

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF-
UFAS (ALGERIE)

MEMOIRE

Présenté à la faculté des sciences de l'ingénieur
Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du Diplôme de

Magister En Electrotechnique

Option : Machines Electriques et leurs commande

Par

BOUCHAOUI LAHCENE

Thème

**DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE
PUISSANCE PAR LA METHODE D'ANALYSE
DES GAS DISSOUS: APPLICATION DES
RESEAUX DE NEURONES**

Soutenu publiquement le 06 Janvier 2010 devant le jury composé de :

Dr. Belkhiat Saad	M.C. Université de Sétif	Président
Dr. Hemsas Kamel Eddine	M.C. Université de Sétif	Rapporteur
Dr. Hachemi Mabrouk	M.C. Université de Sétif	Examineur
Dr. Rajeai Hammoud	M.C. Université de Sétif	Examineur
Dr. Gherbi Ahmed	M.C. Université de Sétif	Examineur
Ing. Benlahneche Saâd Eddine	Chef service GRTE de Sétif	Invité
Mr. Fergani Abdelaziz	P.D.G. SONELGAZ GRTE Alger	Invité

Sétif 2010

Remerciements

Louange à Allah le Tout Puissant Qui m'a accordé la foi, le courage et la patience pour mener ce travail.

*Je tiens à remercier infiniment le Dr. **HEMSAS Kamel Eddine** pour sa patience et ses conseils précieux qui m'ont été très utiles. Permettez-moi Monsieur de vous exprimer ma reconnaissance et mes remerciements les plus sincères.*

*Je ne peux oublier d'adresser mes sincères remerciements à Monsieur **Benlahneche Saâdeddine** ingénieur d'état et chef service de transport d'énergie à Sonelgaz de S&Tif, pour sa disponibilité, ses remarques fructueuses. Merci aussi d'avoir accepté de nous recevoir au niveau de la Sonelgaz. Ces remerciements vont également à Directeur Générale de Sonelgaz d'Alger Monsieur **Fergani Abdelaziz**.*

Je remercie également le jury qui m'a honoré en acceptant de juger et d'enrichir ce modeste travail.

Mes remerciements sont destinés aussi à toute ma famille, et tous mes amis pour leur aide et leur soutien.

Bouchaoui Lahcene

Je dédie ce travail

A mes chers parents,

A toute ma famille,

A tous mes amis,

... A tous ceux qui
veulent savoir ...

Acronymes & Abréviations

AGD	Analyse des Gaz Dissous (Dissolved Gas-in oil Analysis)
AI	Intelligence Artificiel
ARC	Arc ou décharge a base énergie (High Energy Discharge)
CEI	Commission électrotechnique internationale (International electrotechnical commission)
CIGRE	Conseil international sur les grands systèmes électriques (International Council on Large Electric Systems)
CH ₄	Méthane
C ₂ H ₆	Ethane
C ₂ H ₄	Ethylène
C ₂ H ₂	Acétylène
CO	Monoxyde de Carbone
CO ₂	Dioxyde de Carbone
DC	Dégradation de Cellulose
DP	Décharge Partielle
EPRI	Institut de recherche d'énergie électrique (The Electric Power Research Institute)
H ₂	Hydrogène
IEEE	Institut d'ingénieur d'électricité et électronique (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
LF	Logique floue
MLP	Multi couche perceptron (Multi Layer Perceptron)
NI	Etat non identifie
NR	Etat normal
OH	Surchauffement (Overheating)
OLTC	Régleur en charge (On-Load Tap Changer)
PPM	Concentration exprimée en partie par million. Un ppm (volume/volume) de gaz implique que 1mm ³ de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilo pascal).
RNA	Réseaux de neurone artificiel (Artificial Neural Network)
SE	Système expert

TDCG	Total des gaz combustibles dissous dans l'huile (Total dissolved combustible gaz)
TGC	Contenu total en gaz (Total gaz content).
TR	Transformateur de puissance
ZTZ service	Centre scientifique de technologie dans Zaporozhye Ukrain (Scientific- Engineering Center in Zaporozhye Ukrain).

Sommaire

Introduction générale

Chapitre 1 :

Revue sur le diagnostic des transformateurs de puissance

1.1 - Introduction.....	12
1.2- Importance du diagnostic de TR et identification des défauts naissants	12
1.2.1- Défaillance de transformateur de puissance	13
1.2.1.1 - Dégradation des isolants	13
1.2.1.2 - Calcul du vieillissement	14
1.2.2 - L'isolation dans les transformateurs de puissance	15
1.2.2.1- Isolation Cellulosique	15
1.2.2.2- Isolation liquide	15
1.2.3- Mécanismes de génération des gaz	16
1.2.3.1 - Décomposition de l'huile	16
1.2.3.2 - Décomposition de l'isolation cellulosique	17
1.3 - Introduction a l'AGD comme outil de diagnostic.....	18
1.3.1 - Historique de AGD	18
1.3.2 - Théorie de l'évolution de gaz.....	19
1.3.3 - Interprétation et analyse des gaz dissous	21
1.3.3.1 - Défauts thermiques	21
1.3.3.2 - Défauts électriques.....	21
1.3.4 - Différentes méthodes d'analyse des gaz dissous	21
1.3.4.1 - Technique des rapports	22
1.3.4.2 - Représentations graphiques.(méthode de Duval)	22
1.3.4.3 - Méthode des gaz-clés	22
1.3.4.4 - Autres méthodes d'interprétation	23
a - Méthode du Nomogramme De Church.....	23
b - Méthodes Schliesinger	23
1.4 - Conclusion.....	24

Chapitre 2 :

Localisation des défauts et mode de défaillances dans les TRs

2.1 - Introduction.....	26
2.2 - Modes De Défaillances	27
2.2.1 - Causes internes.....	28
2.2.1.1 - Mode de Défaillance Mécanique.....	28
2.2.1.2 - Mode de Défaillance Electrique.....	28
2.2.1.3 - Mode de Défaillance diélectrique	29
a – L'isolation Majeure.....	29
b – L'isolation Mineure.....	29

2.2.1.4 - Mode de Défaillance liée à la contamination	29
a - Contamination par l'eau	29
b - Contamination par les particules	30
c - Décomposition par vieillissement de papier	31
2.2.1.5 - Mode de Défaillances des Accessoires	32
a - Défaillance des traversés (bushings)	32
b - Défaillance du régulateur en charge	32
2.2.1.6 - Mode de Défaillances de conception et d'entretien	32
a - Défaillances de conception/fabrication	33
b - D'entretien/exploitation	33
2.2.2 - Causes externes	33
2.2.2.1 - Courts circuits	33
2.2.2.2 - Fiabilité	33
2.2.2.3 - Tenue diélectrique (manœuvre du réseau et foudre)	34
2.3 - Statistiques sur les causes de défaillances	34
2.3.1 - Causes typiques de défaillance du TR	34
2.3.1.1 - Causes internes	34
2.3.1.2 - Causes externes	35
2.3.2 - Causes des défaillances de TR selon le retour d'expérience des organismes	35
2.3.2.1 - IEEE	35
2.3.2.2 - Double et ZTZ- Service	36
2.3.2.3 - CIGRE	36
2.3.2.4 - EPRI	37
2.4 - Relation entre gaz générés et le type de défaut dans le TR	38
2.5 - Modèle fonctionnel de défaillance	39
2.6 - Le transformateur génère du gaz: Procédures méthodologiques	40
2.7 - Conclusion	41

Chapitre 3 :

AGD : Méthodes conventionnelles

3.1 - Introduction	43
3.2 - Méthode de Doernenburg	43
3.3 - Méthode de Rogers (CEGB/Rogers)	46
3.4 - Méthode de la CEI (commission électrotechnique internationale)	47
3.4.1 - Types des défauts selon la CEI	48
3.4.2 - Rapports fondamentaux de gaz	49
3.5 - Méthode de Duval	50
3.5.1 - Triangle de Duval	50
3.5.2 - Utilisation du Triangle de Duval	51
3.6 - Méthode d'IEEE (TDCG et Gaz clés)	53
3.6.1 - Concentration Totale de Gaz Dissous Combustibles (TDCG)	53
3.6.2 - Méthode des Gaz Clés	55
3.7 - Conclusion	57

Chapitre 4 :

Méthodes de diagnostic des défauts basées sur l' IA

4.1 - Introduction.....	59
4.2 - Réseaux de Neurones	59
4.3 - Logique Floue	60
4.4 - Systèmes Experts.....	61
4.5 - Systèmes Hybrides	61
4.6 - Synthèse et revue bibliographique.....	61
4.6.1 - Articles sur le Réseaux de neurones artificiels.....	62
4.6.2 – Articles sur la Logique Floue	64
4.6.3 - Articles sur le Systèmes Experts	66
4.6.4 - Articles sur l'Approche de Système Hybride.....	68
4.7 - Conclusion.....	70

Chapitre 5 :

Résultats et comparaisons

5.1 - Introduction.....	72
5.2 - Application de RNA dans le diagnostic de défaut naissant	72
5.3 - Topologie de RNA utilisée et les données	72
5.4 - Anomalies sur les transformateurs de la région de SETIF.....	75
5.5 - Diagnostic utilisant le RNA multicouches.....	76
5.5.1 - Fonction de transfert	76
5.5.2 - Simulation du modèle neuronal	77
5.5.3 - Résultats et Comparaison	79
5.5.3.1 - Diagnostic utilisant la méthode de la CEI	79
5.5.3.2 - Diagnostic utilisant la méthode de Rogers	82
5.6 - Diagnostic utilisant le RBF (radial basis fonction)	85
5.6.1 - Diagnostic utilisant la méthode de la CEI	86
5.6.2 - Diagnostic utilisant la méthode de Rogers.....	88
5.7 - Localisation de défaut de quatre cas réel	90
5.8 - Conclusion.....	95

Conclusions générales & Perspectives

Bibliographie

Annexes

Annexe A : Constitution des transformateurs de puissance (IEEE)

Annexe B : Huiles minérales isolantes des Transformateurs

Annexe C : Sur vole sur Réseaux de Neurone

Annexe D : Sur vole sur logique floue

Annexe E : Lexique

Annexe F : Fiches des Rapports d'analyse des gaz dissous de SONELGAZ GRTE

Introduction générale:

Le transformateur de puissance est l'élément le plus critique dans le système de transport d'électricité. Son infaillibilité n'affecte pas uniquement la disponibilité en énergie électrique, mais aussi, elle conduit à des pénalités technico-économiques, très lourdes en conséquences (techniques, financières, commerciales, environnementales) ; d'où la nécessité de détecter et d'identifier dès les premiers stades les défauts latents pour une éventuelle action préventive.

Durant une défaillance ou un défaut, les intégrités mécanique, diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées, et diminuent à des valeurs inférieures, par rapport celles de leurs tenues normales. Les défauts latents peuvent évoluer dans le temps et provoquer une perforation d'isolement par de différentes causes telles que les courants de défaut (courant de court – circuit, courant d'enclenchement, ...) et les surtensions électriques (transitoire, manœuvre, ou de foudre) . L'évaluation de l'état du transformateur est souvent réalisée à travers les diagnostics effectués. Le vecteur principal de l'évaluation de la condition du transformateur est généralement apportée par l'analyse de son huile où la majorité des informations recueillies sont données et exploitées pour des actions de maintenance. La décomposition de l'huile selon les différents défauts et leurs intensités conduit à la formation des gaz qui peuvent être exploités pour le diagnostic.

L'analyse des gaz dissous (AGD, en anglais Dissolved Gases Analysis DGA) est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. Elle permet, à travers la nature et la concentration des gaz, d'identifier l'existence du défaut latent ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement. Les quantités d'informations, leur complexité, l'existence simultanée de plusieurs défauts, l'absence d'équations qui les régissent, imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles (réseaux de neurones ANN, systèmes experts, systèmes flous, techniques bayésiennes, ...).

Dans le présent travail, fruit d'une étroite collaboration avec Sonelgaz-GRTE de SETIF, nous présentons une étude menée dans le but de surveiller les transformateurs en service par la détection et l'identification des défauts en se basant sur les techniques d'AGD utilisées dans les normes (IEEE; ICE;...) et une technique moderne (RNA) que nous avons développé.

La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport au logiciel DELTA X [Annexe E] utilisé dans les laboratoires de SONELGAZ-GRTE ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. Cette banque de données des diagnostics faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité.

Pour ce faire, le mémoire comporte cinq chapitres.

Dans le premier, nous présentons un aperçu sur les techniques de diagnostic des transformateurs de puissance via l'utilisation de l'huile minérale avec le développement détaillé des principaux défauts qui puissent les affecter.

Le deuxième chapitre traite les modes de défaillance rencontrés, leurs causes, leur localisation dans les différents endroits de la partie active du transformateur et les relations établies entre ces défauts et la génération des gaz.

Dans le troisième chapitre, nous présentons les méthodes conventionnelles d'analyse de gaz dissous dans les transformateurs de puissance et les problèmes rencontrés de diagnostic.

Par contre dans le quatrième chapitre, une revue élargie sur les méthodes de diagnostic par l'application de l'intelligence artificielle est exposée. Notre choix est porté sur les RNA où une application a été développée dans ce but.

Les résultats obtenus sont exposés dans le cinquième chapitre avec les comparaisons faites avec le logiciel DELTA X dans un but de validation.

A la fin, nos conclusions, recommandations et les différents horizons de recherche sur ce sujet sont proposés pour les futurs travaux.

CHAPITRE 1

Revue sur le
diagnostic des
transformateurs de
puissance

1.1. Introduction:

Le transformateur de puissance [Annexe A] a un rôle très important dans les installations électriques, c'est le composant le plus critique et le plus cher des éléments du transport de l'énergie électrique.

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 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.

1.2. Importance du diagnostic de transformateur de puissance et identification des défauts naissants:

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 chaleur et lumière et le défaut en avant poste d'une source de génération d'électricité peut simplement conduire à l'arrêt de celle ci.

Sous l'environnement dérégulé des systèmes électriques dans le monde et les conditions dégagées de cela, chaque entreprise d'électricité essaye de gérer son patrimoine avec plus d'intelligence en se basant sur la maintenance conditionnelle et proactive pour limiter les avaries sur le réseau et éviter des pénalités économiques causées par les indisponibilités des équipements du système électrique. Une défaillance du transformateur de puissance peut conduire à des pertes directes et indirectes qui dépassent largement le prix de celui-ci [Myer_98].

Le diagnostic du transformateur via l'analyse de l'huile 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.

1.2.1. Défaillance du transformateur de puissance:

Les conséquences des défauts latents à l'intérieur du transformateur de puissance sont souvent remarquables, qui peuvent diminuer à la fois ses tenues : diélectriques, thermiques et mécaniques à des valeurs inadmissibles, au dessous des contraintes appliquées. Ceci peut progresser à un point où l'isolation ne peut résister face à ces surcharges provoquées par le courant de défaut ou de surtension (court circuit, vibrations, surcharges, décharges partielles, foudre..). Ainsi, le diagnostic de ces défauts est étroitement lié à l'évaluation de l'état d'isolation solide et liquide [Wang_00].

1.2.1.1. Dégradation des isolants:

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physico-chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation.

La détérioration du papier enrobant les spires des enroulements sont normalement touchés par la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse qui se produit dans les matériaux [CIGR_93].

Par ailleurs, elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de l'oxygène et du taux d'humidité.

La dégradation chimique des papiers et des cartons se manifeste par l'affaiblissement des propriétés mécaniques de la cellulose. Cependant, bien que les pertes diélectriques tendent à augmenter, cependant, la rigidité diélectrique du papier n'est pas touchée de manière significative par ces détériorations. L'huile isolante est également altérée par la détérioration chimique. Elle s'oxyde, ce qui forme des composés acides et des boues. Ceux-ci réduisent la rigidité diélectrique et affectent la capacité d'évacuation de chaleur du transformateur. Un certain nombre de facteurs, avec leur combinaison, accélèrent souvent ces détériorations, notamment :

- La chaleur;
- La présence des forces mécaniques;
- L'application d'une tension;
- La contamination.

Les vibrations, les efforts électrodynamiques causés par les courts-circuits et les courants d'appel, les chocs au cours du transport ainsi que les efforts résultant des variations des différents matériaux sont les principales contraintes mécaniques qui

altèrent le papier et le carton. Si celles-ci sont suffisamment fortes, elles détruiront les matériaux isolants et entraîneront une défaillance diélectrique. En outre, les efforts de compression entraînent le tassement des isolants solides et par conséquent une prise de jeu de l'ensemble de l'assemblage et du serrage. Ceci rendra le transformateur plus vulnérable en cas de court-circuit. Les contraintes occasionnées par l'application d'un champ électrique provoquent également un vieillissement de l'isolation électrique. Sous l'action de ce champ, le matériau est le siège de décharges partielles qui conduisent à son érosion et affectent par conséquent sa rigidité diélectrique et sa tenue mécanique.

Cependant, dans les transformateurs modernes bien imprégnés, cet effet est très faible: en fonctionnement normal, les isolants sont soumis à des champs dont le niveau est inférieur au seuil d'apparition des décharges partielles. Enfin, le vieillissement peut être accéléré par la contamination de l'huile, les particules métalliques et conductrices, les fibres humides et les bulles de gaz présentes dans l'huile peuvent pénétrer dans des endroits où le champ électrique est élevé. De plus, la rigidité diélectrique de la cellulose peut diminuer en raison d'infiltration d'humidité. [Sche_01]

1.2.1.2. Calcul du vieillissement:

La durée de vie d'un transformateur dépend beaucoup d'événements exceptionnels, tels que les surtensions, les courts-circuits sur le réseau et les surcharges. En plus, des paramètres de fonctionnement normal, ils représentent autant de grandeurs susceptibles d'influencer le vieillissement des isolants. Le phénomène de vieillissement est complexe et difficile à modéliser. Á ce jour, seule l'influence des contraintes thermiques sur l'évolution des propriétés mécaniques et chimiques fait l'objet d'un modèle mathématique [IEEE_91].

En négligeant toutes les autres influences, sous l'effet de la température de l'huile, comme cela a été expliqué au paragraphe précédent, l'isolation subit une dégradation chimique. Après un certain temps d'exploitation, selon un certain critère retenu, l'isolation est affaiblie. La loi d'Arrhenius sur les réactions chimiques donne l'intervalle de temps pour atteindre ce point final:

$$\text{Durée de vie} = a e^{(\beta / T)} \quad (1)$$

Où **a** est la vie initiale, **β** est une constante dépendant des propriétés du matériau à étudier et T la température absolue en Kelvin (K).

Comme il est difficile de déterminer de manière univoque la fin de vie d'un transformateur du fait, aussi qu'elle est liée aussi à la vie du papier, la vitesse de vieillissement a été définie sur la base de la durée de vie selon Montsinger et la norme CEI :

$$\text{Vitesse de vieillissement } [\%/ \Delta] = 2^{\frac{\theta_{hs} - 98}{6}} \quad (2)$$

θ_{hs} : Température du point chaud.

En pratique, un incrément de 6°C au delà de 98°C multiplie de deux fois la vitesse du vieillissement (cas du papier non amélioré thermiquement). [Tim_08]

1.2.2. L'isolation dans les transformateurs de puissance:

1.2.2.1. Isolation Cellulosique:

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, le papier comprimé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance.

Dans la plupart des applications industrielles, les isolations cellulosiques sont rarement utilisées en dehors de l'imprégnation avec un autre matériel isolant. Le but principal de l'imprégnation est de protéger l'isolation diélectrique de la cellulose contre les effets diélectriques de l'humidité absorbée et d'augmenter son BIL (Basic Impulse Level).

Pour l'utilisation en basse tension comme dans le cas du fonctionnement de certains moteurs électriques et condensateurs, les papiers isolants sont souvent imprégnés avec de la cire et le vernis. Quand ils sont utilisés pour l'équipement à haute tension, ils seront imprégnés avec des isolants liquides tels que les huiles diélectriques. [Khen_00]

1.2.2.2. Isolation liquide:

L'huile de transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcane, de naphthènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut. Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes lorsqu'elle est parfaitement achevée, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux

spécifications exigées. Son rôle fondamental est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre corrosif. [Annexe B]

Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- Point d'inflammabilité élevé
- Point de congélation bas
- Rigidité diélectrique élevée
- Basse viscosité
- Bonne résistance à l'électrification statique
- Tendance au gassing. [Hua_02]

1.2.3. Mécanismes de génération des gaz :

1.2.3.1. Décomposition de l'huile :

Les huiles minérales isolantes sont constituées d'un mélange de molécules différentes d'hydrocarbures. Contenant des groupes chimiques CH₃, CH₂ et CH reliés les uns aux autres par des liaisons moléculaires carbone-carbone. Des défauts thermiques ou électriques peuvent couper certaines de ces liaisons C-H et C-C, avec la formation de petits fragments instables, sous forme radicalaire ou ionique, comme H^{*}, CH₃^{*}, CH₂^{*}, CH^{*} ou C^{*} (parmi bien d'autres formes plus complexes), qui se recombinent rapidement, par des réactions complexes, en molécules de gaz comme l'hydrogène (H-H), le méthane (CH₃-H), l'éthane (CH₃-CH₃), l'éthylène (CH₂=CH₂) ou l'acétylène (CH≡CH). Des hydrocarbures gazeux en C₃ et C₄, ainsi que des particules solides de carbone et de polymères hydrocarboné (cire-X), sont d'autres produits de recombinaison possibles. Les gaz formés se dissolvent dans l'huile, ou s'accumulent sous forme de gaz libres, s'ils sont produits rapidement en grandes quantités, et peuvent être analysés par l'analyse des gaz dissous (AGD) conformément à la CEI 60567. [CEI_99]

Les défauts de faible énergie, tels que les décharges partielles de type plasma froid (décharge couronne), favorisent la coupure des liaisons C-H plus faibles (338 kJ/mole) par des réactions d'ionisation et l'accumulation d'hydrogène comme gaz principal de recombinaison. De plus en plus d'énergie et/ou des températures plus élevées sont nécessaires pour la coupure des liaisons C-C, et leur recombinaison en gaz contenant une liaison simple C-C (607 kJ/mole), une double liaison C=C (720 kJ/mole) ou une triple liaison C≡C (960 kJ/mole), suivant des réactions présentant des analogies avec celles observées dans l'industrie de craquage du pétrole.

Ainsi, la formation d'éthylène est favorisée par rapport à celle de méthane et l'éthane au-dessus d'environ 500°C (bien que, au-dessous, l'éthylène soit toujours présent, mais en plus faibles quantités). L'acétylène nécessite des températures d'au moins 800°C à 1200°C, suivies d'une trempe rapide jusqu'à de plus basses température, pour pouvoir s'accumuler comme produit de recombinaison stable.

L'acétylène se forme ainsi en quantités significatives principalement dans les arcs, où le canal de conduction ionisé est à plusieurs milliers de degrés Celsius, et l'interface avec l'huile liquide avoisinante est nécessairement en dessous de 400°C (température au-dessus de laquelle l'huile des vaporise complètement), avec une couche de vapeur d'huile et de gaz de décomposition entre les deux. L'acétylène peut se former à plus basse température (<800°C), mais en très faibles quantités.

Les particules de carbone se forment de 500°C à 800°C et s'observent, en effet, après claquage dans l'huile ou autour de points très chauds.

L'huile peut s'oxyder, avec la formation de faibles quantités de CO et de CO₂, qui peuvent s'accumuler en quantités plus importantes sur de longues durées.

1.2.3.2. Décomposition de l'isolation cellulosique :

Les chaînes polymériques de l'isolation solide cellulosique (papier, carton, bois de calage) contiennent un grand nombre de noyaux anhydroglucosiques, et de faibles liaisons moléculaires C-O et glycosiques, qui sont thermiquement moins stables que les liaisons hydrocarbonées de l'huile et se décomposent à des températures plus basses. Les vitesses de coupure de chaînes polymériques deviennent significatives à des températures supérieures à 105°C, avec décomposition complète et carbonisation au-dessus de 300°C. Il se forme principalement du monoxyde et du dioxyde de carbone, ainsi que de l'eau, en quantités beaucoup plus importantes que par oxydation de l'huile aux mêmes températures, ainsi que de faibles quantités d'hydrocarbures gazeux de l'huile et de composés furaniques. Ces derniers, peuvent être analysés conformément à la CEI 61198, en complément à l'interprétation de l'AGD, pour confirmer si oui ou non l'isolation cellulosique est impliquée dans le défaut. La formation du CO et du CO₂ augmente non seulement avec la température, mais également avec la teneur en oxygène dissous dans l'huile et avec la teneur en eau du papier. [CEI_99]

1.3. Introduction a l'Analyses des Gaz Dissous (AGD) comme outil de diagnostic :

L'huile minérale des transformateurs de puissance se compose de plusieurs molécules d'hydrocarbure. Les défauts électriques et thermiques peuvent causer la rupture des liaisons entre ces molécules qui conduisent à la formation de gaz. Selon l'intensité dégagée du défaut, le gaz formé se dissout ou se libère de l'huile en accord avec les différentes limites de solubilités de chaque gaz dans l'huile. La concentration de ces gaz peut être suivie à l'aide de la chromatographie en phase gazeuse (AGD) [Than_01]. Cette méthode exige seulement un prélèvement de quelques *ml* de l'huile isolante pour être analysée sur un transformateur en service.

Quand les transformateurs de puissance subissent des contraintes internes ou externes, les gaz caractéristiques de chaque défaut apparaissent, et leur concentration dépend de l'intensité de celui-ci et de son activité. Les résultats obtenus à partir de la chromatographie en phase gazeuse indiquent les quantités relatives dissoutes des gaz dans l'huile en parties par million (ppm). Les principaux gaz qui peuvent être identifiés et déterminés sont :

- Les gazes- Hydrocarbure et hydrogène: méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), éthylène (C_2H_4), acétylène (C_2H_2), propylène et hydrogène (H_2).
- Les oxydes de Carbone: carbone monoxyde (CO) et carbone dioxyde (CO_2).
- l'oxygène (O_2) et l'azote (N_2) (atmosphère). [Hua_02]

1.3.1. Historique de AGD:

L'identification des gaz dans le matériel électrique avait d'abord été utilisée pour distinguer entre les gaz combustibles et non combustibles produits dans les transformateurs depuis les années vingt du 19eme siècle. Ceci a été réalisé en brûlant les gaz rassemblés à partir de l'échantillon ou du robinet du relais Buchholz. Initialement, la procédure visant à détecter la présence d'hydrogène, ce qui signifia qu'il y avait un défaut réel dans le transformateur du moment que celui ci peut être présent dans tous les défauts. Au cours des années 30, la procédure a été améliorée pour permettre simultanément à l'hydrogène, à l'acétylène et au Monoxyde de carbone d'être détectés, ce qui a permis une certaine déduction de la nature du défaut en particulier, la présence d'acétylène qui signifia l'existence d'un défaut de forte énergie, et le monoxyde de carbone associé à l'implication de la cellulose.

Le développement de: la chromatographie, la spectrométrie de masse, les techniques infrarouges et les méthodes analytiques de séparation liquide-gaz entre 1955-1965 ont conduit à l'analyse de gaz dissous qui était impossible à faire jusqu'au la, sauf que lorsque les gaz atteindront leur saturation pour devenir libres et mesurables après à une alarme du Buchholz (défaut intense). Ce ci constitue un risque imminent d'avarie du transformateur ; et l'arrivée donc de la méthode des gaz dissous avait pallié à ce problème. [Heat_98]

1.3.2. Théorie de l'évolution de gaz :

La composition des gaz produits lors d'un défaut et leur concentration est influencée par plusieurs facteurs tels que l'historique des événements et de maintenance parvenue sur le transformateur, la charge qu'il transitait, l'état de son isolation, le degré de contamination ainsi que l'endroit du défaut.

Néanmoins, il est possible de lier certains modes d'évolution des gaz à l'énergie entraînée par le défaut qu'il faut associer aux conditions d'exploitation et à la conception du transformateur pour percevoir la gravité du problème. L'effet immédiat de la rupture sur les molécules d'hydrocarbures comme résultat de l'énergie produite par le défaut est la création des radicaux libres (Figure 1.1) qui se recombinent par la suite pour produire des gaz hydrocarbures à bas poids moléculaires. C'est ce processus de recombinaison qui est en grande partie responsable de la formation des gaz. [Heat_98]

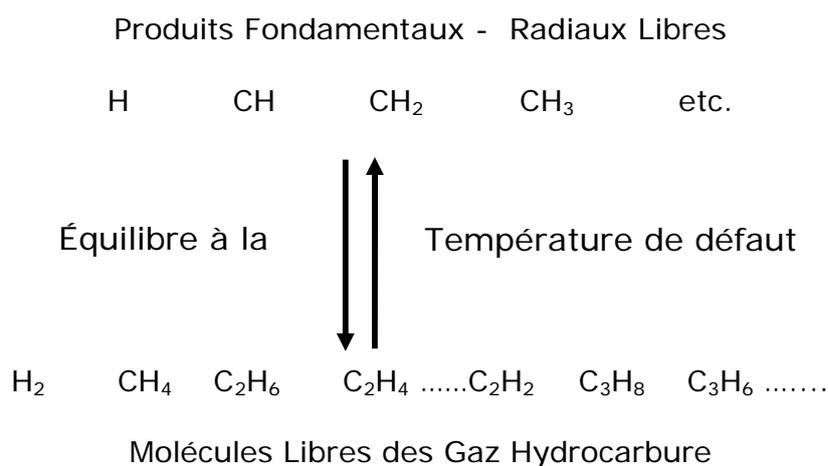


Fig.1.1 - Radicaux libres résultant de l'échauffement de l'huile minérale

[Heat_98]

La quantité de chaque gaz individuel dépend de la température au voisinage du point soumis à une contrainte. Halstead propose un modèle thermo-dynamique pour décrire la

relation entre le défaut de température et les caractéristiques du gaz, en supposant que tous les hydrocarbures dans l'huile sont décomposés en même produit et que chaque produit est en équilibre avec tous les autres. Le taux d'évolution de chaque gaz peut être calculé à n'importe quelle température, de sorte qu'une relation entre la génération du gaz et la température peut être obtenue pour chaque gaz. L'analyse de cette relation indique que des gaz sont produits avec une augmentation de la température [Wang_00]. La figure 1.2 suivante montre cette relation.

