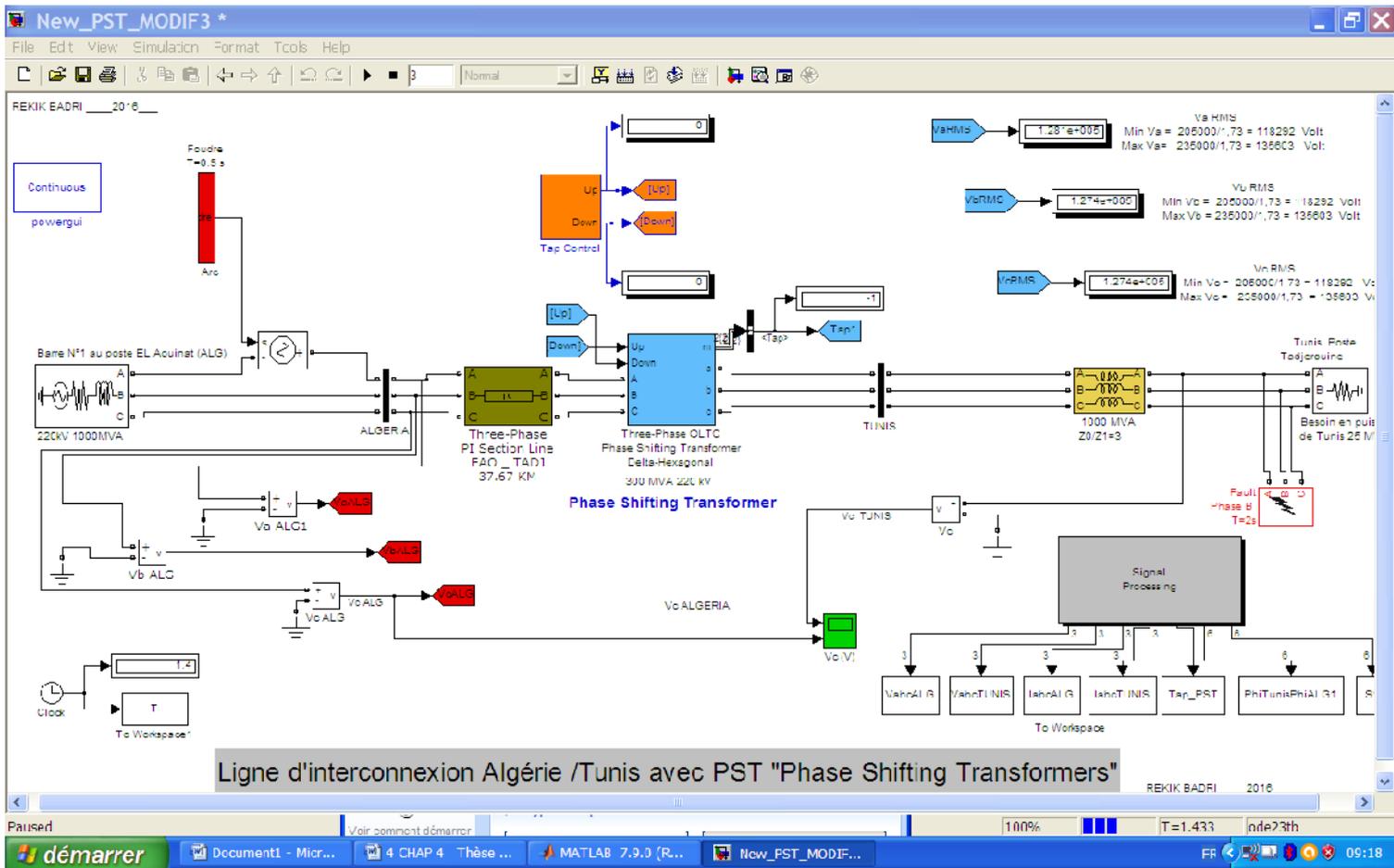








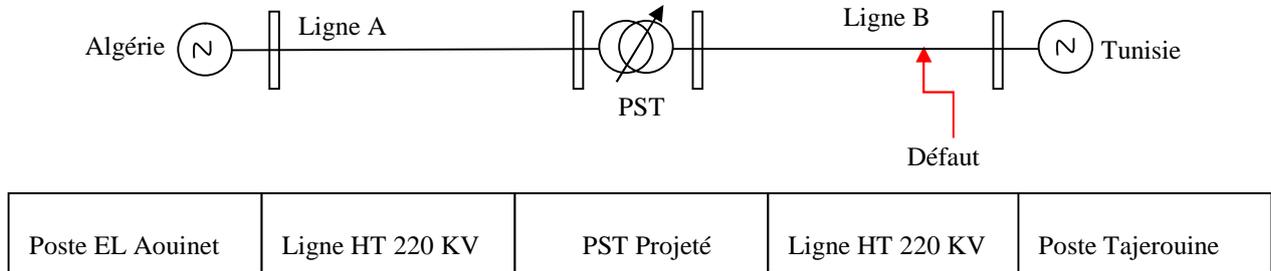




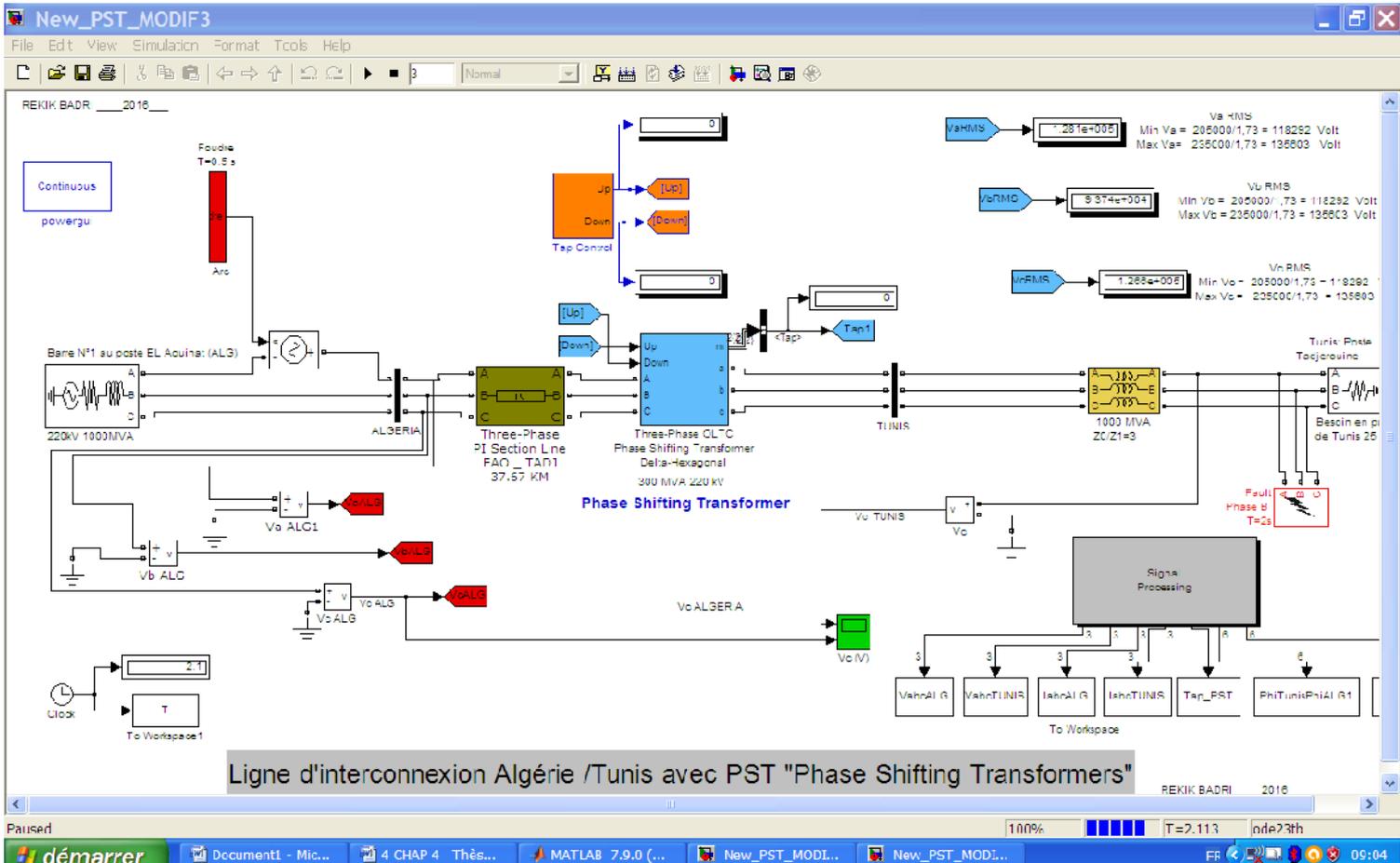
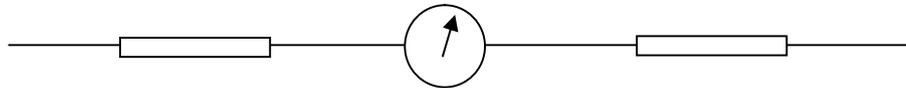
L'étude d'un défaut de coup de foudre à fait augmente la tension de la phase concerné avec une propagation relative sur les autres phases, face à cette situation la procédure que nous avons opposé afin de contrôler le PST à permet de faire des ajustements moyennant le Tap du transformateur déphaseur cela est observer sur la réponse du courant qui présente un régime transitoire puis une stabilisation, le PST garde un Tap lui permettant d'atteindre la fourchette des tensions fixé par l'opérateur système, après régularisation on peut voir un transfert énergétique normal entre les deux pays.

