

N° Ordre...../FHC/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Présenté par

ALIANE MOHAMED EL-AMINE

ABDELALI MILOUD

Filière : Hydrocarbures
Option : Electricité Industrielle

Thème

**La maintenance conditionnelle des transformateurs
de puissance de la centrale de LARBAA**

Devant le jury :

HAMADACHE	Mohamed	MCB	UMBB	Président
KHELIFI	Fateh	MAA	UMBB	Examineur
CHALAH	Samira	MAB	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Automatisation des Procédés et Electrification
Filière : Hydrocarbures
Option : Electricité Industrielle

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**La maintenance conditionnelle des transformateurs
de puissance de la centrale de LARBAA**

Présenté par :
ABDELALI MILOUD
ALIANE MOHAMED EL-AMINE


Avis favorable de l'encadreur :
CHALAH Samira signature

Avis favorable du Président du jury
Nom Prénom Signature
HAMADACHE Mohamed

Cachet et signature

Remerciement

Nous adressons notre remerciement à notre encadreur Mme. CHALAH pour sa grande disponibilité et ses encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire, nous tenons à remercier notamment l'ingénieur Mr Nabil YAHYAOUÏ pour son aide précieuse et sa patience. Enfin nous adressons notre remerciement à notre Chère parents et nous amis qui nous ont soutenus et encouragé tout au long de ce travail.



Dédicace

Je dédie ce mémoire à :

➤ Mes parents :

Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

- Mes frères et sœur qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.
- Mme CHALAH et Mr Nabil YAHYAOUÏ qui étaient toujours là pour m'aider.
- Mes chers amis et mes amis de promo 2015/2016



Amine



Dédicaces

Que ce travail témoigne de mes respects :

A mes parents : Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études.

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux. Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

*A la mémoire de mes grands parents **MOUSSA, KADDOUR**, ma grande mère **Salma**.*

*A **Henna REZZAGGA**.*

A mes sœurs, mes frères, mes nièces et mes neveux.

*A la famille **ABDELALI** et **ROUDI**. Ils vont trouver ici l'expression de mes sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien qu'ils n'ont cessé de me porter.*

A tous mes professeurs : Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs témoigner mon profond respect et ma loyale considération. A tous mes amis : Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

Miloud

Résumé

Dans ces dernières années ; les transformateurs de puissance jouent un rôle très important dans le système de transport de l'énergie électrique, telle que les réseaux très haute tension, haute tension, moyenne et basse tension. Notre travail consiste à étudier la maintenance préventive conditionnelle de ces appareils par l'analyse physico-chimique d'huile minérale isolante qui s'appelle « RAM. OIL » utilisée dans ces transformateurs Pour cela nous avons effectuait des essais dans le laboratoire de la centrale de production d'électricité de LARBAA où on a mesuré les paramètres suivants : la tension de claquage à une température de 20°C et la viscosité cinématique à 40°C, et nous avons pris l'historique d'analyse d'huile faite par la centrale pour l'étudier. Ainsi que de l'analyse thermographique effectuée pour faire connaitre l'état thermique de ces appareils.

Abstract

In these last years, the high voltage transformers play a big role in the power system transportation. Such as the high voltage, mains and low voltage. Our work consists to study the conditional preventive maintenance of those devices with physicochemical properties of this oil who named « RAM.OIL » used in those devices. For that, some of the assays were performed in the laboratory of the power plant generation LARBAA such as Discharge voltage at 20°C and Cinematic Viscosity at 40°C, and we took the historic oil analysis made by the center to study. Moreover, thermal analyses were measured to know the thermal state of those devices.

ملخص

تلعب محولات الطاقة في السنوات الاخيرة دورا هاما في انظمة شبكات نقل الطاقة الكهربائية مثل الشبكات ذات التوتر الجد العالي، المتوسط، والضعيف. تتركز هذه الأطروحة على دراسة الصيانة الاستباقية الاشتراطية لهذه المحولات عن طريق التحليل الفيزيو-كيميائي للزيت المعدني العازل المسمى بـ «RAM.OIL».

المستعملون في هذه الدراسة. ومن هذا المنطلق قمنا بعمل بعض التجارب في المختبر التابع لمركز انتاج الطاقة الكهربائية بالأربعاء حيث المعالم المدروسة هي توتر الانهيار لهذا الزيت عند درجة حرارة 20 مئوية ولزوجة الزيت عند 40 درجة مئوية، وقمنا أيضا بأخذ التحاليل السابقة للزيت لدراستها. بالإضافة إلى دراسة التحليل الحراري لمعرفة الحالة الحرارية لهذه المحولات.

Table des matières

Introduction générale

I Chapitre I Présentation de l'entreprise

I.1	Introduction.....	3
I.2	Présentation de la Société Algérienne de Production de l'Electricité SPE	3
I.2.1	Historique de l'Entreprise SPE.....	3
I.2.2	Missions et attributions	4
I.2.3	Organisation de SPE	4
I.3	Présentation de la centrale électrique de LARBAA.....	5
I.3.1	L'historique de la central.....	5
I.3.2	Position géographique.....	6
I.3.3	Organigramme	7
I.4	Composition de la centrale	9
I.4.1	Station de détente du gaz.....	9
I.4.2	Station de stockage fioul	10
I.4.3	Turbine à gaz	10
I.4.4	Equipements électriques.....	13
I.4.5	Salle de commande	16
I.5	Conclusion	17

II Chapitre II description du transformateur de puissance

II.1	Introduction.....	18
II.2	Définition et principe de fonctionnement du transformateur.....	18
II.2.1	Définition.....	18
II.2.2	Principe de fonctionnement général	18
II.3	Construction d'un transformateur de puissance.....	20
II.3.1	Circuit magnétique (noyau)	20
II.3.2	Enroulements	22
II.3.3	Isolation	22
II.3.4	Cuve.....	24
II.3.5	Système de refroidissement	24

II.3.6	Régleur hors tension	27
II.3.7	Conservateur d'huile	28
II.3.8	Traversées	28
II.3.9	Huile	28
II.3.10	Cycle de peinture.....	29
II.4	Conclusion	29

III Chapitre III maintenance conditionnelle des transformateurs de puissance

III.1	Introduction.....	30
III.2	Maintenance	30
III.2.1	Définition	30
III.2.2	La maintenance corrective	30
III.2.3	Maintenance préventive.....	30
III.3	Contrôle des huiles isolantes pour Transformateur de puissance	31
III.3.1	Choix de l'huile.....	31
III.3.2	Analyse de l'huile (physico-chimiques)	31
III.3.3	Echantillonnage.....	32
III.3.4	Caractéristiques à analyser physico-chimiques	32
III.4	Analyses thermographique de transformateur	35
III.4.1	Méthode utilisées	35
III.4.2	L'infrarouge	36
III.4.3	La caméra thermique	36
III.4.4	Principe de fonctionnement de la caméra infrarouge.....	37
III.4.5	Techniques de mesure thermographique FLIR T640.....	38
III.5	Défauts des transformateurs de puissance	39
III.5.1	Le défaut d'isolement	39
III.5.2	Court-circuit entre spires	40
III.5.3	Les décharges partielles.....	40
III.5.4	Point chaud régleur.....	40
III.5.5	Surtensions.....	41
III.5.6	Fuite d'huile.....	41
III.6	Conclusion	41

IV Chapitre IV Mesures et résultats

IV.1	Introduction.....	42
IV.2	L'analyse thermographique	42
IV.2.1	Les résultats de l'analyse thermographique.....	43
IV.3	Les analyses d'huile diélectrique « physico-chimique ».....	57
IV.3.1	La tension de claquage	58
IV.3.2	La viscosité	60
IV.3.3	Historique d'analyses de l'huile RA.M.IOL.YMR/L.A.....	62
IV.3.4	Les graphes des analysés d'huile	66
IV.4	Conclusion	70

Conclusion générale

Bibliographie

Annexe

Liste des tableaux

Chapitre I Présentation de l'entreprise

Tableau I.1 paramètres de site de la centrale de LARBAA	7
---	---

Chapitre II Description du transformateur de puissance

Tableau II.1 paramètres standards d'huile RA.M.OIL TRW/L-A	29
--	----

Chapitre III Maintenance conditionnelle des transformateurs de puissance

Tableau III.1 La périodicité des analyses et leur normes	35
--	----

Chapitre IV Mesures et résultats

Tableau IV.1 mesures et paramètres.....	46
Tableau IV.2 mesures et paramètres.....	47
Tableau IV.3 mesures et paramètres.....	48
Tableau IV.4 mesures et paramètres.....	50
Tableau IV.5 mesures et paramètres.....	51
Tableau IV.6 mesures et paramètres.....	52
Tableau IV.7 mesures et paramètres.....	55
Tableau IV.8 mesures et paramètres.....	56
Tableau IV.9 mesures et paramètres.....	57
Tableau IV.10 les résultats des essais de tension de claquage	59
Tableau IV.11 les résultats des essais de la viscosité (ANNEX B).....	61
Tableau IV.12 l'huile transformateur principale N°1	62
Tableau IV.13 l'huile transformateur principale N°2	63
Tableau IV.14 l'huile transformateur principale N°3	64
Tableau IV.15 l'huile transformateur principale N°4	65
Tableau IV.9 mesures et paramètres.....	57

Liste des figures

Chapitre I Présentation de l'entreprise

Figure I.1 la centrale électrique LARBAA.....	5
Figure I.2 Les dates de couplage des groupes de la centrale.....	6
Figure I.3 Présentation de la centrale de L'ARBAA (Géographique).....	6
Figure I.4 les différents secteurs de la centrale.....	8
Figure I.5 station de détente du gaz.....	9
Figure I.6 turbine à gaz avec générateur.....	11
Figure I.7 la turbine à gaz avec générateur.....	12
Figure I.8 diagramme de raccordement thermique.....	12
Figure I.9 Schémas électrique du central de LARBAA.....	13
Figure I.10 alternateur de la centrale de LARBAA.....	14
Figure I.11 deux groupes électrogènes de secours.....	16

Chapitre II Description du transformateur de puissance

Figure II.1 Schéma de l'intérieur d'un transformateur triphasé.....	19
Figure II.2 Coupe d'un transformateur de puissance.....	20
Figure II.3 Présentation des différents types de circuit magnétique.....	21
Figure II.4 disposition classique des enroulements d'un transformateur autour de son noyau magnétique.....	22
Figure II.5 Exemple d'un système d'isolation typique avec des barrières en papier séparées par de l'huile.....	23
Figure II.6 aéroréfrigérants.....	25
Figure II.7 Radiateurs sur un transformateur.....	25
Figure II.8 transformateur à l'huile.....	25
Figure II.9 transformateur sec.....	26
Figure II.10 Schéma d'un régleur hors tension.....	27

Chapitre III Maintenance conditionnelle des transformateurs de puissance

Figure III.1 le spectre électromagnétique.....	36
Figure III.2 la caméra infrarouge.....	37
Figure III.3 Décharges partielles sur des cales.....	40

Chapitre IV Mesures et résultats

Figure IV.1 caméra infrarouge FLIR T640	42
Figure IV.2 Interface logiciel FLIR TOOL	43
Figure IV.3 transformateur principal du groupe N°2.....	44
Figure IV.4 les gaines coaxiales MT du groupe N°2.....	44
Figure IV.5 les points de connexion HT du groupe N°2.....	45
Figure IV.6 transformateur principal groupe N°2	45
Figure IV.7 les gaines coaxiales MT	46
Figure IV.8 les points de connexion HT	47
Figure IV.9 transformateur principal du groupe N°3.....	48
Figure IV.10 les gaines coaxiales MT du groupe N°3.....	49
Figure IV.11 les points de connexion HT du groupe N°3.....	49
Figure IV.12 transformateur principale groupe N°3.....	50
Figure IV.13 les gaines coaxiales MT.....	51
Figure IV.14 les points de connexion HT	52
Figure IV.15 transformateur principal du groupe N°4.....	53
Figure IV.16 les gaines coaxiales MT du groupe N°4.....	53
Figure IV.17 les points de connexion HT du groupe N°4.....	54
Figure IV.18 transformateur principal groupe N°4	54
Figure IV.19 les gaines coaxiales MT.....	55
Figure IV.20 les points de connexion HT	56
Figure IV.21 les échantillons d'huile des quatre TP.....	57
Figure IV.22 spintermètre BAUR OIL TESTER DTA.....	58
Figure IV.23 la cuve (cellule).....	58
Figure IV.24 graphe de tension de claquage	59
Figure IV.25 le viscosimètre LAUDA iVisc	60
Figure IV.26 logiciel « LAUDA iVisc ».....	61
Figure IV.27 la rigidité diélectrique en fonction du temps des quatre TP	66
Figure IV.28 la tension de claquage en fonction du temps des quatre TP	67
Figure IV.29 l'acidité totale en fonction du temps des quatre TP	68
Figure IV.30 teneur en eau en fonction du temps des quatre TP.....	69

Introduction générale

Introduction générale

Les transformateurs sont des éléments cruciaux dans le système de transport de l'énergie électrique. Ce sont les maillons critiques d'adaptation entre deux réseaux de tensions différentes.

Un transformateur défaillant conduit à des situations parfois très lourdes en conséquences : techniques, financières, commerciales, environnementales. D'où la nécessité de détecter et d'identifier le défaut dès sa naissance. Du moment que le prix du transformateur est trop élevé à supporter. Un prélèvement simple de l'huile diélectrique ou une analyse thermographie peut procurer généralement plus d'assurance lors de son exploitation, en donnant des informations précieuses sur son état et sa condition qui empêche sûrement des pannes souvent coûteuses liées à une interruption prolongée dans l'alimentation électrique; il serait préférable donc de suivre l'évolution et les tendances tirées des informations apportées par l'analyse effectuées sur son huile diélectrique et son état thermique.

L' analyses physico-chimique, est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. Elle permet, d'identifier l'existence des défauts ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement d'huile minérale.

Parmi ces analyses ; on tirera les paramètres de l'acidité, de la teneur en eau et de la viscosité d'huile. Et on tire aussi les paramètres dynamiques qui sont défini par la tension de calquage ainsi que la rigidité diélectrique.

Par contre, la thermographie sert à mettre en évidence, par l'intermédiaire d'une caméra thermographique infra rouge, tout échauffement anormal lié au mauvais serrage, au mauvais sertissage de cosse, au sous-dimensionnement, à l'oxydation des contacts ou au déséquilibre de phase.

L'objectif de ce travail est de surveiller les transformateurs de puissance en service par la détection et l'identification des défauts en se basant sur les techniques des analyses physico-chimiques et les analyses thermographiques.

Pour ce fait, notre mémoire est subdivisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre a pour objectif de présenter généralement la centrale de production de l'énergie électrique de LARBAA, notamment sa situation géographique, sa capacité de production ainsi que son impact sur l'économie national. On va décrire aussi le fonctionnement générale, la constitution et quelque statique ont été données, pour cette centrale thermique.

Le second chapitre concerne une étude bibliographique portant sur les différents types, les composants et le principe de fonctionnement général du transformateur de puissance.

Les techniques de diagnostic des transformateurs de puissance via l'utilisation de l'huile minérale par les analyses physico-chimiques et via l'analyse thermographique seront présentées dans le troisième chapitre.

La présentation expérimentale et les résultats de l'analyse d'huile et l'analyse thermographique adopté fait l'objet du quatrième chapitre, dans lequel la procédure de déterminer des paramètres de l'analyse physico-chimique d'huile et la procédure de capter les photos thermiques du transformateur de puissance est détaillée en vue des expériences faites dans la centrale.

Avec une exposition des résultats obtenus avec ses discussions et interprétations en fin de chapitre.

A la fin, nous terminons notre mémoire par une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

Chapitre I

Présentation de l'entreprise

Chapitre I

Présentation de l'entreprise

I.1 Introduction

Une centrale électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité. Ces centrales électriques alimentent en électricité, au moyen du réseau électrique, les consommateurs (particuliers ou industriels).

La production de l'énergie électrique est assurée par la conversion d'une énergie primaire en énergie électrique. Ces énergie primaire peuvent être fossiles tels que (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou renouvelables comme l'énergie photovoltaïque, solaire, biomasse...etc.

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'entreprise SPE et la centrale électrique de LARBAA où on a effectué notre stage.

I.2 Présentation de la Société Algérienne de Production de l'Electricité SPE

La SPE est considéré comme étant l'acteur principal et historique sur la scène Nationale de la production de l'électricité, la SPE dispose du plus grand parc de production avec 9351 MW en 2013 installés, ce qui lui confère une position du premier opérateur sur le réseau interconnecté.

Elle est présente sur tout le territoire national, de la plus petite agglomération aux confins du désert, aux grands centres urbains du nord.

La SPE comprend trois Pôles de Production Turbine à Vapeur, Turbine à Gaz et cycle combinée.

I.2.1 Historique de l'Entreprise SPE

La date de la création de SONALGAZ et leurs filiales jusqu'à présent :

- 1969 : Création de SONELGAZ.
- 1998 : Création de la Direction de Production de l'Electricité DPE.
- 2002 : La loi sur l'Electricité qui ouvre le marché à la concurrence et donne naissance à SONELGAZ Spa.
- 2004 : Création de la société SONELGAZ Production d'Electricité SPE filiale de SONELGAZ

- 2009 : Changement de dénomination : Société Algérienne de Production de l'Electricité SPE.

I.2.2 Missions et attributions

La Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE) a pour mission la production d'électricité répondant aux exigences de disponibilité, fiabilité, sécurité et protection de l'environnement. Elle est également chargée de commercialiser l'électricité produite. La SPE, met en œuvre un vaste programme de réhabilitation et de développement de son parc de production. Elle ambitionne de demeurer l'opérateur dominant en matière de fourniture de l'énergie électrique. Son programme de développement est orienté vers l'augmentation :

- De la capacité de production,
- La disponibilité des groupes de production,
- De la fiabilité des groupes de production.

I.2.3 Organisation de SPE

La société SPE est constituée de :

- Un niveau Central : chargé de la politique générale d'investissement, de maintenance, d'exploitation, de commercialisation et de développement des Ressources Humaines. Il coordonne les activités des Pôles de production.
- Trois Pôles de production : trois (03) Pôles turbine à vapeur (TV) /turbine à gaz (TG) disposant de patrimoine propre et dotés d'une large autonomie de gestion. Ils regroupent des unités et des groupements répartis à travers le territoire national.

La puissance installée du parc de la SPE est 9351 MW en 2013 contre 8 438 MW en 2009 soit une hausse de 913 MW principalement due au renforcement des capacités installées dans plusieurs régions du pays.

En ce qui concerne l'énergie produite :

En 1990 ; l'énergie électrique produite par la SPE était 16.10 TWh .Avec la construction des nouvelles centrales électriques en 2000 ; la production atteint près de 25.21 TWh.

On a marqué Une production de 24,24 TWh en 2010. Les valeurs de la production ont augmenté de 51.22 à 57.40 TWh en 2011 et 2012 respectivement.

I.3 Présentation de la centrale électrique de LARBAA



Figure I.1 la centrale électrique LARBAA

I.3.1 L'historique de la central

La centrale de l'ARBAA est d'une puissance de 560 MW bornes usine (4 x 140 MW à 35°C conditions site) est constituée de quatre groupes turbines à gaz type V94.2 ANSALDO.

Ces groupes sont installés à l'intérieur d'une salle des machines ventilée et insonorisée.

La turbine de la centrale de LARBAA fonctionne au gaz naturel considéré comme combustible principal et au gasoil étant combustible de secours, et cela avec la possibilité de passage de fonctionnement d'un combustible à l'autre en mode automatique.

La centrale est dotée de moyens technologiques lui permettant de fonctionner dans le respect des normes en matière de préservation de l'environnement.

Cette centrale s'inscrit dans le cadre d'un plan d'urgence initié par SONELGAZ en Juillet 2006 pour l'implantation de nouveaux moyens de Production d'Electricité d'une capacité totale de 2000 MW environ.

La centrale de LARBAA est destinée à répondre aux impératifs suivants :

- Faire face à la demande grandiose en énergie électrique dans la région.
- Assurer un appoint au réseau général interconnecté du pays.

La centrale est dotée de plusieurs équipements lui permettant de fonctionner en mode télé-réglage.

La mise en service des groupes c'est effectuée comme le montre la figure I.2 :

Dates des premiers couplages	
Couplage du Groupe N°1	15/07/2009
Couplage du Groupe N°2	09/08/2009
Couplage du Groupe N°3	17/09/2009
Couplage du Groupe N°4	30/10/2009

Figure I.2 Les dates de couplage des groupes de la centrale.

I.3.2 Position géographique

- ▶ La centrale turbines à gaz de L'ARBAA est implantée dans la localité de BELOUADI à environ 04 kilomètres au Nord du chef-lieu de la daïra de L'ARBAA, wilaya de Blida et à 08 kilomètres au sud de la commune des Eucalyptus, Wilaya d'Alger.
- ▶ La superficie du terrain servant d'assiette pour l'implantation de la centrale est de 5.4 hectares dont 04 hectares sont acquises auprès des EAC (Exploitations agricoles communes) et 1.4 hectares fait partie de l'assiette du poste 220/60 KV.
- ▶ Ce site a été choisi en raison de sa proximité du poste d'évacuation d'énergie électrique et du gazoduc SONATRACH alimentant la capitale et ses environs, passant près de la ville des Eucalyptus.



Figure I.3 Présentation de la centrale de L'ARBAA (Géographique)

Les paramètres du site de LARBAA

Les différents paramètres du site de la centrale de LARBAA sont illustres par le tableau ci-dessous :

Paramètres	Valeur	Unité
Température Max	45.6	°C
Température Min	-2.2	°C
Température Moyenne	35	°C
Altitude	60	m
Humidité relative	75	%

Tableau I.1 paramètres de site de la centrale de LARBAA, [1]

I.3.3 Organigramme

- **Secrétaire de direction**

Ce service s'occupe du pointage, de la gestion et de toutes les tâches administratives nécessaires.

- **Direction HSE**

Elle a pour le but de contrôle, l'organisation et le maintien d'un haut niveau de sécurité du personnel et des biens. Le développement de la sécurité est la principale tâche du secteur HSE.