On remarque que l'hydrogène est produit à basses températures et sa quantité augmente avec l'augmentation de la température, alors que l'acétylène est produit à une température très élevée (près de 700°C) et augmente également avec l'augmentation de la température.

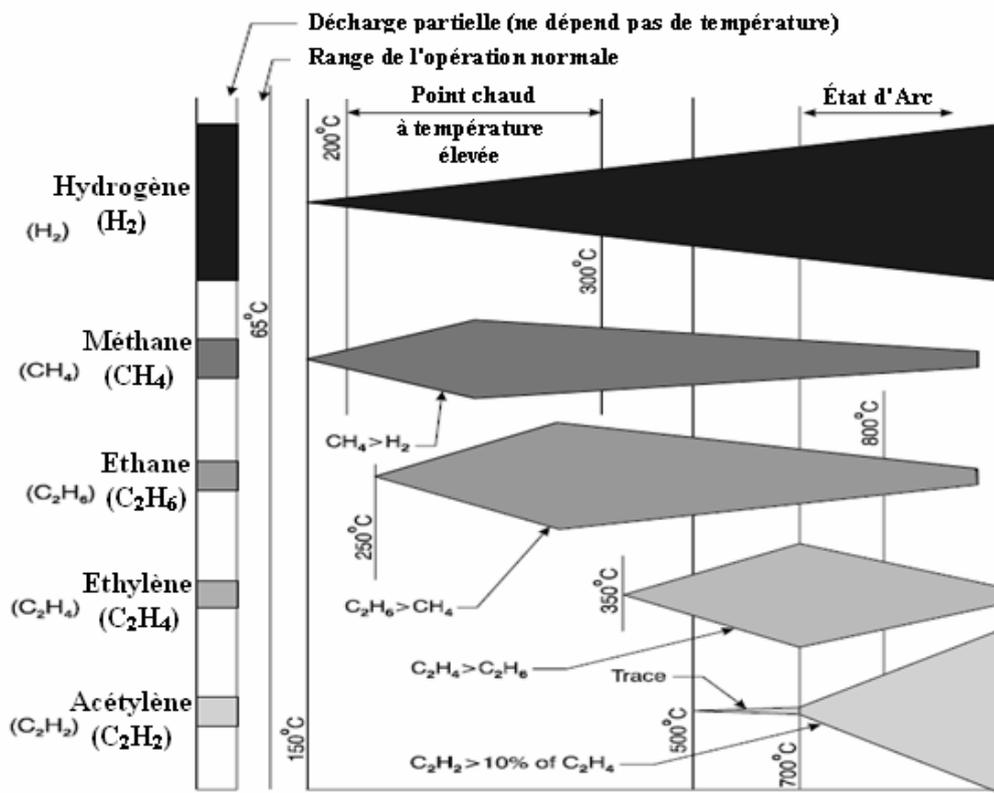


Fig.1.2 - Evolution des gaz dissous en fonction de la T° de l'huile [Roge_78]

1.3.3. Interprétation et analyse des gaz dissous :

Tous les transformateurs génèrent de gaz dans une certaine mesure à la température d'exploitation normale. Mais de temps en temps, une concentration anormale peut se produire provenant d'une surchauffe locale ou générale, des problèmes d'origine diélectrique, ou à partir d'une combinaison de ces éléments. Dans le matériel électrique, ces anomalies sont appelées "défauts" ou défaillances si la gravité est plus poussée. Les défauts de type thermique, couronne ou arcs électriques sont décrits comme suit :

1.3.3.1. Défauts thermiques : en se référant aux normes (CEI, IEEE), la décomposition de l'huile minérale entre les températures de 150 C° à 500 C°, produit des quantités relativement importantes des gaz de faible masse moléculaire tels que l'hydrogène (H₂), le méthane (CH₄) et l'éthane (C₂H₆) avec des quantités de gaz moins importantes d'éthylène (C₂H₄). Une température du défaut plus élevée produira une concentration plus élevée de ce gaz. S'il y'a implication de la cellulose, le dioxyde de carbone (CO₂) ainsi que le monoxyde du carbone (CO) se formeront à des concentrations qui dépendent toujours de l'intensité du défaut avec l'endroit de sa localisation. Par contre, l'acétylène (C₂H₂) se forme quand le transformateur est soumis à un arc électrique de forte énergie.

1.3.3.2. Défauts électriques :

- Décharges de basse intensité :

Les décharges de faible énergie telles que les décharges partielles produisent principalement de l'hydrogène, avec quelques traces d'acétylène et du méthane. Si, l'intensité de la décharge augmente, les concentrations d'acétylène, d'hydrogène et d'éthylène augmenteront davantage.

- Arc d'intensité élevée : pour des arcs de forte énergie, l'acétylène se produira de manière plus prononcée et significative. [IEEE _91]

1.3.4. Différentes méthodes d'analyse des gaz dissous :

Les défaillances du transformateur se classent en deux catégories si on utilise l'AGD pour détecter l'apparition des défauts : les défaillances graves imminentes, qui peuvent se développer en temps très court et que l'AGD ne peut les détecter, et les défaillances qui se développent sur une période de temps prolongée et qui sont donc en principe détectables par l'AGD. Pour interpréter les résultats en utilisant une analyse de

tendance, on a généralement recours aux méthodes suivantes :

1.3.4.1. Technique des rapports :

Cette technique utilise les rapports des quantités mesurées de gaz. La norme CEI 60599 recommande l'utilisation de cinq gaz et de trois rapports. De même, d'autres méthodes recommandent l'utilisation des cinq gaz. Ces gaz sont répertoriés dans l'ordre croissant de leur température de décomposition. Le principal désavantage de cette technique est que l'apparition simultanée de plusieurs défauts risque de créer une certaine ambiguïté dans l'analyse. La technique des rapports présente des avantages certains par rapport aux autres techniques, car les rapports sont indépendants à la fois du volume d'huile et du choix des unités de concentration [Elec_99].

Parmi ces méthodes, on trouve :

- la méthode CEI 60599,
- la Méthode IEEE,
- la méthode CEGB/Rogers,
- la Méthode de Doernenburg.

1.3.4.2. Représentations graphiques (méthode de Duval):

Les représentations graphiques des rapports de gaz sont pratiques pour suivre visuellement l'évolution des défauts. Cette méthode de diagnostic repose sur le calcul du pourcentage relatif de trois gaz. Chaque coin du triangle représente 100% d'un gaz et 0% des autres gaz [duva_89].

La représentation graphique des trois gaz sur le triangle appelé "Triangle de Duval" dépend de la surface sur laquelle un diagnostic est mené.

1.3.4.3. Méthode des gaz-clés :

Le rapport entre la température et les types de gaz de décomposition de l'huile et de la cellulose sert de base à une détermination qualitative des types de défaut à partir des gaz qui sont typiques, ou prédominants, à diverses températures. Ces gaz majeurs et leurs proportions sont appelés « gaz-clés ». Cette technique fournit des courbes pour quatre types de défaut généraux, à savoir : thermique (décomposition de l'huile), thermique (décomposition de la cellulose), électrique (effet de couronne) et électrique (contournement). Les procédures détaillées sont décrites dans la norme IEEE C7.104-1991. [IEEE_ 91].

1.3.4.4. Autres méthodes d'interprétation :

a) Méthode du Nomogramme De Church:

La méthode de Church diffère des précédentes par l'utilisation simple des valeurs absolues directement tracées sur un graphe. Il s'agit d'une combinaison du concept de rapport des gaz de défaut et de valeurs définies. Cette méthode vise à fournir à la fois une représentation graphique des données de gaz de défaut et les moyens d'interpréter leur signification.

Le nomogramme est constitué d'une série d'échelles logarithmiques verticales représentant les concentrations des gaz individuels. Des lignes droites sont tracées entre échelles adjacentes pour relier les points qui représentent les valeurs des concentrations des gaz individuels. Les pentes de ces lignes sont les critères de diagnostic qui servent à déterminer le type de défaut. Des ajustements des échelles sont parfois nécessaires, compte tenu des historiques d'utilisation des transformateurs défectueux. [Elec_99].

Cette méthode permet de diagnostiquer quatre types de défauts qui sont: la décharge partielle, la surchauffe, l'arc et la dégradation de la cellulose. Elle est particulièrement bien adaptée pour une évaluation manuelle. [Bélan_02]

b) Méthodes Schliesinger :

Il s'agit d'une technique de rapports combinés avec des seuils de concentration de gaz. La combinaison d'un rapport et d'une limite de concentration de gaz se traduit par un code qui peut servir à l'interprétation des résultats. Cinq rapports sont utilisés. Il s'agit de C_2H_2/H_2 , C_2H_2/C_2H_6 , H_2/CH_4 , C_2H_4/C_2H_6 et CO_2/CO . Les codes sont extraits en fonction des rapports. L'étape suivante consiste à trouver le code pour le niveau de concentration pour C_2H_2 , H_2 .

La somme de C_xH_x et la somme de la concentration de CO et de CO_2 . Pour ces gaz, il existe une plage de concentration (de...jusqu'à...). Selon la concentration de ces gaz, des codes sont extraits de la table. Des combinaisons de codes sont répertoriées dans la table des diagnostics. Cette méthode permet de distinguer plusieurs défauts. [Elec_99]

1.4. Conclusions:

Dans ce chapitre, une revue sur l'importance du diagnostic des transformateurs de puissances et de son intérêt, sur les principaux défauts qui peuvent apparaître et sur les différentes méthodes d'analyse des gaz dissous sont soigneusement étalés. Notons qu'une description plus élargie des méthodes les plus utilisées dans le diagnostic de défaut de transformateur de puissance est exposée au chapitre 3.

CHAPITRE 2

Localisation des
défauts et mode de
défaillances dans les
transformateurs de
puissance

2.1. Introduction:

Les transformateurs de puissance sont généralement très fiables, avec une espérance de vie entre 20 et 35 ans. Dans la pratique, elle peut s'étaler jusqu'à 60 ans en utilisant une maintenance et une exploitation convenables. Cependant, toute défaillance d'un transformateur est potentiellement coûteuse en réparation ou en remplacement par un autre. Son exploitation continue ou exceptionnelle dans un régime de surcharge pour alimenter une large population peut entraîner son vieillissement prématuré et raccourcir d'une façon consistante sa vie, ce qui accroît considérablement le risque de défaillance. Les pannes sont généralement initiées par des conditions sévères, comme la foudre, les manœuvres sur le réseau, les courts circuits, ou autres incidents.

Lorsque le transformateur est neuf, ses tenues électriques et mécaniques sont suffisantes pour résister aux différentes conditions. Quand le transformateur vieillisse, sa tenue diélectrique peut se dégrader au point qu'il ne peut supporter les défauts tels que les court circuits ou les surtensions transitoires.

Les paramètres d'état caractérisent en général l'état de santé des transformateurs. La gestion de leurs vies exploite souvent ces paramètres dans un processus cohérent pour la prolonger au maximum, et qui se base sur les informations recueillies des différents diagnostics.

Souvent, quatre états apparents (courbe de vie) sont connus dans le cas des transformateurs et qui sont :

- Etat normal
- Etat de défectuosité
- Etat de défaut
- Etat de défaillance

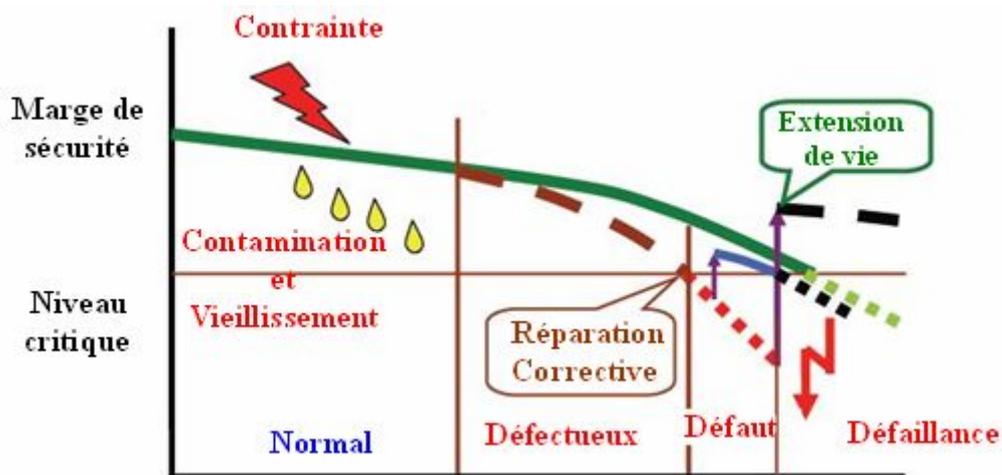


Fig.2.1– Conduction d'un cycle de vie d'un transformateur [CIGR_02]

2.2. Modes De Défaillances :

Un transformateur est constitué des sous-systèmes suivants [Annexe A] :

- Le circuit électromagnétique.
- Le circuit de courant.
- Le système diélectrique.
- La structure mécanique.
- Le système de refroidissement.
- Traversés (Bushings).
- Régleur en charge (load tap changer) LTC.
- Préservation d'huile et système d'expansion.
- Système de protection. [Soko_00]

Le modèle de vie du transformateur est basé sur le changement de son état avec le temps, ou une réduction superficielle ou sensible de sa tenue sous l'impact combiné des efforts: thermiques, électriques, électromagnétique, électrodynamique, associés aux diverses transformations et contaminations chimiques est enregistrée et marquée par les quatre principaux états du transformateur cités auparavant :

Le but principal de l'évaluation de la condition permet de donner une idée sur la criticité et le risque que le transformateur soit en train de subir d'un côté et de l'autre côté l'identification de l'anomalie, sa nature et sa gravité. [CIGR_02]

Il y a cependant des causes internes et externes de défaillance comme il est illustré brièvement ci dessous:

2.2.1. Causes internes :

2.2.1.1. Mode de Défaillance Mécanique:

Les scénarises typiques suivants d'une défaillance d'un transformateur liée à la cause mécanique sont comme suit :

- Perte de serrage - Distorsion de la géométrie d'enroulement => apparence de DP => arborescence de décharges progressives=> défaillance.
- Déformation de la géométrie d'enroulement + surtension de manoeuvre => étincelle entre les bobines => évolution excessive de gaz.

L'expérience a montré que plus de 90% des modes de défaillance mécanique ont été associés avec la déformation circonférentielle des enroulements internes. Comme, il a été confirmé également que le transformateur peut survivre pendant des années avec cette anomalie jusqu'au relâchement dans son isolation. La déformation circonférentielle des enroulements provoque des changements parfois très remarquables dans le diamètre des spires et des enroulements, ce qui changera la dimension du canal de fuite. Ces changements mécaniques sont souvent diagnostiqués par des méthodes modernes telles que l'analyse par réponse fréquentielle(FRA), la mesure des capacitances, les mesures de la réactance de fuite et les mesures acoustiques.

Au cours des 15 dernières années, environ 40% des transformateurs endommagés ont été identifiés sur le terrain et le diagnostic a été confirmé plus tard par l'inspection interne.

2.2.1.2. Mode de Défaillance Electrique:

La plupart de défauts électriques sont associés à la surchauffe des contacts, des joints et des connexions, et peuvent être attribués aux problèmes de fiabilité au cours du processus de dégradation rapide.

Les défauts typiques qui affectent la fiabilité à court terme dans le circuit de courant sont:

- La surchauffe d'isolation des connexions et des conducteurs lors d'un court-circuit.
- La surchauffe des connexions de traversée BT avec menace d'un court circuit à la terre.
- La surchauffe des contacts (mobile et fixe) du régleur en charge lors d'un court-circuit entre les phases. [Soko_06]

2.2.1.3. Mode de Défaillance diélectrique (Manœuvre du réseau et foudre) :

a) L'isolation Majeure: Les causes typiques de défaillance dans l'isolation majeure sont les suivantes:

- l'humidité excessive dans la cellulose. Cette anomalie est essentiellement inhérente au transformateur avec l'ouverture du système de préservation ou à ceux qui ont une jointure dégradée.
- La distribution d'humidité pendant la vie de transformateur est répartie d'une façon hétérogène. La plupart de la concentration en eau est stockée dans les structures cellulosiques froides, alors qu'environ 1 à 2 % reste dans l'huile.
- Contamination de la surface d'isolation par adsorption des produits de vieillissement d'huile trop polaires ou de dépôts de particules conductrices et des produits de vieillissement insolubles dans les zones où le champ électrique est élevé.
- La contamination des surfaces peut provoquer une distorsion du champ électrique et une réduction de la tenue diélectrique du système d'isolation donnant naissance aux décharges partielles. [Soko_99]

b) L'isolation Mineure:

- Une Surchauffe donnée peut conduire à l'accélération du vieillissement de l'isolation.
- L'humidité excessive dans le papier entraîne à la formation de bulles lors de ces surchauffes.
- L'eau libre présente aux basses températures, en contact avec cette isolation peut entraîner son claquage. [Soko_99]

2.2.1.4. Mode de Défaillance liée à la contamination:

L'eau, l'oxygène, les produits de vieillissement d'huile (acides en particulier) et les particules d'origine différentes sont des agents de dégradation, qui peuvent raccourcir la vie de transformateur de manière significative sous l'impact des efforts thermiques, électriques, électromagnétiques et d'électrodynamiques.

a) Contamination par l'eau :

Il y a trois sources de contamination par l'eau dans l'isolation du transformateur:

- L'humidité résiduelle dans les structures épaisses non levée pendant le séchage au cours de la fabrication.

- L'entrée par l'atmosphère et l'environnement ambiant.
- Le vieillissement (décomposition) de la cellulose et de l'huile.

La source principale de contamination de l'eau est l'humidité atmosphérique, et le mécanisme principal de la pénétration de l'eau est l'écoulement visqueux d'air humide ou d'eau libre à travers un joint faible ou vieilli sous l'action d'un gradient de pression. Une grande quantité d'eau de pluie peut pénétrer le transformateur dans un temps très court (plusieurs heures), quand il y a une baisse rapide de pression (après qu'une baisse rapide de la température qui peut être induite par la pluie) combinée avec l'état de la jointure.

Le vieillissement peut produire une quantité substantielle de l'eau. Dans ce cas, l'eau est à enlever fondamentalement de la proximité des points chauds dans l'enroulement.

Les paramètres de l'équilibre d'humidité dépendent de la structure de la cellulose (ils sont différents pour le papier d'enrobage et pour le papier comprimé), de la température, de la présence des gaz, de l'eau dans l'huile et de la solubilité.

L'isolation solide est un accumulateur de l'eau et la source principale de contamination d'huile dans un transformateur s'effectue par transfert de masse. L'entrée soudaine d'eau libre peut causer immédiatement la défaillance du transformateur. L'eau accélère le vieillissement et la dépolymérisation de la cellulose. La décomposition est proportionnelle à la teneur en eau. Ce processus devient beaucoup plus dangereux en présence des acides. L'effet dangereuse de l'eau dissoute est certainement la réduction sensible de la rigidité diélectrique d'huile avec la saturation relative croissante due à la conductivité élevée des particules ou de la formation d'émulsion à proximité des substances des surfaces actives. [CI GR_02]

b) Contamination par les particules :

Les origines des particules sont diverses. Les fibres de cellulose, le fer, l'aluminium, le cuivre et d'autres particules résultant des processus de fabrication, sont naturellement présentes dans l'huile du transformateur. Le vieillissement, pendant l'utilisation du transformateur aux températures normales ou de surcharge, forme lentement des particules et les boues. La surchauffe localisée à plus de 500°C peut être un symptôme de formation du carbone. Les particules de carbone produites lors du fonctionnement du régulateur en charge peuvent émigrer et contaminer les parties actives.

Une source typique des particules métalliques est générée par les roulements des pompes (OFAP).

La contamination par les particules est un facteur important de dégradation de la rigidité diélectrique du transformateur et, par conséquent, l'élimination de ces particules par traitement d'huile devient un objectif important. Les particules, les plus dangereuses sont les particules conductrices (métaux, carbone, fibres humides) qui peuvent réduire la rigidité diélectrique d'huile. L'identification de la nature de particules permet la connaissance du composant soumis à l'usure ou à la dégradation.

c) Décomposition par vieillissement de papier :

La décomposition d'isolation est un phénomène chimique. Trois mécanismes de dégradation sont souvent impliqués : l'hydrolyse acide, la pyrolyse et l'oxydation.

Dans le cas de l'hydrolyse, le processus de décomposition se fait généralement en trois étapes. En effet, l'eau qui existe dans la cellulose dissocie l'acide (provenant de l'huile ou le papier) ; et les ions hydrogène résultant de ce mécanisme vont agir comme des catalyseurs pour dépolymériser le papier à travers les nœuds d'inter liaisons (liaisons glycosiques).

Une molécule d'eau est consommée pour chaque liaison rompue ; suivie après par une série de réactions de déshydratation catalysées toujours par l'acide, conduisant à la libération de trois molécules d'eau de chaque unité du monosaccharide. Le squelette de l'unité restante, fait majoritairement en carbone, va se transformer en furanes. Donc, les principaux produits de la réaction de dégradation par hydrolyse sont l'eau et les furanes. L'énergie d'activation associée à l'hydrolyse est entre 26 et 38.4 Kcal/mol. En apparence, et selon cette valeur, l'hydrolyse semble être le mécanisme le plus dominant dans les conditions opératoires normales en température du transformateur.

Le deuxième facteur de dégradation est certainement l'oxygène qui entraîne l'oxydation de la cellulose. Quatre types d'oxydation sont possibles:

- Oxydation du groupe primaire OH en aldéhyde avec la production d'une molécule d'eau.
- Oxydation du groupe secondaire OH en acide R-COOH.
- Oxydation du groupe secondaire OH en groupes cétoniques avec une production de deux molécules d'eau

- Oxydation unanime des groupes secondaires OH en aldéhyde avec une molécule d'eau produite, suivie par la rupture du cycle glycolique (cas le moins favorable).

Par contre, la pyrolyse qui se produit par l'augmentation de la température entraîne la destruction de la liaison entre les différents cycles glycosiques de la molécule de la cellulose ; son énergie d'activation est de l'ordre de 54.3 Kcal/mol. Ses produits de décomposition sont les furanes, les glycoses, les acides, les cétones, les aldéhydes, l'eau, le CO₂ et le CO.

L'évaluation de la perte de vie pourrait être faite si: la température, le temps, la teneur en eau et les acides sont pris en considération. Également, l'élimination de l'oxygène, l'eau, et les produits de vieillissement se trouvant dans l'huile peut prolonger considérablement la vie de l'isolation. [CIGR_02]

2.2.1.5. Mode de Défaillances des Accessoires :

a) Défaillance des traversés (bushings):

Les défaillances de traversés se produisent par deux modes importants qui sont:

- l'entrée de l'eau libre provoquant en occurrence l'ionisation critique à la partie inférieure de la traversée.
- Le vieillissement du système papier -huile, avec l'augmentation excessive des pertes diélectriques, ce qui conduira à l'instabilité thermique.

Cependant, la traversée du côté HT reste l'un des composants du transformateur le plus sensible, responsable de plus de 30% de défaillance sur le transformateur. [soko_05]

b) Défaillance du régleur en charge :

Plusieurs défaillances sont associées aux courts circuits initiés entre les prises du commutateur et du sélecteur accompagnées de distorsions dans la bobine de réglage. La surchauffe et la carbonisation des contacts avec la limitation de leur mouvement entraînant l'augmentation de leur résistance sont des modes les plus connus dans le cas des régleurs en charge. [Soko_06].

2.2.1.6. Mode de Défaillances de conception et d'entretien:

a) Défaillances de conception/fabrication : cette catégorie inclut les points suivants comme : fils et conducteurs qui lâchent par manque d'attachement; mouvement des

écarteurs et des calles ; mauvaise qualité de la soudure et présence de points faibles ; isolation insatisfaisante du noyau, canaux de refroidissement des bobines mal conçus, limitation du circuit de refroidissement et présence des corps étrangers dans la cuve.

b) D'entretien/exploitation: les opérations d'entretien et de maintenance inadaptées sont les causes importantes des défaillances du transformateur. Une omission dans les réglages des commandes, le non colmatage des fuites, la pollution des traversées, la non lubrification du moteur d'entraînement du régleur, le non réglage des éclateurs ; la non vérification du fonctionnement des ventilateurs et des thermomètres associés à la surcharge peuvent devenir des défauts potentiels affectant le transformateur. [Will_06]

2.2.2. Causes externes :

2.2.2.1. Courts circuits :

Un court-circuit externe sur le transformateur cause souvent des dommages graves sur les enroulements. Le taux de défaillance en cas de court circuit est de 40% pour les transformateurs au-dessus de 100 MVA. Des courants répétés d'irruption, particulièrement dus à la commutation fréquente sur l'enroulement, sont également connus pour causer les efforts qui peuvent mener à la défaillance.

Des courts circuits répétés peuvent entraîner les effets suivants :

- Inclinaison ou enchevêtrement des conducteurs, ce qui réduit la rigidité diélectrique.
- Déplacement des enroulements, qui entrave la circulation d'huile dans les canaux de refroidissement.
- Déplacement de certaines pièces isolantes, ce qui peut nuire à l'écoulement de l'huile ou réduire la rigidité diélectrique.
- perte de serrage.
- Défaut entre spires causées par des enroulements décalés. [Berg_06]

2.2.2.2. Fiabilité :

La fiabilité de transformateur de puissance THT est un souci majeur car la qualité d'énergie électrique pouvant être transmise est diminuée si la puissance de la centrale ou du réseau n'est pas disponible à cause des problèmes de sécurité du fonctionnement. Malgré le nombre limité de données statistiques de différents réseaux, il semble que le taux des défaillances en service soit supérieur pour les transformateurs à tension

plus élevée. Il semble que beaucoup de problèmes sont dus à un niveau de puissance plus élevé. Mais on doit signaler que l'augmentation en tension a aussi une influence dans la mesure où les dimensions physiques du transformateur sont plus grandes pour des tensions plus élevées.

Plusieurs experts ont démontré que les prises des régleurs dans ces puissances exercent une influence défavorable sur la fiabilité. Les commutateurs en charge occasionnent certaines pertes de disponibilité car les transformateurs doivent être inspectés pour réparer les commutateurs en charge. Les traversés paraissent être une autre cause de perte de disponibilité. Une raison importante d'améliorer leur fiabilité est le coût d'indisponibilité, qui est derrière leur retrait d'exploitation. [Elec_78]

2.2.2.3. Tenue diélectrique (manœuvre du réseau et foudre)

Il est possible de définir les deux étapes critiques de dégradation de la force de tenue diélectrique:

- État défectueux: la réduction de la force de tenue initiale sous l'impact d'agents de dégradation. Cela se traduit par une apparence de décharges partielles généralement non destructives (DP) à la tension de fonctionnement.
- État de défaut: apparition de DP destructives, progressions de décharge à la surface et arborescence. Le scénario typique d'une défaillance d'isolation est le suivant :
 - Contamination => formation de DP modérées => Apparition de DP destructives => Génération de gaz => génération intensive de gaz => cheminement / arborescence => DP critique avant la défaillance => Défaillance [Soko_00]

2.3. Statistiques sur les causes de défaillances :

2.3.1. Causes typiques de défaillance du transformateur de puissance :

2.3.1.1. Causes internes:

- Détérioration et vieillissement d'isolation.
- Perte de serrage d'enroulement
- Défaillance d'isolation du noyau
- Déformation d'enroulement due aux forces de court circuit
- Les traversées (Bushings) et les bornes
- Changeurs de prises
- Connexion

- Surchauffement.
- Oxygène
- Humidité
- Contamination solide dans l'huile d'isolation.
- Décharge partielle
- Défauts de conception et de fabrication.
- Résonance d'enroulement.

2.3.1.2. Causes externes:

- Les surtensions de foudre ou de manœuvre transitoire
- Court circuits externes
- Température
- Événements Séismiques : Les événements séismiques tels que les tremblements de terre peuvent causer des dommages internes.
- Surcharge du système.
- Surchauffe lors de traitement d'huile.
- Echauffement par mauvaise ventilation et dissipation calorifique.
- La défaillance dans les pompes.
- Transport : Les incidents pendant le transport des nouveaux transformateurs ou en service qui peuvent endommager sa structure interne.
- Opération lors de la commutation de système. [Verm_05] [Berg_06] [Wang_02]

2.3.2. Causes des défaillances du transformateur de puissance selon le retour d'expérience des organismes:

L'évaluation de l'état des transformateurs de puissance est généralement liée directement à l'état des composants principaux qui assurent le fonctionnement normal d'un transformateur. Les composants principaux sont : l'enroulements, le noyau, les traversées, le système de refroidissement et l'isolation solide et liquide.

Les défaillances selon les statistiques peuvent identifier quel composant est critique pour l'évolution d'état de transformateur.

2.3.2.1. IEEE :

Le tableau 2.1, montre les défaillances importantes en pourcentage de quelques composants des transformateurs de puissance avec et sans régulateur en charge.

condition	Avec régleur en charge	Sans régleur en charge
Réservoir	6 %	17.4 %
Régleur en charge	40 %	4.6 %
Enroulement +noyau	35 %	33 %
auxiliaires	5 %	11 %
Bushings + bornes	14 %	33.3 %

Tab.2.1 – Pourcentages de défaillances de transformateur de puissance
[Wang_02]

2.3.2.2. Doble et ZTZ- Service :

Une analyse de défaillance basée sur des enquêtes périodiques de fiabilité a été faite par ZTZ-Service (Scientific-Engineering Center) (la population concernée est d'environ 5000 unités, au-dessus de 100 MVA, 110-750 kilovolts), et par les laboratoires de Doble dont les résultats ont été partiellement édités. La Comparaison des données statistiques du ZTZ-Service et ceux de Doble sont donnés dans le tableau 2.2 suivant. [Soko_99].