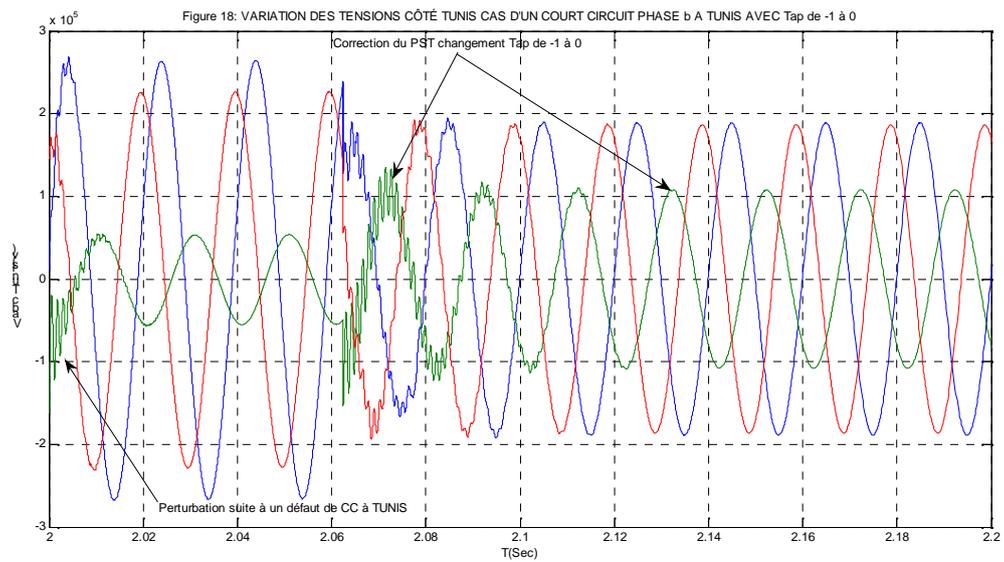
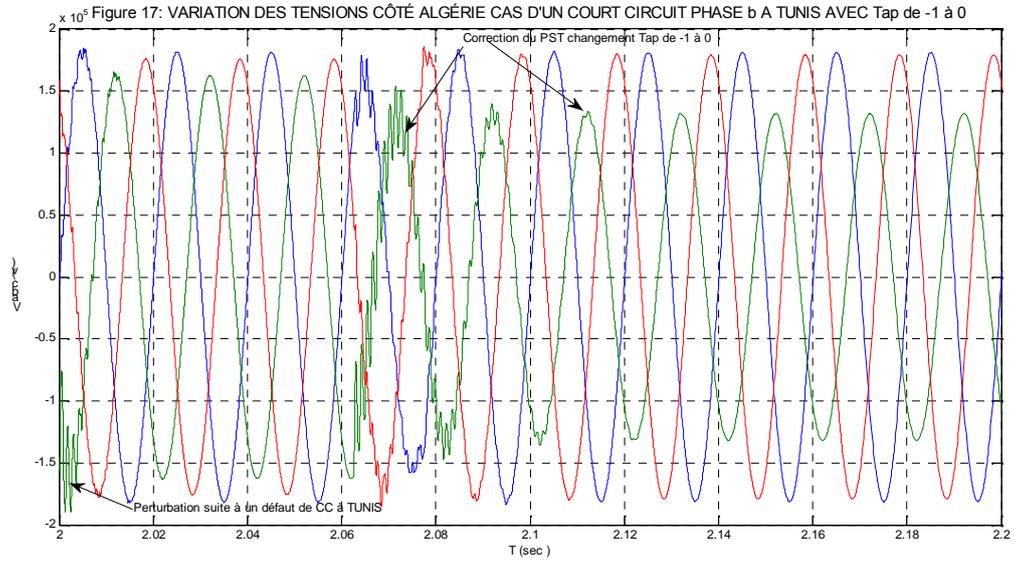
3. Simulation de l'état de chute de tension suite à un court-circuit

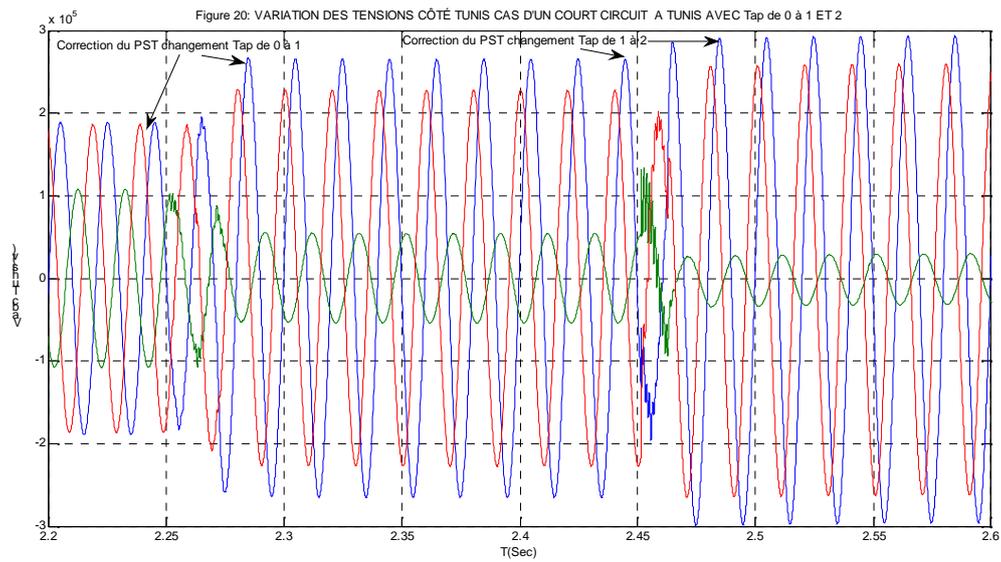
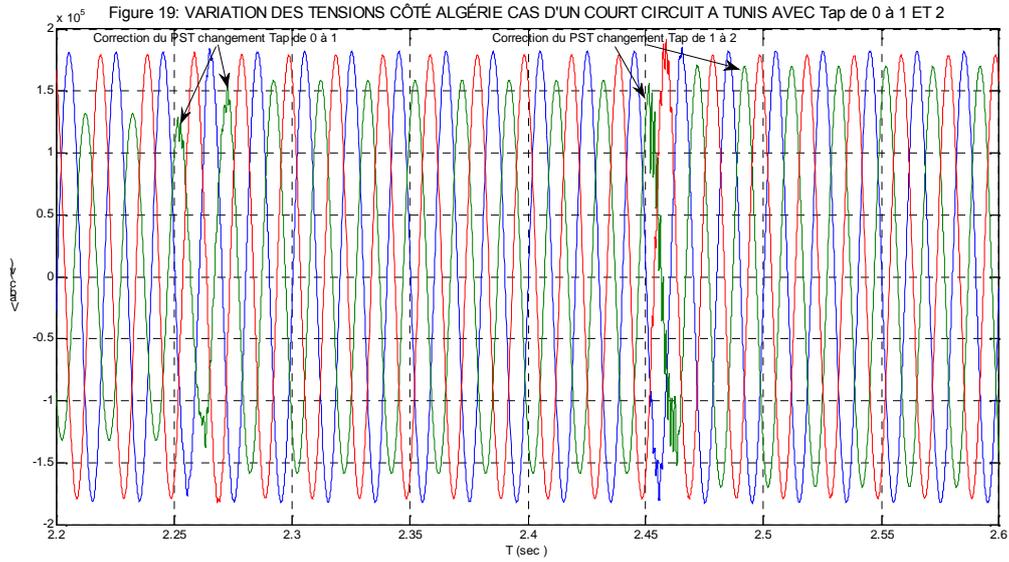
Dans cette partie une simulation d'un défaut de court-circuit causé souvent en pratique par un conducteur à terre :