- **Système d'information**

Elle a pour l'objectif de la gestion, le développement et la maintenance de l'outil informatique dans toute la centrale.

- **Division Technique**

Elle a comme mission la planification, le développement, l'organisation et la mise en œuvre d'une capacité de production répondant aux besoins de la consommation.

- **Division production**

Elle a pour le but de planification, le développement, l'organisation et la mise en œuvre des services techniques opérationnels et l'intervention sur toutes les installations de la centrale.

- **Service ressources humaines**

Son rôle est l'organisation et le contrôle des activités de la centrale du coté recrutement, formation, gestion du personnel, prestations sociales, activités culturelles et administration générale.

- **Subdivision finances comptabilités**

Sa tâche est la prestation des services de trésorerie, de comptabilité générale et de la gestion.

Les différents secteurs de la centrale électrique de LARBAA sont illustrés par la figure I.3

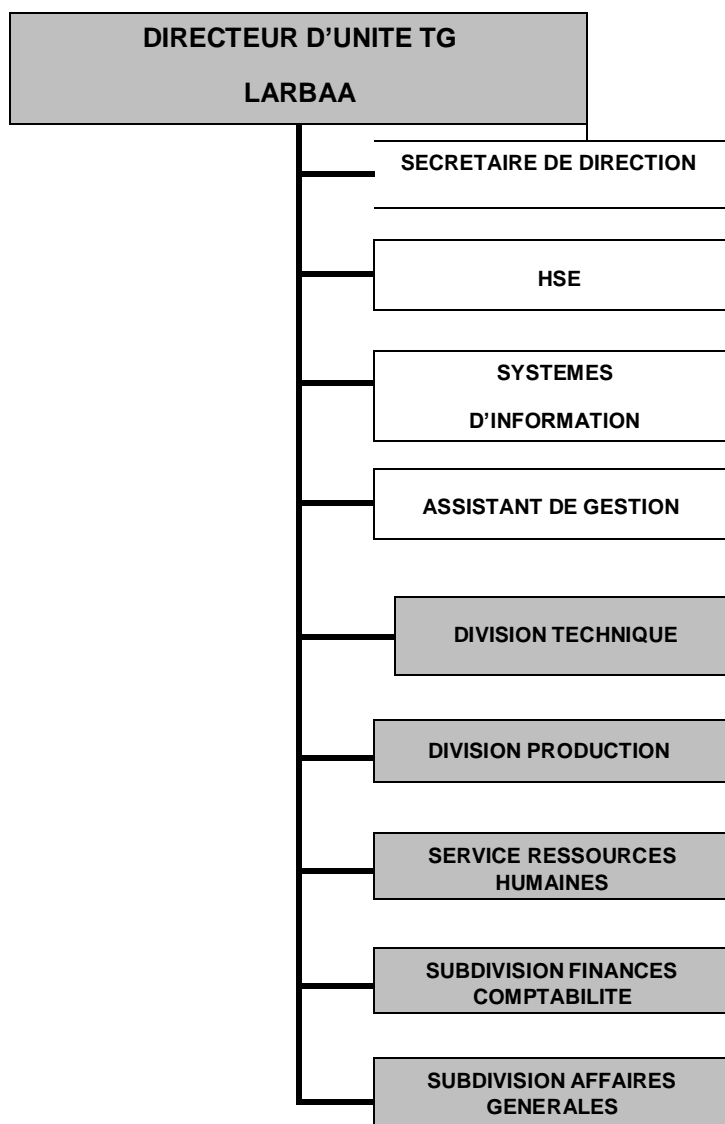


Figura I.4 les différents secteurs de la centrale.

I.4 Composition de la centrale

I.4.1 Station de détente du gaz

❖ Description du système

Le gaz arrive directement vers une station de traitement et de détente avec une grande pression, 50 bar à peu près. Il passe par différentes étape de traitement :

- D'abord le gaz passe par un filtre ou il est nettoyé de toutes les impuretés qui peuvent nuire à la chambre à combustion et à la turbine ou même à l'environnement. Parmi ces impuretés on peut citer la gazoline, qui a une forme liquide. Ce dernier est évacué vers un réservoir ou il est stocké avant d'être traité et jeté.
- On doit réchauffer le gaz avant de le détendre. Le gaz naturel gèle à une température assez basse, on doit éviter qu'il gèle dans les canalisations, ce qui pourrait causer de graves dégâts matériels.
- Détente du gaz, la pression est abaissée à 22.5 bar. Après le système de traitement le gaz est dirigé vers les 4 groupes de la station grâce à 4 rampes. Deux rampes qui travaillent en temps normal et deux autres en cas de défaillance des deux premiers.

Chaque groupe à sa propre station de traitement du gaz combustible, dans une autre station le gaz est filtré de nouveau pour s'assurer de sa pureté avant d'être pulvérisé dans les chambres à combustion.

Le débit de gaz est contrôlé grâce à des vannes automatiques pour assurer le débit de gaz nécessaire pour la production de la puissance demandée par le réseau. La vitesse de rotation de l'alternateur étant 3000 rpm, la puissance électrique produite est en fonction du couple fournie à la turbine seulement.



Figure I.5 station de détente du gaz.

❖ Sécurité

En cas de défaillance, la station de traitement du gaz présente une grande source de danger pour cela, elle est munie de plusieurs systèmes de protection.

On met des capteurs qui mesurent la pression du gaz à différents niveaux de la tuyauterie, On doit toujours s'assurer que le système de détente fonctionne et que le gaz arrive a 22.5 bar vers la chambre à combustion.

Le poste de gaz est protégé par des détecteurs de fuite gaz et par des détecteurs d'incendie du type UV/IR.

Les systèmes de mesure susceptibles de panne sont dotés d'un "**By-pass**" c'est à dire une canalisation de contournement qui permet d'alimenter la station pendant la maintenance. Dans le cas d'un incendie ou une maintenance générale on a des conduites d'évacuation du gaz pour vider le système. On injecte aussi du gaz inerte qui est **l'azote N2** pour pousser le gaz naturel hors de la tuyauterie.

On doit aussi surveiller le niveau de gazoline dans la citerne, il ne doit pas dépasser un certain niveau.

❖ Corrosion

On doit protéger la tuyauterie contre la corrosion. On sait que la corrosion est due à l'oxydation du métal, autrement dit, il perd des électrons. Pour inverser cette réaction, on utilise une protection cathodique avec la méthode à courant imposé, On place des anodes connectées à un générateur de courant continu.

Cependant il faut isoler la canalisation de la station de l'extérieur grâce à un joint isolant.

I.4.2 Station de stockage fioul

Son rôle est d'assurer le fonctionnement de la centrale en cas de l'absence du gaz naturel ; on trouve 4 citernes de réserves du gasoil à 9000m³.

I.4.3 Turbine à gaz

Les turbines à gaz sont des machines à un arbre et à une garniture.

Elles sont aptes à actionner les générateurs dans les centrales à charge de base et à charge maximale continue et pour les applications de transmission mécanique. Elles peuvent être utilisées dans les cycles combinés gaz-vapeur et pour le chauffage à distance. Elles peuvent brûler les combustibles liquides, tels que les fiouls légers ou lourds ou les fiouls gazeux avec des pouvoirs calorifiques différents, tels que le gaz naturel ou le gaz de haut-fourneau.

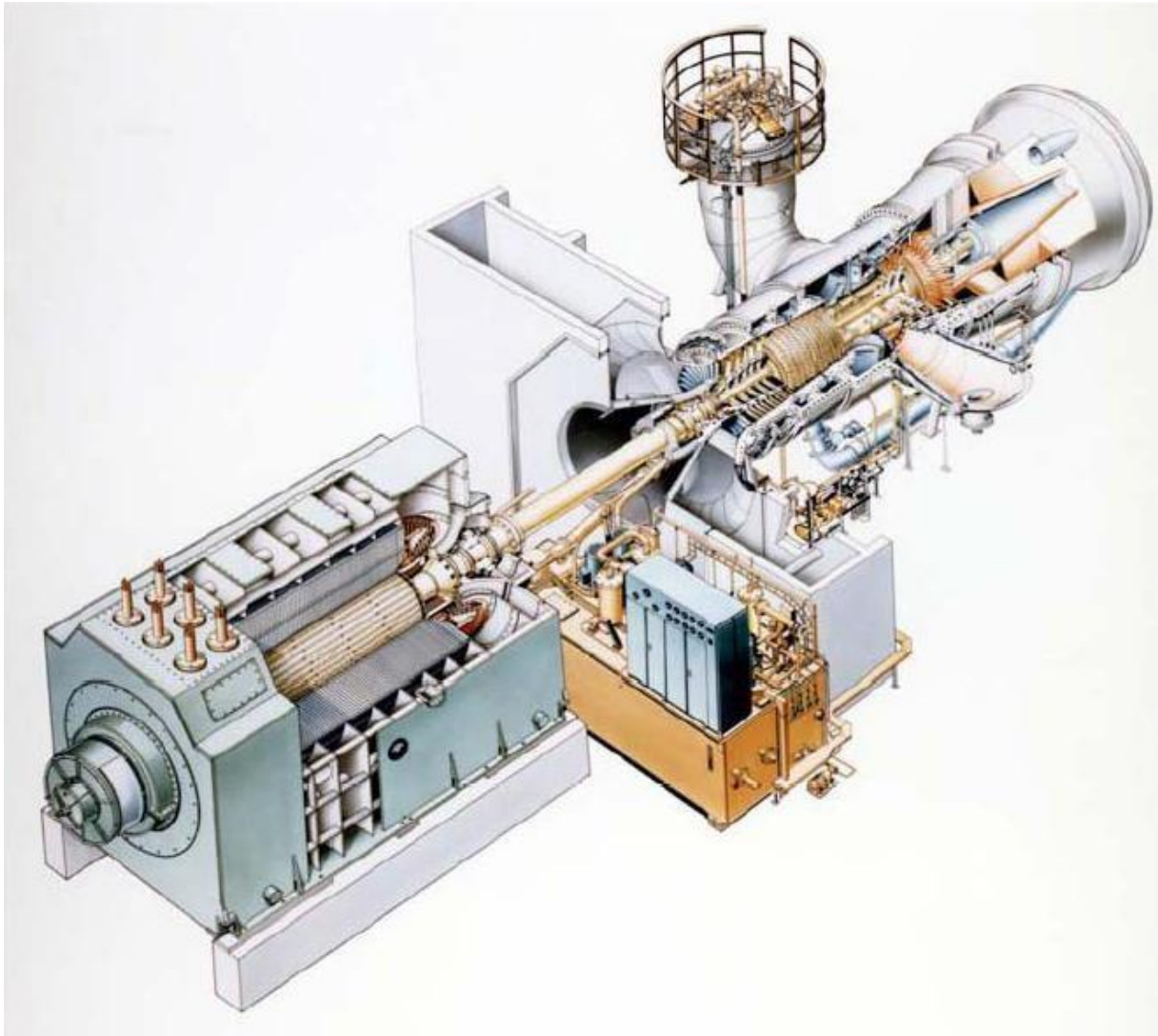


Figure I.6 turbine à gaz avec générateur

❖ **Principe de fonctionnement**

La figure **I.7** représente une unité de la turbine à gaz qui est formée des composants principaux suivants :

1. Générateur ;
2. Réservoir d'huile avec montage ;
3. Structure d'admission ;
4. Compresseur ;
5. Chambre à combustion ;
6. Turbine ;
7. Diffuseur de turbocompresseur.

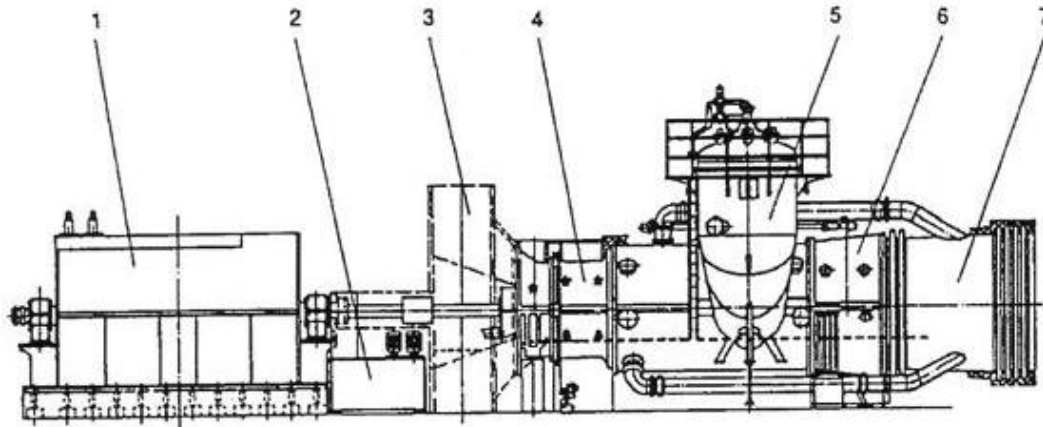


Figure I.7 la turbine à gaz avec générateur.

La turbine à gaz utilise l'air en tant que flux de travail qui est prélevé et comprimé par le compresseur (4).

Le combustible est ajouté et brûlé dans la chambre à combustion (5) pour chauffer l'air à la température d'entrée de la turbine. Le gaz chaud est amplifié à la pression atmosphérique dans la turbine (6).

Le gaz d'échappement sort de la turbine à travers le diffuseur de turbocompresseur (7) et il est déchargé vers la cheminée ou les composants de l'installation en aval en cas de centrales électriques à cycle combiné.

La production utile est disponible à l'accouplement côté compresseur pour actionner le générateur (1).

La figure I.8 ci-dessous représente un schéma simplifié de la turbine à gaz

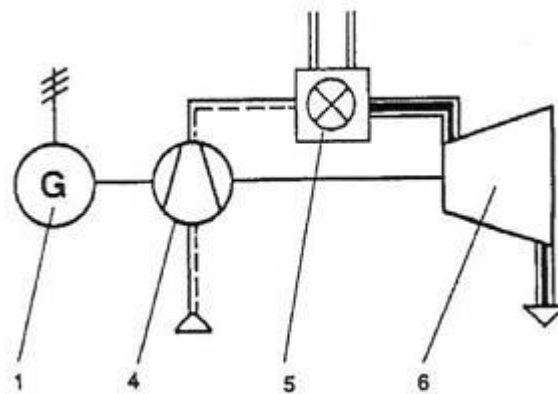


Figure I.8 diagramme de raccordement thermique

I.4.4 Equipements électriques

Le schéma électrique général de la centrale électrique de LARBAA est illustré par la figure ci-dessous :

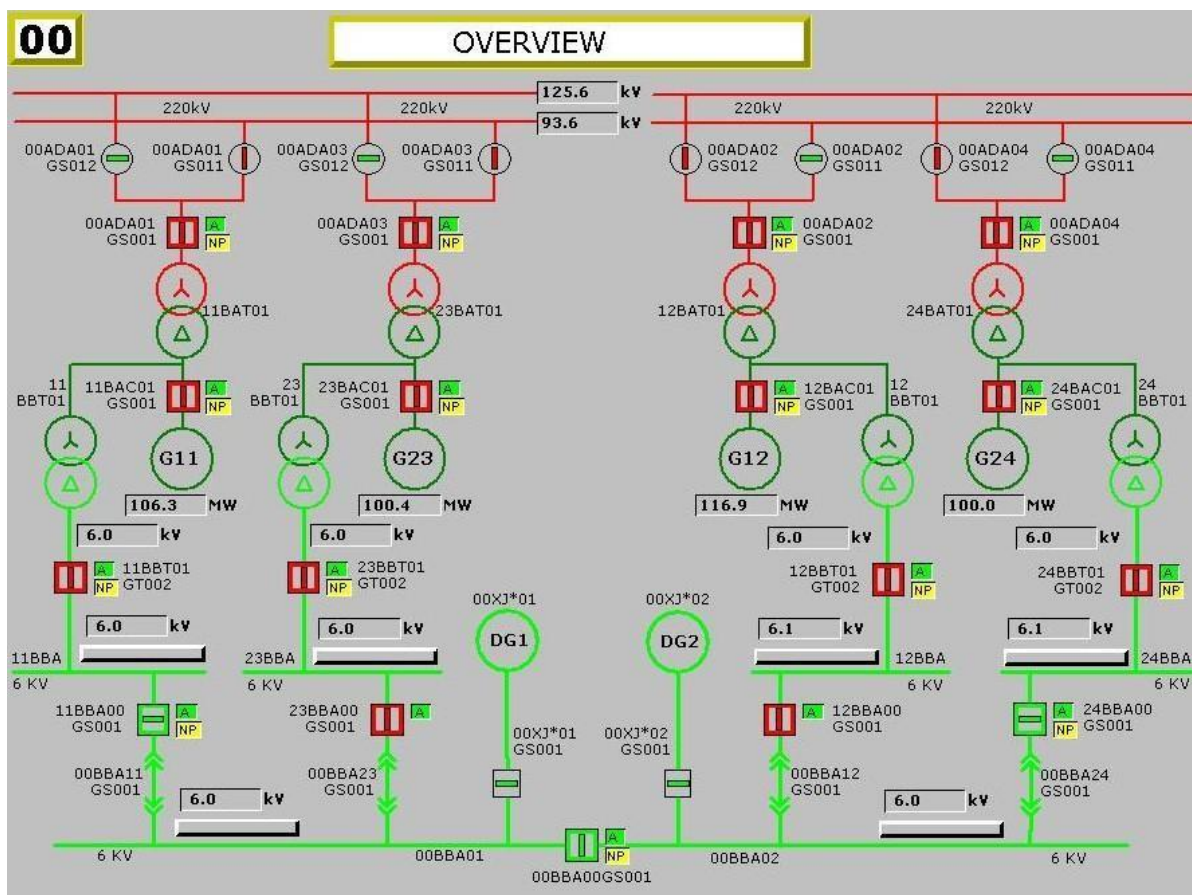


Figure I.9 Schémas électrique du central de LARBAA.

I.4.4.1 Les alternateurs

Comme dit précédemment la centrale est équipée de 4 groupes, chaque groupe est équipé d'un alternateur synchrone 15.5kV 140MW. L'excitation des machine ce fait grâce a un système automatisé, alimenté directement du réseau grâce a un transformateur abaisseur et un redresseur a thyristors. Les alternateurs sont déposés dans des capotages comme protection. La centrale dispose aussi d'un système hydraulique de refroidissement.

Le rotor de l'alternateur repose sur des paliers. Quand le groupe s'arrête on passe par l'étape de virage, où le rotor est soulevé par la pompe de soulèvement grâce à des jets d'huile pour éviter les frottements avec les paliers.

Pendant le virage le rotor tourne à une vitesse très faible pour dégager la chaleur, mais aussi pour maintenir son équilibre et éviter une déformation qui peut causer des vibrations pendant le fonctionnement.

- Excitation statique

L'alternateur est équipé d'un système d'excitation statique. Les bagues collectrices et les balais transmettent le courant d'excitation issu du système d'excitation statique placé à l'extérieur, à l'enroulement de champ en rotation. Les bagues collectrices sont situées sur une extension de l'arbre à l'extrémité opposée à la turbine à gaz. Les colliers porte-balais ainsi que l'enveloppe associée sont montés sur la base. L'assemblage est conçu pour permettre le changement des balais pendant la marche. Les bornes du stator sont placées sur la partie supérieure (3 pour les entrées de phases) et sur la partie inférieure (3 pour le neutre) de la carcasse de l'alternateur. Elles sont reliées à l'enroulement du stator par des barres de cuivre flexibles qui permettent la dilatation thermique.



Figure I.10 alternateur de la centrale de LARBAA

I.4.4.2 Transformateurs

On trouve cinq (05) transformateurs pour chaque groupe de la centrale de LARBAA :

❖ Transformateur Principal

Chaque groupe de la centrale est relié au réseau grâce à son propre TP (transformateur de puissance), il permet d'élever la tension de 150 KV à 220 KV qui est la tension du réseau de transport.

Ce transformateur dispose de plusieurs protections :

- Indicateur de niveau huile.
- Relais bucholz.
- Collecteur de gaz.

- Essecheur.
- Dispositif relevé gaz et humidité.
- Thermomètre a cadran.
- Thermomètre de bobine.
- Thermorésistantes dans le fer.
- Thermorésistantes huile.
- Soupape de sécurité.

Ainsi qu'un système anti-incendie composé de plusieurs capteurs déposés tout autour du transformateur, à la moindre anomalie le système s'enclenche, asperge le transformateur avec de l'eau pour éteindre le feu.

Du côté de l'alternateur, la sortie se fait grâce à des gaines coaxiales, du fait que le courant peut atteindre des valeurs très grandes en sortie de l'alternateur.

❖ **Transformateur de soutirage**

Ce transformateur permet d'abaisser la tension (15,5kV/6kV) en alimentant le reste des équipements de la centrale à travers 3 autres transformateurs. On remarque que la somme des indices horaires de ce transformateur avec celui du Transformateur Principal doit être nulle.

❖ **Transformateur d'excitation**

C'est un transformateur avec deux secondaires, un en triangle et l'autre en étoile mais avec le même rapport de transformation, le premier secondaire est déphasé de 6 par rapport à l'autre, ce qui nous permettra d'avoir un système hexa phase en entrée du redresseur à thyristor. Avec un système hexa phase on peut améliorer le facteur de puissance du redresseur, et obtenir ainsi une tension avec un taux d'actuation très faible.

❖ **Transformateur 6kV-380kV**

Ce transformateur permet d'alimenter tout ce qui est équipements et cartes électroniques. Ce système est doté de batteries de secours car il doit rester en marche même si la centrale est déconnectée du réseau et les groupes en arrêt, en effet c'est lui qui s'occupe du démarrage du groupe.

❖ **Transformateur de démarrage statique :**

L'alimentation du démarreur statique est prise d'un transformateur triphasé en MT/MT avec le primaire connecté à une ligne auxiliaire 6 kV de centrale, et le secondaire à un seul enroulement et deux sorties (6 phases) de 2×1550 V

Type à sec, isolé en résine (enroulement primaire englobé et secondaire imprégné)

Le transformateur est dimensionné pour le cycle de charge prévu pendant les démarrages.