Elément défectueux	Taux %	Doble	Service – ZTZ
traversés		35	45
régleur en charge		16	9
Isolation major		9	17
Vieillessement d'enroulement (spires, bobinage)		16	12
Distorsion d'enroulement		12	10
Noyau		7	7
Connexions		5	-

Tab.2.2 – Les causes de défaillances de transformateur de puissance
[Soko_99]

2.3.2.3. CIGRE : Une autre aperçue faite par un groupe de travail de CIGRE A-2 sur les défaillances des transformateurs de puissance avait montré qu'environ 41% de défaillances étaient dues aux commutateurs du changeur de prises en charge et environ de 19% étaient dues aux enroulements

Les origines de défaillances mécaniques étaient de 53% et 31% du système diélectrique Sur des transformateurs sans changeur de prises en charge, 26.6% de défaillances étaient dues aux enroulements, 6.4% étaient dues au circuit magnétique, 33.3% étaient

dues aux bornes, 17.4% étaient dues aux réservoir et fluide diélectrique, 11% étaient dues à les autre accessoires, et 4.6 % étaient dues au commutateur de changeur. [Verm_05]

Le tableau 2.3 montre la distribution en pourcentage de défaillance pour les transformateurs de puissance avec le changeur de prises en charge.

Composant défectueux	CIGRE %
Régleur en charge	41
Enroulement	19
Réservoir et fluide	12
Accessoires	11
Terminaux	12
Noyau	5

Tab.2.3 - Pourcentage de défaillances de transformateur de puissance avec régleur en charge [Wang_02]

2.3.2.4. EPRI :

Selon EPRI (1999), les défaillances dans des transformateurs installés en USA couvrent environ 25% de population.

On avait constaté que les défaillances sont fondamentalement liées aux traversés et à l'isolation des enroulements.

Composant défectueux	EPRI US %
Traversée	30
tenue diélectrique	21
Refroidissement et autres	12
Défaillance Mécanique	11
Autres	5

Tab.2.4 - Pourcentage de défaillances de transformateur de puissance
[Soko_06]

2.4. Relation entre gaz générés et le type de défaut dans le transformateur de puissance:

Tous les transformateurs produisent des gaz dans une certaine mesure aux températures de fonctionnement normales. Mais de temps en temps la génération des gaz se produit quand une anomalie parvenait dans le fonctionnement tel que les surchauffes et les problèmes diélectriques, ou une combinaison de ces derniers. Ces anomalies se produisent séparément, ou en tant que plusieurs événements simultanés, et peuvent avoir comme conséquence la décomposition des matériaux isolants et la formation de divers gaz combustibles et non combustibles. L'exploitation normale également peut entraîné la formation de quelques gaz.

Dans un transformateur, les gaz produits peuvent être dissous dans l'huile isolante, ou libre.

Les défauts internes en huile produisent l'hydrogène de sous-produits gazeux (H_2), méthane (CH_4), acétylène (C_2H_2), éthylène (C_2H_4), et éthane (C_2H_6). Quand la cellulose est impliquée, les défauts produisent le méthane. (CH_4), hydrogène (H_2), l'oxyde de carbone (CO), et le dioxyde de carbone (CO_2). Chacun de ces types de défauts produits certains gaz qui sont généralement combustibles. La majorité des gaz combustibles peut indiquer l'existence d'un type de défauts, thermiques, électriques. L'interprétation par les différents gaz peut devenir difficile quand il y a une présence plus d'un défaut, ou quand un type de défaut progresse par rapport un autre. [IEEE_91]

2.5. Modèle fonctionnel de défaillance:

Le modèle de défaillance de transformateur doit répondre normalement aux questions suivantes :

- Quels sont les anomalies et les défauts qui peuvent affecter les composants particuliers du transformateur liés à un sous système fonctionnel ?
- Quel est le chemin possible de l'évolution de l'anomalie, et puis du défaut?

L'huile est considérée comme une partie essentielle et indissociable du corps du transformateur et qui est responsable du report d'informations sur la santé du système diélectrique. Les impuretés en huile peuvent émigrer sous l'impact de la température et du champ électromagnétique. Le tableau 2.5 montre le modèle fonctionnel de défaillance des transformateurs de puissance où l'huile est considérée comme le vecteur essentiel des informations apportées sur la condition du transformateur. [Soko_00]

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
<u>Diélectrique</u> - Isolation : - Majeure - Mineure - Raccordements	- Excès d'eau - Contamination d'huile - Huile vieillie - Cellulose vieillie - Electrification statique - DP de faible énergie - Contamination de la surface	Oui Oui Oui Oui Oui Oui Non	- DP destructive - Cheminement localisé - Ecoulement de décharges - Vieillesse excessive/cellulose surchauffée - Etincelle	Oui Non Oui Oui Oui
<u>Circuit magnétique</u> - Isolation du noyau - Force de Serrage - Ecran magnétique - Circuit de terre.	- Perte de serrage - Court circuit /circuit ouvert de terre. - Circulation de courant anormal - Potentiel flottant - Laminées Vieillies	Non Oui Oui Oui Non	- Point chaud localisé - Etincelle/décharges - Génération de gaz	Oui Oui Oui
<u>Mécanique</u> - Enroulements - Serrage - Supports de raccordements	- Perte de serrage	Non	- Distorsion des enroulements: - Radiale - Axiale - Torsion - Rupture isolation	Non Non
<u>Circuit électrique</u> - Raccordements - Enroulement - Conducteurs	- Joint faible - Contacts faible - Contact détériorés	Oui Oui Oui	- Point chaud localisé - Circuit ouvert - Court circuit	Oui Non Oui

Tab.2.5 - Modèle Fonctionnel de défaillance

Détection possible des défauts typiques par des essais d'huile [José_00]

2.6. Le transformateur génère du gaz: Procédures méthodologiques:

Il est nécessaire de répondre à quelques questions avant, pour statuer sur l'état du transformateur qui génère des gaz :

- Est ce que les concentrations de gaz sont normales ou anormales ?
- Quelle est la source de génération de gaz : interne ou externe ?

- Quel est le type de défaut ?
- Quel est le problème lié aux défauts ?
- Que peut se produire si la charge ou la tension augmente?

Le modèle de diagnostic en utilisant les gaz est donné sur la figure 2.2 qui peut aider à répondre sur ces questions. [Soko_01]

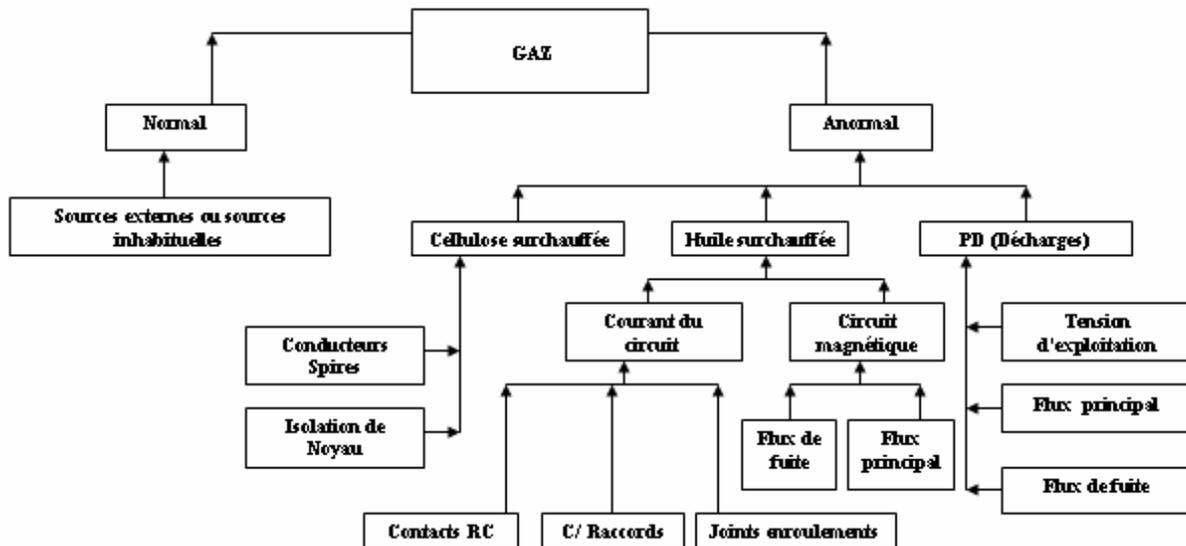


Fig.2.2 - Model de diagnostic de Gazage du Transformateur de puissance [Soko_01]

2.7. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons discuté à la fois les modes de défaillance, la localisation des défauts, ainsi que les causes qui conduisent à la défaillance et la relation entre elles et les gaz générés dans le transformateur de puissance. Deux modèles ont été présentés: un modèle de défaillance du transformateur avec la possibilité de détection des défauts typiques par les différentes analyses faites sur l'huile, et le deuxième qui est un modèle de diagnostic de génération de gaz. Ces deux modèles vont nous aider énormément dans la présente thèse.

CHAPITRE 3

AGD: Méthodes conventionnelles

3.1. Introduction:

L'AGD dans l'huile isolante des transformateurs est une technique de diagnostic bien connue dans l'industrie et plusieurs concepts ont été établis. Les recherches et l'expérience ont permis de trouver et de mettre au point des méthodes permettant l'utilisation de certains produits qui se trouvent dans l'huile afin de déterminer l'état des transformateurs.

Cependant, d'autres méthodes de diagnostic sont en voie de développement et les utilisateurs devront s'adapter à la mise en oeuvre de nouvelles techniques d'analyse. Contrairement à la technique des rapports, ces nouvelles techniques utilisent une plus grande proportion de l'information disponible dans les analyses des gaz, afin de déduire un diagnostic plus performant, permettant d'accroître le degré de confiance et de remédier certains inconvénients des anciennes méthodes.

C'est à Doernenburg, puis Rogers, que l'on attribue le mérite d'avoir associé la génération de certains gaz clés avec un type de défaut. Les méthodes qui sont présentées, utilisent les rapports des gaz clés en combinaisons et en nombres différents afin de classer le type de défaut. Par la suite, d'autres variantes de diagnostic par la méthode des rapports avaient émergés. Parmi les méthodes les plus connues, on retrouve, celles de Doernenburg, Rogers, Duval, CEI, IEEE.

3.2. Méthode de Doernenburg:

Doernenburg est l'un des premiers chercheurs, avoir publié une technique pour le diagnostic des défauts dans des transformateurs de puissance en utilisant les résultats issus des AGD. Cette méthode est capable de suggérer 03 types généraux de défauts à savoir :

- Défauts thermiques
- Effets couronne -décharges partielles de faible énergie.
- Arcs -décharges partielles de forte énergie.

La méthode exige la présence significative des niveaux de concentration des gaz afin que le diagnostic soit valide [Dan_00], et qui ont été depuis ajustées et adoptés par IEEE. Une fois la détermination des niveaux des gaz est suffisamment en limites acceptables selon le (tableau 3.1) [IEEE_91], les rapports R1, R2, R3 et R4 sont calculés et qui ont pour valeurs :

$$R_1 = \frac{\text{Méthane}}{\text{Hydrogene}} = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R_2 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R_3 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Methane}} = \frac{C_2H_2}{CH_4}$$

$$R_4 = \frac{\text{Ethane}}{\text{Acetylene}} = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$$

Gaz Clé	Concentrations L1 [ppm]
Hydrogène (H ₂)	100
Méthane (CH ₄)	120
Carbone Monoxyde (CO)	350
Acétylène (C ₂ H ₂)	50
Ethylène (C ₂ H ₄)	50
Ethane (C ₂ H ₆)	65

Tab. 3.1 – Concentration de Gaz dissous [Dan_00]

L'organigramme de cette méthode est illustré par la figure 3.1.

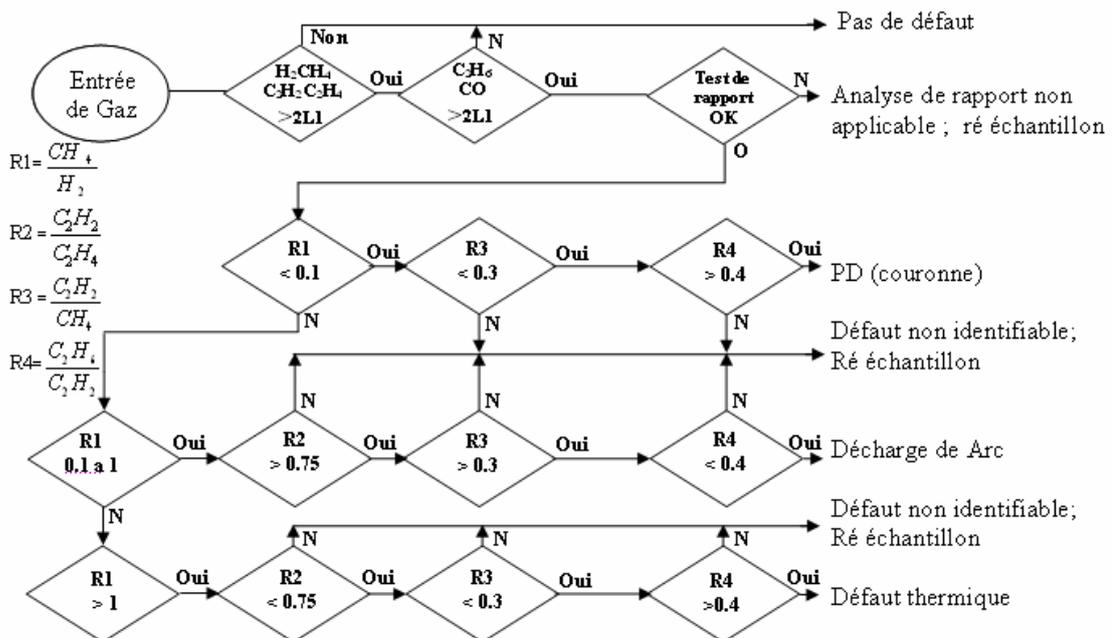


Fig. 3.1 - Organigramme de méthode de rapport de Doernenburg.

[IEEE_91]

Les valeurs de ces gaz sont comparées premièrement aux concentrations L1 montrés dans le tableau 3.1 pour s'assurer s'il y a vraiment un problème et s'il y'a une génération suffisante de chaque gaz. Puis, les rapports R_1 , R_2 , R_3 , R_4 sont comparés aux valeurs limites comme il est présenté dans le tableau 3.2, pour fournir un diagnostic de défaut suggéré. Ce tableau donne les valeurs limites des rapports de gaz dissous dans l'huile et les gaz obtenus à partir des gaz dissous des transformateurs ou des relais [IEEE_91].

Diagnostic de défaut suggéré	Rapport (R1) CH ₄ /H ₂ Extrait d'espace de gaz d'huile	Rapport (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ Extrait d'espace de gaz d'huile	Rapport (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄ Extrait d'espace de gaz d'huile	Rapport (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂ Extrait d'espace de gaz d'huile
Décomposition thermique	>1.0 >1.0	<0.75 <1.0	<0.3 <0.1	>0.4 >0.2
Effet couronne (DP de faible énergie)	<0.1 <0.01	Non signifié	<0.3 <0.1	>0.4 >0.2
ARC (DP de forte énergie)	>0.1 >0.01 <1.0 <0.1	>0.75 >1.0	>0.3 >0.1	<0.4 <0.2

Tab. 3.2 - Les rapports des Gaz clé- Doernenburg [IEEE_91]

L'organigramme de la figure 3.1 illustre l'application étape par étape de la méthode des rapports de Doernenburg pour des gaz extraits simplement à partir de l'huile de transformateur et pour des gaz obtenus à partir des relais (tableau 3.2).

Descriptions de l'organigramme de la figure 3.1 :

Étape 1: Des concentrations de gaz sont obtenues en extractant les gaz et en les séparant par le chromatographe.

Étape 2: Si au moins une des concentrations (en ppm) des 04 gaz suivants H₂, CH₄, C₂H₂, et C₂H₄, dépasse deux fois les valeurs limites L1 (voir le tableau 3.1) et un des 03 autres gaz (CO, CO₂ et C₂H₆), dépasse les valeurs limites L1, le transformateur est considéré défectueux. Procéder à l'étape 3 pour déterminer la validité de la méthode des rapports.

Étape 3: Détermination de la validité de la méthode des rapports du Doernenburg: Si au moins un des gaz dans chaque rapport R1, R2, R3, ou R4 dépasse la limite L1, la méthode est valide – i e donne de résultats- (tab. 3.1, tab. 3.2). Si non, les rapports ne sont pas significatifs– i e la méthode ne donne pas de résultats-. L'unité devrait, être donc, re-échantillonné et étudié par d'autres méthodes alternatives.

Étape 4: Supposant que l'analyse des rapports est valide, chaque rapport successif est comparé aux valeurs du tableau 3.2 dans l'ordre R1, R2, R3, et R4.

Étape 5: Enfin, si tous les rapports satisfèrent un type spécifique de défauts illustrés dans le tableau 3.2 le diagnostic suggéré est valide. [IEEE_ 91]

3.3. Méthode de Rogers (CEGB/Rogers) :

En 1974, après qu'une étude détaillée des données des gaz dissous et des défauts associés aux transformateurs, Rogers du CEGB d'Angleterre (Central Electricity Generating Board) a proposé une certaine amélioration des rapports dans des bandes selon leurs valeurs rapportées dans les tableaux (3.3) et (3.4) [Heat_98]. Cette méthode utilise les quatre rapports de gaz suivants (rapports raffinés) :

$$R_1 = \frac{\text{Méthane}}{\text{Hydrogene}} = \frac{CH_4}{H_2}, \quad R_2 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4},$$

$$R_3 = \frac{\text{Ethane}}{\text{Methane}} = \frac{C_2H_6}{CH_4}, \quad R_4 = \frac{\text{Ethylene}}{\text{Ethane}} = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Ces rapports sont exploités pour générer des codes basés sur des limites numériques classées dans des intervalles selon le tableau 3.3. La combinaison de codes, peut être reliée à une interprétation comme il est montré dans le tableau 3.4 [Heat_98], [Roge_78]

La validité de cette méthode est soutenue par la corrélation avec les résultats d'un grand nombre d'expertises de défaillance avec l'analyse de gaz pour chaque cas. Cependant, malgré l'efficacité de cette méthode, il arrive parfois, que l'on trouve des combinaisons de codes qui ne s'adaptent pas à ceux de la première colonne du tableau 3.4. [IEEE_91]

Rapport des gaz	Intervalles	codes
$\frac{CH_4}{H_2}$	≤ 0.1	5
	$> 0.1 < 1$	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	< 1	0
	≥ 1	1
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 1	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	< 0.5	0
	$\geq 0.5 < 3$	1
	≥ 3	2

Tab. 3.3 - Rapports, Intervalles et Codes de Rogers [Roge_78]

code					Interprétation
1	0	0	0	0	Normale
2	5	0	0	0	Décharge partielle (DP) d'une faible énergie
3	1-2	0	0	0	Surchauffement léger $< 150^\circ\text{C}$
4	1-2	1	0	0	Surchauffement léger $150-200^\circ\text{C}$
5	0	1	0	0	Surchauffement léger $200-300^\circ\text{C}$
6	0	0	1	0	Surchauffement au conducteur
7	1	0	1	0	Echauffement causé par la circulation de courant dans les enroulements.
8	1	0	2	0	Echauffement causé par la circulation de courant dans le noyau et le réservoir
9	0	0	0	1	Arc d'une faible énergie
10	0	0	1-2	1-2	L'arc d'une grande énergie
11	0	0	2	2	Etincellement continu, Arc
12	5	0	0	1-2	Décharge partielle DP

Tab. 3.4 - Codes et défauts selon la méthode de Rogers [Roge_78]

3.4. Méthode de la CEI (commission électrotechnique internationale):

Cette méthode est un guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dans les transformateurs et autres matériels électriques remplis d'huile en service. Elle a été publiée en 1978. Elle utilise le calcul des rapports des concentrations des gaz. [Elect_99]

Cette méthode d'interprétation utilise la méthode de Rogers sauf que le rapport $\frac{C_2H_6}{CH_4}$ a été abandonné puisqu'il indique seulement une gamme de défaut thermique limitée [CEI_99]. Avant de procéder à un diagnostic quelconque, il est nécessaire de s'assurer que les concentrations de gaz mesurées sont significatives. Cela est particulièrement important à des niveaux de concentration de gaz très faibles, car les rapports suggérés peuvent entraîner des erreurs d'interprétation. Par conséquent, l'interprétation des résultats doit déterminer si les concentrations de gaz sont supérieures aux niveaux significatifs. La sensibilité de la technique d'analyse joue également un rôle important dans l'interprétation des résultats. Des informations utiles associées à la fois à la vitesse de formation des gaz et à l'évolution de la gravité des défauts et à la prévention de la saturation de l'huile est fournie dans cette norme [Elect_99]

3.4.1. Types des défauts selon la CEI :

L'inspection interne de certains matériaux défectueux a conduit aux classes suivantes de défauts qu'il est possible de détecter visuellement:

- Les décharges partielles (DP), de type couronne, ou de type étincelles, provoquant des perforations carbonisées en forme de trou d'épingle dans le papier, qui, cependant, peuvent être difficiles à détecter.
- Les décharges de faible énergie (D1), dans l'huile et/ou le papier, manifestées par de plus larges perforations carbonisées à travers le papier, une carbonisation de la surface du papier (cheminement) ou des particules de carbone dans l'huile (comme dans le rupteur, suite aux manœuvres du changeur de prises).
- Les décharges de forte énergie (D2), dans l'huile et/ou le papier, en dessous de 300°C, ou décharges de puissance, manifestées par une destruction et une carbonisation importantes du papier, la fusion du métal aux extrémités de la décharge, une carbonisation importante de l'huile et, dans certains cas, le déclenchement du matériel, confirmant la forte intensité du courant de décharge;
- Les défauts thermiques dans l'huile et/ou le papier, en dessous de 300°C, si le papier est devenu brun (T1), et au dessus de 300°C s'il s'est carbonisé (T2).
- Les défauts thermiques à des températures supérieures à 700°C (T3), s'il y a eu forte carbonisation de l'huile, coloration du métal (800°C) ou fusion du métal (>1000°C).

DP	décharges partielles
D1	décharges de faible énergie
D2	décharges de forte énergie
T1	défaut thermique, $t < 300^{\circ}\text{C}$
T2	défaut thermique, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$
T3	défaut thermique, $t > 700^{\circ}\text{C}$

Tab. 3.5 - Abréviations [CEI_99]

3.4.2. Rapports fondamentaux de gaz :

Chacune des six grandes classes de défauts donne naissance à une composition caractéristique en hydrocarbures gazeux, qu'on peut mettre sous la forme d'une table d'interprétation d'AGD, telle que celle recommandée ci-dessous (tableau 3.5).

Utilisant trois rapports fondamentaux de gaz : $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$ et $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$.

Le tableau 3.5 s'applique à tous les types de matériels, avec quelques différences dans les limites des rapports de gaz, selon le type particulier de matériel.

Les codes des différents rapports de gaz et les classifications de défaut selon les codes de rapport de gaz sont donnés sous forme de tableau 3.6 et tableau 3.7, respectivement.

Les intervalles pour les codes	Les rapports des gaz Caractéristiques de défaut		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
<0.1	0	1	0
0.1-1	1	0	0
1-3	1	2	1
>3	2	2	2

Tab. 3.6 - codes des rapports de gaz relatifs à la méthode CEI
[CEI_99]

N°	Type défaut			
1	Pas de défaut	0	0	0
2	DP avec faible énergie	0	1	0
3	DP avec grande énergie	1	1	0
4	Décharge électrique avec faible énergie	1 ou 2	0	1 ou 2
5	Décharge électrique avec grande énergie	1	0	2
6	Surchauffement avec température $<150^{\circ}$	0	0	1
7	Surchauffement avec température $150^{\circ} < T < 300^{\circ}$	0	2	0
8	Surchauffement avec température $300^{\circ} < T < 700^{\circ}$	0	2	1
9	Surchauffement avec température $T > 700^{\circ}$	0	2	2

Tab. 3.7 - Types de défauts relatifs à la méthode CEI [CEI_99]

3.5. Méthode de Duval :

3.5.1. Triangle de Duval:

Un point faible de ces techniques citées utilisant des rapports est qu'elles ne couvrent pas toutes les gammes des données et négligent souvent les données qui sont des rapports en dehors des seuils déterminées dans les tableaux. Michel Duval du IREQ (institut de recherche d'hydro Québec) a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème. [Duva_89]

Le Triangle de Duval a été développé pour la première fois en 1974. Il utilise seulement trois gaz d'hydrocarbure (CH_4 , C_2H_4 et C_2H_2). Ces trois gaz correspondent aux niveaux croissants de l'énergie nécessaire pour produire des gaz dans les transformateurs en service. La méthode du triangle est indiquée sur la figure 3.2. Les zones de différents défauts mentionnés au dessous de la figure 3.2 (PD, D1, D2, T1, T2 ou T3), une zone DT intermédiaire a été attribuée aux mélanges des défauts électriques et thermiques dans le transformateur. [Duva_07]

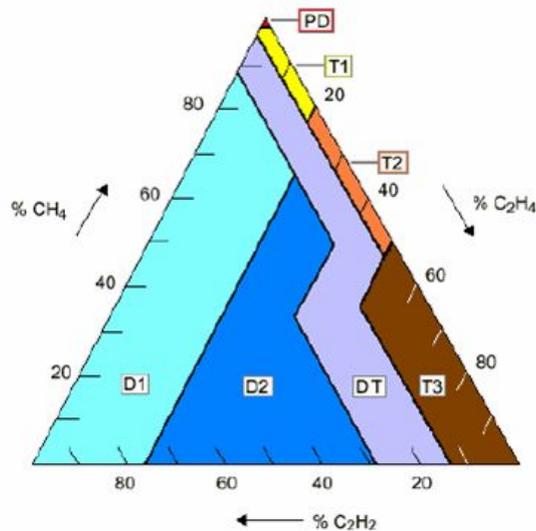


Figure 3.2 - Triangle de Duval

Légende:

PD = décharge partielle

T1 = défaut thermique moins de 300°C

T2 = défaut thermique entre 300°C et 700°C

T3 = défaut thermique plus grands que 700°C

D1 = décharge de basse d'énergie (étincellement)

D2 = décharge d'énergie élevée (Arc)

DT = mélange des défauts thermiques et électriques

Cette méthode permet d'établir un diagnostic ou la combinaison de gaz dissous a un effet minime. Elle n'utilise pas l'Hydrogène, il faut donc s'attendre à ce que cette méthode ait une sensibilité diminuée pour les défauts classés comme "Décharge partielle", ce constat peut être illustré par l'espace réservé au diagnostic d'une condition de décharge partielle sur le triangle de Duval. (Voir la figure 3.2) Cette méthode s'est avérée précise et sûre sur beaucoup d'années et gagne maintenant dans la popularité. [Bélan_O2]. La manière de son utilisation est décrite ci-dessous.

3.5.2. Utilisation du Triangle de Duval:

Cette méthode consiste au calcul de pourcentages de concentrations en (ppm) des trois gaz CH₄, C₂H₄, C₂H₂ par rapport au total (CH₄+C₂H₄+C₂H₂)

Ces pourcentages (CH₄%, C₂H₄%, C₂H₂%) seront tracés sur le triangle de Duval, en commençant du côté indiqué pour ce gaz particulier. Les lignes tracées à travers le

triangle pour chaque gaz parallèle aux hachures montrées de chaque côté du triangle, fournissent seulement un point dans le triangle. [Fist_O3]

- Exemple d'utilisation de Triangle de Duval:

Supposons qu'une analyse des gaz dissous dans l'huile d'un transformateur nous a donné les quantités suivantes:

AGD N° 1: $CH_4 = 192$, $C_2H_4 = 170$, $C_2H_2 = 7$.

AGD N° 2: $CH_4 = 50$, $C_2H_4 = 86$, $C_2H_2 = 3$.

A. Etape pour obtenir le premier diagnostic:

1. On utilise le gaz total accumulé de l'AGD N° 1, $T = CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 = 369$.
2. On divise chaque gaz par le total pour trouver le pourcentage de chaque gaz par rapport au total : $CH_4\% = 192/369 = 52\%$, $C_2H_4\% = 170/369 = 46\%$, $C_2H_2\% = 7/369 = 2\%$
3. On trace les trois lignes à travers le triangle de Duval, en commençant aux pourcentages obtenus de l'étape 2. Ces lignes doivent être dessinées respectivement en parallèle à la hachure de chaque côté. Voir les lignes discontinues noires sur la figure 3.3 ci-dessous.
4. Le point 1 est obtenu où les lignes intersectés dans la région diagnostiquée de T2 du triangle, qui indique un défaut thermique entre 300°C et 700°C. Voir la figure 3.2, légende, ci-dessus.

B. L'étape pour obtenir le deuxième diagnostic:

1. On utilise le gaz total accumulé de l'AGD N° 2, $T = 139$.
2. On divise chaque gaz par le total pour trouver le pourcentage de chaque gaz par rapport au total : $CH_4\% = 50/139 = 36\%$, $C_2H_4\% = 86/139 = 62\%$, $C_2H_2\% = 3/139 = 2\%$
3. On trace trois lignes à travers le triangle de Duval en commençant par les pourcentages obtenus en étape 2. Ces lignes doivent être dessinées parallèlement à la hachure de chaque côté. Voir les lignes discontinues blanches sur la figure 3.3 ci-dessous.
4. Le point 2 est obtenu où les lignes intersectés dans le secteur de diagnostic T3 du triangle qui indique un défaut thermique plus grand de 700° C. (voir figure 3.2) [Fist_O3]

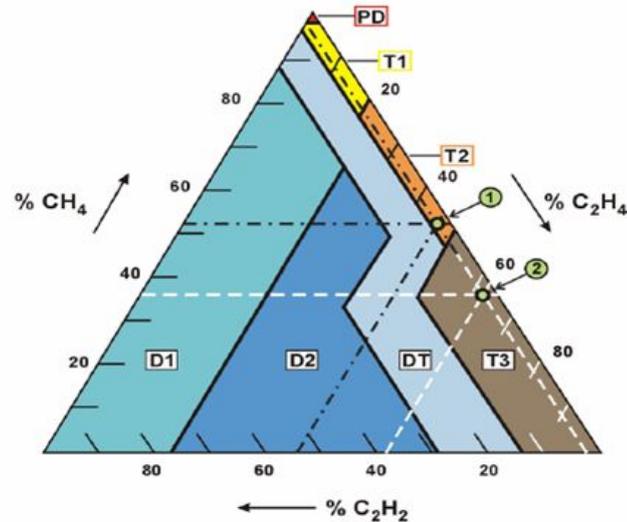


Fig. 3.3 - Exemple d'utilisation du triangle de Duval.