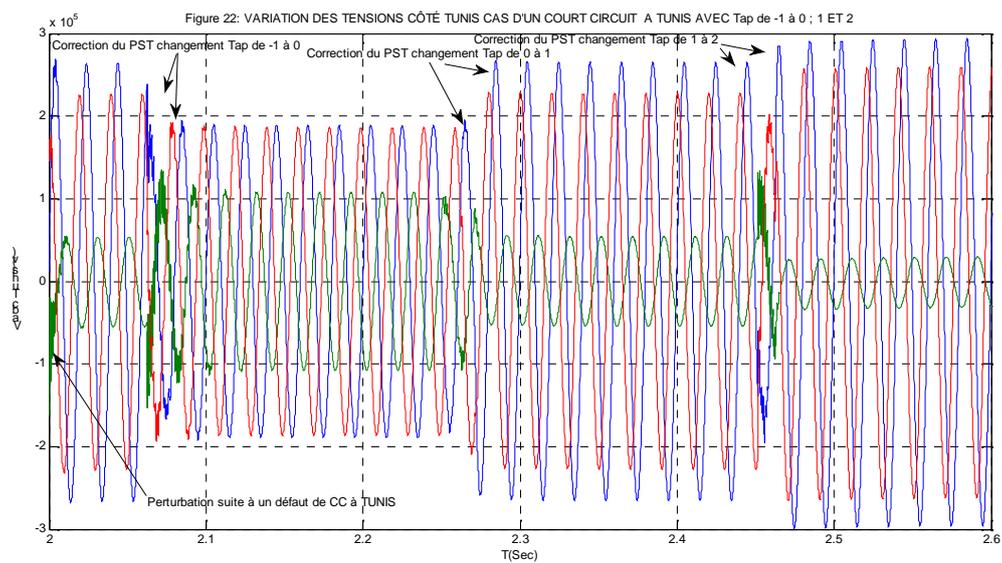
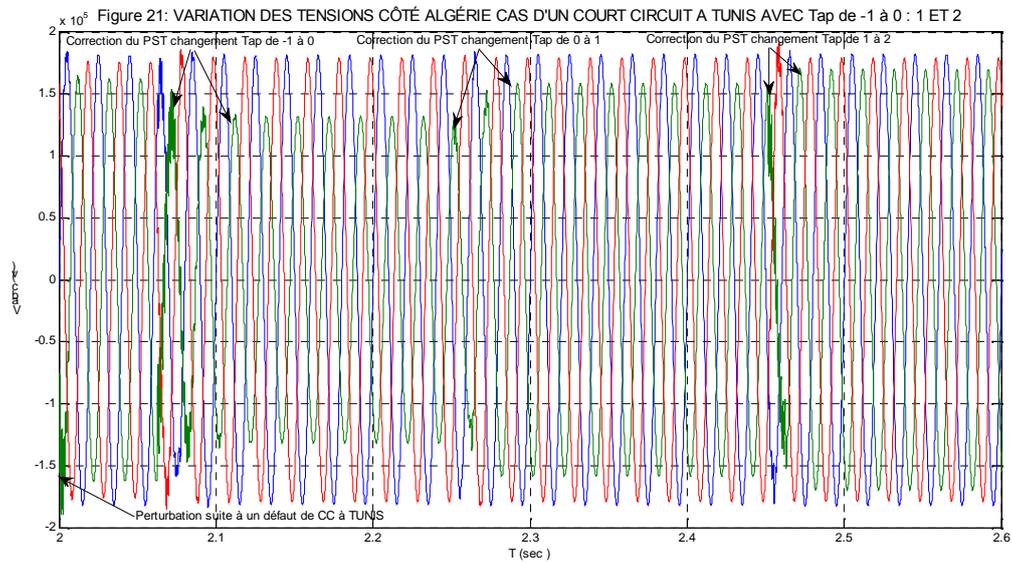