I.4.4.3 Groupes électrogènes de secours

La centrale dispose de deux groupes électrogènes de secours qui permettent d'alimenter la centrale en cas de panne générale ou un black-out par exemple. Ils peuvent aussi lancer la procédure de Black-star pour démarrer la centrale sur un réseau mort. Ces alternateurs sont connectés au transformateur de soutirage.



Figure I.11 deux groupes électrogènes de secours

I.4.5 Salle de commande

Le démarrage des quatre groupes s'effectue à partir de la salle de commande commune, avec la possibilité de lancer Chaque groupe à partir de sa propre salle de commande locale.

La supervision de l'ensemble des équipements est exécutée depuis la salle de commande commune.

❖ Système de démarrage

Le démarrage d'un groupe est effectué grâce à un variateur de fréquence et il se fait en 3 étapes :

1. fonctionner la machine en moteur, tout en faisant varier la fréquence. L'alternateur va entrainer la turbine jusqu'à une vitesse de 2100tr/min.

2. couper l'alimentation de la machine (excitation aussi) et on fait tourner la turbine grâce au cycle thermique jusqu'à 3000tr/min ;

3. relancer l'excitation, l'automate va s'occuper de réguler l'excitation, de synchroniser et de coupler l'alternateur au réseau ;

La procédure de démarrage est effectuée par un automate lequel ce qui la rend encore plus rapide, en effet c'est un des avantages de la centrale à turbine à gaz.

❖ **Protection de l'alternateur**

Il y a dans la centrale un automate pour veiller sur la sécurité de la machine, cette dernière est entourée de plusieurs capteurs pour détecter toutes les pannes possibles :

- Vibration : Elles peuvent être très néfastes pour la machine ainsi que sur la qualité de l'énergie en sortie, elle sont généralement dues à un déséquilibre mécanique.
- Température : On ne doit pas laisser le groupe en marche en cas de surchauffe.
- Survitesse : La vitesse influe sur la fréquence de générateur, la survitesse est généralement due à une chute rapide sur la demande d'énergie (déconnexion de charge).
- Surintensité : La machine ne doit pas dépasser le régime nominal imposé par le constructeur.

I.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la centrale de production d'électricité de LARBAA où une description et quelques statiques ont été données et qui ont montré le rôle stratégique de cette centrale tant au niveau national.

Le prochain chapitre sera consacré à l'étude théorique des transformateurs de puissance de cette centrale afin de déterminer leur composant et leur principe de fonctionnement.

Chapitre II

Description du transformateur de puissance

Chapitre II

Description du transformateur de puissance

II.1 Introduction

Le transformateur permet de transférer de l'énergie (sous forme alternative) d'une source à une charge, tout en modifiant la valeur de la tension. La tension peut être soit augmentée ou abaissée selon l'utilisation voulue. Le changement d'un niveau de tension à un autre se fait par l'effet d'un champ magnétique.

Nous pouvant trouver plusieurs types de transformateurs ; y'a le transformateur de courant, transformateur de mesure, transformateur d'isolement, autotransformateur et le transformateur de puissance, ce dernier sera l'objet de ce chapitre.

II.2 Définition et principe de fonctionnement du transformateur

II.2.1 Définition

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Selon la commission électrotechnique internationale CEI : «Le transformateur est un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique », [1]. Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques. Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag.

II.2.2 Principe de fonctionnement général

Le courant alternatif qui circule dans l'enroulement primaire génère un flux magnétique variable dans le noyau. Cette variation de flux induit dans le secondaire un autre courant ou, si le circuit secondaire n'est pas raccordé à un récepteur, y induit une tension.

On dit que le transformateur est à vide quand le circuit secondaire est ouvert. Il ne débite alors aucun courant. L'enroulement primaire se comporte dans ce cas comme une self en courant alternatif, une simple inductance qui s'oppose au passage du courant.

Le transformateur fonctionne en charge quand un récepteur est raccordé à sa sortie. Le courant débité par le secondaire crée alors un champ magnétique opposé au champ produit par le primaire. Il s'ensuit une augmentation du courant dans le primaire et en fin de compte il y a égalité quasi parfaite entre la puissance que génère le secondaire et la puissance consommée par l'enroulement primaire.

En toute rigueur, il y a bien quelques pertes entre la puissance que consomme l'enroulement primaire et celle qui sort du secondaire mais, en théorie du moins, on peut dire que :

$$P_1 = P_2 (1).$$

Les transformateurs ont un très bon rendement, de l'ordre de 99%

Les flux magnétiques produit par les courants primaires et secondaires s'annulent. Le flux généré par une bobine étant proportionnel au courant et au nombre de spires, on peut comprendre que :

$$N_1 \times I_1 = N_2 \times I_2 \quad (2).$$

Rapport de transformation :

$$(1) \Rightarrow U_1 \times I_1 = U_2 \times I_2 \quad \Rightarrow \quad \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

$$(2) \Rightarrow \quad \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad \text{Les tensions sont proportionnelles aux nombres de spires.}$$

Si $N_1 > N_2$ le transformateur est dit élévateur de tension

Si $N_1 < N_2$ il s'agit d'un abaisseur de tension.

C'est le cas de tous les transformateurs que l'on trouve dans les adaptateurs qui rassemblent en un seul bloc une fiche, un petit transformateur et un petit système de redressement.

Un transformateur de puissance comporte généralement un noyau de fer, auquel sont rattachées des tiges, chacune correspondant à l'une des trois phases de transformation (voir figure II.1).

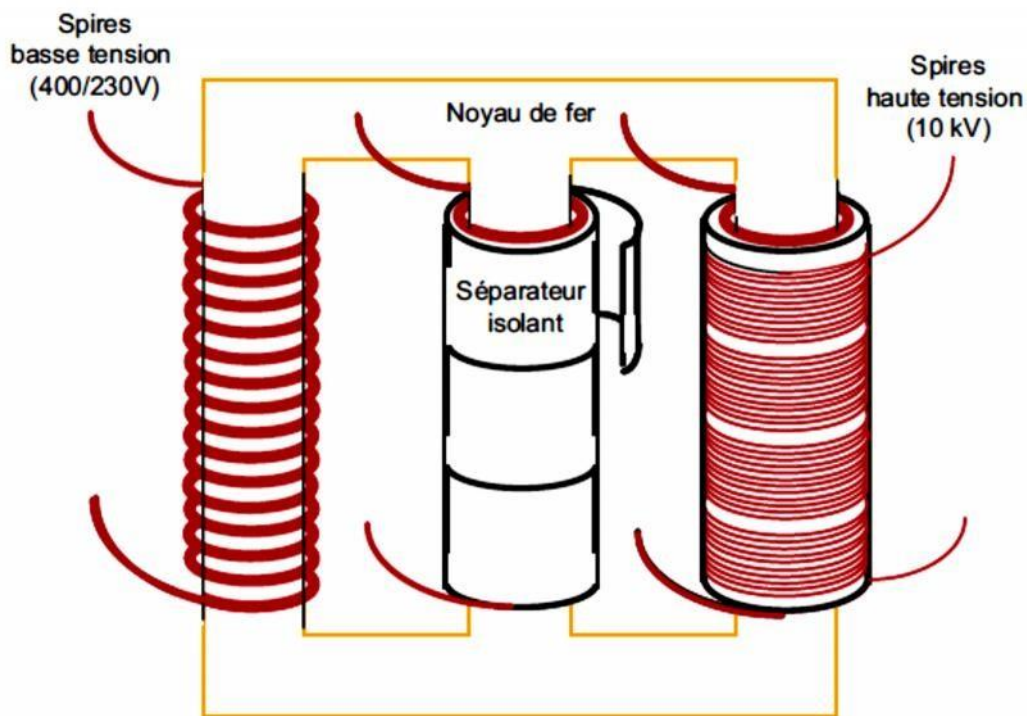


Figure II.1 Schéma de l'intérieur d'un transformateur triphasé.

II.3 Construction d'un transformateur de puissance

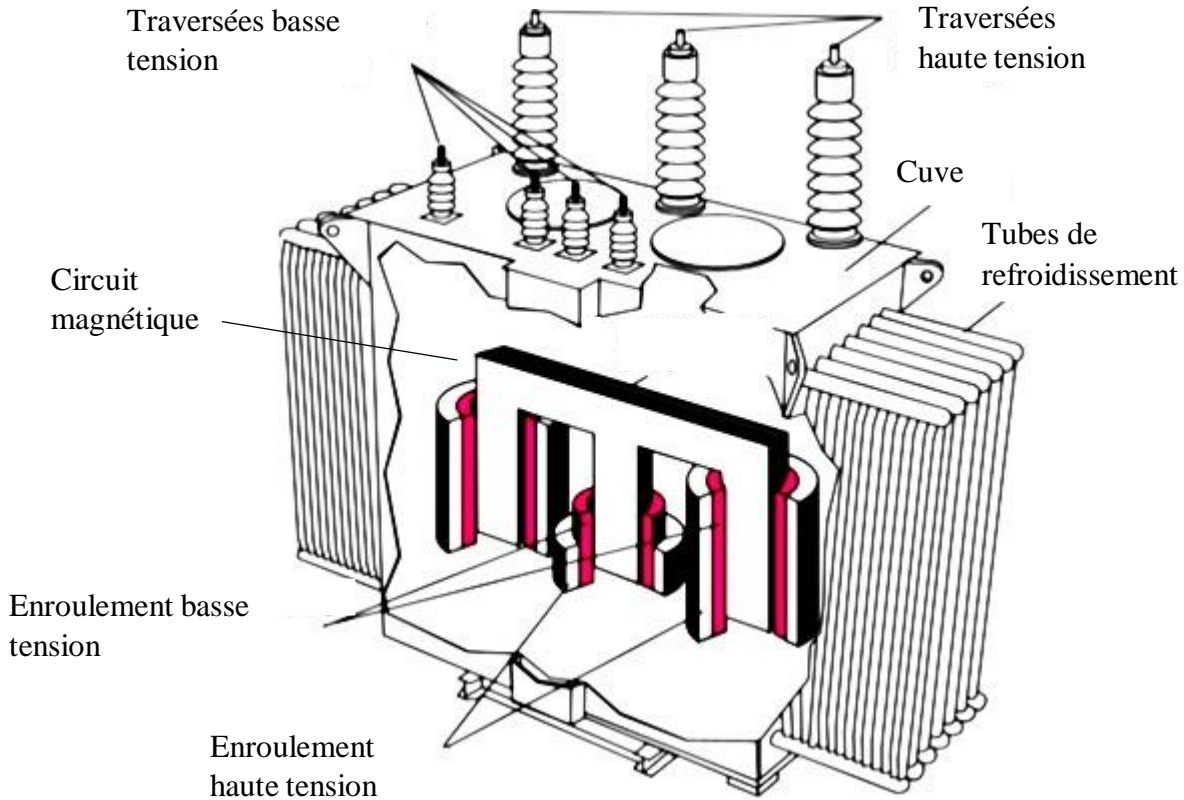


Figure II.2 Coupe d'un transformateur de puissance, [2].

II.3.1 Circuit magnétique (noyau)

Le rôle du noyau est de guider le flux magnétique entre le primaire et le secondaire. La densité du flux doit être aussi haute que possible sans que le noyau entre en saturation. Cela permet de réduire la taille du transformateur et ainsi son prix, [3]. Le champ magnétique a typiquement une valeur comprise entre 1,6 et 1,8 tesla.

Il y a deux types principaux de circuits magnétiques existents :

- Le type à colonnes Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique. Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique, [9].

- Le type cuirassé, dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontale. Le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements, [10].

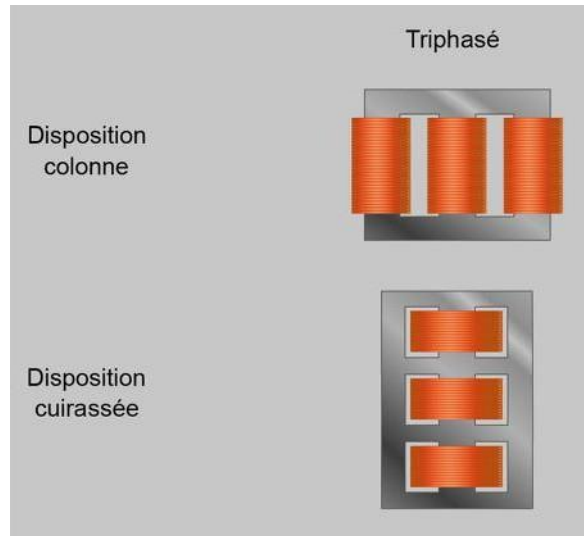


Figure II.3 Présentation des différents types de circuit magnétique, [4].

« Le noyau du transformateur de puissance de la centrale de LARBAA est réalisé avec section circulaire avec marches et lorsque nécessaire avec interposition du canal de refroidissement parallèle au plan de laminage.

Les tôles d'acier magnétiques au silicium laminé à froid, à grains orientés, isolée par une fine couche superficielle inorganique carlite sont de la meilleure qualité.

Les joints sont réalisés pour permettre un passage du flux magnétique par des colonnes aux culasses toujours parallèle à la direction préférentielle de laminage.

Les armatures du noyau particulièrement robustes sont réalisées en acier et douées de mécanismes d'enregistrement pour la compression des enroulements.

Entre les culasses supérieures et inférieures sont interposé des plaques reliées mécaniquement aux armatures afin d'éviter que les tôles soient sollicités durant le soulèvement du noyau enroulé.

L'isolement des armatures vers les tôles d'acier magnétiques est obtenu avec l'emploi de feuilles du cartogen.

L'assemblage du noyau est réalisé au moyen des rubans de fibre de verre à base de résine thermodurcissable le long des colonnes, rubans d'acier serrés de fibres isolants le long des culasses et appuis situés aux extrémités des armatures. Il n'y a pas de boulons passants dans le noyau parce qu'ils réduisent les sections effectives de fer.

Le noyau est relié aux armatures et à la terre en un seul point, au moyen d'un conducteur en cuivre.

Des cavaliers en cuivre sont prévus en correspondance des canaux de refroidissement. », [5].

II.3.2 Enroulements

Un enroulement est l'ensemble des spires formant un circuit associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi, [1]. Traditionnellement on appelle l'enroulement qui reçoit la puissance active de la source d'alimentation en service enroulement primaire et celui qui délivre la puissance active à une charge, enroulement secondaire.

Les enroulements sont quasiment toujours réalisés en cuivre, bien qu'on trouve également de l'aluminium pour des raisons de coût dans les transformateurs de faible puissance.

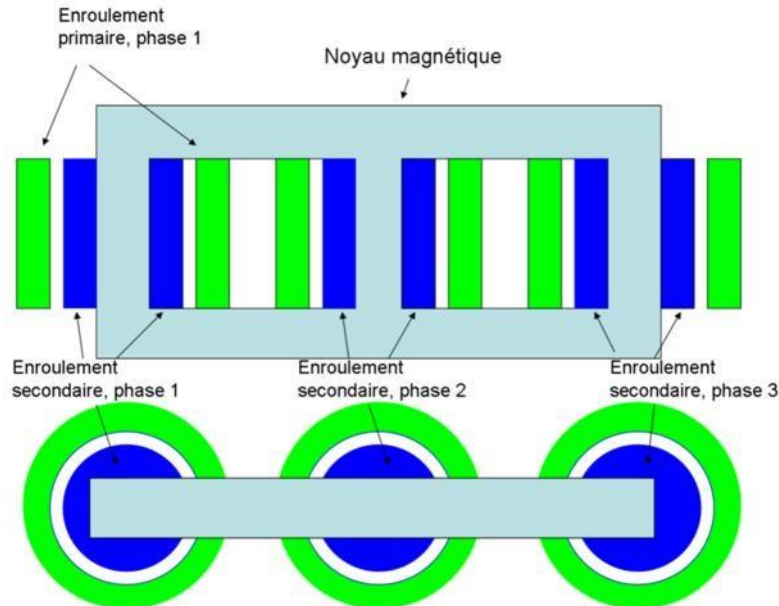


Figure II.4 disposition classique des enroulements d'un transformateur autour de son noyau magnétique.

« Les enroulements du transformateur de puissance de la centrale de LARBAA sont réalisés en cuivre électrolytique isolé avec du papier en pure cellulose en class A (CEI 60076-2).

- Les enroulements de MT sont réalisés à hélice dans conducteur transposée nu en deux couches.
- Des enroulements principaux de HT sont du type à disque enveloppé dans conducteur transposée avec l'entrée de la ligne située à centre de l'enroulement. L'enroulement est réalisé en partie à disque intercalées et en partie à disque continu pour assurer meilleur comportement aux sollicitations diélectriques.

Des enroulements régulation HT sont incorporés dans l'enroulement de HT. », [5].

II.3.3 Isolation

Les enroulements étant soumis à des tensions électriques il faut les isoler pour assurer leur bon fonctionnement et la sécurité des utilisateurs.

Il existe deux type d'isolation sont :

- **Huile minérale**

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huile minérale spécifique. Elle permet l'isolation diélectrique des enroulements entre eux ainsi que le refroidissement du transformateur, [6]. L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur.

- **L'isolation papier**

Il est réalisé à l'aide de couches de papier superposées, imprégnées d'huile puis séchées. Les pores du papier atteignent alors une grande rigidité diélectrique, des pertes diélectriques faibles et un constant diélectrique proche de celle de l'huile. Il est à noter que le papier associé à l'huile a de bien meilleures propriétés diélectriques que le papier ou l'huile séparément, [7].

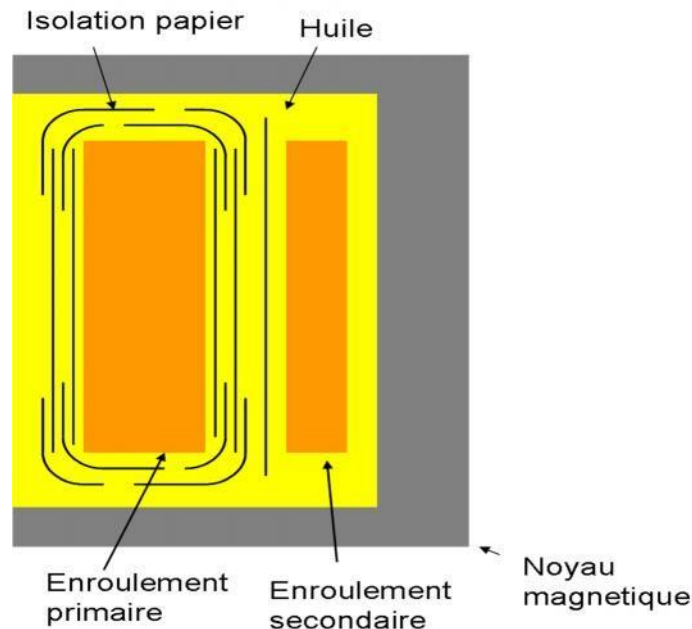


Figure II.5 Exemple d'un système d'isolation typique avec des barrières en papier séparées par de l'huile.

L'isolement de transformateur de la centrale :

« L'isolement radial entre le noyau et les enroulements MT est réalisé par les cylindres de bakelite, alternés à des canaux d'huile.

L'isolement radial entre les enroulements MT et HT est réalisé par des cylindres de cartogen, opportunément distancés entre eux au moyen d'entretoises de façon à réaliser des canaux d'isolation et de refroidissement.

Les entretoises entre ces éléments assurent une libre circulation de l'huile en liaison avec les canaux d'huile des enroulements.

L'isolement entre les enroulements et les culasses est obtenu, par des colliers isolant insérés d'entretoises qui assurent la libre circulation de l'huile en liaison avec les canaux d'huile axiaux. », [5].

II.3.4 Cuve

Les cuves des transformateurs sont faites de tôles d'acier. Elles doivent pouvoir résister aux forces exercées lors du transport du transformateur. Leur couvercle est amovible et scellé grâce à des boulons ou une soudure. Il est incliné d'au moins 1° afin d'évacuer les eaux de pluie. Et de garantir l'étanchéité ; des joints en caoutchouc synthétique sont utilisés.

L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point. Par ailleurs, pour résister aux conditions extérieures les cuves sont peintes à l'aide d'un revêtement résistant à la corrosion, [3].

« La cuve du de transformateur de centrale de LARBAA, du type à cloche, est réalisé en tôles d'acier soudées et renforcées pour permettre le soulèvement en exercice du transformateur avec huile sans présenter des pertes de huile et/ou déformations permanentes Le cuve, ainsi structurée, peut supporter un vide absolu à la pression de 1 kg/cm² sur le fond ou aux valeurs de la spécifique technique de SONELGAZ.

Les joints sont en caoutchouc synthétique résistant à l'huile chaude et sont situés en places qui empêchent une compression excessive des joints mêmes.

La cuve et le couvercle sont projetés de façon à ne pas présenter des zones externes où l'eau puisse se recueillir ou des poches internes où l'huile demeure retenue quand on vide la cuve ; la forme du couvercle est faite pour faciliter l'afflux vers le relais BUCHHOLZ des gaz qui pourraient éventuellement se libérer à l'intérieur du transformateur. », [5].

II.3.5 Système de refroidissement

Selon le type de refroidissement on peut distinguer deux types de transformateur :

- les transformateurs à l'huile (figure **II.8**).
- les transformateurs secs (figure **II.9**).

Dans les transformateurs de puissance immergés dans l'huile, le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes, vers une source froide à laquelle il abandonne des calories, [2].

Celle-ci peut être :

- Directement la surface de la cuve pour les petites puissances.
- Des aéroréfrigérants (figure **II.6**) qui sont constitués de nombreux tubes à ailettes ventilés.
- Des radiateurs (figure **II.7**) permettant un échange par convection naturelle avec l'air ambiant.
- Des hydro réfrigérants forçant un échange avec un circuit d'eau séparé.



Figure II.6 aéroréfrigérants.