3.6. Méthode d'IEEE (TDCG et Gaz clés) :

En général, cette technique considère trois types de défauts : thermique, électrique de faible énergie et de haute énergie. En outre, la concentration totale des gaz dissous combustibles (TDCG), les seuils de concentration pour quatre conditions différentes et une technique de rapport (Gaz Clé) est suggérée. Les rapports utilisés pour les gaz-clés sont similaires à ceux de la CEI 60599 ($\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$ et $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$). L'état du transformateur

est déterminé en trouvant le niveau le plus haut pour les gaz individuels ou pour la totalité des gaz combustibles. Des actions basées sur la concentration totale des gaz combustibles sont recommandées. Les défauts possibles sont diagnostiqués à l'aide de la méthode des rapports des gaz-clés. La méthode des gaz-clés a été suggérée pour servir de base à une détermination qualitative des types de défaut à partir des gaz qui sont typiques, ou prédominants, à diverses températures. L'évolution de la concentration des gaz est fonction du temps et constitue une partie importante de cette norme. [Elect_99]

3.6.1. Concentration Totale de Gaz Dissous Combustibles (TDCG) :

Il peut être difficile de déterminer si un transformateur se comporte normalement, s'il n'a aucun historique précédent de gaz dissous.

Un critère de quatre niveaux a été développé pour classer les risques associés aux transformateurs, particulièrement, s'il n'y a aucun historique précédent de gaz dissous, pour l'opération continue aux divers niveaux de gaz combustible.

Le critère utilise les deux concentrations pour les gaz séparés et la concentration totale de tous les gaz combustibles. Voir le tableau 3.8. [IEEE_91]

Etat	Concentration de gaz clés en ppm							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Condition 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condition 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condition 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condition 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tab.3.8 -limites de Concentration des gaz dissous dans l'huile selon IEEE

Note: La valeur du TDCG n'inclut pas le CO₂, qui n'est pas un gaz combustible.

Le tableau 3.8 montre à la fois les concentrations de gaz dissous, du gaz individuel et de la TDCG de la condition 1 à la condition 4. Ce tableau est utilisé pour faire l'évaluation originale d'un gaz changeant de condition sur les transformateurs par criticité. [IEEE_91]

- Interprétation des conditions du tableau 3.8:

Condition 1: TDCG au-dessous de ce niveau indique que le transformateur en bonne condition d'exploitation. Tout gaz dépassant les niveaux indiqués dans le tableau 3.8 inscrit mérite une attention particulière.

Condition 2: TDCG à l'intérieur de cette gamme indique un niveau de gaz combustible plus haut que la normale. Tout gaz dépassant les niveaux spécifiés mérite une attention particulière. Une campagne d'échantillonnage devrait être amorcée afin d'établir les tendances. Possibilité de défaut.

Condition 3 : TDCG à l'intérieur de cette gamme indique un niveau élevé de décomposition d'isolation de cellulose et/ou d'huile. Tout gaz dépassant les niveaux spécifiés mérite une attention particulière. Des actions immédiates devraient être posées. Prendre les échantillons d'AGD au moins assez souvent pour calculer la quantité de génération de gaz par jour pour chaque gaz afin d'établir les tendances. Forte possibilité de défaut.

Condition 4 : TDCG à l'intérieur de cette gamme indique une décomposition excessive.

Le maintien en exploitation du transformateur pourrait mener à une panne de celui-ci. Procéder à un arrêt immédiat. [IEEE_91]

Exemple: si un échantillon contenait les concentrations de gaz suivantes (en ppm): $H_2 = 270$, $CH_4 = 253$, $C_2H_2 = 37$, $C_2H_4 = 17$, $C_2H_6 = 75$, $CO = 524$, $TDCG = 1034$.

Les gaz qui tombent dans la condition la plus élevée sont H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_6 , et la TDCG. Donc, ces données indiqueraient que le transformateur serait classifié à la condition 2.

Cet exemple peut également être utilisé pour montrer deux autres facteurs qui devraient être considérés en utilisant ce tableau, qui sont l'âge du transformateur et le type d'état naissant. Les nouveaux transformateurs (une année ou moins) contiennent habituellement des niveaux des gaz qui tomberaient bien au-dessous de la condition 1 et ne contiennent pas les niveaux distincts de l'acétylène. Par conséquent, le degré d'inquiétude dans l'exemple serait beaucoup plus haut, pour un âge plus élevé. [IEEE_91]

3.6.2. Méthode des Gaz Clés:

La méthode de gaz clés peut être considérée comme modification de la méthode de TDCG. [Dan] cette technique associée chaque gaz individuel à un défaut probable. Ces gaz s'appellent "les gaz clés". Le tableau 3.9 indique ces derniers et les proportions relatives pour les quatre types majeurs de défaut. [IEEE_91]

Défauts	Gaz clés	Gaz détectés	Quantité de gaz en %
Arcs électriques	Acétylène (C ₂ H ₂)	Formation de quantités importantes d'hydrogène et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et d'éthylène. Il peut y avoir également formation de CO et CO ₂ s'il y a de la cellulose à l'endroit du défaut.	H ₂ : 60 % C ₂ H ₂ : 30 %
Décharges partielles (effet couronne)	Hydrogène (H ₂)	Les décharges de faible énergie produisent de l'hydrogène et de méthane, avec de petites quantités d'éthane et d'éthylène. Des quantités comparables de CO et CO ₂ peuvent provenir de décharges dans la cellulose	H ₂ : 85 % CH ₄ : 13 %
Surchauffement de l'huile	Ethylène (C ₂ H ₄)	Les gaz produits sont l'éthylène et le méthane, avec de petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produites si le surchauffement est sévère ou si un contact électrique intervient dans le défaut.	C ₂ H ₄ : 63 % C ₂ H ₆ : 20 %
Surchauffement de la cellulose	Carbon monoxyde (CO)	Formation de grandes quantités de CO et CO ₂ . si le défaut au lieu dans une structure imprégnée. Du méthane et de l'éthylène. Sont également formés	CO: 92 %

Tab.3.9 - Critères de diagnostic par la méthode de gaz clés
[Zhen_00]

Par exemple si l'éthylène constitue plus de 60% du TDCG, en mettant en référence le tableau 3.9 il est évident que la cause probable de cette génération de gaz est un défaut thermique dans l'huile. De même, en analysant toutes les concentrations de gaz et les pourcentages relatifs dans l'échantillon d'huile, une de ces concentrations souvent peut facilement déterminer le gaz clé de cet échantillon et déduire le défaut probable. [Dan_00]

3.7. Conclusion:

Dans ce chapitre, on a cité les méthodes conventionnelles d'analyse de gaz dissous dans les transformateurs de puissance (Méthodes de Doernenburg, rapport de Rogers, rapport CEI, Duval, IEEE (TDCG et Gaz clés) ainsi que leurs avantages et inconvénients qui sont dévoilées. Les limitations de ces méthodes imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles. Les méthodes modernes les plus utilisées (réseaux de neurones (RNA), systèmes experts (SE), logique flous (LF)) sont discutées et expliquées brièvement dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 4

Méthodes de
diagnostic des
défauts basées sur
L'Intelligence
Artificielle

4.1. Introduction:

Le diagnostic des défauts est basé sur l'analyse de gaz dissous dans l'huile (AGD). Une revue de littérature démontre que les méthodes conventionnelles de diagnostic présentent parfois des incohérences qui peuvent conduire à des erreurs fatales. Les causes sont multiples ; parmi elles :

1. Les rapports de Gaz définis par ces méthodes sont principalement développés sur l'expérience humaine. Les rapports utilisés sont souvent différents et parfois des gaz clés sont ignorés (H_2 dans le cas du triangle de Duval)
2. Il y a toujours un degré élevé de contradiction et d'ambiguïté en appliquant ces méthodes, dû à l'imperfection de combinaisons des rapports possibles et des doutes sur la validité des gammes définies des rapports.
3. La présence de défauts multiples peut être cachée par le défaut le plus apparent.
4. La détection d'un nouveau défaut est souvent difficile à mettre en œuvre s'il y'a antérieurement la concurrence simultanée de plusieurs défauts.
5. Limite de prise de décision (présence du flou).

Les techniques diverses de l'intelligence artificielle (IA) peuvent aider à résoudre les problèmes et à présenter une meilleure tendance pour statuer sur la nature du défaut ou de la défaillance. Ces techniques incluent dans leur utilisation les systèmes experts (SE), la logique floue (LF), les réseaux neurones artificiels (RNA) et les combinaisons établies parfois entre elles.

Dans les sections suivantes, l'application de ces méthodes pour le diagnostic des transformateurs de puissance sera présentée en détail.

4.2. Réseaux de Neurones:

Les réseaux de neurones artificiels constituent une alternative aux systèmes experts pour le traitement des alarmes. Déjà en 1993, l'étude bibliographique faisait état de nombreuses applications concernant la détection de défauts dans le domaine de l'énergie électrique. Leur principal avantage par rapport aux systèmes experts est de pouvoir modéliser des phénomènes complexes de manière implicite lorsque les relations intervenantes entre les différents paramètres d'un processus sont mal connues.

Les réseaux supervisés sont conçus de sorte à réaliser une fonction logique correspondant aux paramètres d'entrée (caractéristiques techniques, valeurs des capteurs de mesure,

etc..). Le traitement des résultats de l'analyse des gaz illustre particulièrement bien l'utilisation de cette approche dans le cas du diagnostic du transformateur : les entrées sont constituées des taux de gaz mesurés et de leurs rapports ; et les sorties correspondent aux variables logiques des différents défauts à identifier ; une valeur de 1 sur l'une des sorties indique que le diagnostic associé doit être pris en compte.

Aussi les réseaux non supervisés (les cartes auto organisées en particulier) présentent un potentiel d'application particulièrement intéressant pour la surveillance du processus. [Sche_01] [Annexe C]

4.3. Logique Floue:

Des ensembles flous et les méthodes de logique floue ont été appliquées à la DGA pour plus de deux décennies. Classiquement, les règles de cette logique reposent sur la possibilité pour une variable à prendre deux valeurs: «vrai» ou «faux» (0 ou 1). Les variables sont combinées dans des propositions exprimées selon une syntaxe établie (fonctions logiques) dont le résultat n'est autre qu'une variable logique établie sur une base théorique solide.

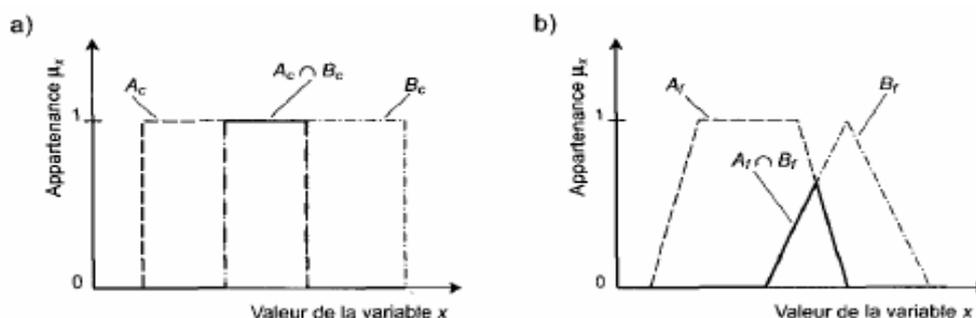


Fig.4.1 - Exemples de définition d'un ensemble : (a) définition selon la logique formelle classique ; (b) définition selon la logique floue.

Cette représentation formelle s'avère souvent trop rigide pour prendre en compte toutes les nuances nécessaires. La logique floue ou logique à plusieurs valeurs permet de mieux représenter le raisonnement nuance d'un expert humain. Comme le montre la figure 4.1, en logique classique la notion d'appartenance à un ensemble est caractérisée par une variable booléenne. Le concept de logique floue permet de définir des zones pour lesquelles cette fonction d'appartenance se situe entre ces deux valeurs.

La notion d'incertitude (au sens de la modélisation de l'expertise humaine) est ainsi prise en compte. La combinaison de ces variables au sein d'une proposition est définie par des règles spécifiques fournissant une valeur continue comprise dans l'intervalle $[0,1]$ et

respectant les axiomes de la logique classique. [Sche_01] [Annexe D]

4.4. Systèmes Experts :

Un système expert, est simplement un système lié à l'ordinateur établi par des experts dans un champ particulier pour aider à résoudre des problèmes complexes rapidement et efficacement. Dans le cas du transformateur de puissance, il y a beaucoup de diversités dans les systèmes experts qui utilisent des différentes méthodes pour parvenir à la nature de défaut affectant le transformateur.

Le système expert est construit sur la base d'un programme, qui doit être alimenté en données par l'utilisateur pour être exploitées si une fois un problème parviendra dans le futur sur le transformateur. Il suit les processus logiques de pensée que doit un expert utiliser pour déterminer quelles sont la cause et la nature du problème.

- Pourquoi utiliser un système expert ?

Un système expert possède un nombre consistant d'avantages. Le point le plus important à noter est qu'un système expert n'est pas conçu pour remplacer l'ingénieur existant. C'est un outil professionnel qui devrait être utilisé en même temps pour réduire et raccourcir le temps émis pour interprétations et les erreurs de diagnostic. La combinaison d'un tel système avec une personne expérimentée donnera plus d'assurance dans les diagnostics. [Dan_00]

4.5. Systèmes Hybrides:

Pour la recherche d'un meilleur rendement des systèmes de diagnostics intelligents, plusieurs chercheurs ont mis au point des systèmes hybrides combinés de deux ou de plusieurs méthodes d'intelligence artificielle pour la résolution de diagnostics complexes pour des défauts dans les transformateurs de puissance. Nous avons trouvé dans la littérature la combinaison de la logique floue et des systèmes experts, systèmes experts et les réseaux neuronaux, réseaux de neurones et logique floue et d'autres associations. [Jose_05]

4.6. Synthèse et revue bibliographique:

Dans cette section, nous présentons une synthèse de quelques articles pris comme références qui nous ont servis soit comme moyens de comparaison et /ou de validation de nos résultats développés.

Pour un projet de thèse tel que celui-ci, il était essentiel de préparer un fond

documentaire consistant. Les articles suivants ont été obtenus à partir d'une variété de publications de différentes revues et journaux internationaux. Les quantités d'informations recueillies constituent une base de connaissance inestimable pour arriver à terme avec ce projet.

La littérature a été classifiée dans des groupes secondaires selon ce qui était le centre de notre travail.

4.6.1. Articles sur le Réseaux de neurones artificiels:

4.6.1.1. Guardado, J. L., NAREDO, J. L., et al. "A Comparative Study of Neural Network Efficiency in Power Transformers Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis", IEEE Trans. on Power Delivery. Vol 16, No. 4, October 2001, pp. 643-647.

Guardado et al. Ont mené une étude comparative de l'efficacité des réseaux neurones dans le diagnostic des transformateurs de puissance en utilisant l'AGD. Leurs réseaux de neurones ont été formés en fonction de cinq critères de diagnostics communément utilisés pour l'huile isolante: Doernenburg, Rogers modifié, Rogers, CEI. Les quatre premiers critères ont été utilisés comme données en les reliant aux gaz et les sorties, les concentrations des gaz individuels. Tout cela a été utilisé dans un algorithme d'apprentissage de type back propagation, une fonction d'activation du type sigmoïde, une architecture composée de trois couches et le nombre de couches de neurones cachées varie pour chaque critère utilisé. Le modèle proposé présente des résultats satisfaisants en maintenant un taux de diagnostic correct de plus de 87% dans tous les cas étudiés.

4.6.1.2. N K Patel, R K Khubchandani, "ANN Based Power Transformer Fault Diagnosis", Faculty of Engineering, J N V University, Jodhpur, Rajasthan 342 001, IE (I) Journal. EL Vol 85, June 2004, pp.60-63.

Les points remarquants dans cet article sont les suivants:

- Meilleure performance obtenue en utilisant 5 modèles d'entrée avec 1 couche cachée et 1 sortie.
- Une exactitude plus élevée est réalisée quand le modèle inclut les vitesses d'évolution des gaz.

- La topologie de RNA pour les meilleurs résultats dépend des données pratiques disponibles.
- Les concentrations du CO₂ et du CO sont prises uniquement dans l'implication de la cellulose et non pas dans les gaz de défauts.
- Meilleur résultat est obtenu dans le diagnostic de dégradation de cellulose quand une 1 entrée du modèle RNA est utilisée.

4.6.1.3. Y. Zhang, X. Ding, Y. Liu, "An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis", IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, NY, 1996, pp. 1836-1841.

Zhang et al. Proposent l'utilisation de réseaux de neurones artificiels pour le diagnostic et la détection de défauts dans les transformateurs de puissance.

Cet article est semblable à ceux décrits précédemment. Ils sont Inclus les points suivants:

- La vérification des trois principaux défauts : - Arc, couronne et surchauffe.
- Quelques systèmes de RNA sont capables de trouver des relations cachées entre les gaz.
- Il utilise l'algorithme d'apprentissage de type "back propagation".
- Des gaz sont produits par ordre croissant d'évolution menant à la croyance que s'il y a un niveau bas dans l'ordre supérieur de gaz (par exemple l'acétylène) alors qu'un défaut a seulement été évident pour un temps court.
- Plusieurs types de dispositif ont été évalués et plusieurs topologies de RNA ont été considérées.
- Une table des données est présentée avec les défauts prévus; et on trouve des défauts inspectés et que le système est très précis.

4.6.1.4. Dr. D.V.S.S.SIVA SARMA, G.N.S.KALYANI, "ANN Approach for Condition Monitoring of Power Transformers Using DGA", Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Warangal-506004. IEEE. 2004, pp. 444-447.

Cet article a précisé une partie pour la base de connaissance d'utilisation des réseaux de neurones artificiels. Les points importants obtenus de cet article sont les suivants:

- RNA utilise des méthodes qui sont formés d'un algorithme de back propagation avec

la fonction sigmoïde non linéaire.

- Il est basé sur deux méthodes: la méthode de Rogers et la méthode de la norme CEI.
- L'essai et la comparaison ont été faits avec 30 échantillons qui ont été considérés avec des causes connues de défaut.
- Le réseau a fait un diagnostic correct dans 29 cas sur 30 échantillons avec la méthode de Rogers, et 27 sur 30 avec l'utilisation de la méthode de CEI.
- L'inconvénient principal des méthodes de rapport est qu'ils ne couvrent pas toutes les gammes des données mais, par contre, la RNA utilisée surmonte l'inconvénient.

4.6.2. Articles sur la Logique Floue:

4.6.2.1. Y. Huang, H. Yang, C. Huang, "Design of a robust Transformer Fault Diagnosis System Using Evolutionary Fuzzy Logic", 1996 IEEE International Symposium on Circuits and Systems, IEEE, NY, USA, 1996, pp. 613- 616.

Cet article discute les méthodes d'application de la logique floue dans un système de diagnostic, Les points importants présentés dans cet article sont les suivants:

- Il considère les 3 rapports généralement analysés en 3 dimensions.
- Chaque axe est alors décomposé en nombre de sous-ensembles flous qui peuvent être requis de ce rapport particulier.
- Le système possède 88% d'efficacité avec une exactitude de 92% quand les échantillons d'essai sont encore utilisés comme échantillons de formation.

4.6.2.2. Rahmatollah Hooshmand, and Mahdi Banejad "Application of Fuzzy Logic in Fault Diagnosis in Transformers using Dissolved Gas based on Different Standards", proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology volume 17 December2006, pp. 157-161.

Cet article discute les méthodes d'application de la logique floue dans un système de diagnostic. Cet article liste les points suivants :

- La méthode est appliquée à trois transformateurs pour diagnostiquer le défaut en analysant l'huile dissoute basée sur la logique floue.
- Les différentes normes qui sont utilisées dans cet article sont les suivantes: la

norme CEI, la norme CEGB Rogers (Method Rogers Based on Central Electric Generating Board), la norme ASTM (The Standard of American Society for Testing and Material).

- Dans certains cas, les normes existantes ne peuvent pas toujours diagnostiquer le défaut, la méthode basée sur la logique floue a un potentiel de le faire.
- Le résultat des différentes normes est analysé en utilisant la logique floue et il est comparé à l'essai empirique.
- Le rapport de CO₂/CO pour chaque norme est également mesuré. Cette valeur est employée dans le diagnostic du défaut cellulosique.
- Le problème du manque de diagnostic du défaut quand les valeurs sont faibles, est résolu.
- Le facteur de fiabilité est considéré pour chaque transformateur dans le cas flou pour obtenir de meilleurs résultats.
- Les résultats sont classés par catégorie dans deux groupes: logiques crisper et floue.
- La comparaison entre les deux groupes indique que la logique crisper n'est pas capable de diagnostiquer les défauts, mais la logique floue peut détecter les défauts avec fiabilité.
- Les résultats d'analyse des données sur trois transformateurs en utilisant les différentes normes, indiquent que la méthode basée sur la logique floue donne de bons résultats par rapport aux autres méthodes.

4.6.2.3. N.A. Muhamad, B.T. Phung and T.R. Blackburn, "Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Mineral Oil Using Fuzzy Logic" department of power, University technology Malaysia, The 8th International Power Engineering Conference (IPEC 2007), pp. 1301-1306.

Cet article illustre quelques points très positifs:

- Les six méthodes suivantes d'interprétation des gaz de défaut: le gaz principal, le rapport de Rogers, le nomogramme logarithmique, la méthode de CEI, le doernenburg et le triangle Duval sont étudiés et comparés.
- Dans Cet article, on utilise les données de l'AGD sur 69 cas différents pour examiner l'exactitude et la consistance de ces méthodes en interprétant l'état du transformateur.
- Des programmes en MATLAB basés sur la logique floue ont été développés pour automatiser l'évaluation de chaque méthode.
- L'étude a été faite pour évaluer la précision de chaque méthode avec et sans l'utilisation de la logique floue.

- L'évaluation des méthodes par AGD était premièrement faite en utilisant seulement la base de codage et la construction du diagramme de bloc de Simulink, et ensuite le même ensemble de données de l'AGD a été évalué en utilisant le contrôleur de la logique floue.
- Les résultats sont analysés, comparés et présentés pour le système avec et sans logique floue.
- Une recherche complète sur les diverses méthodes pour l'interprétation des résultats de l'AGD a été effectuée et la possibilité d'améliorer le diagnostic à l'aide de la logique floue a été explorée.
- Comme toutes les interprétations, la prévision est susceptible d'être incorrecte pour certains cas.

4.6.3. Articles sur le Systèmes Experts:

4.6.3.1. C. Lin, J. Ling, C. Huang, "An Expert System for Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis", IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, NY, 1993, pp. 231-238.

Cet article est très utile parce qu'il fournit les étapes prévues dans l'application de la méthode de Rogers. Il donne plus de clareté dans le diagnostic si les rapports de gaz sont bien déterminés.

Un exemple de ceci est:

- Si le rapport de : $C_2H_2/C_2H_4 < 0.1$ et $CH_4/H_2 > 1.0$ et $1.0 < C_2H_4/C_2H_6 < 3.0$

Il y a alors probablement un défaut thermique de température moyenne entre 300°C et 700°C.

L'article prévoit huit états de défauts en appuyant la remarque mentionnée ci-dessus.

Dans cet article, les points suivants sont bien détaillés:

- Trois processus de défaut sont distincts.
- Si les résultats sont différents aux normes alors le degré de sévérité est assigné pour la maintenance.
- Des intervalles flous et les relations entre les niveaux flous peuvent être considérés comme un niveau clair pour la détermination du défaut.

4.6.3.2. Dan Cunningham "Expert System for Transformer Fault Diagnosis" Department of Computer Science and Electrical Engineering University of Queensland 1999, pp.1-2.

Les points importants présentés dans cet article sont:

- Le système est capable d'analyser beaucoup de données de différents essais.
- Il utilise dans cette méthode, la chromatographie automatique.
- Il élimine l'état du cas de "non décision".
- Les techniques utilisés dans le système expert sont: La méthode de Doernenburg et la méthode des rapports de Rogers et l'Analyse de Gaz clés.
- Le système expert réalise un succès de diagnostic supérieur à 82%.
- Le logiciel du système utilise le MATLAB.

4.6.3.3. Wong, K. O. and Saha, T. K, "Expert System for the Fault Diagnosis of Oil-Filled Power Transformer Using Dissolved Gas Analysis", In: International Symposium on High Voltage Engineering, Bangalore, India. August 19-25, 2001.

L'utilisation d'un système expert est décrite dans l'article et elle discute la manière avec laquelle un système expert peut être développé. Il inclut les points suivants:

- Le système expert proposé d'utilises le logiciel C++ version visuelle 6.
- Vingt-deux cas de défauts ont été utilisés pour la vérification de l'exactitude du système expert proposé.
- Le résultat réel sur le diagnostic du transformateur est d'abord présenté avec des courbes.
- Des méthodes (tel que la méthode de Rogers,....) ont été également comparées. Les résultats obtenus de ces méthodes n'étaient pas précis par rapport au système expert.
- Ce système est capable de réaliser une exactitude élevée (97.73%) si on fait un diagnostic de 22 cas de défaut.
- Il procure en plus des informations additionnelles à l'utilisateur et capables d'affiner encore le diagnostic.

4.6.3.4. N.K.Dhote, S.B.Bodkhe, G.H.Raisoni, "Proposal for an Improvement in Transformer Diagnosis by DGA Using Expert System" Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004), Brisbane, Australian; 26-29 September 2004.

Cet article propose un prototype d'un système expert basé sur l'AGD pour le diagnostic du défaut et leur action d'entretien.

Les points essentiels obtenus sont décrit ci dessous:

- Ce système expert est mis en application dans le PC en utilisant le langage de programmation de type 'Turbo Prolog' avec les règles basées sur les représentations de connaissance.
- Les avantages principaux de ce langage de programmation utilisé sont: la flexibilité, la simplicité à son propre moteur d'inférence, qui facilite le développement du système expert.
- Les rapports de gaz de la méthode de la CEI ont été représentés et utilisés dans le système expert.
- Le système expert conçu, a été examiné pendant dix ans dans la collection des disques des données de gaz fournis par CPRI, de BHEL et de NTPC (les laboratoires d'analyse de gaz dissous dans l'huile de transformateur en Inde) pour montrer son efficacité et améliorer l'interprétation dans le diagnostic de transformateur.
- La base de connaissance de ce système expert est incorporée dans les méthodes interprétatives standard de l'AGD.
- Le système expert proposé pour aider la situation, qui ne peut pas être manipulée correctement par des méthodes des rapports des gaz.
- Les résultats du système expert proposé démontrent à être des outils de décision pour l'ingénieur ou le maintenancier du transformateur.

4.6.4. Articles sur l'Approche de Système Hybride:

4.6.4.1. Z. Wang and Y. Liu, and all "Artificial Intelligence in Power Equipment Fault Diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, NY, 2000, pp. 247-252.

Les méthodes des rapports de Doernenberg et la méthode de Rogers décrite dans cet article présentent certains problèmes tels que la fréquence pour diagnostic. Cependant, la combinaison entre la RNA et la méthode du système expert fournit:

- une meilleure méthode évitant le cas 'd'aucune décision '
- la bonne information pour faire un diagnostic correct.
- des sorties telles que: le type de défaut diagnostiqué, confiance et confiance du diagnostic, fréquence pour le prochain test et les recommandations de maintenance.

- une exactitude très élevée de formation et l'exactitude d'essai.

4.6.4.2. CS Chang, CW Lim, Q Su, "Fuzzy-Neural Approach for Dissolved Gas Analysis of Power Transformer Incipient Faults" Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004), Brisbane, Australiam, 26-29 September 2004.

Cet article propose:

- une méthode floue-neurale pour effectuer l'auto lecture (self learning) et la règle d'ajustement automatique pour produire de meilleurs résultats.
- un système floue-neural de diagnostic conçu dans l'environnement de MATLAB avec le système ANFIS (Adaptive Network-based Fuzzy Inference System).
- un développement fait essai de rendre le diagnostic intelligent, autodidacte tout en gardant la simplicité du système de la logique floue.

Cependant, La différence moyenne entre les sorties de système ANFIS pour les défauts diagnostiqués et les défauts réels est de 0.034854, ayant pour résultat un taux de classification de 95%, qui est raisonnable par rapport aux résultats d'un travail édité récemment en utilisant d'autres architectures d'RNA.

4.6.4.3. H. S. Su¹ and Q. Z. Li, "Transformer Insulation Fault Diagnosis Method Based on Fuzzy Expert Systems" Department of Information and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou Gansu 730070, P.R. China, .IEEE 2006 .pp 343-346.

L'approche proposée dans cet article est la combinaison de deux méthode: du système expert et de la logique floue (FES).

Les points essentiels qui peuvent être tirés sont:

- le système FES inclut les six cellules telles que le langage naturel, le module d'interface, la machine floue de raisonnement, la base de connaissance du diagnostic, la base de paramètres standard, le schéma de surveillance de base et le module de maintenance.
- Il donne la structure FES avec sa topologie.
- Les résultats d'application indiquent que la méthode est très efficace.
- Le système FES est plus approprié à l'équipement pour le diagnostic du défaut que la méthode intelligente simple.

4.7. Conclusion:

Ce chapitre présente les méthodes modernes basées sur l'intelligence artificielle pour diagnostiquer le défaut dans le transformateur de puissance. Elle est basée sur les méthodes les plus utilisées par les chercheurs du domaine tels que: Le réseau de neurone, la logique floue, le système expert et le système hybride. Une revue de littérature basée sur plusieurs articles décrivant brièvement certains des travaux de recherches liés aux méthodes d'intelligence artificielle ont été consultés, énumérés et énoncés clairement.

Après cette synthèse et revue bibliographique, on a trouvé que l'application d'un réseau de neurone artificiel pour le diagnostic des défauts dans le transformateur fournit la détection efficace des défauts naissants, plus convenablement et avec exactitude que les autres méthodes. Pour cela, on a choisi cette méthode pour détecter les défauts naissants dans le transformateur de puissance et puis localiser ces défauts dans les parties essentielles du transformateur. Tout cela, sera expliqué dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 5

Résultats et comparaisons

5.1. Introduction:

Après avoir présenté les différents types de diagnostic en utilisant la méthode d'analyse des gaz dissous, nous présentons dans le présent chapitre l'application des réseaux de neurones dans ce type de diagnostic pour démontrer que l'application de celui-ci pour le diagnostic du défaut dans les transformateurs fournit une bonne détection plus appropriée et précise que les méthodes traditionnelles basées sur la L'AGD. Cette méthode, fournit la rapidité et la fiabilité dans la détection de défauts ayant une meilleure planification de la maintenance, la minimisation des coûts pour prolonger la vie utile du transformateur.