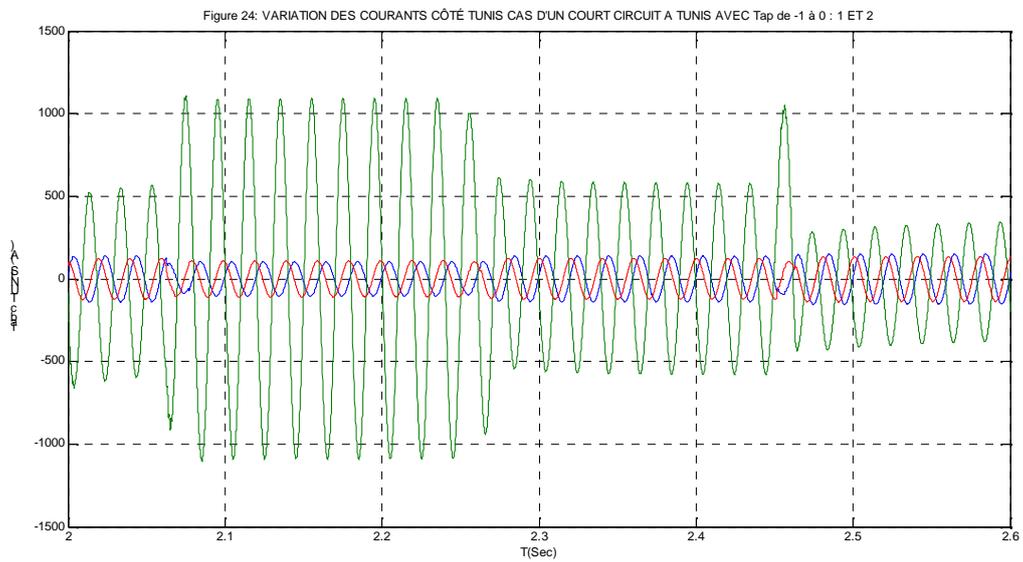
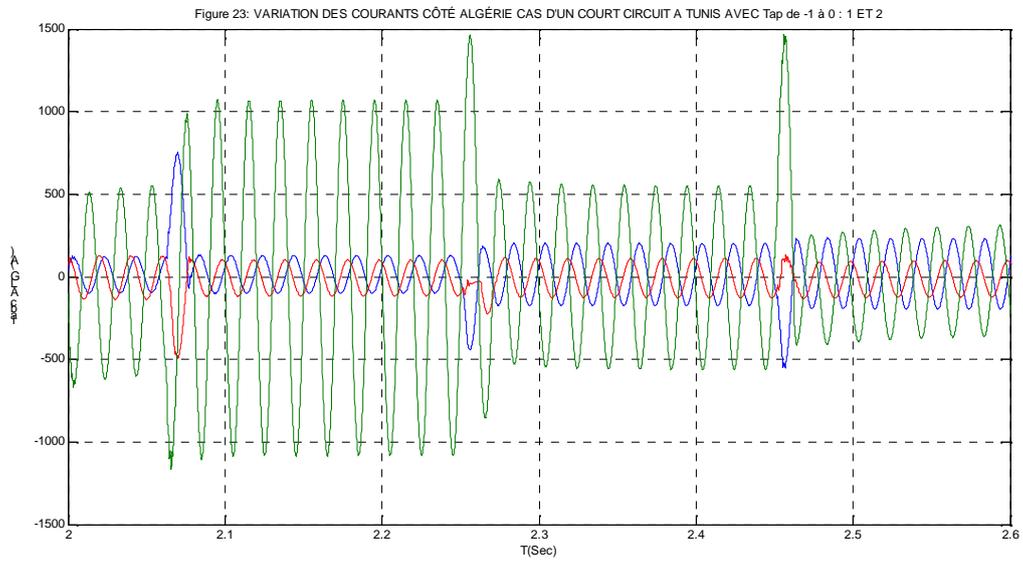
$$IU_s \leq X \text{ PST} - \alpha \cdot XL \quad IU_s \leq 0$$

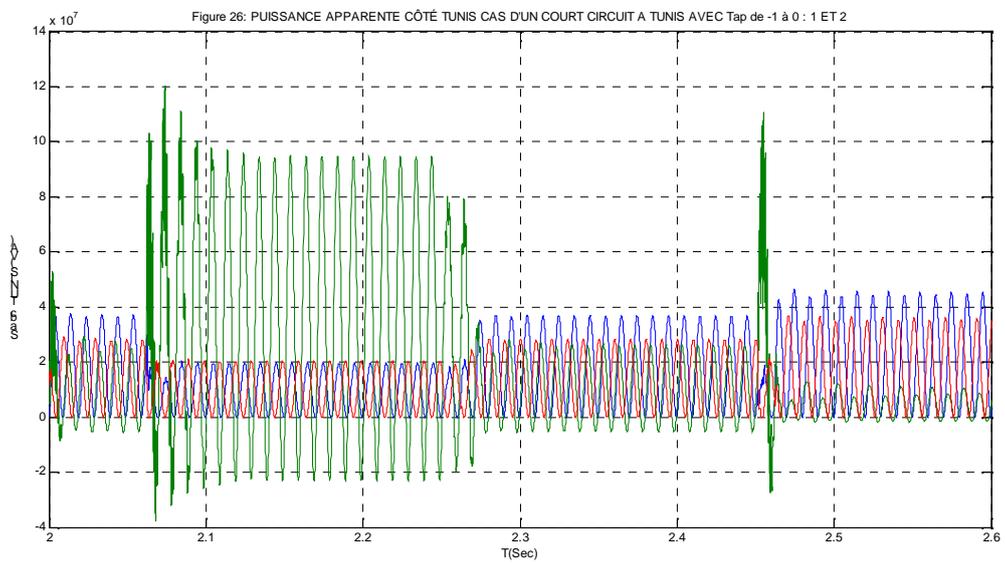
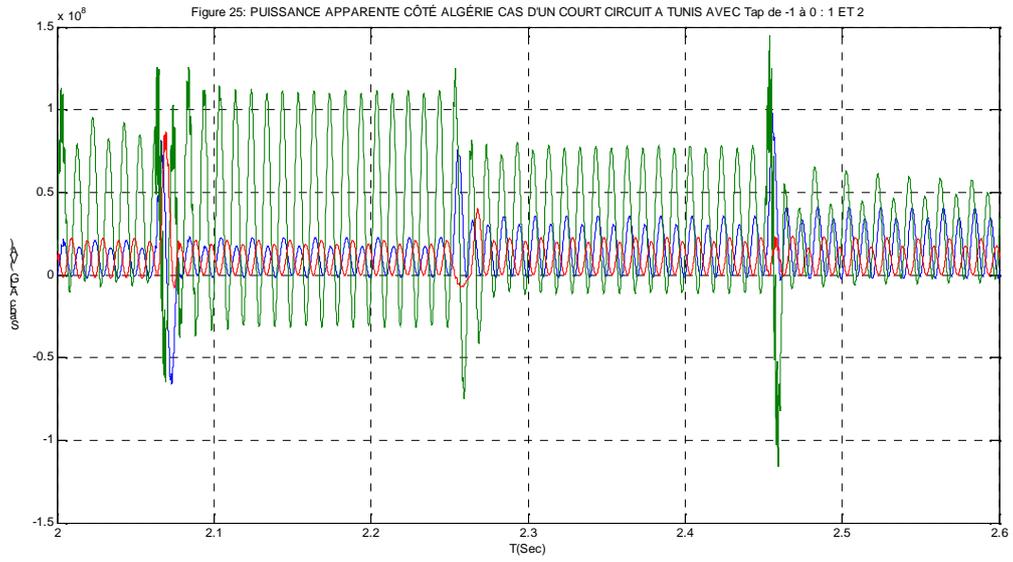