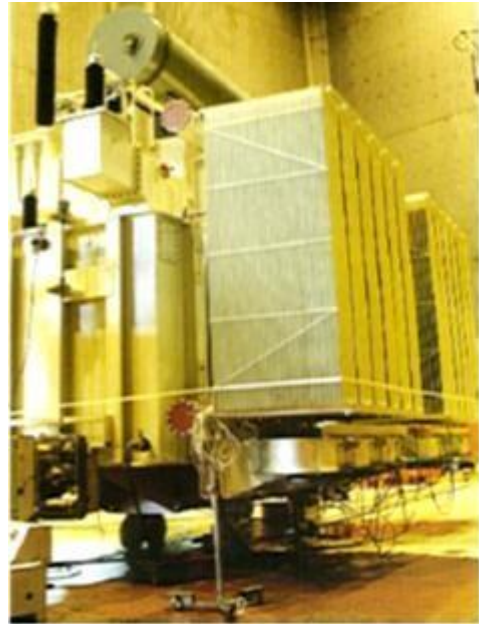


Figure II.7 Radiateurs sur un transformateur.



Figure II.8 transformateur à l'huile.



Figure II.9 transformateur sec.

Il existe deux type de système du refroidissement dans le transformateur de puissance de la centrale de LARBAA sont :

- Le refroidissement ONAN : à circulation naturelle de l'huile et de l'air pour le fonctionnement à 114 MVA. Les radiateurs sont constitués de tubes soudés entre deux collecteurs d'extrémité reliés à la caisse avec des vannes d'isolement pour une rapide substitution des radiateurs. Chacun d'eux comprend bouchons de soufflage et de vidange, [5].
- Le refroidissement ONAF est à circulation naturelle de l'huile et forcée de l'air pour le fonctionnement à 190 MVA. Le mouvement forcé de l'air est garanti par la présence de électro-ventilateur actionnés d'un ou plus éléments sensibles à différents conditions de fonctionnement (thermostat) Les appareillages de contrôle et protection sont logées dans une armoire montée sur la même paroi de la caisse sur laquelle il est monté l'armoire de commande, [5].

II.3.6 Régleur hors tension

Le changeur de prises permet au transformateur de faire varier son rapport de conversion en jouant sur la valeur de l'inductance de ses enroulements (au primaire ou au secondaire). Cela permet de régler le niveau de tension du réseau électrique, [3].

Sur la Figure II.10 On observe le schéma simplifié d'un régleur hors tension de cinq prises en série sur l'enroulement considéré. Dans la figure ci-dessous la troisième prise est en service, [2].

Ces appareils relativement simples, sont généralement peu manipulés, comportent typiquement trois à sept prises, et permettent de s'adapter à la tension du réseau si celle-ci change notablement durant la vie du transformateur.

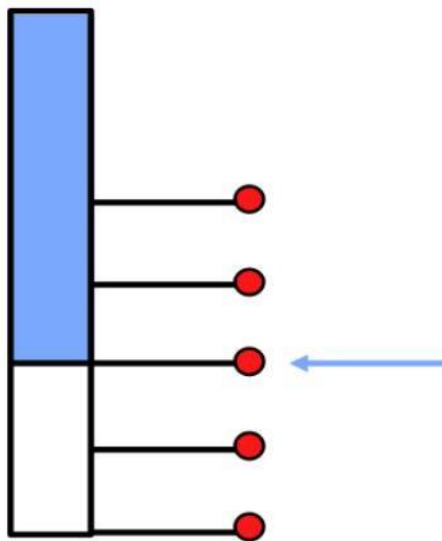


Figure II.10 Schéma d'un régleur hors tension

Ces changeurs de prises hors tension sont souvent installés sur des transformateurs de sortie de centrale, des autotransformateurs d'interconnexion de forte puissance ou sur les transformateurs de distribution.

Dans le transformateur de puissance de la centrale de LARBAA « La régulation de la tension de HT se produit pour moyen du changeur de prises à manœuvrer à transformateur sans énergie (sans courant et sans tension).

Le transformateur à la puissance constante pour chaque prise du changeur de prises.

Le changeur de prises est manouvrant avec une commande manuelle rapportée à hauteur d'homme. », [5].

II.3.7 Conservateur d'huile

Le conservateur est un réservoir d'huile surplombant le transformateur. La température de l'huile n'étant pas constante : elle dépend de la température extérieure et de la charge du transformateur, elle se dilate plus ou moins selon les circonstances. Ainsi une augmentation de la température de 100 °C entraîne une augmentation du volume d'huile de l'ordre de 7 à 10 %, [6]. Il est donc nécessaire en cas de forte température de stocker le surplus, dans le cas des transformateurs dit « respirant » ce rôle est rempli par le conservateur.

Le conservateur d'huile du transformateur de puissance de la centrale de LARBAA est « d'acier adapté pour supporter la pression extérieure durant le traitement sous vide et à valeurs de pression comme la cuve.

Chaque partie à l'extrémité extirpable pour les opérations de nettoyage. », [5].

II.3.8 Traversées

Les traversées permettent de lier les enroulements du transformateur aux lignes électriques sans risque de décharge électrique entre les phases et la cuve du transformateur qui est à la terre, [3].

Les traversées utilisées dans le transformateur de puissance de la centrale de LARBAA :

Les traversées HT et NHT sont Huile-Aire du type à condensateur en papier de cellulose avec prise facteur de puissance. Selon STANDARD CEI 60137.

Les traversées MT sont Huile-Aire du type à condensateur en papier de résine ils sont selon STANDARD CEI 60137.

II.3.9 Huile

L'huile utilisée par la centrale de LARBAA pour le transformateur de puissance est de type non inhibé nommée « RA.M.OIL TRW/L-A » selon STANDARD CEI 60296.

Toutes les composantes qui viennent à contact avec l'huile sont compatibles avec lui.

L'absence de PCB et de soufre corrosif est garantie.

Les huiles pour transformateurs RA.M.OIL offrent une résistance diélectrique élevée, un haut niveau d'isolement et un haut point d'éclair en assurant ainsi la sécurité des équipements à haut voltage.

Standards typiques :

	Gravité Spécifique	Viscosité	Point Eclair	Point D'écoulement	Pertes diélectriques	Tension de claquage
	20 C° (Kg/m)	40 °C (cSt)	°C	°C	90 C° (Tan δ)	KV
	max	max	min	max	max	Avant/après
TRW/L-A	895	12	135	-40	0,005	30/70
	ASTM D 1298	ASTM D 445	ASTM D 93	ASTM D 97	IEC 60247	IEC 60156

Tableau II.1 paramètres standards d'huile RA.M.OIL TRW/L-A, [11].

II.3.10 Cycle de peinture

La peinture des transformateurs est réalisée selon Spécification MEGA 1077.

Les radiateurs sont galvanisés et peints selon Spécification MEGA 1015.

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons décrit le principe de fonctionnement et la constitution de transformateur de puissance en particulier transformateur principale de la centrale de LARBAA. La plaque signalétique des différentes données de ce transformateur principal sont données dans l'annexe A.

Après avoir vu les différents composants du transformateur ainsi que son principe de fonctionnement, la maintenance conditionnelle est nécessaire pour ce dernier à fin de garantir un bon fonctionnement et un meilleur rendement, qui fera l'objet du troisième chapitre.

Chapitre III

Maintenance conditionnelle des transformateurs de puissance

Chapitre III

Maintenance conditionnelle des transformateurs de puissance

III.1 Introduction

Le transformateur de puissance est un élément à investissement lourd dans une installation électrique ; sa fiabilité n'affecte pas seulement la disponibilité d'énergie électrique, mais aussi la fiabilité de tout le système électrique. Par exemple : le défaut d'un transformateur de puissance peut laisser des milliers de maisons sans électricité.

Le diagnostic de cet appareil via l'analyse d'huile et l'analyse thermographie qui s'inscrit dans la philosophie de la maintenance conditionnelle, est un outil de surveillance préventive très efficace pour prédire l'état et les défauts naissants qui peuvent parvenir durant son exploitation.

III.2 Maintenance

III.2.1 Définition

« Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise » norme (NF EN 13306 X60-319, juin 2001)

La maintenance se décompose en deux domaines :

- Préventive : qui sera décomposée en une maintenance systématique ou conditionnelle.
- Corrective : qui sera appliquée d'urgence ou en différé.

III.2.2 La maintenance corrective

Elle consiste à remettre un équipement défaillant en un état lui permettant d'accomplir sa mission soit par réparation, soit par réglage, soit par remplacement des parties défaillantes.

III.2.3 Maintenance préventive

Elle consiste à veiller à ce que l'équipement garde son état normal de fonctionnement en s'assurant du suivi des performances de fiabilité et de sécurité.

Elle peut prendre deux formes différentes :

III.2.3.1 Maintenance systématique

Elle consiste à intervenir sur l'équipement à des dates et instants fixés selon un planning préétabli dans lequel, on se réfère surtout au constructeur et ses préconisations.

Ce type de pratique de la maintenance est avantageux par le fait que :

- Les interventions sont programmées en accord avec la production.
- Le coût de chaque intervention est connu, donc la gestion financière du service maintenance est facilitée.

III.2.3.2 Maintenance conditionnelle

C'est une maintenance préventive subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic, information donnée par un capteur...). elle est conçue pour aider à déterminer l'état de l'équipement en service afin de prédire quand l'entretien doit être effectué. Elle exige, néanmoins, un équipement sophistiqué et un personnel spécialisé.

Il existe deux types de contrôle :

- Contrôle des huiles isolantes : Les analyses d'huile **RAM.OIL** constituent l'outil principal de diagnostic de l'état d'un transformateur.
- Contrôle des connexions de puissance : Inspection par thermographie des connexions haute et basse tensions de puissance pour mettre en évidence un échauffement anormal.

III.3 Contrôle des huiles isolantes pour Transformateur de puissance

III.3.1 Choix de l'huile

Pour assurer une durée de vie correcte d'une huile minérale isolante, lorsque les conditions de son utilisation sont connues, il y a lieu de veiller à faire le bon choix de celle-ci. En effet, un service efficace nécessite la sélection d'une huile ayant les propriétés requises pour l'équipement dans lequel elle sera mise en œuvre. C'est ainsi que dans les gros transformateurs HT à forte charge, dédiés au transport, on requiert des huiles de qualité supérieure répondant à des exigences très sévères. En effet en pareil cas, il faut ajouter aux contraintes électriques, la très grande quantité d'huile mise en œuvre,[11].

III.3.2 Analyse de l'huile (physico-chimiques)

L'huile utilisée contenue dans un transformateur recèle des informations concernant l'état général de ce dernier. Ces informations peuvent devenir accessibles à partir d'analyses. La facilité de prélèvement d'un échantillon d'huile d'un transformateur sans interruption du service s'avère être un moyen indiqué pour des vérifications périodiques en laboratoire. L'analyse d'un échantillon d'huile peut révéler des éléments dits de pré-alerte liés à la dégradation de toute l'isolation comme elle peut donner des informations sur les points chauds, les défauts électriques ou les problèmes impliquant des pièces mécaniques. Toutes les

informations recueillies pourront alors être mises à profit et servir de guide à la mise en œuvre de mesures correctives capables d'éviter des problèmes de plus grande acuité, [12]

III.3.3 Echantillonnage

Le choix d'un échantillon d'huile pour une analyse à des fins de diagnostic est une procédure délicate qui doit être effectuée avec précaution afin d'éviter toute conclusion erronée. En effet des erreurs peuvent mener à des résultats optimistes et masquer ainsi l'imminence d'une avarie alors qu'à l'inverse des résultats trop pessimistes peuvent mener à une interruption injustifiée du service, [13]. Dans les deux cas des surcoûts d'exploitation seront à déplorer. Dans le but de s'assurer de la qualité d'un échantillon d'huile prélevé d'un équipement à tester, il est nécessaire de se conformer à des procédures rigoureuses de prélèvement. Afin de lever toute ambiguïté ou incompréhension entre fabricants et exploitants, les conditions de prélèvement ont été arrêtées par la Commission Electrotechnique Internationale et sont décrites dans la norme CEI 60 475.

III.3.4 Caractéristiques à analyser physico-chimiques

Lorsque l'on procède à l'analyse d'une huile minérale, différentes caractéristiques du produit peuvent être soumises à examen. Nous donnons ici un abrégé des caractéristiques utiles à l'appréciation d'une situation par l'ingénieur en charge de l'entretien des équipements.

Prélèvement d'échantillons d'huile et réalisation des mesures et analyses suivantes :

III.3.4.1 Aspect

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide, [14].

III.3.4.2 Couleur

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service, [14]. Elle renseigne également sur La dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie, [15].

III.3.4.3 Densité

La densité d'une huile doit être assez basse pour qu'en climat froid la glace formée par congélation d'eau libre ne puisse flotter à la surface de l'huile.

III.3.4.4 Tension de claquage

La tension de claquage en courant alternatif est une mesure importante de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique. Cette tension est fortement influencée par la présence d'humidité ou autres impuretés se présentant sous forme de corps étrangers, [16]. Cette tension de claquage doit nécessairement être vérifiée lors du remplissage de la cuve. Par la suite il sera procédé à des vérifications périodiques pour se rendre compte de l'évolution de ce paramètre Norme NF EN 60 156.

Les limites selon la norme :

$U > 170 \text{ KV} : > 50 \text{ KV}$

$72.5 < U \leq 170 \text{ KV} : > 40 \text{ KV}$

$U \leq 72.5 \text{ KV} : > 30 \text{ KV}$

III.3.4.5 La rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique (KV/Cm) est le champ électrique minimal qui provoque le claquage d'un matériau. Le claquage d'un liquide conduit à la décomposition de ses molécules par rupture des liaisons chimiques entre les atomes.

La présence d'eau n'affecte pas la rigidité d'un liquide tant que la concentration reste inférieure entre (50 et 60 %) de la saturation. Par contre, lorsque la teneur en eau dépasse cette valeur, on observe une chute drastique de la tension de claquage. Cette analyse suit la norme NF EN 60 156.

III.3.4.6 L'acidité (indice de neutralisation)

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme NF ISO 6618, une borne huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g). Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile, [17].

Les limites selon la norme CEI 296 :

$U > 170 \text{ KV} : < 0.15 \text{ mg KOH/ g}$

$72.5 < U \leq 170 \text{ KV} : < 0.20 \text{ mg KOH/ g}$

$U \leq 72.5 \text{ KV} : < 0.30 \text{ mg KOH/ g}$

III.3.4.7 Teneur en eau

La présence d'eau dans l'huile affectera la capacité d'isolation de celle-ci. Cependant, il y a lieu de noter que la présence d'humidité dans l'huile renseigne également sur l'état de dégradation des composants celluloseux que sont les papiers participant à l'isolation dans le transformateur. La prise en compte du fait que l'apparition d'eau dans les papiers d'isolation est révélatrice de leur état, nous comprenons mieux l'utilité des tests portant sur des échantillons d'huile prélevés dans des transformateurs en service, [18]." Norme CEI 60 814"

Les limites selon la norme:

$U > 170 \text{ KV} : < 20 \text{ ppm}$

$72.5 < U \leq 170 \text{ KV} : < 30 \text{ ppm}$

$U \leq 72.5 \text{ KV} : < 40 \text{ ppm}$

III.3.4.8 Pertes diélectriques

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique, [17].

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes). Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination des huiles isolantes par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante. Les limites d'après la norme CEI 247 sont :

$U \leq 72,5 \text{ kV} : \quad \tan \delta < 0,50.$

$72,5 \text{ kV} < U \leq 170 \text{ kV} : \quad \tan \delta < 0,40.$

$U > 170 \text{ kV} : \quad \tan \delta < 0,20.$

III.3.4.9 La viscosité

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide, [19]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes.

III.3.4.10 Point d'éclair

Le point d'éclair de l'huile pour transformateur d'après la norme ASTM D 93 doit être élevée, supérieur à 135°C pour des raisons de sécurité. Un dépassement de cette température peut conduire à des incendies voire à des explosions qui peuvent endommager gravement les installations environnantes.

III.3.4.11 Le comptage des particules

Cette analyse consiste à quantifier par leur taille les particules dues à la dégradation des composants internes (papiers, métaux, etc...) et aux influences extérieures (migration des poussières).

La périodicité des analyses

Les différents paramètres d'analyse physico-chimiques d'huile, leurs périodicités et leurs normes sont illustrés par le tableau ci-dessous:

Type de contrôle	périodicité	Normes
aspect	Annuel	CEI 60296
couleur	Semestriel	ASTM D 1500
Masse volumique	Annuel	ISO 3675
Tension de claquage	Trimestriel	NF EN 60 156
La rigidité diélectrique	Annuel	NF EN 60 156
Acidité totale	Annuel	NF ISO 6618
Teneur en eau	Annuel	CEI 60 814
Pertes diélectrique	Annuel	CEI 247
Viscosité cinématique	Trimestriel	NF EN ISO 3104
Point d'éclair	Annuel	ASTM D 93
Le comptage des particules	Annuel	ISO 4406

Tableau III.1 La périodicité des analyses et leur normes

III.4 Analyses thermographique de transformateur

III.4.1 Méthode utilisées

La thermographie ou thermographie infrarouge est une technique permettant d'obtenir une image thermique d'une scène par analyse des infrarouges. L'image obtenue est appelée « thermogramme ».

« La thermographie est la technique permettant d'obtenir, au moyen d'un appareillage approprié, l'image thermique d'une scène observée dans un domaine spectral de l'infrarouge » selon l'Association Française de Normalisation (AFNOR).

Donc, la thermographie infrarouge permet de détecter de nombreux problèmes, dans les réseaux électriques (surtensions), les bâtiments (isolation), les cartes électroniques (échauffement) ou encore en mécanique.

Elle permet la mise en évidence des points chauds qui sont soit à l'origine soit révélateurs de dysfonctionnements.

Avec les caméras thermiques, la chaleur devient visible.

III.4.2 L'infrarouge

Nos yeux sont des détecteurs destinés à capter la lumière visible, c'est à dire la partie visible du spectre électromagnétique. Toutes les autres formes de rayonnement électromagnétique, par exemple l'infrarouge, sont invisibles à nos yeux.

L'existence de l'infrarouge est découverte en 1800 par l'astronome Frederick William Herschel¹. Voulant savoir si la lumière produit des températures différentes selon sa couleur, il utilise un prisme pour diviser un rayon de soleil. Il mesure la température de chaque couleur du spectre, et constate que les températures augmentent du violet au rouge, [20].

Herschel décide alors de mesurer la température juste après la portion rouge du spectre, dans une zone où aucune lumière n'est visible. À sa surprise, il y trouve une température plus élevée encore.

III.4.3 La caméra thermique

Une caméra thermique enregistre l'intensité du rayonnement dans la partie infrarouge du spectre électromagnétique, et la convertit en image visible.

Dans le spectre électromagnétique, l'infrarouge se situe entre le visible et les micro-ondes. La source principale de rayonnement infrarouge est la chaleur, ou rayonnement thermique. Tout objet dont la température est supérieure au zéro absolu ($-273,15\text{ °C}$ ou 0 kelvin) émet un rayonnement dans la plage infrarouge. Même les objets que nous percevons comme très froids, des glaçons par exemple, émettent ce rayonnement, [20].

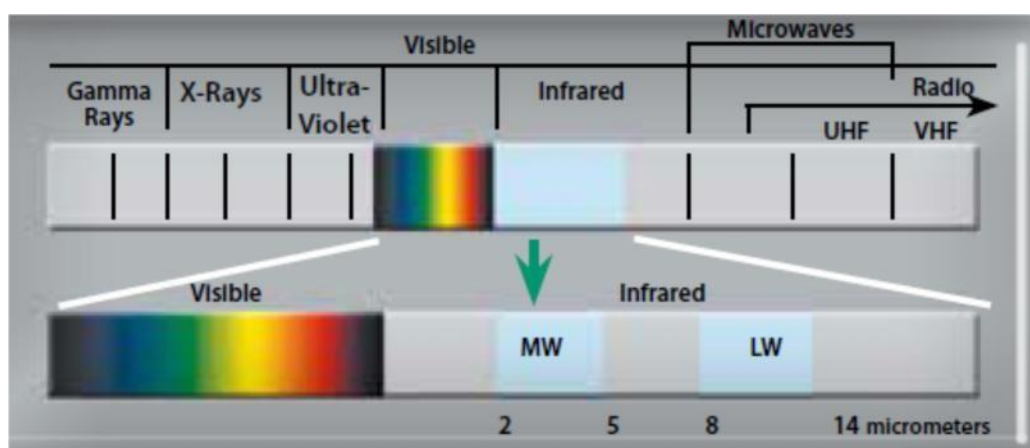


Figure III.1 le spectre électromagnétique.

¹ Un Compositeur Et Astronome Germano-Britannique

Ce rayonnement infrarouge fait partie de la vie de tous les jours. Nous le ressentons sous forme de chaleur en provenance du soleil, du feu ou d'un radiateur. Bien qu'il soit invisible à nos yeux, les nerfs de notre peau le détectent comme de la chaleur. Plus un objet est chaud, plus il émet de rayonnement infrarouge.

III.4.4 Principe de fonctionnement de la caméra infrarouge

L'énergie infrarouge (A) provenant d'un objet est focalisée par l'optique (B) sur un détecteur infrarouge (C). Ce détecteur envoie les informations à la partie électronique du capteur (D) chargée du traitement d'image.

Cette partie électronique convertit les données du détecteur en une image (E) qui peut être observée dans le viseur, ou sur un écran vidéo ou LCD.