5.2. Application de RNA dans le diagnostic de défaut naissant :

Les réseaux de neurones sont des êtres mathématiques, capables de générer des modèles comportementaux à partir des données entrées-sorties des systèmes dynamiques. Dernièrement, les réseaux de neurones ont connu une large utilisation en ce qui concerne la modélisation, la commande et la surveillance des systèmes industriels.

En diagnostic, la phase de modélisation est très importante. En effet, le diagnostic est un aspect qui utilise le modèle représentatif du processus afin d'extraire le mode de fonctionnement dans lequel doit se trouver le processus.

L'utilisation des modèles neuronaux pour les mesures, l'observation et le diagnostic vient mettre fin à beaucoup de problèmes rencontrés lors de la modélisation classique. [Lay_07]

5.3. Topologie de RNA utilisée et les données:

Un réseau de neurone est un ensemble de neurones reliés entre eux avec une topologie spécifique d'interconnexions et une loi appropriée d'apprentissage pour adapter les poids de connexions. D'une manière générale, la structure des connexions entre les neurones d'un réseau peut aller d'une connectivité totale où tous les neurones sont reliés les uns aux autres, à une connectivité locale où les neurones ne sont connectés qu'à leurs proches voisins.

Une autre structure de connexions est celle des réseaux multicouches, constitués d'une couche d'entrée, d'une couche de sortie et d'une ou de plusieurs couches internes, appelées aussi couches cachées. Dans cette structure, les neurones qui appartiennent à une même couche ne sont pas connectés entre eux. Chacune des couches reçoit des

signaux de la couche précédente et transmet le résultat de ses traitements à la couche suivante. Selon le type de connexions, on distingue deux catégories de réseau de neurone : les réseaux statiques et les réseaux dynamiques.

Nous allons utiliser les réseaux de neurones à apprentissage supervisé spécialement des réseaux multicouches, entraînés par l'algorithme de Back propagation qui reste le plus utilisé. L'algorithme de Levenberg – Marquardt présente une bonne robustesse pour le diagnostic par réseaux de neurones et semble être le plus efficace d'après les chercheurs dans ce domaine et aussi, on utilise le RNA a fonction de base radiale (RBF).

L'architecture du RNA (nombre de couches cachées, nombre de neurones) est un facteur important décidant de la qualité de l'apprentissage plus que les paramètres d'apprentissage. On a fait cette architecture en se basant sur les fonctions de MATLAB. [Annexe C]

L'optimisation des RNA utilisés dans le diagnostic est réalisée en changeant de topologie du réseau et le critère d'optimisation est basé sur l'exactitude des résultats.

Les méthodes de rapport considérées dans cette recherche sont la méthode du rapport de Rogers et la méthode de la CEI.

Le choix des caractéristiques d'entrée est une première étape essentielle. Il faut faire un choix très soigneux de sorte que ces entrées reflètent les caractéristiques du problème. Le nombre de neurones dans la couche d'entrée sera égal au nombre de données d'entrée et le nombre de neurones dans la couche de sortie sera défini en fonction du nombre de variables et les réponses que vous recherchez. Dans notre cas, les codes des rapports entre les cinq principaux gaz (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 et C_2H_2) sont choisis comme des caractéristiques d'entrée et les types de défaut (État normal, décharge partielle DP, Arc, surchauffement), qui apparaissent à partir de ces entrées sont choisis comme des caractéristiques de sortie. (Figure 5.1)

5.3.1. Entrées: Les entrées du réseau, donc, des vecteurs des codes des rapports des concentrations de H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 et C_2H_2 en ppm. Ils sont différents pour chaque méthode

5.3.2. Sorties: Les sorties que nous voulons sont les types de défaut qui surviennent à partir des entrées, et qui sont; les décharges partielles de faible et forte énergie, l'arc électrique et le surchauffe ou le cas normal. Dans chaque méthode un type de défaut est décelé.

5.3.3. Couche cachée: L'utilisation d'un grand nombre de couches cachées est non recommandée. La grande majorité des problèmes de normes de classification utilise seulement un ou au plus deux couches cachées. Le nombre de neurones dans la couche cachée est généralement défini de façon empirique.

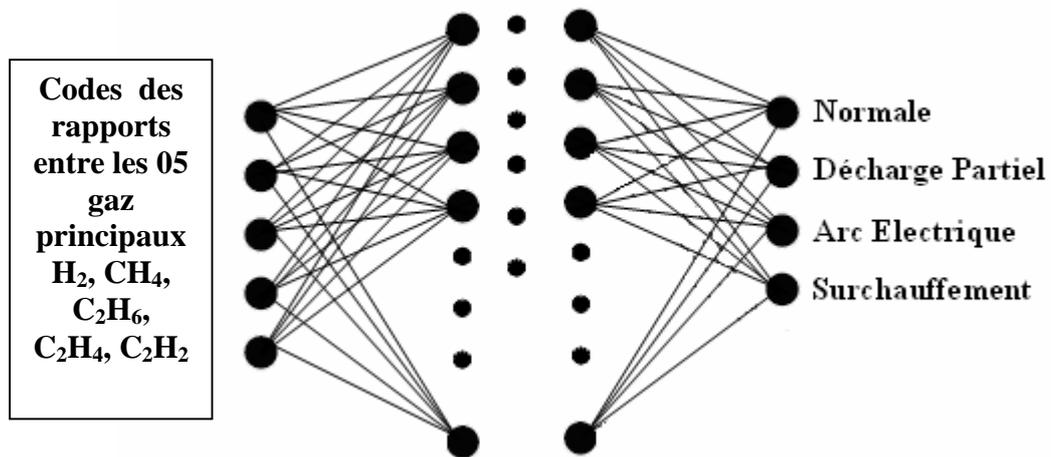


Fig.5.1- Topologie du réseau de neurone utilisé

5.3.4. Les données d'entrées: Elles sont les concentrations de gaz trouvées dans l'essai d'analyse chromatographique d'échantillons prélevés sur le transformateur (formation) ou suspectées dans l'échantillon.

La banque de données sur les diagnostics faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité. La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport à un logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires de SONELGAZ-GRTE, ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. La norme utilisée par SONELGAZ-GRTE est la norme CEI 60599. Les limites admissibles selon la norme CEI 60599 pour chaque gaz sont données dans le tableau 5.1 suivant:

les gaz dissous	limites admissibles en ppm
H ₂	60-150
CH ₄	40-110
CO	540-900
CO ₂	5100-13000
C ₂ H ₄	60-280
C ₂ H ₆	50-90
C ₂ H ₂	3-50

Tab.5.1- limites admissibles pour chaque gaz selon CEI

Les concentrations des principaux gaz des échantillons prélevés des TRs de SONELGAZ-GRTE SETIF en ppm et le défaut réel de chaque échantillon utilisé comme base de données sont présentés dans le tableau suivant:

Échantillons	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	Défauts enregistrés
1	1	22	253	3684	88	143	1	OH >700°C + deg cellulose
2	17	15	292	6956	20	78	35	ARC+deg cellulose
3	1046	2809	681	7820	675	321	7	OH
4	62	26	863	3214	18	9	<2	Etat Normal
5	3	600	154	3198	437	1588	61	OH >700°C
6	239	41	841	4964	21	59	227	ARC+deg cellulose
7	<1	115	469	3319	147	16	<1	OH<300°C
8	2	113	353	1860	235	6	<1	OH<300°C
9	127	76	879	3471	32	23	49	ARC+deg cellulose
10	367	903	324	2633	921	5760	54	OH >700°C
11	4	144	560	1684	234	15	<1	OH<300°C
12	1	8	245	3533	15	21	3	NR
13	53	611	101	1307	725	1644	<1	OH >700°C
14	645	45	217	2099	<1	51	326	ARC
15	6	9	25	290	4	10	<1	OH
16	111	26	293	2188	9	31	65	DP
17	11	101	597	1944	110	<1	<1	OH >700°C +deg cellulose
18	1443	3899	934	13561	1115	600	113	OH>700°C +deg cellulose
19	107	27	-	1414	18	25	65	ARC
20	72	278	53	610	289	629	<1	OH

Tab.5.2- base des données

5.4. Anomalies sur les transformateurs de la région de SETIF:

La région de SETIF est l'une des cinq régions où 20% des transformateurs de puissance de L'ALGERIE sont répartis. L'analyse des gaz dissous sur ces transformateurs a révélé l'existence de différentes anomalies données dans le tableau 5.3 (a et b):

Types d'anomalies	Nombre de transformateurs	Taux (%)
Décharge partielle	06	7.5
Défaut thermique basse T°	09	11.25
Défaut thermique haute T°	09	11.25
Dégradation système diélectrique	02	2.5

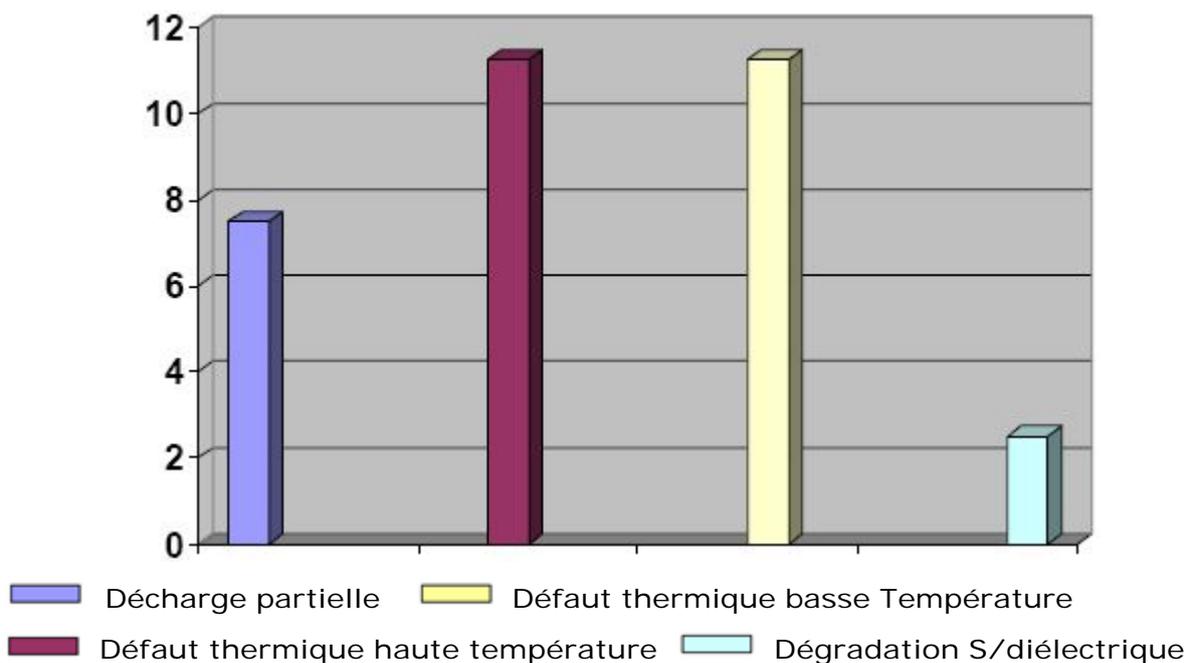


Tableau 5.3 (a et b) -Types et taux d'anomalies dans la région de SETIF

Le taux des anomalies est calculé à la base de 80 transformateurs de puissance de la région ; ces statistiques suivent les taux recueillis à l'échelle mondiale sur plus de 400 000 unités où il est situé entre 10 % et 14 % [Farq_00].

5.5. Diagnostic utilisant le RNA multicouches:

5.5.1. Fonction de transfert: on a utilisé la tangente sigmoïde (logsig) parce qu'elle est la plus commune des fonctions d'activation utilisées dans les réseaux de neurones

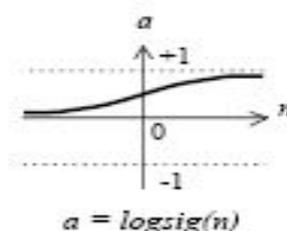


Fig .5.2. Fonction de transfert log- Sigmoide

5.5.2. Simulation du modèle neuronal:

Après avoir chargé les données dans le modèle neuronal de réseau qui est constitué de trois couches (couche d'entrée, couche de sortie et deux couches cachées), en utilisant la fonction Matlab 'newff' [Annexe C].

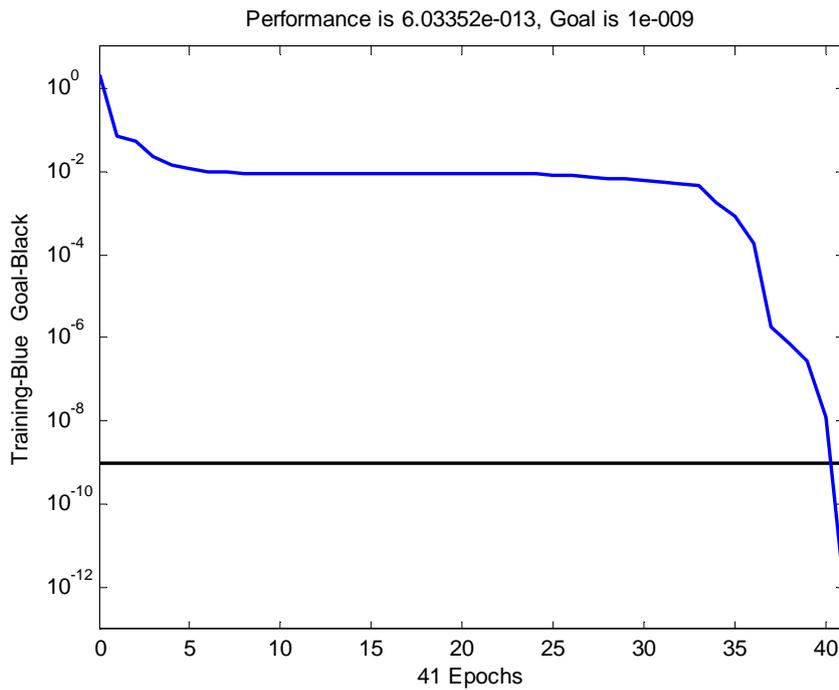
On a choisi la fonction d'apprentissage 'trainlm', parmi plusieurs fonctions, car elle est la meilleure, du point de vue convergence, rapidité et précision. Ensuite, on initialise les fonctions d'activation de chaque couche, ainsi que les options d'apprentissage ; mentionnant aussi qu'on a choisi ces initialisations par tâtonnement.

Une fois que le réseau de neurone est construit et que leur apprentissage a atteint des performances satisfaisantes, on passe à l'étape de comparaison entre les résultats de simulation et la sortie de réseau de neurone, ceci nous permet d'observer les erreurs correspondantes.

Pour que les tests de réseau de neurone sur l'exemple qui appartenait à la base d'apprentissage du réseau de neurone donne de meilleurs résultats, on doit chercher les meilleurs paramètres pour le RNA, afin d'avoir obtenu des résultats satisfaisants.

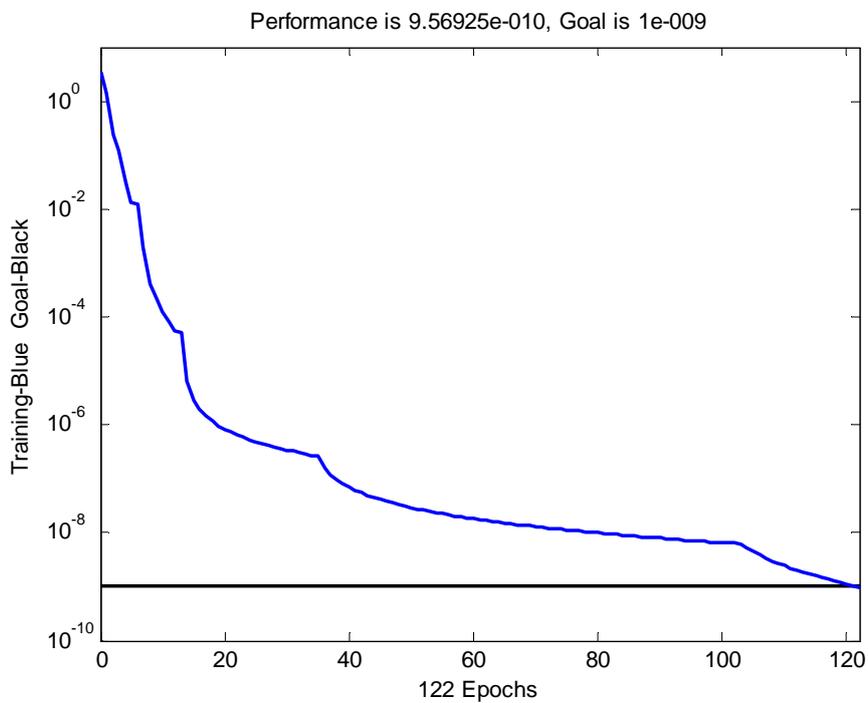
Pour cela, on a fait des choix arbitraires sur les neurones, et sur le nombre de couches cachées.

Cela peut être expliqué par les résultats obtenus dans la phase d'apprentissage de réseaux de neurone à deux couches cachées, un dans la première couche cachée et dix huit dans la deuxième dans l'utilisation de critère de CEI et 12 couches cachées dans la première et 16 couches cachées dans la deuxième dans l'utilisation de critère de Rogers comme le montrent les figures 5.3 et 5.4.



deux couches cachées (1 et 18 neurones)

Fig.5.3- Erreur de l'apprentissage en utilisant la méthode LM et le critère de CEI à 2 couches cachées



deux couches cachées (12 et 16 neurones)

Fig.5.4- Erreur de l'apprentissage en utilisant la méthode LM et le critère de Rogers à 2 couches cachées

5.5.3. Résultats et Comparaison:

5.5.3.1. Diagnostic utilisant la méthode de la CEI :

Le vecteur d'entrée $E = [C1, C2, C3] = [\text{code } \frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \text{code } \frac{CH_4}{H_2}, \text{code } \frac{C_2H_4}{C_2H_6}]$ (les codes obtenus selon la méthode de CEI (voir le tableau 3.6 chapitre 3)

Le vecteur de sortie $S = [S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9]$ (les neuf défauts présentés par la méthode de CEI (voir le tableau 3.7 chapitre 3)

Le réseau de neurone avec la méthode du CEI est composé de couche d'entrée de 3 neurones, deux couches cachées contiennent 1 et 18 neurones respectivement et la sortie à 9 neurones. La sortie produit des nombres réels entre 0 et 1 indiquant la probabilité d'existence d'un défaut parmi les neuf défauts indiqués par les normes CEI. Les modèles de formation pour la méthode du CEI sont montrés dans le tableau 5.4.

Les entrées			Les sorties								
C1	C2	C3	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1,2	0	1,2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tab 5.4 - Modèle d'apprentissage par la méthode CEI

• Résultats et évaluation:

échantillons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C1 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.007	0.449	0.022	0.211	0.384	3.847	0.563	0.15	2.13	0.009
$C2 = \frac{CH_4}{H_2}$	22	0.882	2.685	0.419	200	0.171	127.7	56.5	0.598	2.46
$C3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	1.625	3.9	0.476	0.50	3.634	2.809	0.108	0.255	0.718	6.254
codes probable	0 2 1	1 0 2	0 2 0	1 0 0	0 2 2	2 0 1	0 2 0	1 2 0	1 0 0	0 2 2
défaut selon CEI	OH	ARC	OH	NI	OH	ARC	OH	NI	NI	OH
S1	0	0	0	0.081	0	0	0	0.027	0.081	0
S2	0	0	0	0.756	0	0	0	1.507	0.756	0
S3	0	0	0	0.898	0	0	0	0.011	0.898	0
S4	0	0.5	0	0.091	0	1	0	-0.003	0.091	0
S5	0	0.5	0	0.546	0	0	0	-0.007	0.546	0
S6	0	0	0	0.115	0	0	0	-0.020	0.115	0
S7	0	0	1	-1.067	0	0	1	-0.331	-1.067	0
S8	1	0	0	1.465	0	0	0	1.035	1.465	0
S9	0	0	0	-0.370	1	0	0	-1.214	-0.370	1
défaut trouvé	OH T>300°C	ARC	OH T<300°C	DP	OH T>700°C	ARC	OH T<300°	OH T>300°C	ARC	OH T>700°C
évaluation	bon	bon	bon	pas bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon

échantillons	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$C1 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.06	0.143	0.001	6.392	0.09	2.097	1	0.188	2.6	0.001
$C2 = \frac{CH_4}{H_2}$	36	8	11.53	0.07	1.5	0.234	9.182	2.702	0.252	3.861
$C3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	0.064	1.4	2.268	56.66	2.5	3.444	0.008	0.538	1.389	2.176
codes probable	0 2 0	1 2 1	0 2 1	2 1 2	0 2 1	1 0 0	1 2 0	1 2 0	1 0 1	0 2 1
défaut selon CEI	OH	NI	OH	NI	OH	NI	NI	NI	ARC	OH
S1	0	1.267	0	0.238	0	0.081	0.027	0.027	0	0
S2	0	0.221	0	-0.274	0	0.756	1.507	1.507	0	0
S3	0	0.528	0	-0.086	0	0.898	0.012	0.012	0	0
S4	0	-0.152	0	0.852	0	0.091	-0.003	-0.003	1	0
S5	0	-0.345	0	0.176	0	0.546	-0.008	-0.008	0	0
S6	0	-0.935	0	0.103	0	0.116	-0.021	-0.021	0	0
S7	1	0.329	0	-0.104	0	-1.067	-0.331	-0.331	0	0
S8	0	0.107	1	0.006	1	1.466	1.035	1.035	0	1
S9	0	0.187	0	0.488	0	-0.371	-1.215	-1.215	0	0
défaut trouvé	OH T<300°C	NR	OH T>300°C	ARC	OH T>300°C	DP	OH T>300°C	OH T>300°C	ARC	OH T>300°C
évaluation	bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon	Bon

Nous avons considéré le résultat le plus proche de la valeur (1) comme valeur de probabilité d'existence de défaut "1", autrement la probabilité de défaut est "0"

- ✓ Le réseau a fait un diagnostic correct de 19 cas parmi les 20 échantillons et donne une exactitude de 95 %.
- ✓ les résultats obtenus en utilisant le critère de CEI seulement a fait un diagnostic correct de 12 cas parmi 20 échantillons et donne une exactitude de 60%. Ce qui

permet de dire que la méthode basée sur RNA améliore le diagnostic basé sur la méthode conventionnel (le critère de CEI seulement).

5.5.3.2. Diagnostic utilisant la méthode de Rogers:

Le vecteur d'entrée $E = [C1', C2', C3', C4'] = [\text{code } \frac{CH_4}{H_2}, \text{code } \frac{C_2H_6}{CH_4}, \text{code } \frac{C_2H_4}{C_2H_6}, \text{code } \frac{C_2H_2}{C_2H_4}]$ (les codes obtenus selon la méthode de Rogers (le tableau 3.3 chapitre 3)

Le vecteur de sortie $S = [S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9, S10, S11, S12]$ (les 12 défauts présentés par la méthode de Rogers (voir le tableau 3.4 chapitre 3)

Le réseau de neurone avec la méthode de Rogers est composé de couche d'entrée de 4 neurones, les couches cachées contiennent 12 et 16 neurones respectivement et la sortie à 12 neurones. La sortie produit des nombres réels entre 0 et 1 indiquant la probabilité d'existence d'un défaut parmi les neuf défauts indiqués par la méthode de Rogers. Les modèles de formation pour la méthode de Rogers sont montrés dans le tableau 5.5.

Les entrées				Les sorties											
C1	C2	C3	C4	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	1,2	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	0	0	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tab.5.5 - Modèle d'apprentissage par la méthode de Rogers

• Résultats et évaluation:

échantillons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C1' = \frac{CH_4}{H_2}$	22	0.882	2.685	0.419	200	0.171	127.8	56.5	0.598	2.46
$C2' = \frac{C_2H_6}{CH_4}$	4	1.333	0.240	0.692	0.728	0.512	1.278	2.08	0.421	1.02
$C3' = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	1.625	3.90	0.476	0.5	3.634	2.809	0.108	0.025	0.718	6.254
$C4' = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.007	0.449	0.022	0.211	0.038	3.847	0.056	0.15	2.130	0.009
codes probable	2 1 1 0	0 1 2 0	1 0 0 0	0 0 0 0	2 0 2 0	0 0 1 2	2 1 0 0	2 1 0 0	0 0 0 1	1 1 2 0
défaut selon Rogers	N I	N I	OH	NR	N I	ARC	OH	OH	ARC	N I
S1	-0.286	-0.251	0	1	-0.068	0	0	0	0	-0.301
S2	0.116	0.251	0	0	-0.163	0	0	0	0	0.518
S3	0.123	0.065	1	0	0.062	-0.001	0	0	0	-0.132
S4	0.931	0.727	0	0	-0.084	0.001	1	1	0	0.129
S5	0.180	0.294	0	0	0.039	0	0	0	0	0.876
S6	-0.215	-0.952	0	0	-0.524	-0.001	0	0	0	-1.102
S7	0.189	0.714	0	0	0.753	0	0	0	0	0.634
S8	0.036	-0.123	0	0	1.038	0.001	0	0	0	0.168
S9	-0.148	-0.169	0	0	-0.101	-0.001	0	0	1	-0.144
S10	0.295	0.016	0	0	-0.613	1	0	0	0	0.264
S11	-0.238	0.509	0	0	0.378	0	0	0	0	0.216
S12	0.017	-0.081	0	0	0.282	0.001	0	0	0	-0.127

défaut trouvé	OH	OH	OH	NR	OH	ARC	OH	OH	ARC	OH
évaluation	bon	pas bon	bon							

échantillons	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$C1' = \frac{CH_4}{H_2}$	36	8	11.53	0.069	1.5	0.234	9.181	2.702	0.252	3.861
$C2' = \frac{C_2H_6}{CH_4}$	1.625	1.875	1.186	0.02	0.444	3.807	1.089	0.286	0.666	1.039
$C3' = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	0.064	1.4	2.267	56.66	2.5	3.131	0.008	0.538	1.389	2.176
$C4' = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.06	0.143	0.001	6.39	0.09	2.097	1	0.188	2.6	0.001
codes probable	2 1 0 0	2 1 1 0	2 1 1 0	5 0 2 2	1 0 1 0	0 1 0 1	2 1 0 1	1 0 0 0	0 0 1 1	2 1 1 0
défaut selon Rogers	OH	NI	NI	NI	OH	NI	NI	OH	ARC	NI
S1	0	-0.286	-0.286	0.203	0	-2.484	-0.585	0	0	-0.286
S2	0	0.116	0.116	-0.226	0	0.581	0.299	0	0	0.116
S3	0	0.123	0.123	-0.351	0	1.118	0.173	1	0.001	0.123
S4	1	0.931	0.931	-1.199	0	-1.285	0.813	0	-0.001	0.931
S5	0	0.180	0.180	0.753	0	1.525	0.187	0	0	0.180
S6	0	-0.215	-0.215	-1.707	0	1.328	0.544	0	0.001	-0.215
S7	0	0.189	0.189	1.958	1	-0.242	-0.290	0	0	0.187
S8	0	0.036	0.036	-0.178	0	0.567	0.305	0	-0.001	0.036
S9	0	-0.148	-0.148	-0.038	0	-0.975	-0.181	0	0.001	-0.148

S10	0	0.295	0.295	-0.798	0	0.261	-0.083	0	1	0.295
S11	0	-0.238	-0.238	1.267	0	-0.243	-0.141	0	0	-0.238
S12	0	0.017	0.017	1.315	0	0.849	-0.041	0	-0.001	0.017
défaut trouvé	OH	OH	OH	ARC	OH	OH	OH	OH	ARC	OH
défaut réel	bon	pas bon	bon	bon	bon	pas bon	bon	bon	bon	bon

Nous avons considéré le résultat le plus proche de la valeur (1) comme valeur de probabilité d'existence de défaut "1", autrement la probabilité de défaut est "0"

- ✓ Le réseau a fait un diagnostic correct de 17 cas parmi les 20 échantillons et donne une exactitude de 85 %.
- ✓ les résultats obtenus en utilisant le critère de Rogers seulement a fait un diagnostic correct de 10 cas parmi 20 échantillons et donne une exactitude de 50%.
- ✓ Ce qui permet de dire que la méthode basée sur RNA améliore le diagnostic basé sur la méthode conventionnel (le critère de Rogers seulement).

5.6. Diagnostic utilisant le RBF (radial basis fonction):

La différence entre MLP et RBF est que chaque entrée de MLP est additionnée à chacun des neurones cachés, et chaque entrée de RBF est additionnée seulement à certains des neurones cachés.

Dans le RBF, la couche d'entrée n'a pas de poids ou des biais. En d'autres termes, les entrées sont multipliées par 1 avant l'addition à la couche cachée. Le poids est seulement dans les couches cachés.

Dans ce cas, on a utilisé un nombre maximum de couches cachées $M_n=50$ et le moyen carré d'erreur $g=1e-6$.