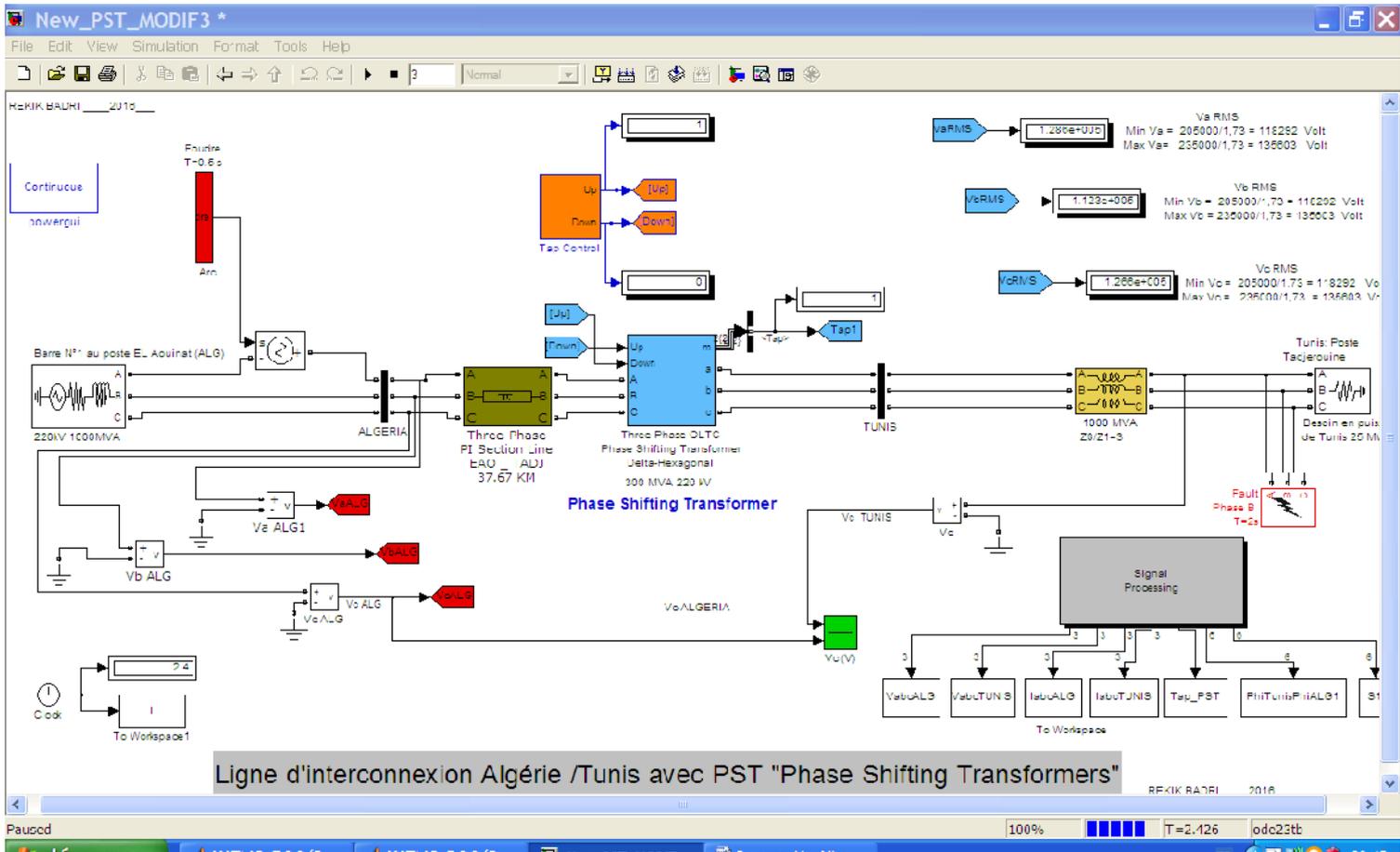






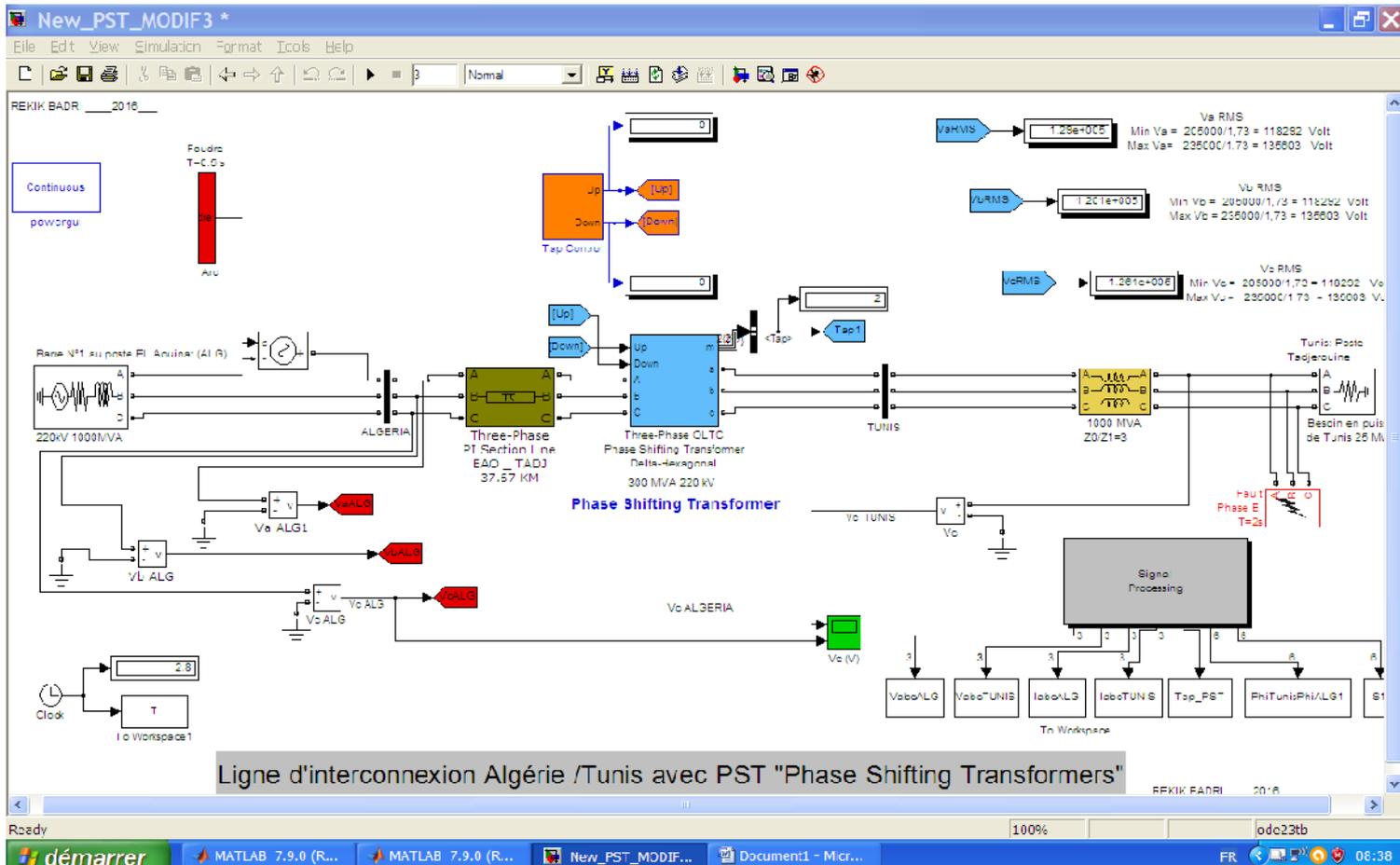




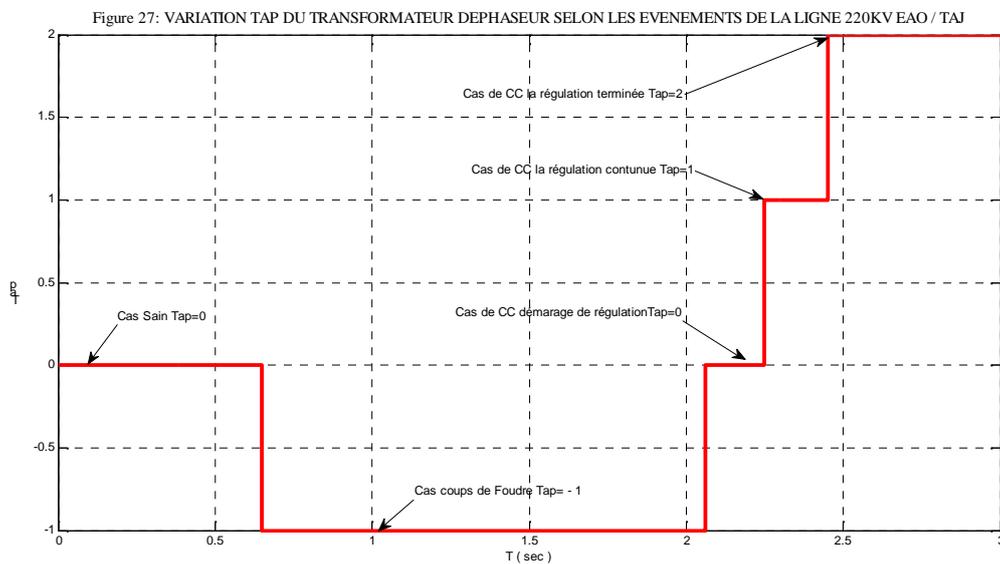


Considérant un défaut extérieur dans notre cas on a un court-circuit monophasé côté STEG notre philosophie est de préserver le réseau nationale tout en maintenant le transfert énergétique.

Notre procédure consiste à faire réagir le PST en trois temps pour arriver à un Tap +2 et là il a été observé un rétablissement de la tension côté Algérie avec limitation du courant de défaut avec un transfert énergétique maintenu.