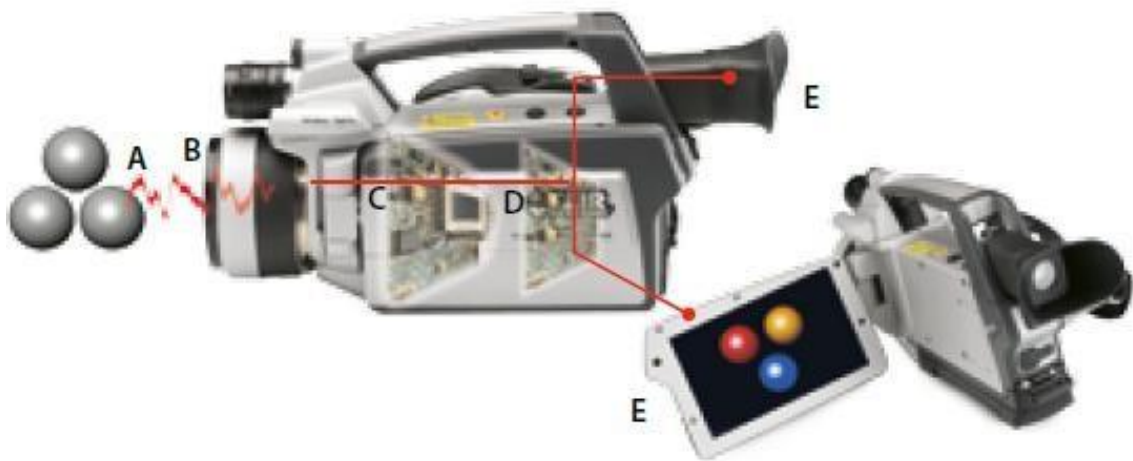


Figure III.2 la caméra infrarouge

L'imagerie thermique consiste à transformer des mesures du rayonnement infrarouge en une image radiométrique, qui permet la lecture des valeurs de température. Ainsi, chaque pixel de l'image radiométrique est une mesure de température. Pour cela, la caméra thermique comporte des algorithmes complexes, [20].

La périodicité d'analyse:

Faire les mesures d'une façon de fréquence continue.

III.4.5 Techniques de mesure thermographique FLIR T640

Introduction

La caméra infrarouge mesure et visualise le rayonnement infrarouge d'un objet. La caméra peut calculer et afficher cette température, car le rayonnement est une fonction de la température de surface des objets.

Cependant, le rayonnement mesuré par la caméra dépend non seulement de la température de l'objet, mais également de l'émissivité. Le rayonnement provenant du milieu environnant est également réfléchi dans l'objet. Le rayonnement émanant de l'objet et le rayonnement réfléchi sont également influencés par l'absorption de l'atmosphère, [21].

Pour mesurer la température avec précision, il est donc nécessaire de compenser les effets des différentes sources de rayonnement. Cela est effectué automatiquement en ligne par la caméra. Les paramètres suivants relatifs à l'objet doivent cependant être fournis à la caméra :

- Emissivité de l'objet
- Température apparente réfléchie
- Distance entre l'objet et la caméra
- Humidité relative
- Température de l'atmosphère

Emissivité :

L'émissivité étant le paramètre le plus important, elle doit être définie avec précision. Elle représente la mesure du rayonnement émis par un objet par rapport à celui émis par un corps noir parfait de même température.

Normalement, l'émissivité des matériaux des objets et des traitements de surface est comprise approximativement entre 0,1 et 0,95. Une surface très polie (miroir) a une émissivité inférieure à 0,1, alors qu'une surface oxydée ou peinte a une émissivité plus élevée. Les peintures à base d'huile, quelle que soit leur couleur dans le spectre visible, ont une émissivité supérieure à 0,9 dans l'infrarouge. La peau humaine a une émissivité comprise entre 0,97 et 0,98, [21].

Les métaux non oxydés représentent un cas extrême d'opacité parfaite et de réflexivité élevée qui ne varient pas beaucoup avec la longueur d'onde. Par conséquent, l'émissivité des métaux est faible : elle n'augmente qu'avec la température. L'émissivité des objets non métalliques tend à être élevée et diminue avec la température.

Remarque :

- Il faut éviter la convection forcée.
- Recherchez un environnement thermiquement stable qui ne génère pas de réflexion de points.
- Utilisez de la bande adhésive de haute qualité non transparent et à haute émissivité.
- Cette méthode part du principe que la température de votre bande adhésive et de la surface de l'échantillon sont identiques. Dans le cas contraire, vos mesures d'émissivité seront faussées.

Température apparente réfléchie

Ce paramètre permet de compenser le rayonnement réfléchi dans l'objet. Si l'émissivité est faible et la température de l'objet relativement éloignée de la température réfléchie, il est important de définir et de compenser correctement la température apparente réfléchie, [21].

Distance

La distance correspond à la distance entre l'objet et l'objectif avant de la caméra. Ce paramètre permet de compenser les deux faits suivants :

- Le rayonnement de la cible est absorbé par l'atmosphère entre l'objet et la caméra.
- Le rayonnement de l'atmosphère elle-même vient s'ajouter aux rayonnements détectés par la caméra.

Humidité relative

La caméra peut également compenser la légère variation du facteur de transmission résultant de l'humidité relative de l'atmosphère. Pour permettre cette compensation, attribuez une valeur correcte à l'humidité relative. Pour les courtes distances et l'humidité normale, la valeur par défaut de l'humidité relative peut être conservée, soit 50 %, [21].

Autres paramètres

En outre, certaines caméras et programmes d'analyse de FLIR Système permettent de compenser les paramètres suivants :

- Température atmosphérique (température moyenne de l'atmosphère entre la caméra et la cible).
- Température optique externe, c'est-à-dire la température des objectifs ou fenêtres externes utilisé(e)s devant la caméra.
- Transmission d'optique externe – c'est-à-dire la transmission des objectifs ou fenêtres externes utilisé(e)s devant la caméra.

III.5 Défauts des transformateurs de puissance

Voici quelques uns des défauts pouvant arriver sur les transformateurs:

III.5.1 Le défaut d'isolement

Le défaut d'isolement de la partie est caractérisé par la perte, ou la très forte diminution, d'isolement d'un circuit électrique par rapport à son environnement, dont il doit être normalement isolé.

Typiquement ce cas est rencontré dans les situations suivantes :

- Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux.
- Amorçage entre la masse (la cuve ou le circuit-magnétique typiquement) et un enroulement, une connexion ou une traversée.

III.5.2 Court-circuit entre spires

Le court-circuit entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement qui devraient être normalement isolées entre elles .

Cela arrive souvent suite à un amorçage diélectrique entre spires entretenu, ou le déchirement du papier isolant suite à une déformation mécanique violente des enroulements.

III.5.3 Les décharges partielles

Les décharges partielles sont un phénomène local de micro décharges dues à une faiblesse de l'isolant. Un exemple entre des cales de bobinages est visible sur la Figure III.3.



Figure III.3 Décharges partielles sur des cales.

III.5.4 Point chaud régleur

Quelques soient leurs marque si les régleurs, en charge comme hors charge, ne sont pas manipulés durant des années ceux-ci peuvent former des points chaud au niveau de leurs prises internes.

Le régleur par construction possède plusieurs prises qui incluent des contacts pour que le courant nominal passe sur chaque position.

Si les positions ne sont jamais passées mécaniquement, ces contacts voyant passer du courant peuvent chauffer anormalement.

Par suite l'huile peut se décomposer et former des points de carbone solide autour du défaut. Dans certains cas le contact peut même être soudé.

III.5.5 Surtensions

Lors de surtensions sur le réseau, comme des chocs de foudre ou de manœuvre de disjoncteurs par exemple, le papier isolant des enroulements peut permettre un amorçage entre spires ou dans la cuve.

Si l'huile est trop acide ou le transformateur a subi de nombreux court-circuit dans sa vie alors ses papiers isolants peuvent être endommagés ou fatigués. Par suite une contrainte électrique trop importante peut dépasser la tenue diélectrique de ces papiers à des endroits critiques, alors un amorçage se formera à cet endroit.

III.5.6 Fuite d'huile

Le transformateur possède de nombreux joints en caoutchouc, typiquement en bas de cuve, à la base des bornes, aux raccords de la réfrigération, etc.

Dans le temps ces joints peuvent se dégrader, se durcir,... et fuir !

Des inspections visuelles régulières de l'état du transformateur avec une maintenance adaptée permettent de s'affranchir des fuites d'huile.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a décrit la maintenance conditionnelle du transformateur de puissance par les analyses physico-chimiques d'huile et les analyses thermographiques, et nous avons parlé sur quelques défauts qui peuvent survenir sur un transformateur.

Dans le prochain chapitre on va parler sur l'étude pratique où on va montrer les mesures effectuées et les leurs résultats.

Chapitre IV

Mesures et résultats

Chapitre IV

Mesures et résultats

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons voir les différents essais sur les transformateurs de puissance principaux de la centrale électrique de LARBAA.

Nous allons contrôler l'échauffement anormal des points chauds et des points froids du transformateur de puissance. Ensuite nous allons faire les analyses physico-chimiques et dynamiques d'huile des transformateurs de type « RA.M.OIL TRW/L-A » au niveau du laboratoire de la centrale électrique de LARBAA.

Le but de ses essais est de déterminer exactement les points des éléments du transformateur endommagé ainsi que l'apparition du défaut dans le transformateur.

IV.2 L'analyse thermographique

La chaleur anormale associée à des composants de haute résistance ou à une intensité de courant excessive est la cause principale de nombreux problèmes de systèmes électriques. La thermographie infrarouge permet de voir ces signatures thermiques invisibles des dommages imminents avant qu'ils se produisent.

Nous avons utilisé la caméra infrarouge FLIR T640 (illustrée par la figure IV.1) pour voir les points chauds du transformateur de puissance principal.



Figure IV.1 caméra infrarouge FLIR T640.

Avant de prendre les photos avec la camera, nous avons introduit les paramètres suivants :

- Emissivité de l'objet.
- Température de l'atmosphère.
- Distance entre l'objet et la caméra (approximative).
- Humidité relative.

Après les réglages, on a pris des photos sur différentes parties du transformateur.

En utilisant le logiciel FLIR Tools (illustrée par la figure IV.2), nous avons analysé les images, ensuite nous avons créé le rapport.

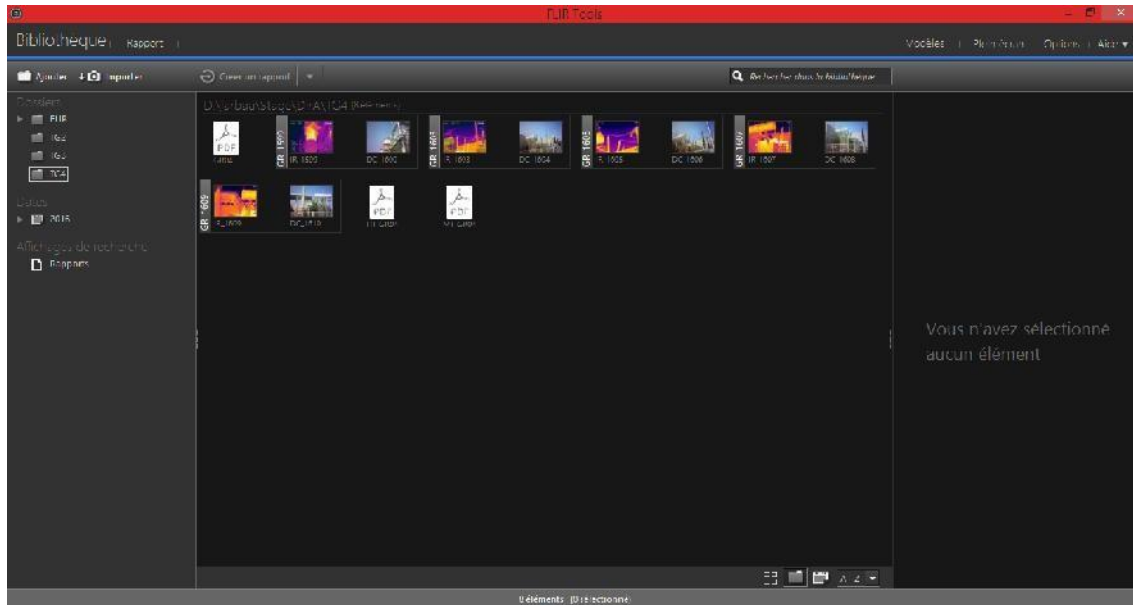


Figure IV.2 Interface logiciel FLIR TOOL.

Le logiciel FLIR TOOL permet de détecter les différents points chauds et les différents points froids simultanément dans la même image, sans prendre une nouvelle image pour chaque cas.

IV.2.1 Les résultats de l'analyse thermographique

Pour cette étude nous allons prendre plusieurs photos du transformateur pour contrôler plusieurs composants (le transformateur en générale et les point de connexion HT/MT), (ANNEXE B).

Note : Nous n'avons pas pu prendre des photos thermographiques sur le transformateur principal du groupe N°1, parce qu'il a été mis hors tension à cause d'un défaut sur l'alternateur.

IV.2.1.1 Transformateur principal du groupe N°2 :

Les images numériques du transformateur et leur bornes HT et MT :



Figure IV.3 transformateur principal du groupe N°2.



Figure IV.4 les gaines coaxiales MT du groupe N°2.



Figure IV.5 les points de connexion HT du groupe N°2.

Contrôle de la chaleur de transformateur :



Figure IV.6 transformateur principal groupe N°2

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représenté dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	59,2	Emissivité	0,85
Sp2	36,6	Distance	20 m
		Temp. atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	37 %

Tableau IV.1 mesures et paramètres.

La figure **IV.6** illustre le thermogramme du transformateur de puissance du groupe N°2, le point SP1 du thermogramme est le plus chaud dans ce transformateur avec une valeur de 59,2 °C et le point SP2 est le plus froid avec une valeur de 36,6 °C, La différence entre les deux point est inférieure à 30 °C, donc le point SP1 n'est pas considéré comme un point chaud.

Contrôle des gaines coaxiales MT :

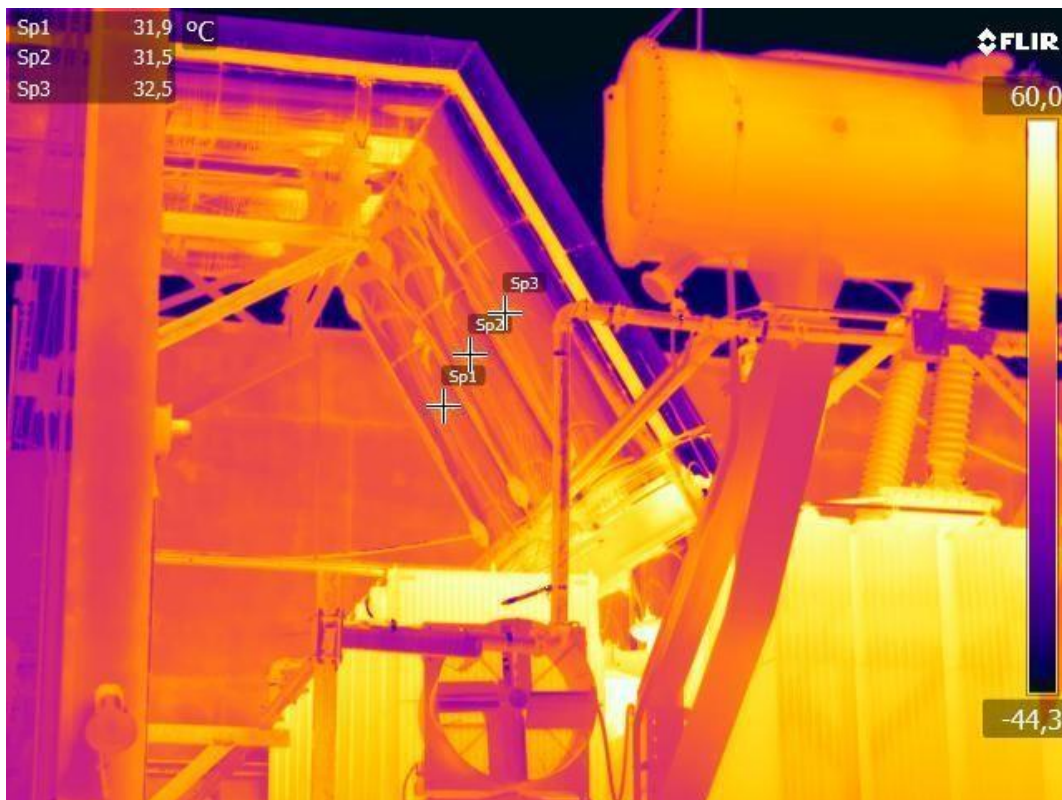


Figure IV.7 les gaines coaxiales MT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	31,9	Emissivité	0,85
Sp2	31,5	Distance	20 m
Sp3	32,5	Temp.Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	37 %

Tableau IV.2 mesures et paramètres

Le thermogramme (figure IV.7) représente Les gaines coaxiales MT de transformateur principal de groupe N°2. Les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des gaines coaxiales, les valeurs sont approximativement égales (31,9 ; 31,5 ; 32,5) °C et le point le plus chaude a une valeur de 32,5°C qui est pas considéré comme chaud.

Contrôle des points de connexion HT :

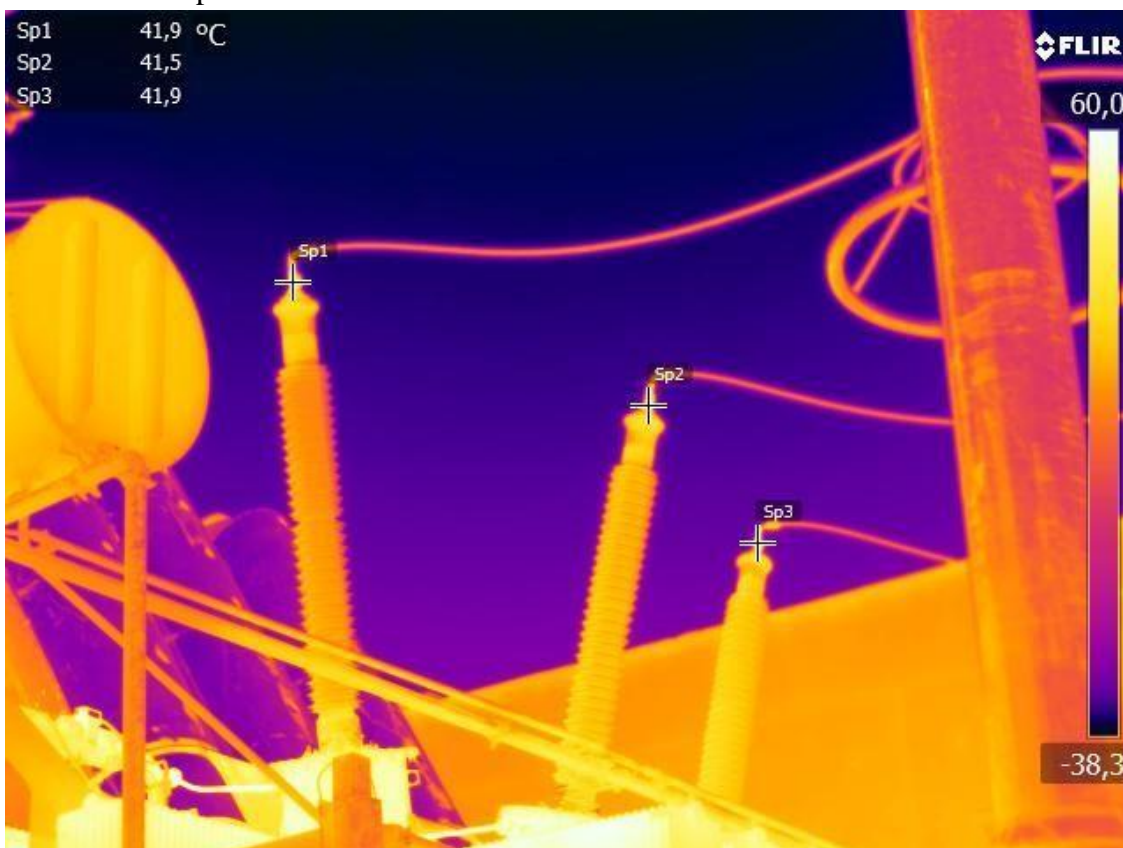


Figure IV.8 les points de connexion HT

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	41,9	Emissivité	0,85
Sp2	41,5	Distance	11 m
Sp3	41,9	Temp.Atmosphérique	23 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV.3 mesures et paramètres

Le thermogramme (figure IV.8) représente les trois points de connexion HT de transformateur principal du groupe N°2. Les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des trois points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (41,9 ; 41,5 ; 41,9) °C, donc aucun point chaud n'a été détecté.

IV.2.1.2 Transformateur principal du groupe N°3

Les images numériques du transformateur et ses bornes HT et MT :



Figure IV.9 transformateur principal du groupe N°3.



Figure IV.10 les gaines coaxiales MT du groupe N°3.



Figure IV.11 les points de connexion HT du groupe N°3.

Contrôle de la chaleur de transformateur :

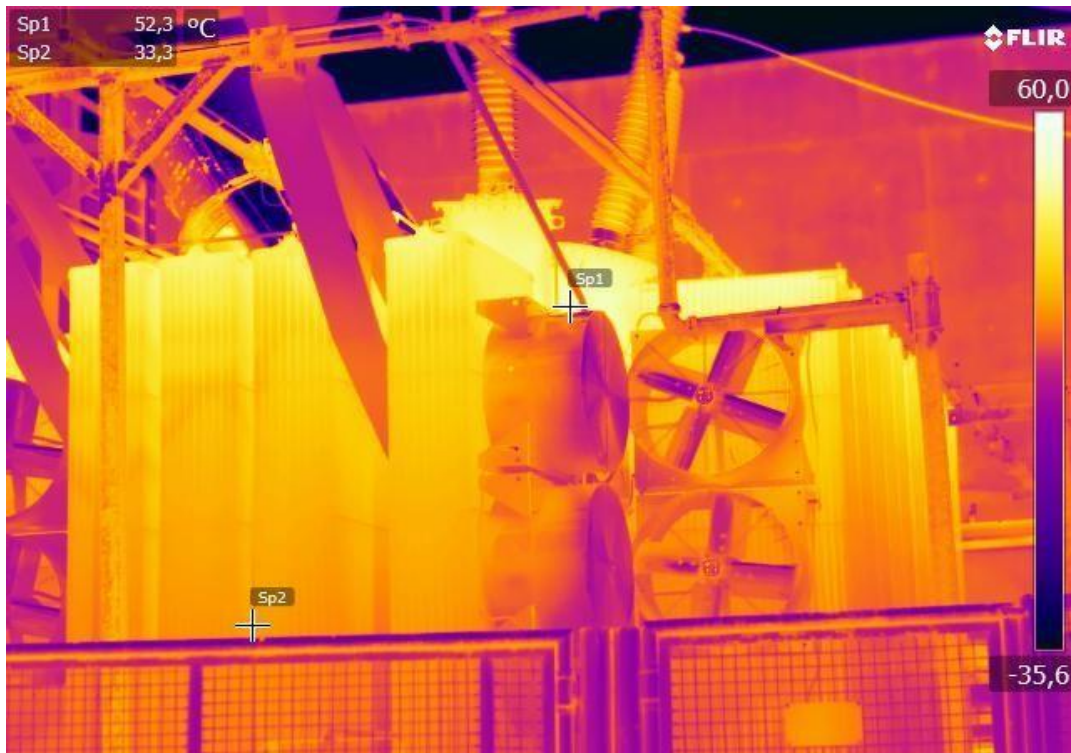


Figure IV.12 transformateur principale groupe N°3.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	52,3	Emissivité	0,85
Sp2	33,3	Distance	10 m
		Temp. Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	37 %

Tableau IV.4 mesures et paramètres

La figureIV.12 illustre le thermogramme du transformateur de puissance du groupe N°3, le point SP1 du thermogramme est le plus chaud dans ce transformateur avec une valeur de 52,3 °C et le point SP2 est le plus froid a une valeur de 33.3 °C, La différence entre les deux points est inférieure à 30 °C, donc le point SP1 n'est pas considéré comme un point chaud.