5.6.1. Diagnostic utilisant la méthode de la CEI :

• Résultats et évaluation:

échantillons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C1 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.007	0.449	0.022	0.211	0.384	3.847	0.563	0.15	2.13	0.009
$C2 = \frac{CH_4}{H_2}$	22	0.882	2.685	0.419	200	0.171	127.8	56.5	0.598	2.46
$C3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	1.625	3.9	0.476	0.50	3.634	2.809	0.108	0.255	0.718	6.254
codes probable	0 2 1	1 0 2	0 2 0	1 0 0	0 2 2	2 0 1	0 2 0	1 2 0	1 0 0	0 2 2
défaut selon CEI	OH	ARC	OH	N I	OH	ARC	OH	N I	N I	OH
S1	0	0	0	1.666	0	0	0	-0.332	1.666	0
S2	0	0	0	-0.001	0	0	0	-1.997	-0.001	0
S3	0	0	0	0.001	0	0	0	1.998	0.001	0
S4	0	0.5	0	-0.167	0	1	0	-0.167	-0.167	0
S5	0	0.5	0	1.166	0	0	0	-0.831	1.166	0
S6	0	0	0	-1.665	0	0	0	1.329	-1.665	0
S7	0	0	1	-0.666	0	0	1	1.331	-0.666	0
S8	1	0	0	1.331	0	0	0	-0.663	1.331	0
S9	0	0	0	-0.666	1	0	0	0.332	-0.666	1
défaut trouvé	OH T>300°C	ARC	OH T<300°C	ARC	OH T>700°C	ARC	OH T<300°C	OH	ARC	OH T>700°C
évaluation	bon	bon	bon	pas bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon

échantillon	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$C1 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.06	0.143	0.001	6.392	0.09	2.097	1	0.188	2.6	0.001
$C2 = \frac{CH_4}{H_2}$	36	8	11.53	0.07	1.5	0.234	9.182	2.702	0.252	3.861
$C3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	0.064	1.4	2.268	56.66	2.5	3.444	0.008	0.538	1.389	2.176
codes probable	0 2 0	1 2 1	0 2 1	2 1 2	0 2 1	1 0 0	1 2 0	1 2 0	1 0 1	0 2 1
défaut selon CEI	OH	N I	OH	N I	OH	N I	N I	N I	ARC	OH
S1	0	-0.997	0	-2.329	0	1.666	-0.332	-0.332	0	0
S2	0	-1.996	0	-0.998	0	-0.001	-1.997	-1.997	0	0
S3	0	1.997	0	1.996	0	0.001	1.998	1.998	0	0
S4	0	0.998	0	2.331	0	-0.167	-0.167	-0.167	1	0
S5	0	-1.995	0	-3.327	0	1.166	-0.831	-0.831	0	0
S6	0	1.993	0	3.325	0	-1.665	1.329	1.329	0	0
S7	1	0.996	0	1.329	0	-0.666	1.331	1.331	0	0
S8	0	-0.993	1	-3.655	1	1.331	-0.663	-0.663	0	1
S9	0	0.997	0	2.328	0	-0.666	0.332	0.332	0	0
défaut trouvé	OH T<300°C	ARC	OH T>300°C	OH T<300°C	OH T>300°C	ARC	OH	OH	ARC	OH T>300°C
évaluation	bon	pas bon	bon	pas bon	bon	pas bon	bon	bon	bon	bon

Nous avons considéré le résultat le plus proche de la valeur (1) comme valeur de probabilité d'existence de défaut "1", autrement la probabilité de défaut est "0"

- ✓ Le réseau RBF a fait un diagnostic correct de 16 cas parmi les 20 échantillons et donne une exactitude de 80 %.

5.6.2. Diagnostic utilisant la méthode de Rogers:

• Résultats et évaluation:

échantillons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C1' = \frac{CH_4}{H_2}$	22	0.882	2.685	0.419	200	0.171	127.77	56.5	0.598	2.46
$C2' = \frac{C_2H_6}{CH_4}$	4	1.333	0.240	0.692	0.728	0.512	1.278	2.08	0.421	1.02
$C3' = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	1.625	3.90	0.476	0.5	3.634	2.809	0.108	0.025	0.718	6.254
$C4' = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.007	0.449	0.022	0.211	0.038	3.847	0.056	0.15	2.130	0.009
codes probable	2 1 1 0	0 1 2 0	1 0 0 0	0 0 0 0	2 0 2 0	0 0 1 2	2 1 0 0	2 1 0 0	0 0 0 1	1 1 2 0
défaut selon Rogers	N I	N I	OH	NR	N I	ARC	OH	OH	ARC	N I
S1	-0.803	-4.879	0	1	-2.328	0	0	0	0	-2.403
S2	0.050	0.077	0	0	0.124	0	0	0	0	0.067
S3	-0.247	3.461	1	0	2.545	0	0	0	0	1.336
S4	-0.501	-2.685	0	0	-3.319	0	1	1	0	-1.002
S5	1.502	3.685	0	0	3.321	0	0	0	0	2.002
S6	-0.999	1.669	0	0	-1.669	0	0	0	0	0
S7	1.998	-0.658	0	0	0.657	0	0	0	0	0
S8	0	0.329	0	0	1.67	0	0	0	0	0.999
S9	0	0.329	0	0	-0.329	0	0	0	1	0

S10	0	-0.171	0	0	0.171	1	0	0	0	0
S11	0	-0.171	0	0	0.171	0	0	0	0	0
S12	0	0.013	0	0	-0.013	0	0	0	0	0
défaut trouvé	OH	OH	OH	NR	OH	ARC	OH	OH	ARC	OH
évaluation	bon	pas bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon	bon

échantillon	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$C1' = \frac{CH_4}{H_2}$	36	8	11.53	0.069	1.5	0.234	9.181	2.702	0.252	3.861
$C2' = \frac{C_2H_6}{CH_4}$	1.625	1.875	1.186	0.02	0.444	3.807	1.089	0.286	0.666	1.039
$C3' = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	0.064	1.4	2.267	56.66	2.5	3.131	0.008	0.538	1.389	2.176
$C4' = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	0.06	0.143	0.00	6.39	0.09	2.097	1	0.188	2.6	0.001
codes probable	2 1 0 0	2 1 1 0	2 1 1 0	5 0 2 2	1 0 1 0	0 1 0 1	2 1 0 1	1 0 0 0	0 0 1 1	2 1 1 0
défaut selon Rogers	OH	NI	NI	NI	OH	NI	NI	OH	ARC	NI
S1	0	-0.803	-0.803	-33.73	0	-1.600	2.394	0	0	-0.803
S2	0	0.050	0.050	1.229	0	0.016	-0.484	0	0	0.050
S3	0	-0.247	-0.247	34.83	0	0.584	-2.91	1	0	-0.247
S4	1	-0.501	-0.501	-35.23	0	-0.507	3.494	0	0	-0.501
S5	0	1.502	1.502	35.25	0	1.501	-2.496	0	0	1.502
S6	0	-0.999	-0.999	-8.621	0	0	0	0	0	-0.999
S7	0	1.998	1.998	2.615	1	0	0	0	0	1.998

S8	0	0	0	3.659	0	0	0	0	0	0
S9	0	0	0	-3.290	0	0.999	0.601	0	0	0
S10	0	0	0	1.669	0	0	0	0	1	0
S11	0	0	0	1.672	0	0	0	0	0	0
S12	0	0	0	0.947	0	0	0.401	0	0	0
défaut trouvé	OH	OH	OH	PD	OH	ARC	ARC	OH	ARC	OH
défaut réel	bon	pas bon	bon	pas bon	bon	pas bon	pas bon	bon	bon	bon

- ✓ Le réseau RBF a fait un diagnostic correct de 15 cas parmi les 20 échantillons et donne une exactitude 75 %.
- ✓ On voit que le RNA à multicouches est plus précis que le RNA de fonction à base radial (RBF). Pour le premier, il est très utilisé pour les chercheurs dans le domaine.

5.7. Localisation de défaut de quatre cas « réels » :

1^{er} Cas: (échantillon 16 dans le tableau de données)

Station mobile Mitsibushi 220 Kv 40 Mva d'EL-MEGHIER:

Cette cabine mobile était le siège d'une activité de type décharges partielles d'après un contrôle par AGD, la concentration de l'hydrogène était très élevée (tableau 5.6) ; et l'action de maintenance recommandée était un traitement physique du transformateur.

Plusieurs contrôles ont montré après, que la concentration de l'hydrogène est retournée à la normale (tableau 5.6) ; l'interprétation tirée était l'existence probable de particules sur les surfaces des enroulements ou dans d'autres régions de forte champs électrique (transformateur à circulation forcée de l'huile) ce qui a permis au traitement d'enlever cette contamination. (Condition réversible du système diélectrique)

Gaz	avant traitement	après traitement	
	17/04/2001	16/05/2003	24/05/2005
H ₂	111	27	41
CO ₂	2188	1757	2737
CO	293	316	419
CH ₄	26	1	<1
C ₂ H ₄	31	20	<1
C ₂ H ₆	9	14	<1
C ₂ H ₂	65	<1	<1

Tableau.5.6 : Valeurs d'AGD sur le transformateur d'El-Meghier

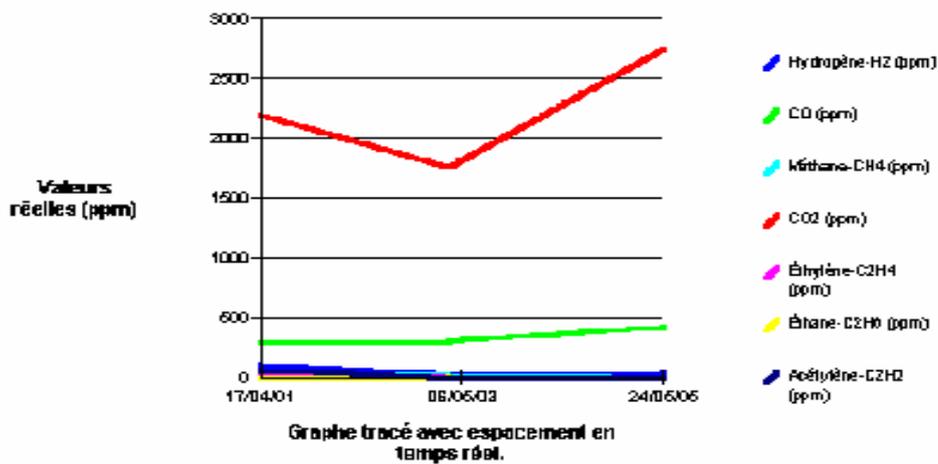


Fig.5.5. Tendence de DGA de transformateur El -Meghier

2eme Cas : (échantillon 17 dans le tableau de données)

Station mobile Mitsubishi 220 Kv 40 Mva de SIDI -AICHE:

Ce transformateur présente une valeur du facteur de pertes diélectriques de l'huile très élevée de 0.21 malgré une concentration normale de l'eau de 11 ppm ; l'AGD a révélé des proportions anormales du méthane et de l'éthane indiquant une surchauffe impliquant la cellulose (transformateur chargé). L'analyse des dérivées furaniques a confirmé l'existence du 2-FAL (Tableau 5.7) en concentration énorme donnant une idée

sur la magnitude de la dégradation de l'isolation solide. Le transformateur a consommé environ 80% de sa vie. L'action urgente de maintenance était de s'assurer de la fiabilité des protections ainsi de l'absence de points chauds et cela pour une durée d'environ de trois mois jusqu'à la mise en service du nouveau poste.

Gaz	Valeurs	paramètres dielectriques	Valeurs
H ₂	11	H ₂ O en PPM	11
CO ₂	1944		
CO	597	Tgδ	0.21
CH ₄	101		
C ₂ H ₄	< 1	2-Furfuraldéhyde en PPM	5.79
C ₂ H ₆	110		
C ₂ H ₂	< 1		

Tab.5.7- Valeurs d'analyse sur le transformateur de Sidi-Aiche

3eme Cas : (échantillon 18 dans le tableau de donnés)

Transformateur de puissance 60 kilovolts 30 Mva: D'AKBOU

Un excès de concentration des gaz combustibles (tableau 5.8) a été enregistré par l'AGD ; le plus dangereux était l'acétylène.

Un rapport de gaz a confirmé qu'une surchauffe thermique impliquant l'isolation solide. Peut-être, il a touché le circuit de courant comme les contacts du régulateur en charge, les connexions des contacts, etc... C'est le cas le plus critique qui peut conduire à une défaillance catastrophique. L'action principale est d'arrêter le transformateur pour une inspection interne.

Gaz	Valeurs (PPM)
H ₂	1443
CO ₂	13561
CO	934
CH ₄	3899
C ₂ H ₄	600
C ₂ H ₆	1115
C ₂ H ₂	113

Tab.5.8- Concentrations des Gaz de d'unité AKBOU

Un point chaud a été trouvé aux contacts du niveau des doigts du régleur à vide avec des signes apparents de cheminement, de la cokéfaction, de l'érosion et de la surchauffe avec l'isolation voisinant. (Photos 1; 2; 3)

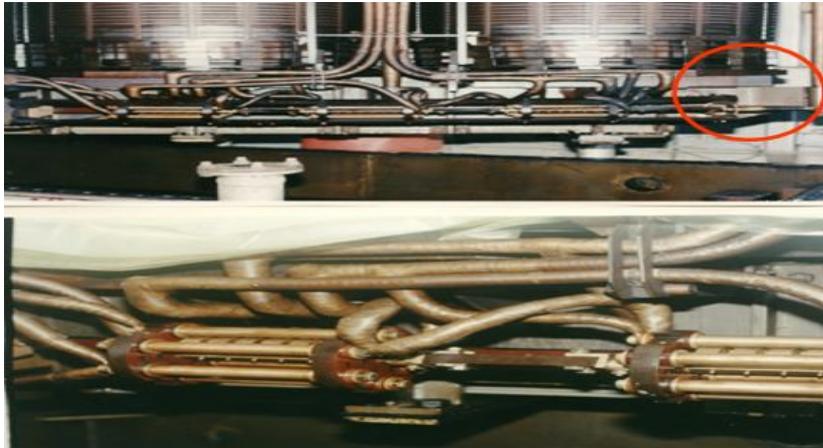


Photo 1



Photo 2



Photo 3

4eme cas: (échantillon 19 dans le tableau de donnés)

Autotransformateur ACEC 220/150 Kv 57 Mva de DARGUINA:

Cette unité a montré un arc élevé dans l'huile sans implication de l'isolation solide. Elle a été traitée plusieurs fois mais, il n'y avait aucune amélioration de la situation parce que des alarmes successives de Buchholz ont été enregistrées après (tableau 5.9).

Le transformateur de puissance était désactivé et, soumis davantage à d'autre analyses et tests pour diagnostic.

Gas (PPM)	17/04/01	14/03/03	23/05/05
H ₂	107	<1	645
CO ₂	1414	434	2099
CO	-	40	217
CH ₄	27	<1	45
C ₂ H ₄	25	<1	51
C ₂ H ₆	18	<1	<1
C ₂ H ₂	65	7	326

Tab 5.9- Historique de DGA d'AUTOTRANSFORMER de DARGUINA

Des essais électriques complémentaires ont été menés afin d'évaluer l'intégrité du circuit de courant et l'état des enroulements. Les résultats étaient normaux (des Tableaux ci-dessous) et le problème causant toujours cette génération des gaz est non décelé.

- Mesure d'isolement: Primaire / terre = 7 GΩ

Secondaire/terre = 5 GΩ

- Mesure de la résistance d'enroulement avec les différentes positions des prises du régleur à vide

Position	150 kV			220kV		
	A/N	B/N	C/N	A/N	B/N	C/N
5	3.53	3.57	3.53	5.02	5.03	5.01
4	3.48	3.51	3.49	4.83	4.92	4.83
3	3.49	3.50	3.48	4.66	4.68	4.61
2	3.49	3.50	3..50	4.79	4.78	4.77
1	3.50	3.50	3.50	4.92	5.02	4.95

- Rapport de transformation :

Position	AB/ab	AC/ac	BC/bc	valeur de plaque signalitique
1	1.553	1.557	1.555	1.557
2	1.502	1.504	1.504	1.506
3	1.452	1.453	1.453	1.455
4	1.401	1.403	1.402	1.404
5	1.350	1.352	1.351	1.353

Ce mode de défaillance peut être également créé par le flux de fuite magnétique. L'inspection interne a indiqué qu'une surchauffe localisée dans les boulons de raccordement de la culasse du noyau provoqué par un arc causé par une boucle fermée de circulation du courant. (Photo ci-dessous)



5.8. Conclusion:

L'AGD a été identifiée comme outil important dans la surveillance de la condition du transformateur de puissance. Mais, les résultats obtenus par RNA à MLP consolident le diagnostic et l'affirment à un niveau supérieur. Ce diagnostic a donné des bons résultats (95% pour l'utilisation de critère de CEI et 90% pour l'utilisation de critère de Rogers), ce qui justifie la grande utilisation du critère de CEI par les laboratoires d'analyse.

Conclusions générales & Perspectives

Conclusions générales:

Le diagnostic et la détection de défauts mobilisent à ce jour beaucoup de chercheurs dans différents domaines industriels. Les transformateurs de puissance 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.

Un transformateur défaillant produit des situations parfois très lourdes de conséquences: techniques, financières, commerciales, et environnementales, d'où la nécessité de détecter et d'identifier le défaut dès possible.

L'analyse des gaz libres et des gaz dissous dans l'huile (AGD) est l'un des outils de diagnostic les plus utilisés pour la détection et l'évaluation de défauts dans les matériels électriques. Les recherches et l'expérience ont permis de trouver et de mettre au point des méthodes permettant l'utilisation de certains produits qui se trouvent dans l'huile afin de déterminer l'état des transformateurs.

Les méthodes conventionnelles d'analyses de gaz dissous dans les transformateurs de puissance (Méthodes de Doernenburg, rapport de Rogers, rapport CEI, DUVAL, IEEE (TDCG et Gaz clés), leurs convergences, avantages et inconvénients sont dévoilées. Les limitations de ces méthodes imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles. Les méthodes modernes les plus utilisées (réseaux de neurones ANN, systèmes experts, systèmes flous) peuvent apporter de bonnes solutions pour le diagnostic.

On a utilisé dans ce travail les réseaux de neurone artificiel multicouche et a fonction de base radiale (RBF) dans le diagnostic de l'huile de transformateurs en utilisant l'analyse de gaz dissous (AGD). Ces techniques ont été appliquées avec succès dans l'environnement MATLAB.

Les réseaux de neurones à apprentissage supervisé spécialement des réseaux multicouches, entraînés par l'algorithme de Back propagation reste les plus utilisés.

L'algorithme de Levenberg – Marquardt présente une bonne robustesse pour le diagnostic par réseaux de neurones et semble être le plus efficace d'après les chercheurs dans ce domaine et aussi de l'autre côté, on a utilisé le RNA à fonction de base radiale (RBF).

L'optimisation des RNA utilisé dans le diagnostic est réalisée en changeant de topologie du réseau et le critère d'optimisation est basé sur l'exactitude des résultats. Les méthodes de rapport considérées dans cette recherche sont la méthode des rapports de Rogers et la méthode de la CEI.

La banque de données des diagnostics faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité. La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport à un logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires de SONELGAZ-GRTE ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. La norme utilisée par SONELGAZ-GRTE est la norme ICE 60599. A la fin, 04 cas réels de différents défauts et la localisation de ces défauts dans les différentes parties essentielles du transformateur ont été bien étudiés.

Les résultats obtenus par RNA à MLP sont fortement fiables en utilisant deux critères (CEI, Rogers) par rapport aux RNA à RBF. Ce diagnostic a donné des bons résultats (95% pour l'utilisation de critère de la CEI et 90% pour l'utilisation de critère de Rogers), ce qui justifie la grande utilisation du critère de la CEI par les laboratoires d'analyse et de diagnostic.

Perspectives:

Le diagnostic des TRs est loin d'être achevée. A l'issu de ce travail, première initiative à la recherche au niveau de l'institut, plusieurs points peuvent être traités:

- Utilisation d'autres méthodes d'IA, simples ou hybrides et les projeter sur le niveau deux de diagnostic.
- Traitement des défauts non identifiés par les techniques classiques (conventionnelles).
- On line monitoring des TRs à partir des systèmes intelligentes.
- Utilisation des informations dans la gestion de ce patrimoine dans l'évaluation du risque et la prédiction de leurs vies.

- [Alir_04] Alireza Setayeshmehr, and all, "A Procedure for Diagnosis and Condition based Maintenance for Power Transformers" Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis. IN USA, 19-22 September 2004.
- [Béla_02] Michel Bélanger "Transformateur de Puissance à l'huile Minérale" Recherche du Dysfonctionnement Méthodologie de l'entretien Expertise, Seidel, Janvier 2002.
- [Berg_06] Bergman Claes "SFRA – An application that creates customer value?" Thesis The Electrical Engineering Program, spring term 2006 Electrical engineering level C.
- [CEI_99] CEI 60599, Norme Internationale "Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service - Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres" Deuxième édition 03-1999.
- [Chan_04] CS Chang, CW Lim, Q Su, "Fuzzy-Neural Approach for Dissolved Gas Analysis of Power Transformer Incipient Faults" Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004), Brisbane, Australian, 26-29 September 2004.
- [CIGR_93] CIGRE, Working Group 09 of CIGRE Study Committee 12. "Lifetime Evaluation of Transformers". Electra, 150 :38-52, October 1993.
- [Cigr_02] CIGRE "GUIDELINES for Life Management Techniques for Power Transformers". Working Group of CIGRE Study Committee 12-18. Draft Final Report Rev. 2. 22 June 2002.
- [Dan_99] Dan Cunningham "Expert System for Transformer Fault Diagnosis" Department of Computer Science and Electrical Engineering University of Queensland 1999, pp.1-2.
- [Dan_00] Dan Cunningham "Expert System Based Transformer Fault Diagnosis" Department of Computer Science and Electrical Engineering University of Queensland 1999.
- [Dhot_04] N.K.Dhote, S.B.Bodkhe, G.H.Raisoni, "Proposal for an Improvement in Transformer Diagnosis by DGA Using Expert System" Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004), Brisbane, Australian; 26-29 September 2004.
- [Duva_89] M. Duval, "Dissolved Gas Analysis – It Can Save Your Transformer". IEEE Electrical Insulation Magazine, N°5, 22-27, 1989.

-
- [Duva_07] M. Duval "Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle" IREQ, Varennes, QC, Canada, 2007.
- [Elec_78] ELECRA CIGRE, Conférence internationale des grands réseaux électriques à haute tension N°61 Décembre 1978.
- [Elec_99] A.Möllmann et B.Pahlavanpour, "Nouvelles Directives Pour l'Interprétation de l'Analyse des Gaz Dissous dans les Transformateurs dans l'Huile" Groupe d'Action 15.01.01, Electra Cigre N° : 186, octobre 1999.
- [Farq_00] R.FARQUHARSON: "Integrated substation control and equipment monitoring and diagnostics – an overview". CEPSI Conference. Manila. Philippines. 23-27 october 2000.
- [Fist_03] FIST, Facilities Instruction, Standards, and Techniques volume 3-31 "transformer diagnostics" Hydroelectric Research and Technical Services Group, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation , June 2003.
- [Guar_01] Guardado, J. L., NAREDO, J. L., et al. "A Comparative Study of Neural Network Efficiency in Power Transformers Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis", IEEE Trans. on Power Delivery. Vol 16, No. 4, October 2001, pp. 643- 647.
- [Heat_98] Martin J. Heathcote "The J & P Transformer Book" Twelfth edition, A Practical Technology of the Power Transformer, Reed Educational and Professional Publishing Ltd , 1998.
- [HUA_02] SHIH -HUA (Patrick) Kuo "Diagnostics of Transformer Condition by Polarization Current and Oil Conductivity Measurements" Undergraduate Thesis, School of Information Technology and Electrical Engineering, The University of Queensland, October 2002.
- [Huan_96] Y. Huang, H. Yang, C. Huang, "Design of a robust Transformer Fault Diagnosis System Using Evolutionary Fuzzy Logic," IEEE International Symposium on Circuits and Systems, IEEE, NY, USA, 1996, pp. 613- 616.
- [IEEE_91] IEEE Std C57.104-1991 - revision of IEEE C57.104-1978 "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil- Immersed Transformers".
- [José_00] José Mak and all, "Transformer Fluid: A Powerful Tool for the Life Management of an Ageing Transformer Population", Proceedings of the TechCon 2000 Asia-Pacific.
- [Jose_05] Jose Geraldo Arantes "Diagnosis of oil Insulator in Power Transformer by the Dissolved Analysis of Gases through Neural Networks" Federal university of Itajubá – Brazil, 2005.

- [KHEN_00] Tai Chee Kheng "Impact of Moisture on the Strength of Paper- Insulated Conductor" Department of Computer Science & Electrical Engineering The University of Queensland, St. Lucia, Brisbane, Queensland 4072 Australia, 20 October 2000
- [Lay_07] T. M. Layadi « Diagnostic de défauts des machines asynchrones à l'aide d'algorithmes intelligents ». Thèse Magistère, Université Farhat Abbas Sétif, 4 février 2007.
- [Lin_93] C. Lin, J. Ling, C. Huang, "An Expert System for Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis," IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, NY, 1993, pp. 231-238.
- [Muha_07] N.A. Muhamad, B.T. Phung and T.R. Blackburn,"Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Mineral Oil Using Fuzzy Logic", department of power, University technology Malaysia, The 8th International Power Engineering Conference (IPEC 2007), pp. 1301-1306.
- [Myer_98] C. Myers, "Transformers – Condition Monitoring by Oil Analysis, Large or Small; Contentment or Catastrophe", Proceedings of the 1998 1st IEE/IMeChE International Conference on Power Station Maintenance – Profitability through Reliability", pp.53-58.
- [Patel_04] N K Patel, R K Khubchandani, "ANN Based Power Transformer Fault Diagnosis," Faculty of Engineering, J N V University, Jodhpur, Rajasthan 342 001, IE (I) Journal. EL Vol 85, June 2004, pp.60-63.
- [Rahm_06] H. Rahmatollah and M. Banejad "Application of Fuzzy Logic in Fault Diagnosis in Transformers using Dissolved Gas based on Different Standards," proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology volume 17 December2006, pp. 157-161.
- [Roge_78] R.R.Rogers, "IEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, using Gas in Oil Analysis", IEEE Trans. Electr.Insul. 1978, EL., 13, N° 5, pp.349-354.
- [Sarm_04] SARMA SIVA, G.N.S.KALYANI, "ANN Approach for Condition Monitoring of Power Transformers Using DGA," Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Warangal-506004. IEEE. 2004, pp. 444-447.
- [Sche_01] Alain Schenk, "Surveillance Continue des Transformateurs de Puissance par Réseaux de Neurones Auto Organisés", Thèse de Doctorat N°2390 (2001) Ecole Polytechnique Fédérale De Lausanne, 2001.
- [Soko_99] V. Sokolov, Z. Berler, V. Rashkes " Effective Methods of the Assessment of the Insulation System Conditions in Power Transformers: A View Based on

Practical Experience", Proceedings of the EIC/EMCWE'99 Conference, October 26-28, 1999, Cincinnati.

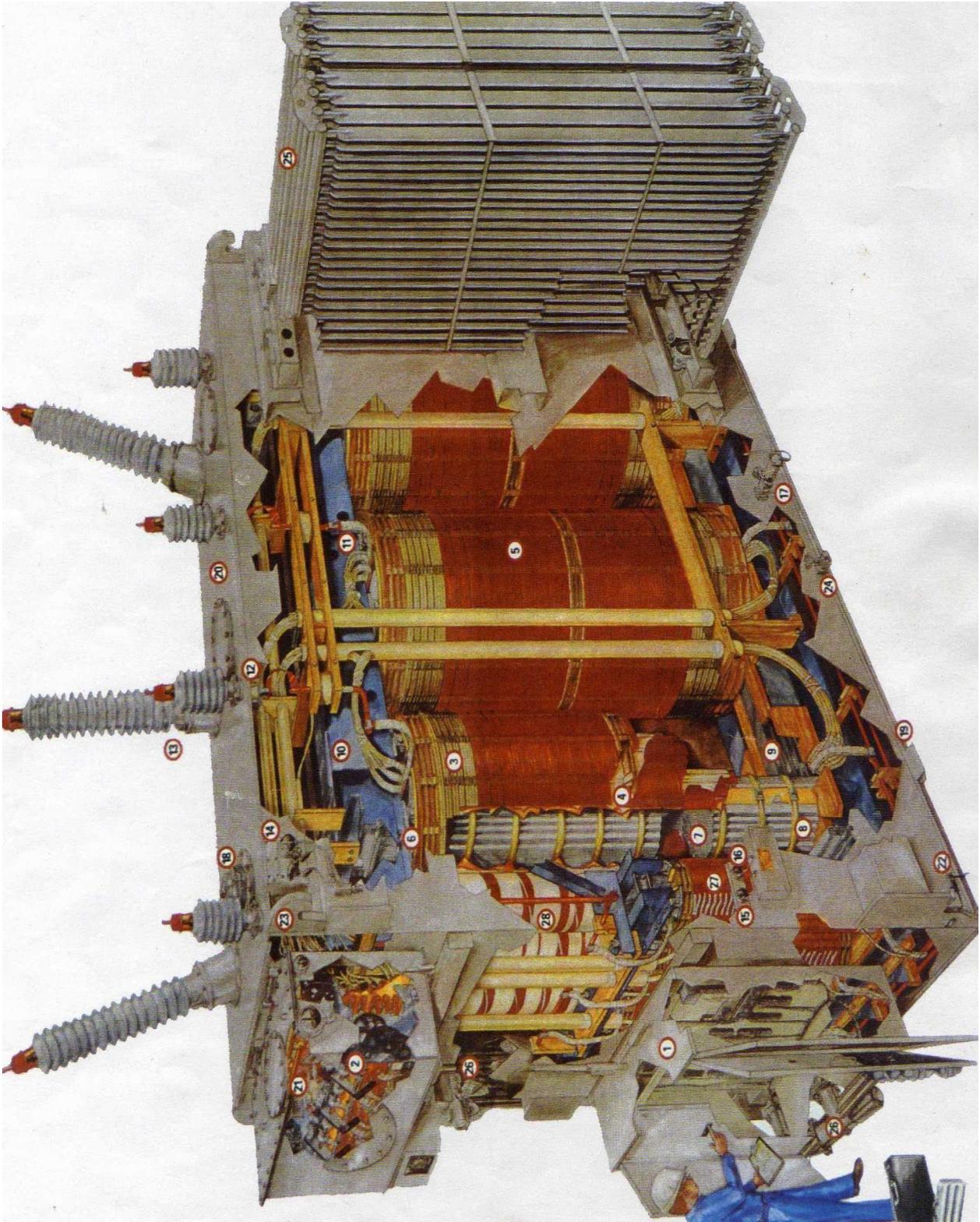
- [Soko_00] V. Sokolov "Consideration on power transformer condition –based maintenance", proceeding of the EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII. February 20-23, 2000, New Orleans
- [Soko_01] V. Sokolov Z. Berler, "Transformer is gassing-What to do?", Proceedings of the TechCon 2001 Asia-Pacific.
- [Soko_05] V. Sokolov, B.Vanin "Evaluation and Identification of Typical Defects and Failure-Modes of 110-750 KV Bushings", 2005 Conference notes/AVO NZ 2005.
- [Soko_06] V. Sokolov "Transformer Condition-Based Ranking", Fifth AVO New Zealand International Technical Conference 2006
- [Soko_06] V. Sokolov "Failure Statistics. Transformer and Bushing Design Review. Typical Failures Modes and Failure Causes. What Can be Learned from Post Mortem Inspection", Fifth AVO New Zealand International Technical Conference 2006.
- [Su1_06] H. S. Su1 and Q. Z. Li, "Transformer Insulation Fault Diagnosis Method Based on Fuzzy Expert Systems" Department of Information and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou Gansu 730070, P.R. China, .IEEE 2006 .pp 343-346.
- [Than_01] K.F. Thang, R.K. Aggarwal, A. J. McGrail, D.G. Esp "Application of Self-Organising Map Algorithm for Analysis and Interpretation of Dissolved Gases in Power Transformers", 2001 IEEE.
- [TIM_08] Tim Gradnik "Thermal profile of power transformers and their relevant papers ageing phenomena"EIMV elektro institut Milan vidar December 17-18, 2008, Torino.
- [Verm_05] Piush Verma "Condition Monitoring of Transformer Oil and Paper" A Thesis Submitted for the Award of the Degree of Doctor of Philosophy, Department of Electrical and Instrumentation Engineering, (Deemed University) Patiala-147004, India January, 2005.
- [Wang_00] Z.Wang, "Artificial Intelligence Applications in the Diagnosis of Power Transformer Incipient Faults", These de Doctorat August 8, 2000 Blacksburg, Virginia.
- [Wang_02] M. Wang, A.J. Vandermaar and K.D. Srivastava, "Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service", IEEE Electrical Insulation Magazine November/December 2002 — Vol. 18, No. 6.