Ligne d'interconnexion Algérie /Tunis avec PST "Phase Shifting Transformers"



Sur cette figure nous avons regroupé la réaction du PST en partant du cas sain jusqu'au court-circuit en passant par le défaut de coup de foudre l'automatisation est parfaite car elle répond presque instantanément face à la diversité des défauts.

Conclusion :

Afin de valider la technique proposée nous avons pris un cas réel d'interconnexion très sensible qui est celui du réseau STEG et SONELGAZ.

La modélisation des deux types de réseau a été faite suite aux données réelles des deux parties.

La Simulation de ces deux réseaux interconnectés sans et avec les défauts probables (un défaut côté Algérien et un autre coté Tunisien) nous confirme la fragilité de cette interconnexion.

Il a été montré que notre proposition et consiste à inspirer un PST à la frontière a permis de pallier ces défauts tout en maintenant la continuité de service avec une qualité de puissance acceptable et immunisé notre réseau de toutes perturbations émanant du réseau STEG

**CONCLUSION
ET
PERSPECTIVES**

Conclusions et perspectives

Les transformateurs déphaseurs sont des équipements qui ont fait leurs preuves et ils ont été utilisés depuis assez longtemps pour résoudre des problèmes locaux de transits de puissance dans les réseaux à tension alternative. Bien qu'ils ne constituent pas une réponse générale au développement structurel du réseau, leur utilisation est intéressante parce qu'ils peuvent être construits et mis en service assez rapidement en comparaison à un renforcement de ligne. Ils peuvent empêcher un déclenchement de ligne en équilibrant le courant entre plusieurs lignes et, par conséquent, ils permettent une utilisation optimisée du réseau existant.

Bien que la technologie soit presque la même que celle des transformateurs de puissance, nous avons vu dans ce rapport que ces équipements présentent d'importantes différences au niveau de la conception. Ces différences sont principalement dues au fait que, d'une part, plusieurs solutions sont possibles pour répondre aux performances du réseau et, d'autre part, l'impédance série du transformateur déphaseur est relativement faible comparée à l'impédance du réseau. Les contraintes de court-circuit peuvent donc être élevées. En outre, les connexions internes d'un transformateur déphaseur peuvent être complexes mais, malgré cela, sa fiabilité doit être élevée puisque que son objectif principal est de supprimer les déclenchements de ligne.

Ces particularités renforcent la nécessité d'une bonne coopération entre l'ingénieur d'étude de réseau et l'ingénieur de projet pour définir les performances requises, ainsi que d'une bonne compréhension des spécifications par les fabricants au moment de l'offre et de la conception finale. Enfin une attention toute particulière doit être accordée à la vérification des performances par le programme d'essai et la vérification de la tenue au court-circuit par le calcul et l'analyse sur dossier.

En perspective et avec le Laboratoire d'électrotechnique de université B.M .Annaba nous comptons la concrétisation d'un prototype de cette étude par la réalisation des maquettes électronique notamment celle de la commande du PST, afin de nous aider à convaincre en premier temps le centre de l'ingéniering de l'électricité et de gaz CEEG puis le conseil d'administration du groupe SONELGAZ de l'importance d'investir dans ce projet.

Bibliographie

[1] Documentation du groupe SONELGAZ , PR 3 versio 03 du 08 /12/2011

[2] O .COUTARD UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE L'ACCÈS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES D'INTERCONNEXION

[3] M. Angel FONTELA GARCIA : Interaction frs réseaux de transport et de distribution en présence des réseaux décentralisée

[4] : ABB Review: FACTS – solutions to power flow control & stability problems. Sweden: ABB Power Systems AB, 1999, 16 p. et Documentation du groupe SONELGAZ

[5] R. Sweeney: The specification and control of the phase shifting transformers for the enhanced interconnection between Northern Ireland and the republic of Ireland ; CIGRE 2002 Session 14-118

[6] K.ALCHIKH HAMOUD « Modélisation des grands systèmes interconnectés »

[7] Communication deLABARHOCINE, REKIKBADRI, BOUNAYAKAMEL,KELAIAMOUNIASAMIRA: Transformer Diagnosis Based on Coupled Circuits Method Modelling54 2009

[8] Publication deLABAR HOCINE, REKIKBADRI, BOUNAYAKAMEL,KELAIAMOUNIASAMIRA: Transformer DiagnosisBased On TwoLowFrequenciesWaveforms43 (2012) 358–363

[9]P.Hurlet « L'expérience française en matière de transformateur déphaseur »

[10] SONELGAZ «Documentations propre a l'entreprise ». Maj Décembre 2015

[13] Alain SCHENK « Thèse :Surveillance Continue des Transformateur de puissance par Réseaux Neurones Auto-Organisés» Lausanne, EPFL

2001.

[14] SCHFFER «Thèse :Diagnostic des machines asynchrones : modèles et outils paramétriques dédiés a la simulation et à la détection de défauts». Doctorat _1999.universite de Nante France.

[15] B.Rekik,YGuhairia « Rapport de stage de fin d'étude » réalisé aux ATC _I.S.P.A.T ANNABA .Mars 2005.

[16] : Archives de statistiques de la centrale de Nangbéto

[17] : Documentation officielle GRTE (SONELGAZ) : Conduit SPTE : contrôle et Analyse de la sécurité du réseau de transport de l'électricité . MAJ Sepembre 2015

[18]D. Guezgouz. «Thèse : Contribution à la modélisation du réseau électrique domestique en vue de la caractérisation du canal depropagation CPL». Doctorat Université François Rabelais - Tours.

[19] G. ANGENIEUX. Lignes de transmission en régime harmonique et transitoire. 01juillet 2009.