Contrôle des gaines coaxiales MT :

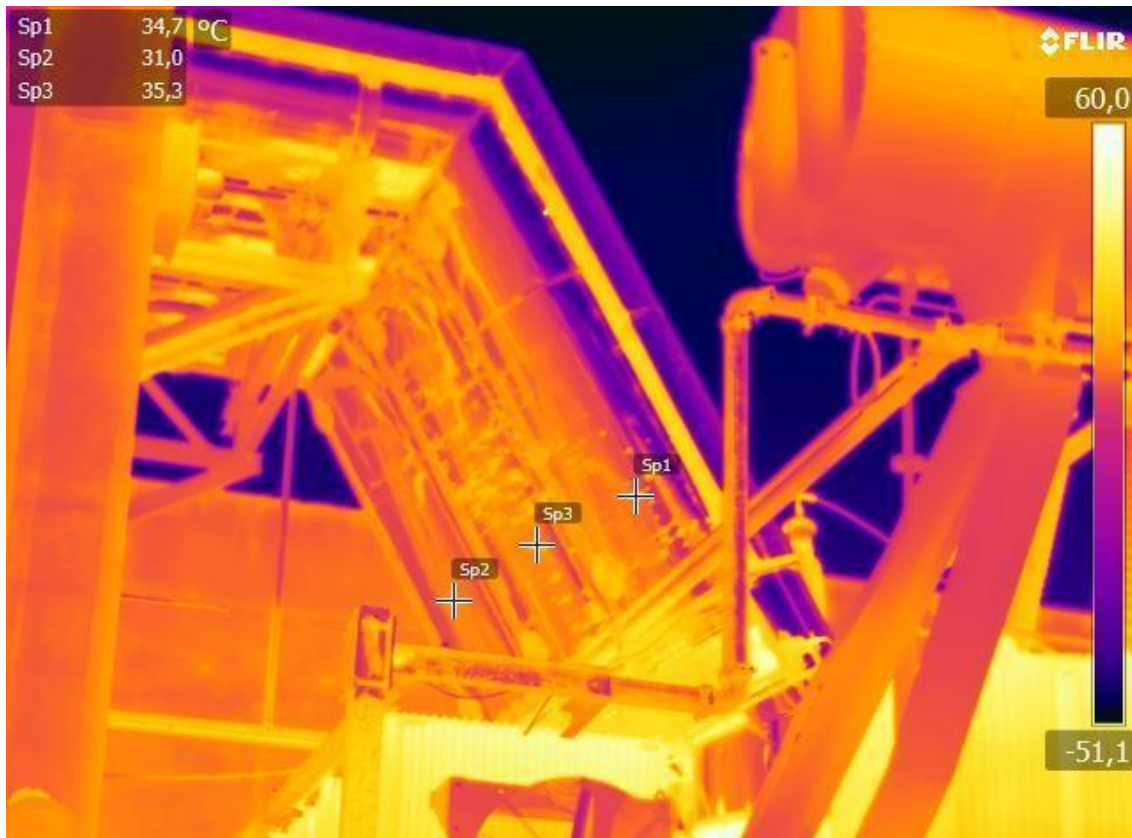


Figure IV.13 les gaines coaxiales MT.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représenté dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
		Sp1	34,7
Sp2	31	Distance	10 m
Sp3	35,3	Temp.Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	37 %

Tableau IV.5 mesures et paramètres

Le thermogramme (figureIV.13) représente les gaines coaxiales MT de transformateur principal de groupe N°3, les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des gaines coaxiales, les valeurs sont approximativement égales (34,7 ; 31 ; 35,3) °C et le point le plus chaud a une valeur de 35,3°C qui n'est pas considéré comme une chaud.

Contrôle des points de connexion HT :

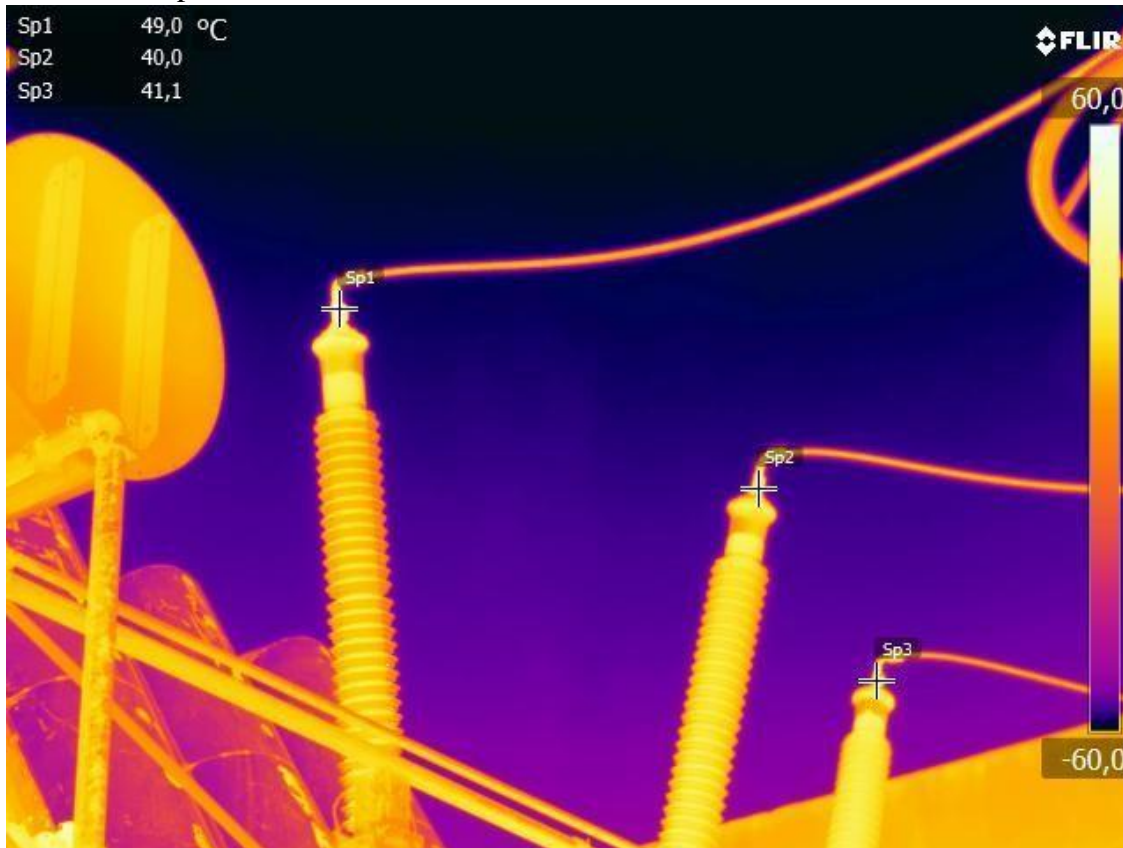


Figure IV.14 les points de connexion HT.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	49	Emissivité	0,85
Sp2	40	Distance	10 m
Sp3	41,1	Temp.Atmosphérique	20 °C
		Humidité relative	37 %

Tableau IV.6 mesures et paramètres

Le thermogramme (figure IV.14) représente les trois points de connexion HT du transformateur principal de groupe N°3. Les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des trois points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (49 ; 40 ; 41,1) °C et le point le plus chaud a une valeur de 49°C qui n'est pas considéré comme chaud.

IV.2.1.3 Transformateur principal du groupe N°4

Les images numériques du transformateur et leur bornes HT et MT :



Figure IV.15 transformateur principal du groupe N°4.



Figure IV.16 les gaines coaxiales MT du groupe N°4.



Figure IV.17 les points de connexion HT du groupe N°4.

Contrôle de la chaleur du transformateur :



Figure IV.18 transformateur principal groupe N°4.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	61	Emissivité	0,85
Sp2	36,8	Distance	20 m
		Temp. Atmosphérique	23 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV.7 mesures et paramètres

La figure **IV.18** illustre le thermogramme du transformateur de puissance du groupe N°4. Le point SP1 du thermogramme est le plus chaud dans ce transformateur avec une valeur de 61°C et le point SP2 est le plus froid avec une valeur de 36,8 °C. La différence entre les deux points est inférieure à 30 °C, donc le point SP1 n'est pas considéré comme un point chaud.

Contrôle des gaines coaxiales MT :



Figure IV.19 les gaines coaxiales MT.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	30,4	Emissivité	0,85
Sp2	31	Distance	20 m
Sp3	30,4	Temp.Atmosphérique	23 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV.8 mesures et paramètres

Le thermogramme (figure IV.19) représente les gaines coaxiales MT de transformateur principal de groupe N°4. Les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des gaines coaxiales, les valeurs sont approximativement égales (30,4 ; 31 ; 30,4) °C et le point le plus chaud a une valeur de 31°C qui n'est pas considéré comme chaud.

Contrôle des points de connexion HT :

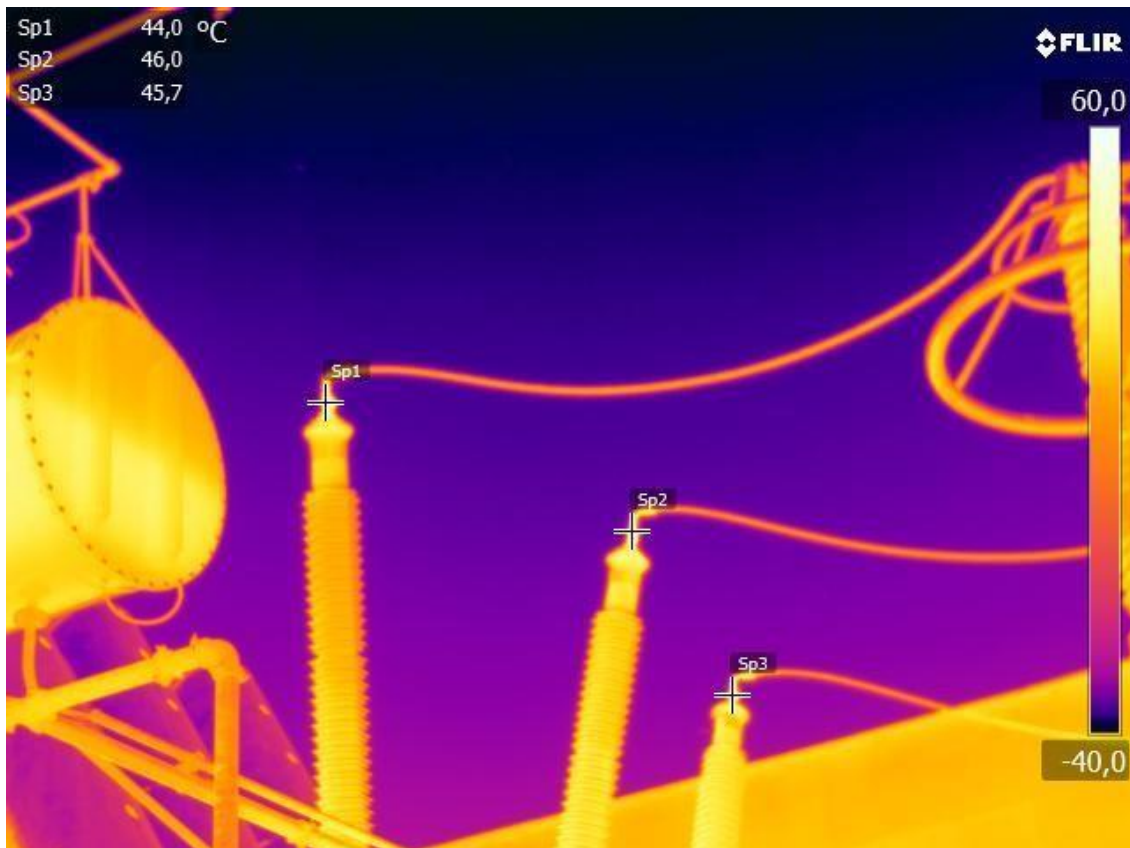


Figure IV.20 les points de connexion HT.

Les résultats et les paramètres de la caméra sont représentés dans le tableau suivant :

Mesures	Température en °C	Paramètres	
Sp1	44	Emissivité	0,85
Sp2	46	Distance	20 m
Sp3	45,7	Temp.Atmosphérique	23 °C
		Humidité relative	40 %

Tableau IV.9 mesures et paramètres

Le thermogramme (figure IV.20) représente les trois points de connexion HT du transformateur principal du groupe N°4. Les trois points SP1, SP2 et SP3 montrent les températures des trois points de connexion, les valeurs sont approximativement égales (44 ; 46 ; 45,7) °C et le point le plus chaud a une valeur de 46 °C qui n'est pas considéré comme chaud.

IV.3 Les analyses d'huile diélectrique « physico-chimique »

Dans le laboratoire de la centrale électrique LARBAA, nous avons effectué des analyses physico-chimiques sur l'huile RA.M.OIL TRW/L-A, et cela en prélevant de différents échantillons sur les quatre transformateurs principaux du site afin de déterminer la tension de claquage et la viscosité.



Figure IV.21 les échantillons d'huile des quatre TP.

IV.3.1 La tension de claquage

La mesure de la tension de claquage a été effectuée conformément à la norme CEI 60156. Elle est réalisée à fréquence industrielle 60 Hz, et consiste à réaliser l'essai à température ambiante, au moyen d'un diélectrimètre, selon des conditions bien définies :

- Les électrodes sont hémisphériques ou bien sphériques. Fabriqué soit en laiton, bronze ou en acier inoxydable austénitique ;
- L'axe des électrodes est horizontal et la distance qui sépare les électrodes est de $2,5 \pm 0,5$ mm ;
- La montée en tension est uniforme et automatique ($2 \pm 0,2$ KV/s).
- Il y a deux minutes et demie entre chaque claquage, et le liquide est continuellement agité pendant l'essai.

Au laboratoire, nous avons utilisé un spintermètre BAUROILTESTER DTA (figure IV.22), équipé d'une cellule (figure IV.23) pouvant contenir 400 ml d'huile avec un système d'électrodes sphérique de diamètre 12,5 mm et de distance 2,5 mm. La tension maximale étant 100 ± 1 kV.



Figure IV.22 spintermètre BAUR OIL TESTER DTA.



Figure IV.23 la cuve (cellule).

Les résultats d'analyse de la tension de claquage pour les quatre échantillons sont donnés dans le tableau suivant.

	TP1	TP2	TP3	TP4
Les températures (°C)	20	22	22	21
Mesure 1 (KV)	52,2	53,6	65,3	71
Mesure 2 (KV)	67,3	69,3	68,7	69,4
Mesure 3 (KV)	68,9	60,6	58,6	45,9
Mesure 4 (KV)	52,7	66,8	23,2	44
Mesure 5 (KV)	57,1	69,7	58,6	64,6
Mesure 6 (KV)	63,5	66,5	65,2	61,3
Valeur moyenne (KV)	60,3	64,4	56,6	59,4

Tableau IV.10 les résultats des essais de tension de claquage

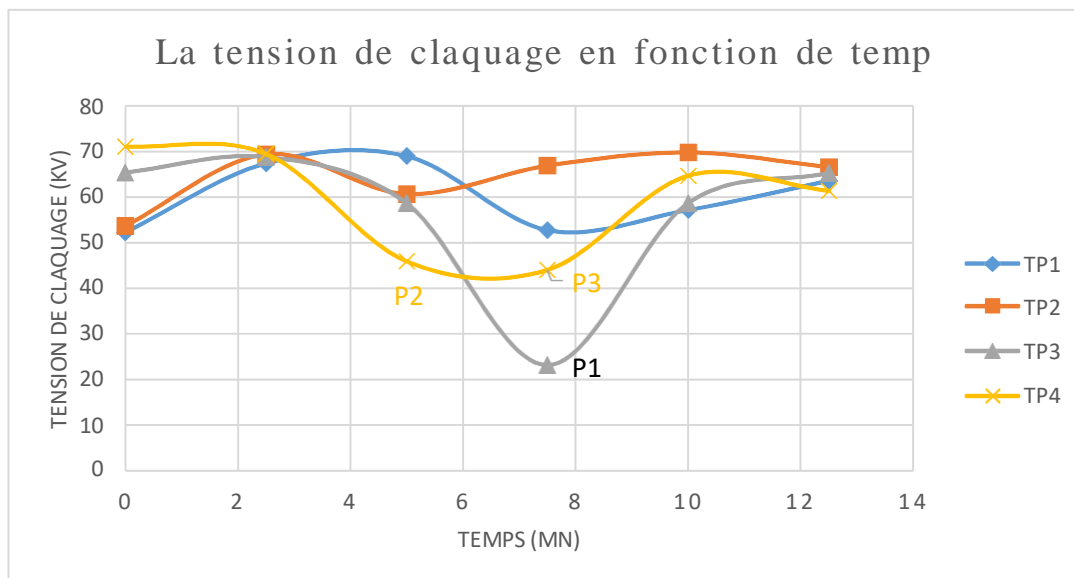


Figure IV.24 graphe de tension de claquage.

La figure **IV.24** présente la caractéristique tension de claquage (KV) en fonction du temps, de l'huile des quatre transformateurs de puissance principale.

La valeur de point P1 est très faible par rapport à d'autres valeurs à cause d'une erreur de mesure.

Les valeurs des points P2 et P3 sont un peu faibles, cela peut se référer à la dissipation des gaz formés lors de la décharge

Les moyennes des six mesures des quatre transformateurs non pas dépasser les limites qu'il faut les respecte.

IV.3.2 La viscosité

On procède à la mesure du temps d'écoulement d'un volume de liquide dans un viscosimètre de marque LAUDA iVisc (figure IV.25). La viscosité cinématique est le produit de ce temps par une constante de temps d'étalonnage de l'appareil. Cette mesure est faite selon la norme ISO 3104.

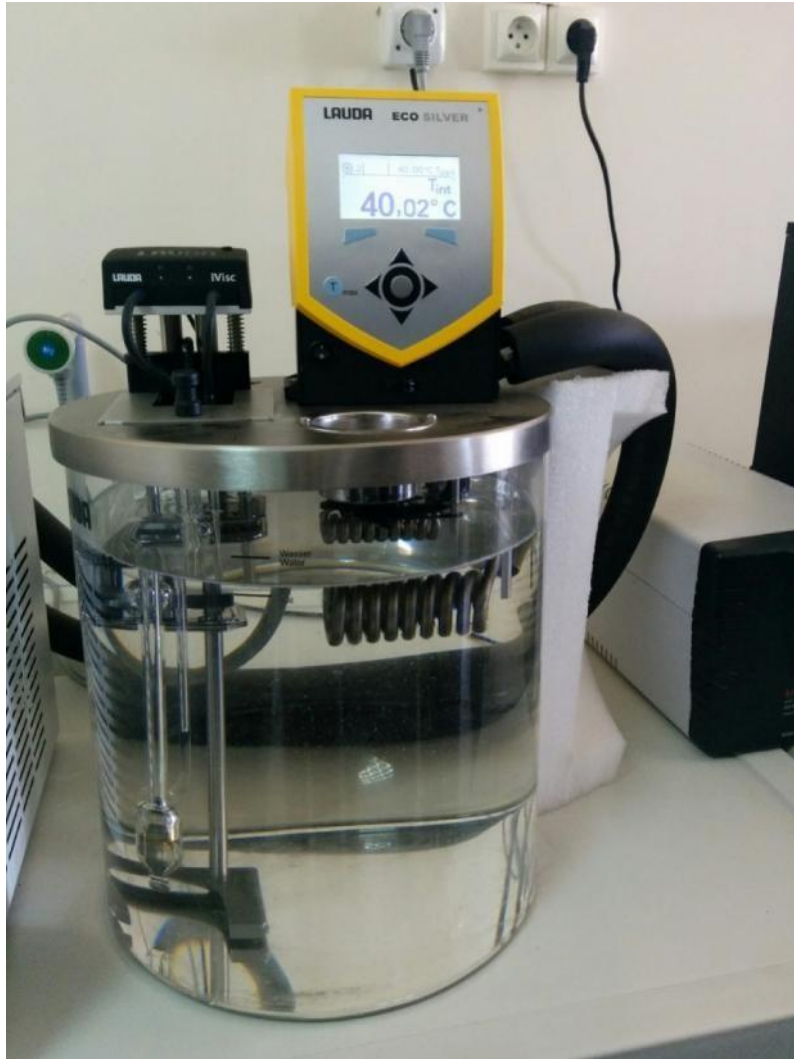


Figure IV.25 le viscosimètre LAUDA iVisc.

Le viscosimètre LAUDA iVisc ne fonctionne qu'avec le logiciel de pilotage « LAUDA iVisc» (figure IV.26) qu'il faut installer sur un ordinateur. Après l'installation de logiciel on raccorde l'appareille avec l'ordinateur.

On a inséré dans l'iVisc le tube capillaire au choix, ensuite on a lancé les mesures par le logiciel.