- [Will_06] William H. Bartley, P.E "Investigating Transformers Failures", the Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co. Hartford, CT.2006.
- [Wong_01] Wong, K. O. and Saha, T. K, "Expert System for the Fault Diagnosis of Oil-Filled Power Transformer Using Dissolved Gas Analysis" In: International Symposium on High Voltage Engineering, Bangalore, India. August 19-25, 2001.
- [Zhan_96] Y. Zhang, X. Ding, Y. Liu, "An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, NY, 1996, pp. 1836-1841.
- [ZHEN_00] Zhenyuan Wang, "Artificial Intelligence Applications in the Diagnosis of Power Transformer Incipient Faults", These de Doctorat August 8, 2000 Blacksburg, Virginia.

Annexes

Annexe A

Constitution des transformateurs de puissance (IEEE)



1. **Cabinet de contrôle:** renferme les contrôles de ventilation et du changeur de prises. C'est aussi le point de raccordement des instruments de mesure.
2. **Changeur de prises en charge:** Ce changeur de prises est du type sous vide. Conçu pour produire 500.000 opérations.
3. **Conducteur:** les bobinages sont produits à partir de fil de cuivre ou aluminium. l'isolation est conçue de papier, de NOMEX ou d'époxy pour certaines applications à basse tension.
4. **Cylindre de bobinage:** les bobines haute et basse tension sont enroulées sur leurs cylindres respectifs. Le cylindre basse tension est composé de papiers Kraft et imprégné de résine. Cette construction offre une rigidité mécanique en compression engendrée lors des courts circuits. Le cylindre haute tension est aussi composé de couches de papier Kraft et d'adhésifs spéciaux offrant une perméabilité uniforme à l'huile. Cette construction évite la formation d'effet couronne.
5. **Bobinage:** prouvé à l'essai pour résister aux effets des courts circuits. Le filage est disposé selon les niveaux de tension et de courant.
6. **serre bobine:** les bobines sont centrées autour du noyau à l'aide de cales bien assujetties. Cette construction simple assure rigidité mécanique et procure l'espace adéquat pour le refroidissement à l'huile.
7. **Masse magnétique:** fabriquée d'acier de haute qualité à la silice à grain orienté. L'acier est dessiné, tracé, coupé avec précision et empilé par une machine outil automatisée. Ceci procure un circuit magnétique avec peu de perte et un bruit réduit.
8. **Noyau:** noyau et culasse sont conçu avec symétrie afin d'obtenir un équilibre du champ magnétique.
9. **Culasse:** voir noyau.
10. **Serrage:** l'ensemble des laminations est maintenu par un jeu de poutrelles précontraints pour offrir une pression de serrage uniforme.
11. **Raccords:** fonction du courant, on utilise du câble isolé ou un jeu de barres. Le câblage passe à travers des tubes isolants pour offrir un maintien et une stabilité.
12. **Transformateurs de courant:** disponible pour les relais de protection et le mesurage.
13. **Traversée:** Ces dispositifs isolés à l'huile permettent de raccorder les circuits hautes tensions extérieures.
14. **Manomètre de pression/vide ou niveau du liquide.**

15. **Manomètre de température des bobinages:** indique la température du point chaud des bobinages. Ce dispositif contrôle la mise en route des ventilateurs, des alarmes et des déclenchements.
16. **Manomètre de température du liquide.**
17. **Relais de pression de défaut:** installé sous le niveau du liquide afin de détecter l'onde de choc produit par un défaut interne.
18. **Dispositif de détente de pression:** fournie sur la cuve et le compartiment du changeur de prises afin de libérer toute pression excessive.
19. **Base.**
20. **Cuve:** La cuve est de construction soudée. Le dessus est habituellement légèrement courbé pour l'écoulement de l'eau. Une couche d'apprêt antirouille et d'émail, complète la finition. Un émail de couleur blanche recouvre l'intérieur de la cuve pour faciliter l'inspection.
21. **Garniture:** Les garnitures sont une barrière pour les fuites d'huile et l'entrée de l'humidité.
22. **Mise à la terre:** installée à chaque coin opposé de la cuve.
23. **Emprise de levage.**
24. **Valve de vidange et d'échantillonnage.**
25. **Radiateurs:** Ces radiateurs sont détachés de la cuve pour un entretien facile.
26. **Refroidissement auxiliaire:** Le refroidissement par ventilateur permet un accroissement de la capacité de base de 133 %.
27. **Transformateur série:** Utilisé pour les transformateurs de plus de 800 A et de 25 kv (150kv BIL).
28. **Réactance:** limite le courant lors des changements de prises.

Annexe B

Huiles minérales isolantes des Transformateurs

I. Introduction :

L'industrie électrique fait un grand usage d'huiles isolantes ; ainsi leurs spécifications nous permettent de savoir si elles remplissent les conditions requises pour servir comme huile diélectrique. Cependant, il est nécessaire de bien connaître ces propriétés critiques.

Les huiles diélectriques sont classées selon leur origine en huiles minérales, huiles végétales et huiles de synthèses. Les huiles minérales sont des produits naturels obtenus directement par raffinage de bruts pétroliers. Elles sont les plus répandues en industrie d'isolation électrique en raison de leur coût de revient réduit.

Une huile diélectrique remplit globalement deux fonctions de base :

- Servir son rôle de diélectrique en assurant l'isolation ;
- Et refroidir le noyau du transformateur en évacuant la chaleur.

Ce résultat est d'autant mieux atteint si la rigidité d'huile est plus élevée, ses pertes diélectriques sont plus faibles, sa permittivité est plus voisine de celle de la partie solide des matériaux qu'elles baignent et que ses caractéristiques physiques en particulier sa viscosité (fluidité) permettent une meilleure imprégnation des matériaux poreux, le plus souvent sont des papiers, cartons et matériaux composites.

A l'intérieur du transformateur, lorsque l'huile est en circulation, elle fait évacuer la chaleur par effet Joule dans les conducteurs ; à cet effet on ménage dans l'isolation, des canaux dans lesquels l'huile circule soit par convection naturelle, soit par l'intermédiaire des pompes (écoulement forcé).

Ainsi, la viscosité, la densité de l'huile avec la conductivité thermique, sont des facteurs importants qui permettent de maintenir l'huile très fluide, légère et parfaitement évacuatrice d'énergie à la température du fonctionnement.

Cependant, il faut savoir que pendant la durée de vie du transformateur, les huiles s'oxydent et forment des produits secondaires de décomposition qui peuvent être

polaires tels que les aldéhydes (R-C), les cétones (R- C – R), les alcools (R – OH), et plus particulièrement l'eau H₂O.

Ces corps sont donc capables de lier les ions conducteurs d'électricité et de former des impuretés et des déchets qui freinent la circulation de l'huile par l'augmentation simple de sa viscosité dans le transformateur nuisant ainsi au processus du refroidissement.

Une oxydation encore plus poussée entraîne la formation des acides (R-COOH) capable de décomposer le papier et de provoquer la corrosion du matériel.

Du moment que le prix du transformateur est élevé, mais garantir sa performance grâce à son huile est peu coûteux en comparaison du coût d'une panne et du coût d'une interruption dans l'alimentation électrique ; il serait préférable de suivre l'évolution de l'huile tout en connaissant d'abord les propriétés requises, les propriétés à analyser par au cours du service et les opérations de traitement envisageable.

2. les différentes huiles de base :

Les huiles minérales isolantes sont obtenues à partir de la distillation de pétroles sélectionnés, débarrassés de matières diverses (gaz, H₂S, eau, ...).

On distingue trois classes d'huiles utilisées à l'échelle industrielle :

2.1. Les huiles synthétiques:

Les liquides de synthèse sont utilisés lorsque des propriétés particulières sont recherchées (résistance au feu, tenue aux décharges partielles, gassing négatif,...). Ces produits de synthèse ont été différenciés par leur type de structures chimiques.

- Hydrocarbures halogénés (askarel)
- Hydrocarbures aromatiques et aliphatiques (alkybenzènes et polybutènes)
- Les esters (phtalates, le dioctylphtalate et tétraesters)
- Les huiles silicones (diméthylsiloxanes)

2.2. Les huiles d'origine végétale:

Les huiles végétales ont fait partie des premiers liquides isolants utilisés pour la fabrication d'appareils électriques. Il existe une grande variété d'huiles végétales. Seule l'huile de ricin est utilisée depuis de longues années. Elle sert à l'imprégnation des condensateurs de stockage d'énergie.

2.3. Les huiles minérales:

2.3.1. Origine:

Ce sont des produits naturels obtenus de la distillation fractionnée de bruts de pétrole sélectionnés, soumis ensuite à un raffinage poussé. Leur composition chimique est extrêmement compliqué (plusieurs milliers de molécules différentes) d'hydrocarbures, de composés soufrés, oxygénés, azotés et de traces de composés organométalliques. Pour obtenir des huiles minérales de qualité diélectrique, les bruts pétroliers doivent être raffinés suivant un procédé qui inclut habituellement une distillation, suivie d'une opération de déparaffinage, d'une extraction par solvant et d'une hydrogénation catalytique.

Les huiles ainsi obtenues sont des diélectriques non polaires, dont la permittivité relative reste voisine de 2.2 dans un large domaine de fréquence et de température.

2.3.2. Présentation des huiles minérales:

Une huile minérale isolante ou diélectrique est une huile qui présente une faible conductivité électrique du fait d'une densité de charges peu importante. Elle se compose principalement :

- D'une huile dite de base (ou d'un mélange d'huiles de base) obtenue selon des procédés traditionnels de raffinage du pétrole brut ;
- De composés chimiques appelés additifs, en teneur très variable, qui permettent d'atteindre les spécifications d'emploi des huiles finies.

La composition d'une huile minérale reflète, en général, celle du distillat d'origine. Les huiles de base en électrotechnique répandent à trois grandes classes de tendances chimiques. Elles sont définies par leur teneur en carbone paraffinique (CP), en carbone naphthénique (Cn) et en carbone aromatique (Ca).

2.3.3. Choix des huiles de bases:

Le choix des huiles de base est déterminé par rapport :

- A la nature chimique recherchée de l'huile : paraffinique, naphthénique ou aromatique.
- Aux caractéristiques physiques et chimiques que l'on désire conférer à l'huile finie : la viscosité, la densité, l'indice de viscosité, la résistance à l'oxydation, etc...

L'obtention d'une huile finie apte à répondre aux exigences des diverses contraintes d'utilisation, fait appel à l'usage d'un certain nombre d'additifs. Ces derniers, qui sont d'une importance capitale dans l'industrie des huiles minérales isolantes sont des produits chimiques incorporés en petite quantité dans l'huile de base, pour améliorer

certaines propriétés tels que l'indice de viscosité, le pouvoir antioxydant pouvant retarder l'action de l'oxygène sur l'huile en service, le point d'écoulement, etc...

2.3.4. Caractéristiques des huiles minérales isolantes:

Les propriétés des liquides sont généralement divisées en propriétés physiques, chimiques et électriques. Cependant, certaines propriétés appartiennent indifféremment à l'une ou l'autre de ces divisions. Les propriétés chimiques relatives aux applications électriques étant limitées, et les propriétés électriques étant prépondérantes. La division se fait en caractéristiques électriques, caractéristiques d'étude, caractéristiques de service et autres caractéristiques.

2.3.4.1. Caractéristiques électriques:

Les caractéristiques électriques des liquides en général, dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire etc...), et de leurs conditions d'utilisation au conditionnement (filtration, déshydratations etc...). On cite : la permittivité, la conductivité, le facteur de pertes diélectriques et la rigidité diélectrique.

2.3.4.1.1. Permittivité:

C'est une caractéristique électrique liée à la formation du liquide, elle dépend essentiellement de sa structure chimique. Pour une huile diélectrique, la permittivité définit la possibilité de libérer des charges sous l'action d'un champ électrique. Elle résulte des phénomènes de polarisation électronique et atomique. La permittivité relative ε_r d'un produit est définie comme le rapport entre la capacité d'un condensateur

rempli de ce produit et la capacité du même condensateur vide.
$$\varepsilon_r = \frac{C_r}{C_0}$$

La permittivité relative des hydrocarbures est faible et voisine de 2. La présence d'hétéroatomes (oxygène, chlore...), en créant des dipôles de fortes intensités, confère aux molécules une permittivité élevée. La permittivité relative décroît avec la température et la fréquence du courant.

Cependant, pour les produits polaires et visqueux, on observe, au-dessous d'une certaine température, une brusque chute de la permittivité due à l'immobilisation des dipôles.

2.3.4.1.2. Conductivité et facteur de 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 de toute évidence, la présence de courant qui traverse le liquide. Ce courant caractérisant la conductivité électrique du fluide est le résultat de déplacement des charges libres existantes (positive et négative), sous l'effet du champ électrique.

Aux faibles champs, la conduction présente généralement un caractère ohmique. Aux champs élevés, la conduction des isolants perd son caractère ohmique. Plusieurs théories rendent compte des courants élevés selon qu'ils sont contaminés ou non par des impuretés.

En pratique, pour mieux caractériser un diélectrique du point de vue pertes, il est usuel d'utiliser la tangente de l'angle de perte $tg(\delta)$ qui est l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant qui résulte lorsque le diélectrique se compose exclusivement du matériau isolant. Cette caractéristique est une fonction croissante de la température et dépend de la tension. Sachant que beaucoup de liquides isolants ont des dipôles dans leurs structures moléculaires, la polarisation par orientation a une importance particulière. En effet, elle est la cause majeure des pertes par polarisation et responsable de la dépendance fréquentielle de ϵ_r et $tg(\delta)$.

2.3.4.1.3. Rigidité diélectrique:

La rigidité diélectrique à fréquence industrielle est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut appliquer à l'huile sans décharge. Comme la conductivité, la rigidité diélectrique à fréquence industrielle est une caractéristique de conditionnement du liquide mais l'est aussi de sa formulation. Dans l'industrie, elle est maximisée conventionnellement par la tension efficace nécessaire pour provoquer, dans les conditions normalisées, le claquage d'un volume de liquide compris entre deux électrodes dont la forme, distance et nature sont spécifiées, d'où son nom de « tension de claquage » .

2.3.4.2. Caractéristiques d'étude:

2.3.4.2.1. Masse volumique:

La masse volumique des huiles minérales isolantes peut se déterminer suivant les prescriptions de la norme NFT60-101 ou celle de ASTMda41. Aux USA, on exprime souvent la densité d'une huile en degrés API à 60°F.

Les masses volumiques de divers liquides vont d'environ 800 à 1600 kg/m³ .

2.3.4.2.2. Capacité thermique massique à pression constante:

Pour les huiles minérales, la capacité thermique massique à pression constante croît avec la température et décroît avec la masse volumique suivant la relation suivante :

$$C_r = (1684 - 3.39.\theta) / \sqrt{\rho_{15}} [J/Kg.K]$$

Avec ρ_{15} : masse volumique à 15°C.

A 20°C, la capacité thermique varie de 1000 à 2300 J/Kg.K.

2.3.4.2.3. Conductivité thermique:

Mesurée en Watt par mètre Kelvin, elle exprime le flux thermique s'écoulant, en régime permanent sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. La valeur moyenne est $\lambda=0,14W/(m.K)$.

2.3.4.2.4. Viscosité:

* Définition pratique:

C'est la résistance que manifeste un matériau à son écoulement dans un champ de contraintes ou pas.

* Définition physique:

Elle correspond au transfert continu d'une quantité de mouvements d'une couche à l'autre. 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.

La viscosité d'un fluide traduit les forces qui opposent les molécules de ce fluide à une force tendant à les déplacer. C'est donc, la résistance au mouvement que manifeste tous les fluides. L'indice de viscosité exprime la variation de la viscosité en fonction de la température. Les huiles pour transformateur ont un indice très bas ; ce qui permet une circulation plus facile, donc un refroidissement plus efficace.

2.3.4.2.5. Point d'écoulement:

L'utilisation de matériels électriques extérieurs nécessite de connaître la viscosité des liquides à basses températures correspondant au fonctionnement en hiver (-25°C) ou dans des conditions climatiques extrêmes (-60°C). L'huile minérale peut se figer généralement à températures pouvant aller à -30°C

2.3.4.3. Caractéristiques de service:

2.3.4.3.1. Solubilité des gaz:

Tous les gaz se dissolvent plus au moins dans l'huile minérale, comme d'ailleurs dans les liquides. La plus grande valeur du volume de gaz qui peut être mis en solution à la saturation, s'appelle coefficient de solubilité S. Ce coefficient est défini comme étant le rapport du volume du gaz dissous au volume d'huile et est exprimé en pour-cent.

2.3.4.3.2. Solubilité de l'eau:

Les propriétés électriques des liquides sont affectées par leur teneur en eau. Cette dernière dépend de la température et de la pression partielle d'eau dans l'atmosphère au dessus du liquide. La solubilité de l'eau dans l'huile dépend de la composition chimique de celle-ci. Elle croît avec la concentration en hydrocarbures aromatiques. Dans le cas d'une huile vieillie, les produits de dégradation augmentent la quantité d'eau qu'elle peut contenir.

2.3.4.3.3. Acidité et couleur:

Dans les huiles neuves, on ne constate pas de présence d'acides minéraux, mais celle d'acides organiques. L'acidité d'une huile neuve est très faible. Elle est de l'ordre de 0.02 à 0.03 mg de KOH/g d'huile. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur où elle reste constante. Cette stabilité s'explique par les dépôts qui précipitent. 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. Elle renseigne également sur le vieillissement de l'huile, puisque celle-ci devient plus foncée avec l'âge.

2.3.4.3.4. Stabilité à l'oxydation:

On désigne par oxydation, un ensemble de réactions complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissout. La vitesse des réactions d'oxydation croît avec la température et la concentration en oxygène. Les conséquences de l'oxydation de l'huile sur l'isolation sont :

- Une mauvaise évacuation de la chaleur par augmentation de la viscosité ;
- Une augmentation des pertes diélectriques et de la conductivité ;
- Une corrosion des pièces métalliques ;
- Une dégradation plus rapide de l'isolation cellulosique.

2.3.4.3.5. Stabilité thermique:

La stabilité thermique concerne généralement les matériaux en association avec l'huile. Cependant, la connaissance du comportement de l'huile seule présente de l'intérêt, dans le cas de points chauds hors bobinage. L'oxygène joue un rôle prépondérant dans la décomposition thermique des huiles, pour des températures de 175°C à 235°C.

2.3.4.3.6. Stabilité électrique aux décharges partielles:

Sous l'action d'un champ électrique intense et par l'intermédiaire de décharges partielles dans des occlusions gazeuses qui se forment ou qui préexistent, les liquides se décomposent en donnant des gaz. La stabilité électrique, désignée sous le vocable Gassing, s'évalue par le coefficient de Gassing G. Deux méthodes indiquent, suivant les conditions d'essai, si les isolants liquides sont des absorbeurs ou des émetteurs de gaz. Le comportement au gassing d'un isolant liquide est particulièrement fonction de sa composition chimique, mais des variations de certains paramètres d'essais peuvent modifier les résultats de façon considérable. Ces deux méthodes se différencient par leurs conditions d'essais. GA exprimé en millimètres cube par minute est positif ou négatif suivant qu'il y ait émission ou absorption de gaz. Dans le cas d'arc électrique, et donc de températures très élevées (supérieure à 2000°C), il n'y a pas de liquides qui puissent résister. La nature des gaz formés et leurs proportions relatives permettent de caractériser la sévérité de la contrainte.

2.3.4.4. Sécurité d'emploi:

La sécurité d'emploi des liquides isolants concerne les risques d'incendies et d'explosions, dont ils pourraient être la cause de la santé des individus et les risques pour l'environnement. Le danger d'incendie repose sur des caractéristiques d'inflammabilité (point d'éclair, point de feu, température d'auto inflammation) et certaines caractéristiques de combustion (indice d'oxygène, quantité de chaleur dégagée). Le danger d'explosion est lié à la nature des gaz produits par décomposition des liquides sous arcs électriques et points chauds, hydrogène, méthane et acétylène étant les principaux gaz concernés.

2.3.4.4.1. Point d'éclair et point de feu:

Le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement de vapeurs suivant sa courbe de tension de vapeur, qu'il s'agisse d'un corps pur ou d'un mélange. Dès que la concentration de ces vapeurs dans l'atmosphère surmontant le liquide, devient suffisante pour former un mélange inflammable, elles brûlent à l'approche d'une flamme. La

température correspondante est appelée le point d'éclair du liquide. En poursuivant le chauffage, l'expérience montre qu'une combustion permanente s'établit en présence d'une flamme à partir d'une certaine température qui correspond au point de feu du liquide. Les liquides ininflammables n'ont pas de point de feu.

2.3.4.4.2. Température d'auto- inflammation:

La température d'auto-inflammation d'un liquide est la température minimale à laquelle se produit une combustion instantanée, elle peut être supérieure à celle du point d'éclair. Cette température correspond au comportement d'un liquide dans un incendie, alors que le point de feu caractérise des limites thermiques de service (par exemple, 105 °C pour une isolation papier-huile).

2.3.4.4.3. Caractéristiques de combustion:

Le point de feu permet de distinguer les liquides inflammables et les liquides ininflammables, situation simple quand la construction électrique disposait seulement d'huiles minérales et d'Askarels. L'interdiction des Askarels et l'apparition de liquides de remplacement pose le problème de l'inflammabilité en termes nouveaux. Ces liquides de remplacement ont un point de feu élevé (> 300 °C) qui peut réduire les risques d'incendie, mais, quoique dits peu inflammables, ils n'en brûlent pas moins et leur comportement dans les matériels pris dans un incendie pose problème. Pour répondre à cette interrogation, les caractéristiques de combustion (indice limite d'oxygène, capacité thermique de combustion, dégagement de fumées) sont maintenant considérées, associées en outre à la corrosivité des produits de combustion et à leur toxicité.

2.4. Huiles minérales isolantes usagées:

2.4.1. Définition:

Une huile usagée est conventionnellement définie comme étant une huile qui ne remplit plus tous les rôles qui lui sont assignés ; c'est donc une huile qui a perdu certaines de ces qualités ou de ces caractéristiques du fait de son utilisation. La détérioration de l'huile en service résulte non seulement de la dégradation de quelques additifs améliorant ses caractéristiques, mais également de la présence de contaminants d'origine extérieure à l'huile.

2.4.2. Altération des huiles en service:

En service, l'huile quelque soit sa qualité et sa stabilité, qu'elle soit inhibée ou non, finit par s'oxyder et s'altérer. Le maintien de l'huile altérée en exploitation peut constituer un

danger potentiel. L'altération de l'huile se traduit par l'oxydation de cette dernière et par une augmentation accentuée de son acidité.

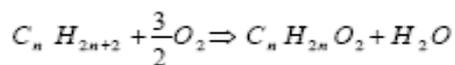
2.4.3. Facteurs favorisant l'altération de l'huile minérale isolante:

Les contaminants d'une huile minérale isolante usagée peuvent se diviser en trois grandes classes.

2.4.3.1. Produits volatils:

Les produits volatils les plus communs des huiles en service sont :

a- L'eau : la présence de l'eau dans l'huile peut avoir des origines diverses. Elle peut provenir de la condensation de l'air atmosphérique et des réactions chimiques d'oxydation. En effet, au contact d'une atmosphère humide, l'huile se charge d'humidité dans une proportion égale par rapport à la saturation et la réaction d'oxydation est :



L'eau peut se présenter sous forme dissoute ou libre. Sa solubilité dépend de la température, elle augmente avec cette dernière. Une huile saturée en eau peut conduire à la formation de petites gouttelettes suite à des fluctuations de la température de l'huile. Ces gouttelettes très fines peuvent conduire à des émulsions eau- huile.

b- L'air : la solubilité des gaz dans l'huile dépend de la pression de la phase gazeuse. Les bulles d'air peuvent présenter un risque sur l'isolation papier-huile.

c- Gaz dissous : Les différentes catégories de gaz dissous proviennent de la décomposition de l'huile. Les gaz sous forme de CO, CO₂, H₂, O₂ et C₂H₄ sont susceptibles de se libérer sous l'effet d'un champ électrique intense, provoquant alors l'apparition de décharges partielles et la formation de nouveaux produits de dégradation.

Les huiles minérales renferment un certain nombre de gaz, parmi lesquels l'oxygène qui provoque une oxydation de l'huile d'autant plus rapide que la température est élevée. Cette oxydation entraîne la formation de produits acides et dans une phase ultérieure, de dépôts solides, en partie solubles dans l'huile, mais qui augmentent sa viscosité et peuvent se déposer sur les isolations avec lesquelles l'huile est en contact. Les produits d'oxydation sont toujours des peroxydes, produits éminemment instables amorçant de véritables réactions en chaîne, souvent nommés « oxydation autocatalytique ».

2.4.3.2. Produits insolubles dans l'huile minérale isolante:

Les produits insolubles proviennent de l'oxydation de l'huile, de la dégradation du papier isolant (carbone), des usures mécaniques (métal, oxydes métalliques) et de l'air ambiant

(poussières). En service, les produits insolubles sont entraînés par l'huile en circulation et finissent par se déposer sur les parois des canaux de circulation et sur les conducteurs. En raison de leur conductibilité très faibles, ils ralentissent les échanges thermiques entre l'huile et les différents organes à refroidir, tout en provoquant en ce point des échauffements exagérés. Le retrait de ces produits insolubles pose, en général, moins de problèmes que les produits volatiles et solubles.

2.4.3.3. Produits solubles dans l'huile minérale isolante:

Les produits solubles correspondent à l'ensemble de la famille des corps formés par oxydation, des produits réactifs, aux acides et non acides, des résines et des asphaltes.

2.4.3.4. Facteur favorisant la formation de gaz:

Dans un appareil dont l'isolation comporte de l'huile, la présence de points trop chauds, de décharges partielles ou d'un arc électrique se traduisent par la décomposition de l'huile et la formation de gaz. Ces gaz, en partie se dissolvent dans l'huile et en partie s'en dégagent, pour venir se rassembler soit en certain points de l'appareil, soit comme c'est souvent le cas dans des accessoires spécialement conçus pour les collecter. La nature des gaz formés, leurs proportions relatives, la vitesse du dégagement gazeux varient avec la nature et l'intensité du défaut qui leur donne naissance et d'autre part avec la constitution de l'isolation détériorée. L'analyse des gaz dégagés ou dissous peut donc, dans une certaine mesure servir à caractériser le défaut et sa gravité.

✓ Décharges partielles:

Les gaz formés par les décharges partielles dans l'huile contiennent de l'hydrogène en très grande proportion et de petites quantités d'hydrocarbures.

✓ L'arc électrique:

Les gaz formés par la présence d'un arc électrique dans l'huile contiennent surtout de l'hydrogène, du méthane, de l'éthylène et de l'acétylène. Dans le cas d'un arc grêle, la composition se rapproche de celle des gaz de décharges partielles, c'est à dire que l'hydrogène prédomine : quand l'intensité de l'arc augmente, le mélange s'appauvrit en hydrogène et s'enrichit en hydrocarbures (méthane, éthylène, acétylène).

✓ La chaleur:

La décomposition thermique de l'huile conduit à la formation d'hydrogène et d'hydrocarbures gazeux en même temps qu'elle libère l'air dissous.

2.4.4. Rappels sur la régénération des huiles minérales isolantes usagées:

La régénération est un ensemble de procédés permettant la production à partir d'une charge d'huile usagée, une ou plusieurs huiles de base. Le recyclage des huiles usagées permet l'économie de recourir à la consommation de nouvelles quantités d'huiles neuves. Par conséquent, la régénération se présente comme étant une autre forme d'économie d'énergie et de lutte contre la pollution de l'environnement.