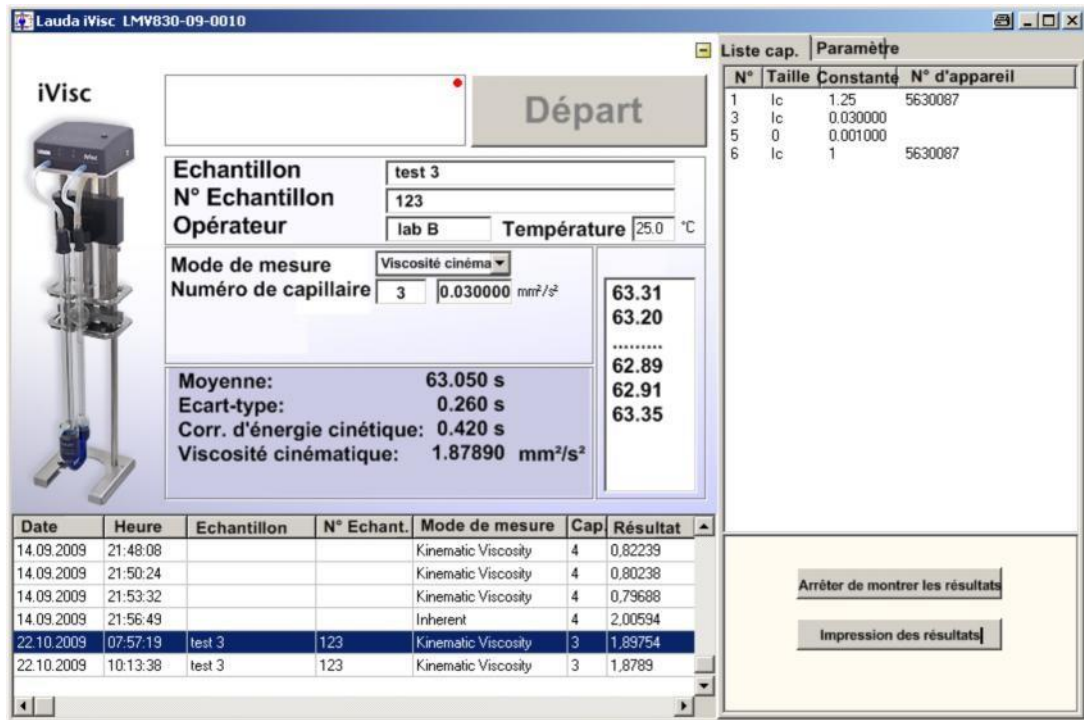


Figure IV.26 logiciel « LAUDA iVisc ».

Les résultats d'analyse de la viscosité pour les quatre échantillons sont donnés dans le tableau suivant :

Les TP	TP1	TP2	TP3	TP4
Viscosité à 40°C (mm²/s)	9.94728	10.03341	8.80726	9.50239

Tableau IV.11 les résultats des essais de la viscosité (ANNEX C).

IV.3.3 Historique d'analyses de l'huile RA.M.IOL. YMR/L.A

ASPECT	COLEUR	MASSE VOLUMIQUE à 15° (g/cm ³)	Tension de claquage (kv)	La rigidité diélectrique (kv/cm)	L'acidité totale (mg.KOH /g huile)	Teneur en eau (ppm)	Les pertes diélectriques à 90°C	Visco -sité à 40°C	Viscosité à 100°C	Point d'éclair (°C)	LES DATES
			60.3								Mars 2016
limpide	< 0.5	0.885	79.8		0.015	4.1	0.0024	7.358	1.775		Jan 2016
limpide			76.2		0.023	4.3					Avr 2015
	< 0.5		91.8	418.1	0.02	4				144.5	Fév 2015
	< 0.5		91.4	416.3	0.019	7					Juin 2014
	< 0.5		73.8	337.1		4					Août 2013
			69.9	319.55		2					Mars 2013
			76.4	348.8		3					Déc 2012
			76.2	347.9	0.016	8					Août 2012
											Mai 2012
Limpide			81.1			7.9					Jan 2012
			79.3	361.85		3					Déc 2011
	< 0.5		79.4	362.3		7					Sep 2011
Limpide			84.1			9.2					Juin 2011
	< 0.5		80.6	367.7		9.8					Mai 2011
	< 0.5		86.4	393.8	0.041	5					Jan 2011
Limpide	< 0.5	0.889	75.9	346.55	0.042	7	0.0045				Déc 2010

Tableau IV.12 l'huile transformateur principale N°1

			64.4								Mars 2016
limpide	< 0.5	0.885	80		0.015	4.3	0.0017	7.862	1.884		Jan 2016
limpide			80		0.029	5					Avr 2015
	< 0.5		95.2	433.4	0.022	3				142.5	Fév 2015
	< 0.5		97	441.5	0.02	6					Juin 2014
	< 0.5		74.7	336.2		5					Août 2013
			73.5	335.75		1					Mars 2013
			85.8	391.1		7					Déc 2012
			66.7	305.1	0.022	8					Août 2012
			92.2	419.9	0.016	9	0.004				Mai 2012
Limpide			82.6			5.8					Jan 2012
			86.5	394.25		4					Déc 2011
	< 0.5		75.1	342.95		6					Sep 2011
Limpide			84.8			7.4					Juin 2011
	< 0.5		100.5	457.2		7.3					Mai 2011
	< 0.5		87.3	397.85	0.04	4					Jan 2011
Limpide	< 0.5	0.887	62	284	0.044	6	0.0043				Déc 2010
ASPECT	COLEUR	MASSE VOLUMIQUE à 15° (g/cm ³)	Tension de claquage (kv)	La rigidité diélectrique (kv/cm)	L'acidité totale (mg.KOH /g huile)	Teneur en eau (ppm)	Les pertes diélectriques à 90°C	Viscosité a 40°C	Viscosité a 100°C	Point d'éclair (°C)	LES DATES

Tableau IV.13 l'huile transformateur principale N°2.

			63.2					6.751	1.807		Mars 2016
limpide	<0.5	0.885	77.3		0.019	4.2					Jan 2016
limpide			63.3		0.024	6.6					Avr 2015
	< 0.5		98.6	448.7	0.022	6				138.5	Fév 2015
	< 0.5		93.2	424.4	0.02	9					Juin 2014
	< 0.5		73.5	330.8		4					Août 2013
			75.1	342.95		2					Mars 2013
			84.7	386.15		4					Déc 2012
			68.8	314.6	0.022	9					Août 2012
			94.8	431.6	0.016	6	0.003				Mai 2012
Limpide			86.6			5.4					Jan 2012
			88.1	401.45		6					Déc 2011
	< 0.5		78.5	357.8		6					Sep 2011
Limpide			82.5			8.4					Juin 2011
	< 0.5		103.2	469.4		8.4					Mai 2011
	< 0.5		86.7	395.15	0.052	4					Jan 2011
Limpide	< 0.5	0.887	64.3	294.35	0.056	7	0.0056				Déc 2010
ASPECT	COLEUR	MASSE VOLUMIQUE à 15° (g/cm ³)	Tension de claquage (kv)	La rigidité diélectrique (kv/cm)	L'acidité totale (mg.KOH /g huile)	Teneur en eau (ppm)	Les pertes diélectrique s à 90°C	Viscosité à 40°C	Viscosité à 100°C	Point d'éclair (°C)	LES DATES

Tableau IV.14 l'huile transformateur principale N°3.

			59.4								Mars 2016
limpide	0.9	0.885	75.9		0.027	7.5		7.345	1.811		Jan 2016
limpide			73.2		0.033	5.3					Avr 2015
	< 0.5		94.9	429.8	0.02	4				142.5	Fév 2015
	< 0.5		96.7	440.15	0.019	5					Juin 2014
	< 0.5		69.8	314.18		2					Août 2013
			75.1	342.95		2					Mars 2013
			93.4	425.3		2					Déc 2012
			60.2	275.9	0.011	9					Août 2012
			101.9	463.55	0.016	5	0.0322				Mai 2012
Limpide			84.2			3.6					Jan 2012
			83.4	380.3		4					Déc 2011
	< 0.5		72.8	332.6		6					Sep 2011
Limpide			84.4			9.8					Juin 2011
	< 0.5		87.1	396.9		4.9					Mai 2011
	< 0.5		84.4	384.5	0.052	6					Jan 2011
Limpide	< 0.5	0.887	61.7	282.65	0.053	11	0.0246				Déc 2010
ASPECT	COULEUR	MASSE VOLUMIQUE à 15° (g/cm ³)	Tension de claquage (kv)	La rigidité diélectrique (kv/cm)	L'acidité totale (mg.KOH /g huile)	Teneur en eau (ppm)	Les pertes diélectriques à 90°C	Viscosité à 40°C	Viscosité à 100°C	Point d'éclair (°C)	LES DATES

Tableau IV.15 l'huile transformateur principale N°4.

IV.3.4 Les graphes des analysés d'huile

IV.3.4.1 La rigidité diélectrique

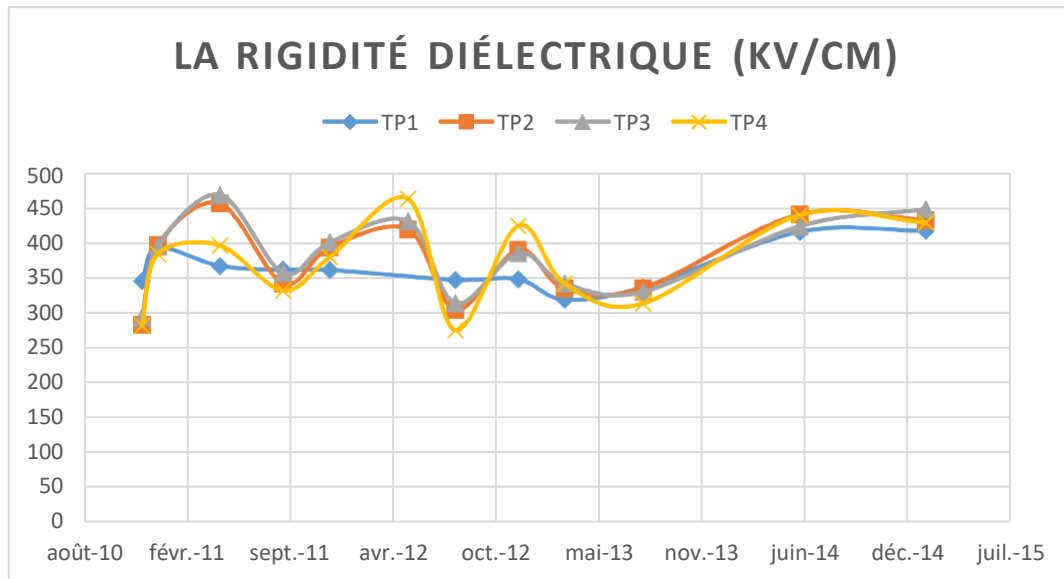


Figure IV.27 la rigidité diélectrique en fonction du temps des quatre TP.

La figure **IV.27** montre la variation de la rigidité diélectrique en fonction du temps de vieillissement donnée par le laboratoire de recherche de la centrale de LARBAA.

On remarque que, le transformateur TP01 ne subit pas d'importante variation durant la période de Novembre 2010 à Janvier 2015 qui est une valeur au-dessous de 100 KV/cm. (variée entre 350 KV/cm et 430 KV/cm).

Contrairement aux autres transformateurs TP02, TP03 et TP04, qui subissent une variation importante durant la même période qui est d'environ de 200 KV/cm. (entre 270 KV/cm et 470 KV/cm). Cette variation est due à l'humidité.

IV.3.4.2 La tension de claquage

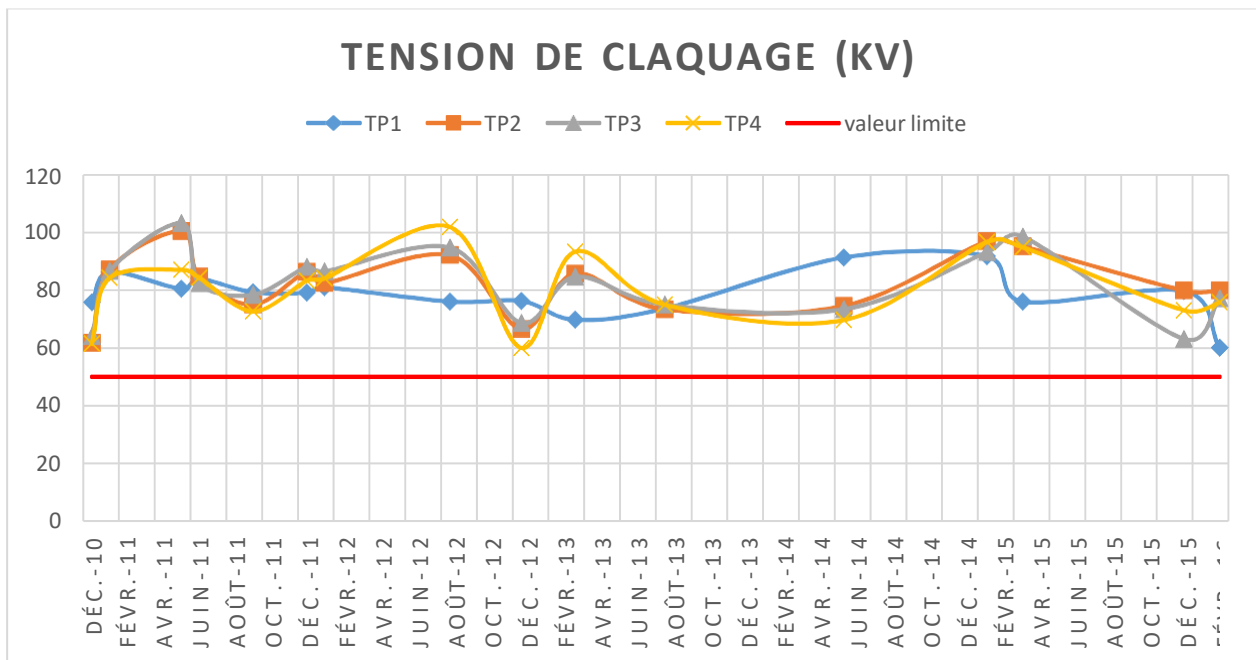


Figure IV.28 la tension de claquage en fonction du temps des quatre TP.

La figure **IV.28** montre la variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement donnée par le laboratoire de recherche de la centrale de LARBAA.

Nous remarquons que la tension de claquage diminue avec le temps de vieillissement pour les quatre transformateurs. Notons que la diminution est plus importante pour les temps où les températures sont plus élevées.

Par exemple, pour le transformateur de puissance TP 01, son variation est près peu constant de 84 KV durant la période de début de teste au Décembre 2010 et Février 2016. (Variée entre 70 KV et 98 KV).

Par contre, on voit que la variation est importante des autres transformateurs TP02, TP03 et TP04, durant la même période de test qui est d'environ de 40 KV. (Variant entre 60 KV et 100 KV).

Ces valeurs restent toujours dans les limites de la norme NF EN 60 156 (> 50 KV).

Nous pouvons expliquer cette variation par l'effet combiné de la température et du temps de vieillissement, qui provoque la présence de produits acides dans l'huile

De plus, l'huile subit des décharges partielles qui génèrent des bulles de gaz. Cette formation de gaz provoque l'accélération du phénomène de l'arc électrique.

IV.3.4.3 L'acidité totale

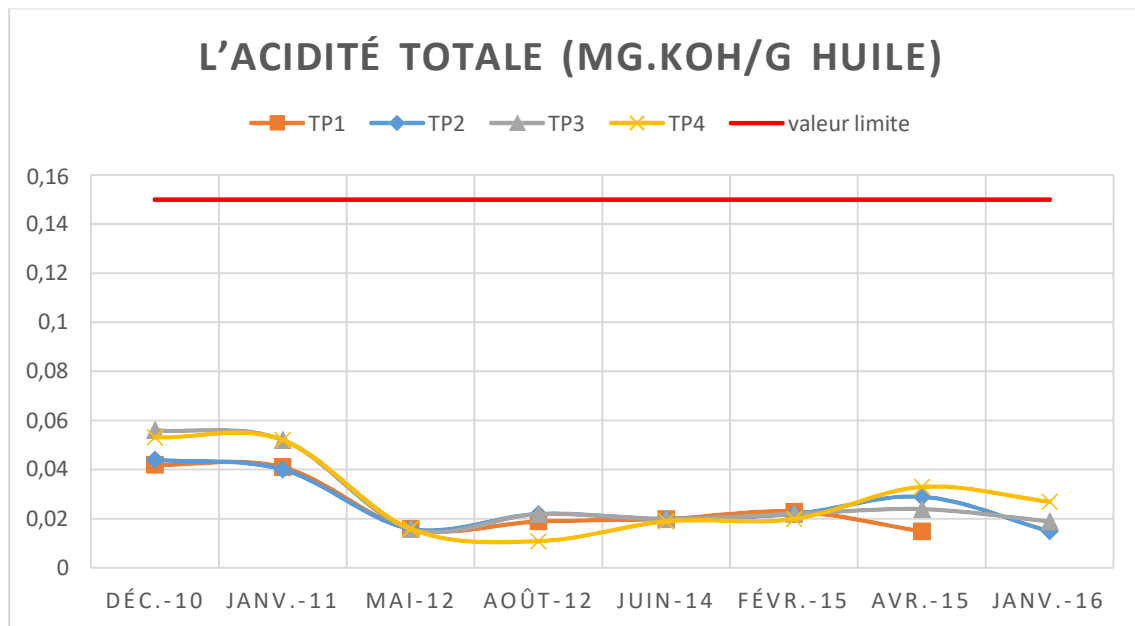


Figure IV.29 l'acidité totale en fonction du temps des quatre TP.

Les résultats obtenus des variations de l'indice d'acidité en fonction du temps qui sont donnée par le laboratoire de recherche de la centrale de LARBAA, sont présentés à la figure **IV.29** :

Les résultats montrent que l'indice d'acidité diminue en fonction du temps de vieillissement pour les quatre transformatrices durant la période de Décembre 2010 à Mai 2012. Où la diminution de TP 01 et TP 02 est de 0.025 mg KOH/g. (variant entre 0.04 et 0.015 mg KOH/g).

D'ailleurs les TP 03 et TP 04 de 0.04 mg KOH/g et de 0.042 mg KOH/g respectivement.

On voit clairement, qu'il y a une variation peu stable pour les quatre transformateurs durant Mai 2012 à Février 2014 qui est environ de 0.018 mg KOH/g.

Par contre, on remarque une petite variation durant la période de Février 2014 à Janvier 2016 entre 0.02 et 0.03 mg KOH/g pour les quatre transformateurs.

Ces valeurs restent toujours dans les limites ($< 0,15$ mg KOH/g) données par la norme NF ISO 6618.

Cette variation est due à l'effet combiné de la température et le temps de vieillissement. Qui provoque la formation de produits d'oxydation acides (acides carboxyles ou combinés sous forme d'esters), et qui a pour effet l'augmentation de l'indice d'acidité.

IV.3.4.4 Teneur en eau

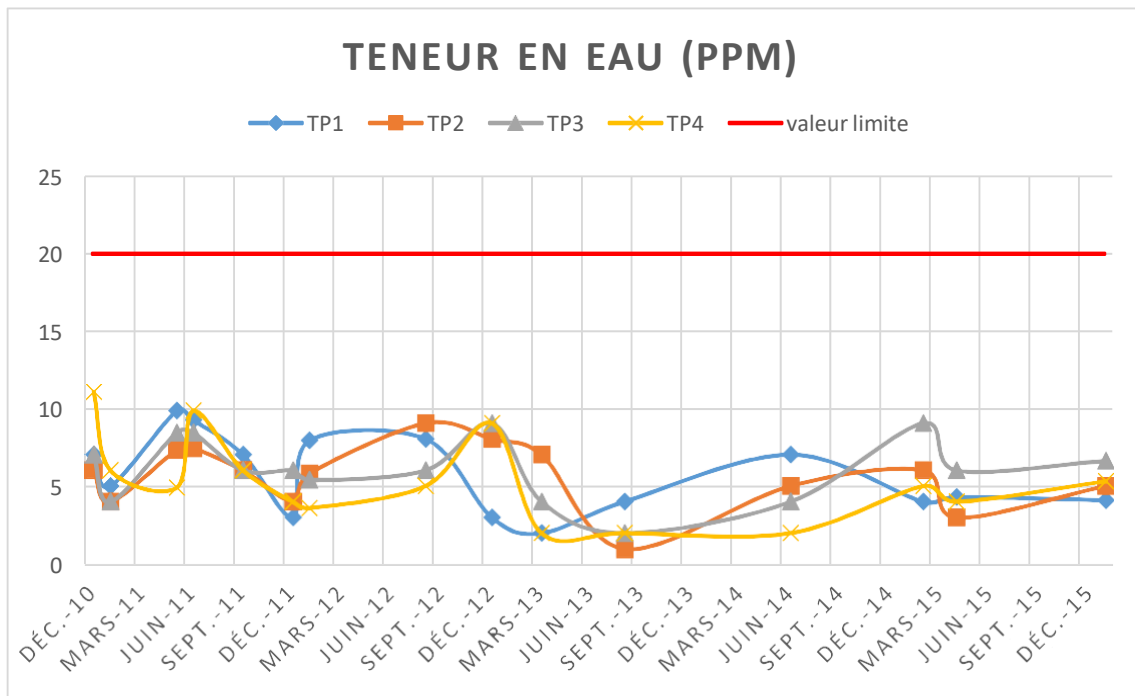


Figure IV.30 teneur en eau en fonction du temps des quatre TP.

La figure **IV.30** représente la variation de la teneur en eau en fonction du temps donnée par le laboratoire de recherche de la centrale de LARBAA.

La quantité d'eau existante dans une huile suite à la dégradation de cette dernière, ou provenant de l'atmosphère, est un facteur très important qui diminue les propriétés diélectriques de l'huile de transformateur.

En marquant généralement une variation importante pour tous les transformateurs de puissance de la centrale avec des valeurs entre 2 et 10 ppm dans la période de Décembre 2010 et Décembre 2015 (reste tout jour dans la norme CEI 60 814 le max est inférieur à 20 ppm).

Cette quantité d'eau est due essentiellement au réchauffement de l'huile à des températures de vieillissement élevées, ainsi qu'au contact de l'huile avec l'atmosphère lors du prélèvement des échantillons.

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu l'analyse faite sur les transformateurs de puissance principal de la centrale électrique de LARBAA, les résultats de cette analyse son représenter par l'analyse thermographique et l'analyse physico-chimique d'huile diélectrique.

Les résultats obtenus par la thermographie nous ont permis de voir que les transformateurs, leurs gaines coaxiales MT et les points de connexion HT ne représentent aucuns défauts et ils sont en bon état.

L'analyse physico-chimique, nous ont permis de voir que l'état d'huile minérale diélectrique est bon.

Les quatre transformateurs principaux de la centrale électrique de LARBAA ne possèdent aucun problème car ils sont jeunes (environ de sept ans).

Conclusions générales

Conclusions générales

Le diagnostic et la détection de défauts appellent à ce jour beaucoup de chercheurs dans les différents domaines industriels. Les transformateurs de puissance sont des composants critiques de transport d'énergie électrique ne font pas l'exception.

Les transformateurs de puissance sont des composants décisifs. Ils sont soumis à de nombreuses contraintes et nécessitent une surveillance et un suivi régulier.

Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes en vue du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné.

La réalisation de ce mémoire nous a permis d'acquérir des connaissances sur le rôle de la maintenance préventive conditionnelle des transformateurs de puissance dans la centrale de la production électrique de LARBAA.

Cette opération était faite par l'analyse thermographique pour le but d'évaluer l'état thermique des transformateurs principaux de cette centrale. Nous avons eu aussi la chance de faire des analyses physico-chimiques sur l'huile minérale présentées par la rigidité diélectrique, l'acidité, la teneur en eau et la tension de claquage afin de connaître l'état de cette huile.

On conclut que, l'analyse thermographique permet de voir tous les points chauds du transformateur, où les résultats obtenus sont toujours restées acceptable pour les gains coaxiaux, le transformateur lui-même et les connexions de puissance (traversées).

On retient aussi que, l'analyse physico-chimique nous a permis d'évaluer en fonction du temps de vieillissement, la variation de la teneur en eau (CEI 60 814) et l'acidité (CEI 296) où les valeurs mesurées sont au-dessous du seuil données par les normes correspondantes (20 PPM. 0.15mg KOH/g respectivement.) qui confirme l'état fiable de cette huile. Par contre la variation importante de la tension de claquage était au-dessus de la valeur donnée par la norme qui doit être supérieur à 50 KV n'empêche pas la fiabilité du transformateur à travers l'huile diélectrique.

A la fin, on peut tirer des résultats obtenues auparavant que la fiabilité et le bon rendement des transformateurs de la centrale de LARBAA sont dus du faite qu'ils sont jeunes (7 ans) et de là on peut dire que l'huile minérale est toujours fonctionnelles malgré les différents contraintes subits.

Bibliographie

- [1] CEI 60076-1, clause 3.1.1, version 2011.
- [2] J. Sanchez .Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance, Thèse de Doctorat de l'université de Grenoble, France, 2006. (Thèse).
- [3] Heathcote, Martin J.Heathcote, J&P Transformer Book, 2007.
- [4] Spinning Spark, Transformer core, 2012.
- [5] Entreprise : Ansaldo Energia, Transformateur Principal Description Détaillée, 2008.
- [6] Kuechler, Andreas, Hochspannungstechnik, Berlin, 2005.
- [7] K. Karsai, D. Kerényi et L. Kiss, Large power Transformers, Amsterdam, 1987.
- [8] Majid Meziani, mémoire de magistère contribution à la modélisation analyticonumérique des transformateurs de puissance, mémoire magister l'université de Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou. Algérie, 2011.
- [9] Anthony Lefèvre, Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs : Application à l'étude de l'échauffement sur charges non linéaires, Loraine, France, 2006.
- [10] Raffineria Meridionale Oli Lubrificanti, manuel RAMOIL.
- [11] Normes CEI 296.EN 60296. "Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion ", Aout 2004.
- [12] C.Poidson, M Carballeira, P.Guninic, L.Latil, J.Poittevin, « le conditionnement sur site des transformateurs, son contrôle et son impact sur la tenue diélectrique », conférence internationale des grands réseaux électriques, pp, 1-8.28 aout -3septembre ; 1994.
- [13] Normes CEI 156, "détermination de la rigidité diélectrique des huiles isolantes a fréquence industrielle méthode d'essais" 'novembre 1995.
- [14] Paul-Joseph VUARCHEX. Technique de l'ingénieur. Huiles et liquides isolants, Lyon. France. D 230 – 14.
- [15] T.Noda, H.nakamoto, S.Yokoyama,"Accurate modelling of core-type distribution transformers for electromagnetic transient studies ", IEEE Trasaction on power delivery, Vol.17, No. 4, October 2002.
- [16]. BELKACEMI Djamel, Etude Des Caractéristiques Des Matériaux Isolants Pour Transformateurs. Mémoire magister l'université de Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou. Algérie. Juin 2012.

- [17] MAZARI Naouel, Diagnostic des transformateurs de puissance. Mémoire magister l'université de Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou. Algérie. Juin 2010.
- [18] P.J.Baird, H.Herman, G.C.Stevens. "Non Destructive Measurement Of The Dergradation Of Transformer Insulating Paper", IEEE Transaction On Dielectrics And Electrical Insulation, Vol.13, N°1, pp. 309-318, February 2006.
- [19] MUFIDAZADA N.A, OTHMANE-CHERIF T, "Etude De L'influence Du Noyau Sur Les Surtension Impulsionnelles Dans Les Enroulement Du Transformateur", Page 1. 2009.
- [20] FLIR, Guide De L'imagerie Thermique Pour Les Applications Du Bâtiment Et Des Energies Renouvelables, 2012.
- [21] FLIR, manuel de l'utilisateur, novembre 2011.

Annexe B : les rapports thermographies.



Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
"Groupe N°2"

Mesures		°C
Sp1	59,2	
Sp2	36,6	

Paramètres	
Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	20 m
Temp. atmosphérique	20 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	37 %

27/03/2016 09:36:11



IR_1587.jpg

FLIR T640

55902612

27/03/2016 09:36:11



DC_1588.jpg

FLIR T640



Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les gaines coaxiales MT "Groupe N°2"

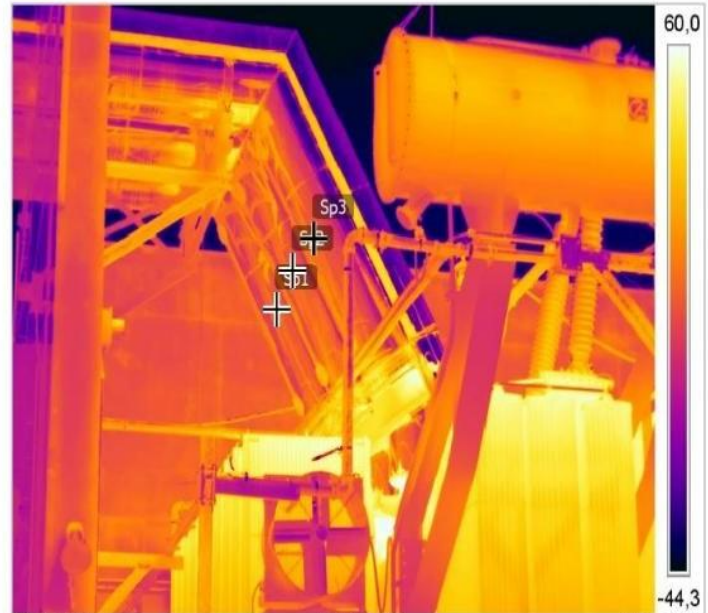
Mesures °C

Sp1	31,9
Sp2	31,5
Sp3	32,5

Paramètres

Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	20 m
Temp. atmosphérique	20 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	37 %

27/03/2016 09:38:53



IR_1595.jpg

FLIR T640

55902612

27/03/2016 09:38:53



DC_1596.jpg

FLIR T640

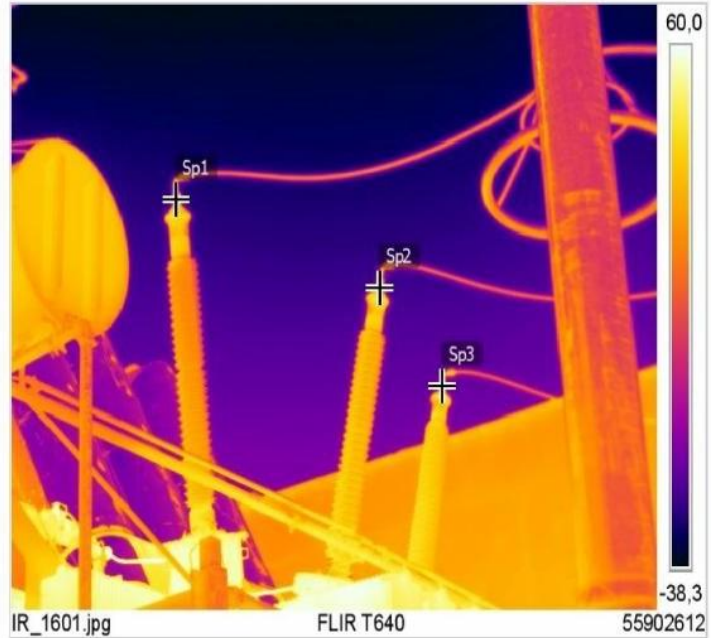


Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les points de connexion HT "Groupe N°2"

Mesures	°C
Sp1	41,9
Sp2	41,5
Sp3	41,9

Paramètres	
Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	11 m
Temp. atmosphérique	23 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	40 %

28/03/2016 13:46:11



28/03/2016 13:46:11



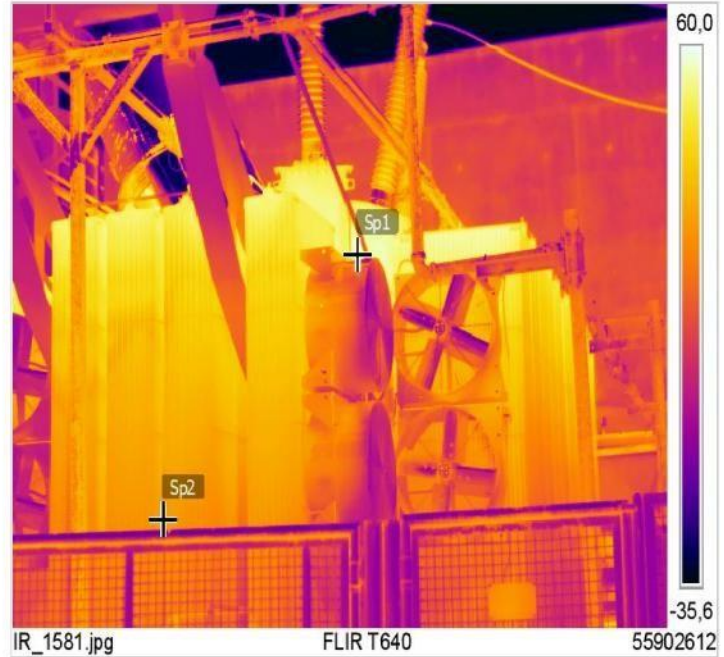


Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
"Groupe N°3"

Mesures		°C
Sp1	52,3	
Sp2	33,3	

Paramètres	
Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	10 m
Temp. atmosphérique	20 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	37 %

27/03/2016 09:27:00



27/03/2016 09:27:00



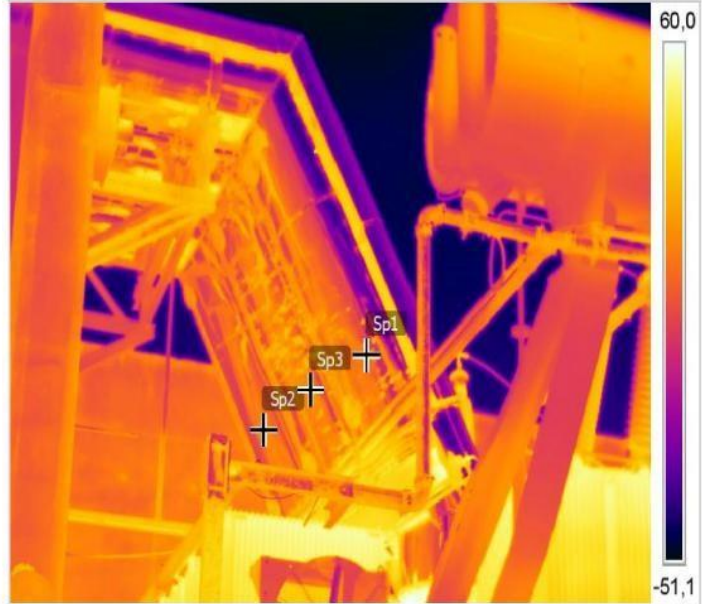


Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les gaines coaxiales MT "Groupe N°3"

Mesures	°C
Sp1	34,7
Sp2	31,0
Sp3	35,3

Paramètres	
Emissivité	0.83
Temp. réfl.	17 °C
Distance	10 m
Temp. atmosphérique	20 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	37 %

27/03/2016 09:23:41



IR_1577.jpg

FLIR T640

55902612

27/03/2016 09:23:41



DC_1578.jpg

FLIR T640

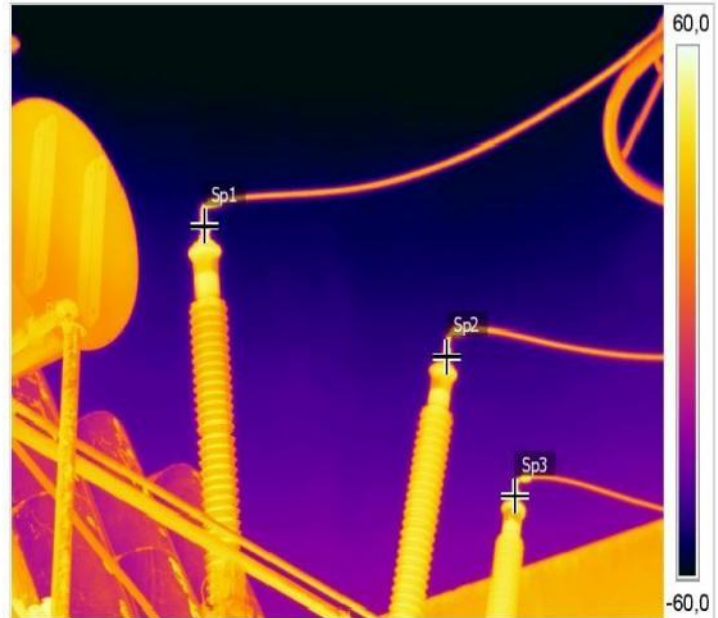


Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les points de connexion HT "Groupe N°3"

Mesures		°C
Sp1	49,0	
Sp2	40,0	
Sp3	41,1	

Paramètres	
Emissivité	0.83
Temp. réfl.	17 °C
Distance	10 m
Temp. atmosphérique	20 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	37 %

27/03/2016 09:24:19

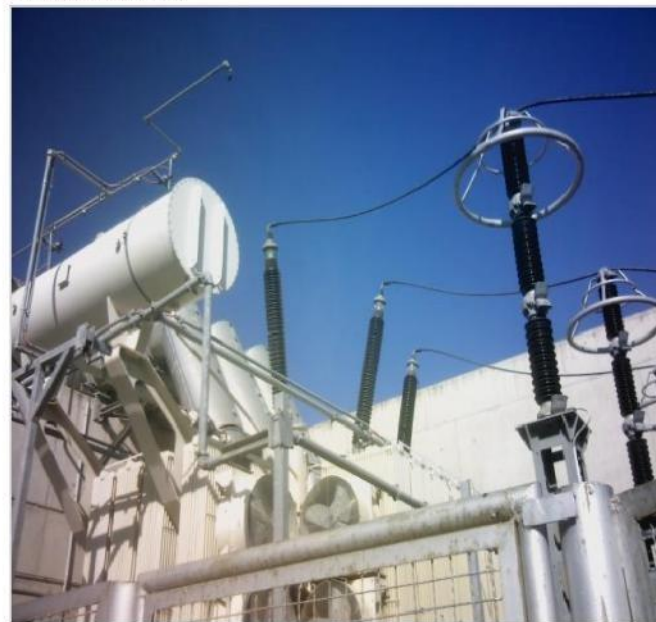


IR_1579.jpg

FLIR T640

55902612

27/03/2016 09:24:19



DC_1580.jpg

FLIR T640



Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
"Groupe N°4"

Mesures		°C
Sp1	61,0	
Sp2	36,8	

Paramètres	
Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	20 m
Temp. atmosphérique	23 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	40 %

28/03/2016 13:58:27



28/03/2016 13:58:27





Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les gaines coaxiales MT "Groupe N°4"

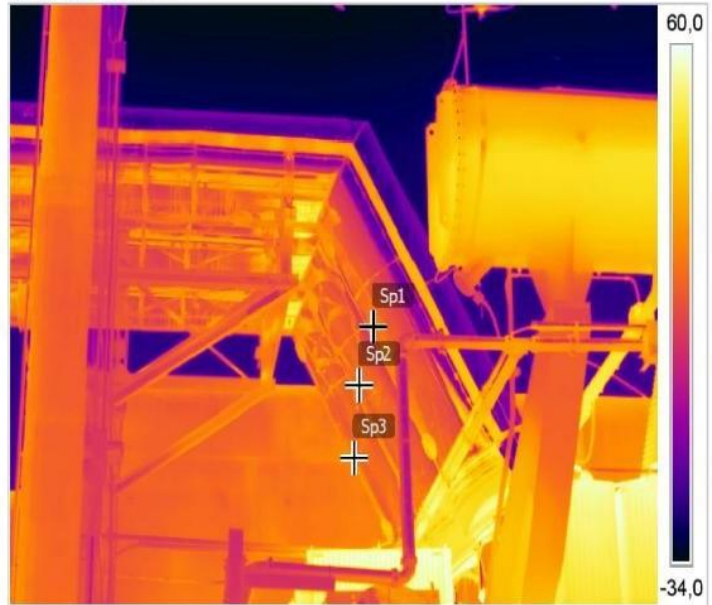
Mesures °C

Sp1	30,4
Sp2	31,0
Sp3	30,4

Paramètres

Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	20 m
Temp. atmosphérique	23 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	40 %

28/03/2016 13:59:45



IR_1609.jpg

FLIR T640

55902612

28/03/2016 13:59:45



DC_1610.jpg

FLIR T640



Centrale électrique de LARBAA
Mesures thermographiques sur le transformateur TP
Les points de connexion HT "Groupe N°4"

Mesures	°C
Sp1	44,0
Sp2	46,0
Sp3	45,7

Paramètres	
Emissivité	0.85
Temp. réfl.	17 °C
Distance	20 m
Temp. atmosphérique	23 °C
Temp. optique ext.	20 °C
Transmission optique ext.	1
Humidité relative	40 %

28/03/2016 13:56:35



28/03/2016 13:56:35



Annexe C : les résultats d'analyse de la viscosité.

Lauda iVisc Viscosimeter Version 1.01

Date: 28/03/2016

Time: 12:57:07

Protocol for iVisc No. : LMV830-13-0013
Type of evaluation : Kinematic Viscosity
Sample identification : huile dielectrique TP1
Operator : spe larbaa
Sample number : huile1
Capillary number : 704
Capillary constant : 0.100000 mm²/s²
Capillary size :
Type of capillary : Ubbelohde
Device-No./Remarks :
Measurement temperature : 40 °C

Flow times

- 1. ---- 99.60 s
- 2. ---- 99.46 s
- 3. ---- 99.43 s

Mean : 99.497 s
Standard deviation : 0.091 s
Kin. energy corr. acc. Hagenbach : 0.024 s
Corrected Mean : 99.473 s
Viscosity : 9.94728 mm²/s

Lauda iVisc Viscosimeter Version 1.01

Date: 28/03/2016

Time: 11:58:18

Protocol for iVisc No. : LMV830-13-0013
Type of evaluation : Kinematic Viscosity
Sample identification : huile dielectrique TP2
Operator : spe larbaa
Sample number : huile2
Capillary number : 705
Capillary constant : 0.300000 mm²/s²
Capillary size :
Type of capillary : Ubbelohde
Device-No./Remarks :
Measurement temperature : 40 °C

Flow times

1. ---- 33.43 s
2. ---- 33.38 s
3. ---- 33.63 s

Mean : 33.480 s
Standard deviation : 0.132 s
Kin. energy corr. acc. Hagenbach : 0.035 s
Corrected Mean : 33.445 s
Viscosity : 10.03341 mm²/s

Lauda iVisc Viscosimeter Version 1.01

Date: 28/03/2016

Time: 12:15:34

Protocol for iVisc No. : LMV830-13-0013
Type of evaluation : Kinematic Viscosity
Sample identification : huile dielectrique TP3
Operator : spe larbaa
Sample number : huile3
Capillary number : 705
Capillary constant : 0.300000 mm²/s²
Capillary size :
Type of capillary : Ubbelohde
Device-No./Remarks :
Measurement temperature : 40 °C

Flow times

1. ---- 29.42 s
2. ---- 29.38 s
3. ---- 29.41 s

Mean : 29.403 s
Standard deviation : 0.021 s
Kin. energy corr. acc. Hagenbach : 0.046 s
Corrected Mean : 29.357 s
Viscosity : 8.80726 mm²/s

Lauda iVisc Viscosimeter Version 1.01

Date: 28/03/2016

Time: 12:38:34

Protocol for iVisc No. : LMV830-13-0013
Type of evaluation : Kinematic Viscosity
Sample identification : huile dielectrique TP 4
Operator : spe larbaa
Sample number : huile4
Capillary number : 704
Capillary constant : 0.100000 mm²/s²
Capillary size :
Type of capillary : Ubbelohde
Device-No./Remarks :
Measurement temperature : 40 °C

Flow times

1. ---- 95.13 s
2. ---- 95.18 s
3. ---- 94.84 s

Mean : 95.050 s
Standard deviation : 0.184 s
Kin. energy corr. acc. Hagenbach : 0.026 s
Corrected Mean : 95.024 s
Viscosity : 9.50239 mm²/s