2.4.4.1. Principe général de la régénération:

Les opérations successives pour l'obtention d'un produit de haute qualité, constituent une nouvelle forme de raffinage de l'huile usagée. Ce cycle comprend habituellement les phases successives dans l'ordre suivant :

a. la décantation qui a pour but d'éliminer les corps solides, les grosses impuretés et l'eau libre.

b. La séparation des impuretés en suspension dans l'huile. Cette opération représente à l'heure actuelle la phase la plus difficile de la régénération. En effet, les particules très fines qui sont en suspension dans l'huile, demeurent insensibles par rapport aux anciens procédés de précipitation des sédiments par rupture de la suspension colloïdale ou par électrolyte tel que le silicate de soude.

c. La déshydratation qui a pour but d'éliminer l'eau par chauffage à une température de 150°C. On peut aussi utiliser un desséchant à savoir le CaCl_2 .

d. Le traitement à l'acide conduit à la floculation des suspensions carbonées et la sulfonation des produits oxydés, mais sans qu'il en résulte une attaque sur l'huile même. Ce traitement s'opère sur l'huile chauffée à une température de l'ordre de 30°C à laquelle est ajoutée 4% en volume d'acide sulfurique H_2SO_4 à 90-92%. Ces produits sont mélangés soit au préalable, soit directement dans un bac de décantation à fond conique. Les boues acides sont précipitées au fond du bac et séparées de l'huile épurée. L'huile épurée fera l'objet de traitements ultérieurs. Ces traitements permettent la réduction des teneurs en métaux provenant des additifs et de l'usure mécanique à quelques PPM (parties par millions) dans l'huile régénérée.

e. La neutralisation de l'huile intervient après le traitement à l'acide. En effet, l'huile épurée contient encore des acides de différentes sortes, en particulier sulfonique et

petites particules d'acide sulfurique. La neutralisation a pour but de transformer les restes acides dans l'huile épurée en sels. A cet effet, la soude et le carbonate de chaux à 1% en poids sont généralement utilisés.

f. Le passage à la terre est une opération qui se fait dans une cuve conique munie d'un agitateur. Elle précède directement le mélange de l'huile à la terre activée. Après neutralisation l'huile est malaxée avec 1 à 10% de terre activée durant 15 à 20 minutes, à une température variable entre 80 et 100°C. En fin l'huile mélangée est filtrée à travers des filtres presse. Ce traitement permet d'améliorer leurs qualités par décoloration et élimination des produits aisément oxydables.

Propriétés	<72.5 kv	<170 kv	>175 kv
Teneur en eau	-	≤ 40	≤ 20
Indice d'acide (mg KOH/mg)	0.5	0.5	0.5
Sédiments en dépôts (%)	0.02	0.02	0.02
Tg δ	1 (selon constructeur)	1 (selon constructeur)	0.2 (selon constructeur)
Résistivité à 90°C (GΩM)	Min 0.2	Min 0.2	Min 1
Tension interfaciale (Mn/m)	Min 15	Min 15	Min 15
Rigidité	> 30	> 40	> 50

Tab.1 – Valeurs limites pour l'huile en service.

3. Conclusion:

Évalué en terme de risques, la nécessité de surveiller les transformateurs en service, est d'une première importance. Les techniques actuelles les plus puissantes pour évaluer l'état d'un transformateur sont fondées sur l'analyse physico-chimique des différentes propriétés de l'huile. En effet, pour assurer la continuité de fonctionnement de l'appareil, l'huile isolante doit avoir les qualités suivantes :

- Forte rigidité diélectrique ;
- Stabilité thermique dans une large gamme de température ;
- Grande pureté, ce qui entraîne une homogénéité et une bonne reproductibilité de la rigidité diélectrique ;
- Non polaire, ce qui conduit à une faible dissociation d'espèces et conduit à une faible contamination ;
- Non toxique et biodégradable, et donc conforme à la loi en vigueur sur la protection de l'environnement ;
- Grand indice d'aromaticité, ce qui lui confère de bonnes propriétés de gassing.

Annexe C

Survol sur les RNA

1- Introduction

Lors de l'émergence d'une nouvelle technique, l'ingénieur se demande naturellement en quoi elle peut lui être utile. Si elle est dotée d'un nom plus métaphorique que scientifique ce qui est évidemment le cas pour les réseaux de neurones, la réponse à cette question doit être particulièrement précise et motivée. C'est la raison pour laquelle ce travail est consacré à un exposé des arguments théoriques et pratiques qui justifient l'utilisation des réseaux de neurones.

La mise en oeuvre des réseaux de neurones est généralement simple ; la tentation peut être grande d'appliquer cette technique d'une manière irréfléchie ou inadaptée, ce qui ne peut conduire qu'à des déceptions. Voilà pourquoi on ne cherchera pas à expliquer en détail, dans ce chapitre, comment on met en oeuvre les réseaux de neurones, Mais plutôt pourquoi ils peuvent être mis en oeuvre de préférence à d'autres outils, et Dans quel but.

Nous commencerons par introduire les définitions essentielles : nous expliquerons ce qu'est un neurone (formel), ce qu'est un réseau de neurones, ce qu'est l'apprentissage des réseaux de neurones (nous préciserons notamment les différents types d'apprentissage supervisé et non supervisé), et nous introduirons la distinction fondamentale entre réseaux de neurones non bouclés et réseaux de neurones bouclés (ou «récurrents»)

Et dans ce qui suit on donne un brève historique sur les réseaux de neurones :

Le champ des réseaux neuronaux va démarrer par la présentation en 1943 par W.MCCulloch et W.Pitts du neurone formel qui est une abstraction du neurone physiologique. Le retentissement va être énorme. Par cette présentation, ils veulent démontrer que le cerveau est équivalent à une machine de 'Training', la pensée devient alors purement des mécanismes matériels et logiques. Il déclara en 1955 "Plus nous apprenons de choses au sujet des organismes, plus nous sommes amenés

à conclure qu'ils ne sont pas simplement analogues aux machines, mais qu'ils sont machines." La démonstration de McCulloch et Pitts sera un des facteurs importants de la création de la cybernétique.

En 1949, D. Hebb présente dans son ouvrage "The Organization of Behavior" une règle d'apprentissage. De nombreux modèles de réseaux aujourd'hui s'inspirent encore de la règle de Hebb.

En 1958, F. Rosenblatt développe le modèle du Perceptron. C'est un réseau de neurones inspiré du système visuel. Il possède deux couches de neurones : une couche de perception et une couche liée à la prise de décision. C'est le premier système artificiel capable d'apprendre par expérience.

Dans la même période, Le modèle de L'Adaline (ADaptive LINar Element) a été présenté par B. Widrow, chercheur américain à Stanford. Ce modèle sera par la suite le modèle de base des réseaux multicouches.

En 1969, M. Minsky et S. Papert publient une critique des propriétés du Perceptron. Cela va avoir une grande incidence sur la recherche dans ce domaine. Elle va fortement diminuer jusqu'en 1972, où T. Kohonen présente ses travaux sur les mémoires associatives. Et propose des applications à la reconnaissance de formes.

C'est en 1982 que J. Hopfield présente son étude d'un réseau complètement rebouclé, dont il analyse la dynamique.

Aujourd'hui, les réseaux neuronaux sont utilisés dans de nombreux domaines (entre autres, vie artificielle et intelligence artificielle) à cause de leur propriété en particulier, leur capacité d'apprentissage, et qu'ils soient des systèmes dynamiques.

2- Le neurone biologique

L'homme est certainement la machine la plus complexe et la plus fascinante qui a été créée à ce jour. Bien des scientifiques ont voulu percer son fonctionnement sans y parvenir. C'est dans les années 1940, que deux scientifiques ont eu l'idée de copier le fonctionnement du système nerveux, le connexionnisme était né. Ils créèrent le premier neurone artificiel.

Pour aller de la biologie au connexionnisme, il va falloir donner quelques informations sur le contexte de l'approche neuromimétique en apportant tout d'abord quelques notions rudimentaires sur la biologie du système nerveux.

2-1- Structure du neurone biologique.

Le neurone se compose d'un corps cellulaire ou soma et de deux types de prolongements cellulaires plus ou moins ramifiés : les dendrites et l'axone.

a) Soma

Le soma possède un noyau qui contient l'information génétique de l'organisme dont le neurone est issu, et un cytoplasme qui contient « la machinerie de synthèse » des protéines constitutives ou régénératrices de ces neurones (membrane et squelette cytosquelette – de la cellule, mais aussi neurotransmetteurs, ...). Diamètre de la cellule : 0.01 - 0.05 mm, (Figure 2.1) (Corps cellulaire) formes variables (gén. sphériques), 20 mm de diamètre, contient le noyau, entourée d'une membrane de 5 nm d'épaisseur.

b) Axone

Unique aux cellules nerveuses, diamètre : 1-25 mm (humain), 1 mm (poulpe), longueur : 1 mm to 1 m. (!!!), connexion vers les autres neurones (synapses), permet la transmission d'information.

c) Dendrites

Reçoivent les signaux des autres neurones, chacune couverte de centaines de synapses.

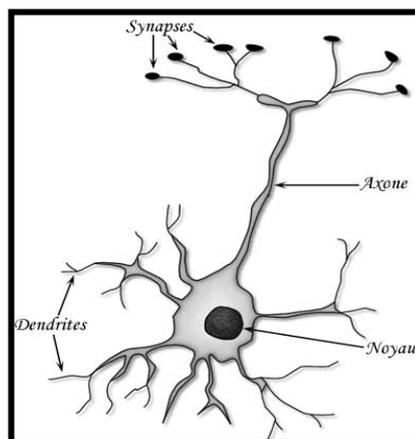


Figure. (B-1) neurone

2.2.- Le cerveau.

Le cerveau humain est composé de trois couches qui sont successives : Le cerveau reptilien qui est la couche la plus ancienne, gère le niveau le plus instinct. L'hippocampe (ou cerveau archaïque) est le siège de l'émotivité et de la sensibilité. Le cortex (couche la plus récente) est propre aux mammifères, c'est le siège du

raisonnement et de la pensée conceptuelle. Le cerveau peut aussi être décomposé en un certain nombre de régions, tant sur le plan morphologique que fonctionnel. Si la plupart des fonctions sont réparties de manière symétrique sur les deux hémisphères du cerveau, un certain nombre de fonctions « de haut niveau » ne sont en fait affectées qu'à un seul hémisphère. Il est aussi important de noter que plusieurs types de neurones peuvent exister au niveau du cortex (pyramidaux, stellaires, en panier, ...) et sont structurés à la fois horizontalement et verticalement.

La notion de Population de Neurones définie par Hebb a permis de décrire une sorte de Coopération entre neurones. Chacun des neurones de cette population est nécessaire pour maintenir l'activation des autres. On retrouve l'opposé de cette notion pour décrire des neurones ayant un fonctionnement concurrentiel. Lorsque dans un ensemble de neurones concurrentiel seul un neurone reste actif, on dit qu'il y a eu un choix ou un phénomène de type « winner takes all » ou le gagnant prends tout. Le système nerveux est aussi capable de s'adapter, c'est à dire de modifier les efficacités synaptiques. La règle de Hebb qui renforce les corrélations les plus importantes est l'une des premières à avoir été formalisée. Cette règle semble d'ailleurs être utilisée dans le cerveau.

Le cerveau n'est donc pas composé d'un seul type de neurones mais au contraire de plusieurs types de neurones avec des topologies et des ensembles de connexions variés en relation avec la fonction du neurone (ouïe, vue, mémoire, ...).

2.3.- Modélisation du neurone.

2.3.1- Le neurone Formel.

a) Structure.

Un neurone formel est la représentation mathématique d'un neurone biologique. Il comporte une arborisation dendritique en contact synaptique avec d'autres neurones.

L'envoi d'un potentiel d'action par un de ces neurones se présente par le signal x_i . Il provoque une modification du potentiel de membrane d'amplitude $w_i * x_i$, w_i représentant « l'efficacité synaptique ». On considère que le signal d'entrée du neurone est la combinaison linéaire des $w_i * x_i$ (on place souvent une entrée supplémentaire pour représenter le seuil d'activation membranaire, caractérisée par un signal constant et un poids figurant le seuil).

La sortie (potentiel émis dans l'axone) est assimilée à une fonction de l'entrée (somme des $w_i \cdot x_i$), souvent de type sigmoïde. Figure. (B.2)

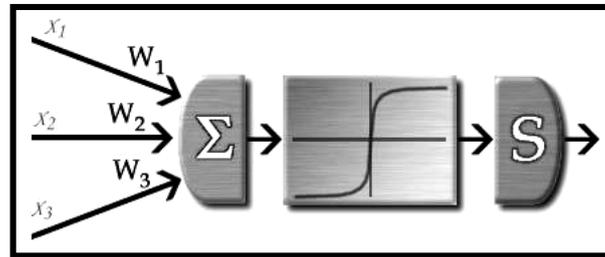


Figure (B-2) neurone Formel

b) Comportement.

On distingue deux phases. La première est habituellement le calcul de la somme pondérée des entrées (p) selon l'expression suivante :

$$p = x_1 * W_1 + x_2 * W_2 + x_3 * W_3 + \dots + x_n * W_n \dots \dots \dots (A2.1)$$

A partir de cette valeur, une fonction de transfert calcule la valeur de l'état du neurone. C'est cette valeur qui sera transmise aux neurones aval.

Il existe de nombreuses formes possibles pour la fonction de transfert. Les plus courantes sont présentées sur les figures suivant ce paragraphe. On remarquera qu'à la différence des neurones biologiques dont l'état est binaire, la plupart des fonctions de Transfert sont continues, offrant une infinité de valeurs possibles comprisent dans l'intervalle $[0, +1]$ (ou $[-1, +1]$).

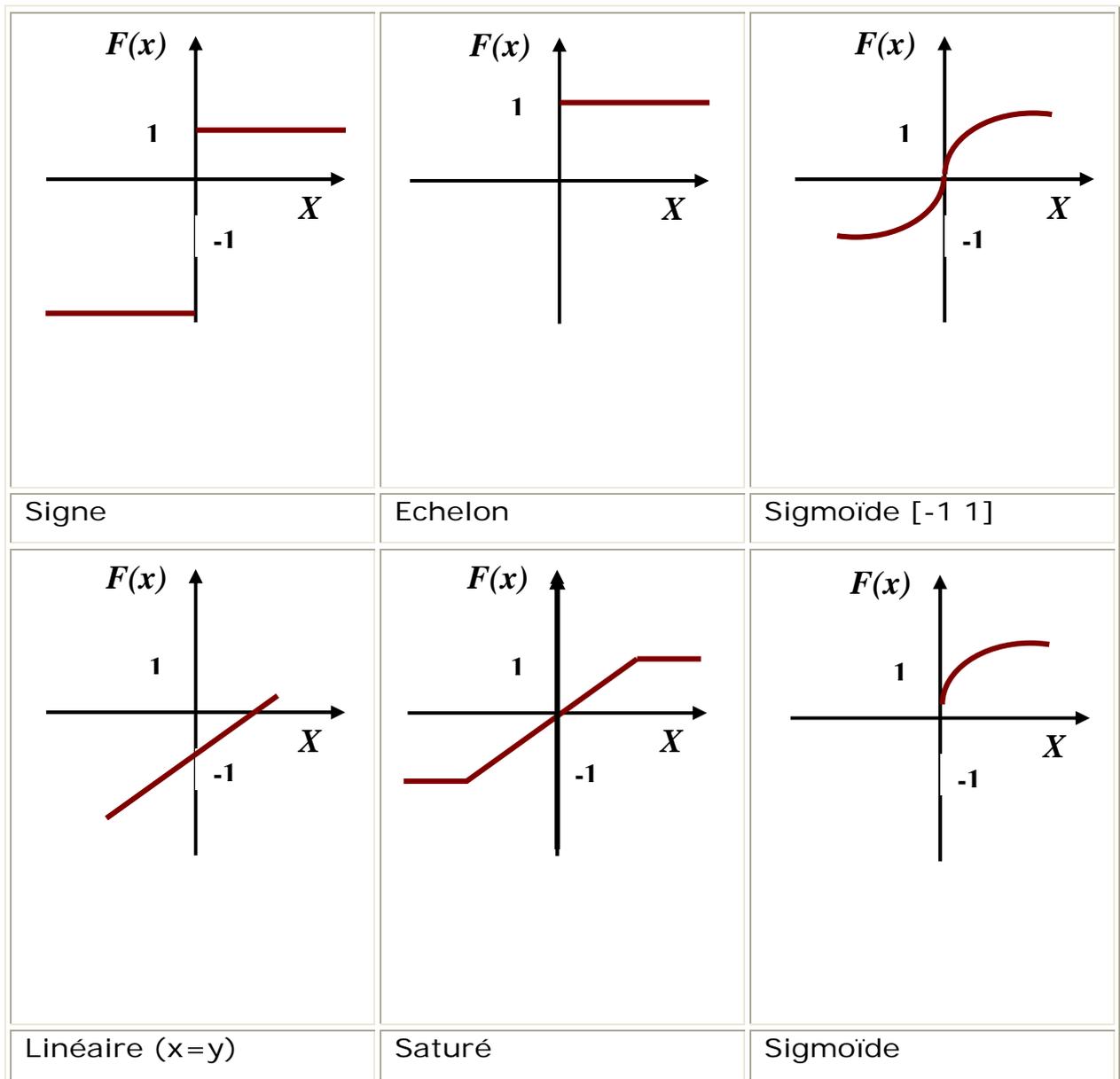


Figure (B-3) les fonctions de Transfert

Nous constatons que les équations décrivant le comportement des neurones artificiels n'introduisent pas la notion de temps. En effet, et c'est le cas pour la plupart des modèles actuels de réseaux de neurones, nous avons affaire à des modèles à temps discret, synchrone, dont le comportement des composants ne varie pas dans le temps.

2.3.2. Les connexions

La topologie des réseaux de neurones peut être très variée. On peut concevoir plusieurs types de réseaux seulement en modifiant les règles de connexion. Mais qu'est ce qu'une connexion ?

Par analogie à la biologie, on peut dire que les connexions représentent l'axone et les différentes dendrites qui relient le neurone aux autres neurones. La particularité de la connexion est d'être pondérée. On simule ainsi la relation entre les neurones, c'est à dire l'influence de l'activation (désactivation) d'un neurone sur un autre. Dans la majorité des cas, les connexions servent à calculer l'entrée du neurone tandis que les fonctions d'activation détermineront la sortie.

2.4. Les Réseaux de Neurones Artificiels.

L'utilité du Réseaux de Neurones Artificiels (R.N.A) réside dans le fait que la résolution de certains problèmes qui par des méthodes classiques est très longue et très dure, peut être facilitée, et améliorée. Les problèmes peuvent être de toutes sortes, de l'analyse de signaux à la prise de décision.

Les RNA, nés il y a environs une soixantaine d'années, ont évolués jusqu'à aujourd'hui. Leurs évolutions n'ont pas toujours été d'actualité car les premiers RNA ne peuvent pas exécuter de fonction XOR, mais seul quelques scientifiques tels que Aderson, Albus, Kohonen et W.Willsha. Y ont cru. Kohonen développa le SOM, qui est une carte auto organisatrice.

C'est dans les années 80 que les RNA revinrent « au goût du jour » grâce à ALBUS et surtout à Kohonen.

Principe

- Graphe orienté : interconnexion d'éléments simples (Les neurones).
- échange d'information via les connexions.
- Calcul distribué et coopératif.

Utilisation :

- système de décision.
- approximation de fonctions.
- résolution de problèmes.
- mémorisation et compression.

Avantages :

- Tolérance par rapport aux fautes (élimination d'un neurone...).
- Apprentissage automatique des poids.
- Capacité de généralisation.

Inconvénients :

- Représentation complexe.
- Paramètres difficiles à interpréter physiquement (boite noire).

2.4.1-. Types d'architectures courantes.

2.4.1.1. Les réseaux "feed-forward" ou unidirectionnels.

a) Le Perceptron mono-couche

C'est historiquement le premier RNA, le perceptron de Rosenblatt est un réseau simple, puisqu'il ne se compose que d'une couche d'entrée et d'une couche de sortie. Il est calqué, à la base, sur le système visuel et de ce fait a été connu dans un but premier de reconnaissance des formes. Cependant, il peut aussi être utilisé pour faire de la classification et pour résoudre des opérations logiques simples (telle "ET" ou "OU"). Sa principale limite est qu'il ne peut résoudre que des problèmes linéairement séparables. Il suit généralement un apprentissage supervisé selon la règle de correction (ou selon la règle de Hebb).

b) Le Perceptron multi-couches (PMC)

C'est une extension du précédent, avec une ou plusieurs couches cachées entre l'entrée et la sortie. Chaque neurone dans une couche est connecté à tous les neurones de la couche précédente et de la couche suivante, et il n'y a pas de connexions entre les cellules d'une même couche. Les fonctions d'activation utilisées dans ce type de réseaux sont principalement les fonctions à seuil ou sigmoïde. Il peut résoudre des problèmes non linéairement séparables et des problèmes logiques plus compliqués, et notamment le fameux problème du XOR. Il suit aussi un apprentissage supervisé selon la règle de correction de l'erreur.

Architecture

Les unités cachées réalisent une transformation non linéaire des entrées. Dans un espace où une séparation/régression linéaire devient possible, cette solution linéaire étant réalisée par la dernière couche de poids du réseau (Assimilable à un Perceptron monocouche). Dans le cadre de la classification supervisée : réalisation d'une projection Discriminante non linéaire généralisant le modèle de Fisher, Chaque unité cachée peut être interprétée grossièrement comme un facteur discriminant non linéaire. (Figure B-4)

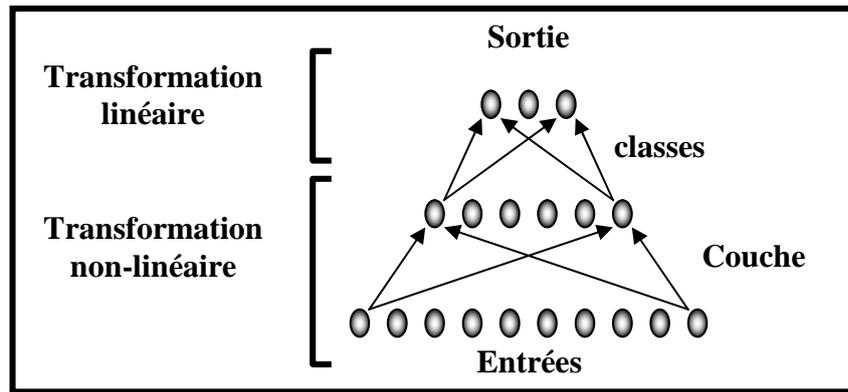


Figure (B-4) L'Architecture d'un MLP

Approximateur universel

On peut (dans le cadre général de l'approximation de Fonction) démontrer qu'un réseau MLP muni d'une seule couche Cachée (avec activation sigmoïdale) est "théoriquement" apte à modéliser (Avec une précision arbitraire) n'importe quelle fonction "entrée-sortie", Pour autant qu'il y ait suffisamment d'unités cachées.

c) Les réseaux à fonction radiale (RBF)

Ce sont les réseaux que l'on nomme aussi RBF (pour "Radial Basis Functions"). L'architecture est la même que pour les MLP cependant, les fonctions de base utilisées ici sont des fonctions Gaussiennes. Les RBF seront donc employés dans les mêmes types de problèmes que les MLP à savoir, en classification et en approximation de fonctions. Les réseaux RBF sont des réseaux avec une couche cachée dont les fonctions d'activation des unités cachées sont des fonctions radiales (RBF) (généralement gaussiennes), dont les paramètres (m_j et s_j pour Φ_j) sont à déterminer lors de l'apprentissage. [Rodrigue]

Les sorties réalisent une combinaison linéaire des fonctions radiales :

$$y_K(x) = \sum_{j=1}^p W_{jk} \Phi_j(x) + W_{0K} = \sum_{j=1}^p W_{jk} \Phi_j(x) \quad (\text{Avec } \Phi_0(x) = 1) \dots \dots \dots (A2-2)$$

Où w_{kj} est le poids de la connexion entre l'unité cachée Φ_j et la sortie y_k .

Les poids de connexion sont des paramètres à adapter (en plus des paramètres des Φ_j) lors de la phase d'apprentissage, afin que les sorties du réseau soient proches des sorties désirées.

Une couche cachée à poids variables : vecteur de paramètres π_i déterminant la position des prototypes dans l'espace des entrées et, si modèle non compétitif, l'étendue de leur zone d'influence. Couche de sortie (pas tjrs représentée) : poids binaires et fixes indiquant l'allocation des prototypes aux différentes classes. (Figure B-5)

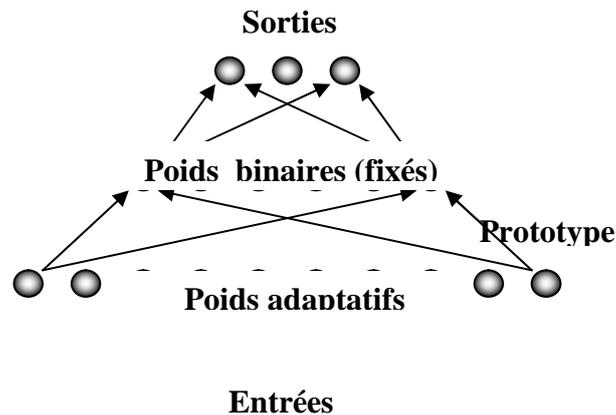


Figure. (B-5) L'Architecture d'un réseau RBF

Approximateur universel :

Comme un MLP, un réseau RBF (muni de suffisamment d'unités cachées) est capable d'approcher toute fonction entrée-sortie. Il est apte à modéliser un classificateur bayésien. (Même rôle joué par les unités cachées que celles d'un MLP).

2.4.1.2- Les réseaux "feedback" ou récurrents.

a) Les cartes auto organisatrices de Kohonen

Ce type de réseau, aussi appelé SOM (je pense pour : "Self Organised Maps"), est un réseau à apprentissage non supervisé qui établit une carte discrète, ordonnée topologiquement, en fonction de patterns d'entrée. Le réseau forme ainsi une sorte de treillis où, chaque nœud du treillis est un neurone associé à un vecteur de poids. La correspondance entre chaque vecteur de poids est calculée pour chaque entrée. Par la suite, le vecteur de poids ayant la meilleure corrélation, ainsi que certains de ses voisins, vont être modifiés afin d'augmenter encore cette corrélation. Figure (B-6)

Les LVQ (pour "Learning Vector Quantization") sont un cas particulier des SOM, où seul le nœud ayant la meilleure corrélation est adapté. On parle, pour ce type de réseau où seul le "vainqueur" est sélectionné, de réseaux à compétition

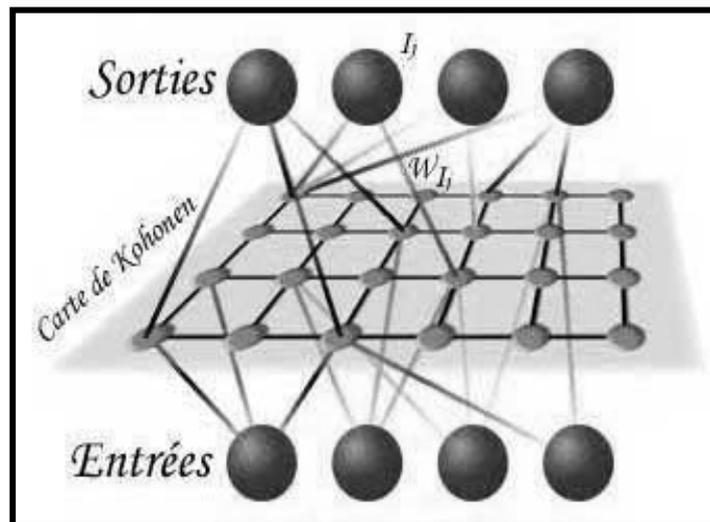


Figure. (B-6) Les cartes auto-organisatrices

b) Les réseaux de Hopfield

Les réseaux de Hopfield sont donc des réseaux récurrents et entièrement connectés. Dans ce type de réseau, chaque neurone est connecté à chaque autre neurone et il n'y a aucune différenciation entre les neurones d'entrée et de sortie. Ils fonctionnent comme une mémoire associative non linéaire et sont capables de trouver un objet stocké en fonction de représentations partielles ou bruitées. L'application principale des réseaux de Hopfield est l'entrepôt de connaissances mais aussi la résolution de problèmes d'optimisation. Le mode d'apprentissage utilisé ici est le mode non supervisé.

c) Les ART

Les réseaux ART (pour "Adaptative Resonance Theorie") sont des réseaux à apprentissage par compétition. Le problème majeur qu'il se pose dans ce type de réseaux est le dilemme « stabilité/plasticité ». En effet, dans un apprentissage par compétition, rien ne garantit que les catégories formées vont rester stables.

La seule possibilité, pour assurer la stabilité, serait que le coefficient d'apprentissage tende vers zéro, mais le réseau perdrait alors sa plasticité. Les ART ont été connus spécifiquement pour contourner ce problème. Dans ce genre de réseaux, les vecteurs de poids ne seront adaptés que si l'entrée fournie est suffisamment proche, d'un prototype déjà connu par le réseau. On parlera alors de résonance. A l'inverse, si l'entrée s'éloigne trop des prototypes existants, une nouvelle catégorie va alors se

créer, avec pour prototype, l'entrée qui a engendrée sa création. Il est à noter qu'il existe deux principaux types de réseaux ART : les ART-1 pour des entrées binaires et les ART-2 pour des entrées continues. Le mode d'apprentissage des ART peut être supervisé ou non.

2.5-. L'apprentissage.

L'un des grands attraits des réseaux de neurone est en effet leur faculté d'apprentissage .le besoin d'apprentissage se manifeste lorsque l'information que possède un réseau de neurone Est représentée dans les poids de connexions entre les neurones l'apprentissage consiste donc à ajuster des poids de telles façons que le réseau présente certains comportement désirés .mathématiquement l'apprentissage est définit par :

$$\frac{\partial W}{\partial t} = 0$$

2.5.1- Apprentissage supervisé.

On fournit à l'algorithme une série d'exemples (x) + résultats (y), trouver W tel que $y = FW(x)$ (+ bonne généralisation).

Ex : méthodes de gradient stochastique en discrimination linéaire.

2.5.2- Apprentissage semi supervisé (renforcement).

On fournit des exemples et des indications sur le résultat (vrai|faux).

2.5.3- Apprentissage non supervisé.

On fournit seulement les exemples (x), trouver W tel que les x soient correctement groupés selon FW (+ Bonne généralisation).

Remarque : suite a notre choix d'utiliser les deux types de réseaux de neurones MLP et RBF nous allons étudier brièvement leurs deux algorithmes.

2.6- Algorithme d'apprentissage pour les (MLP).

La Méthode de descente de gradient est utilisée pour minimiser le critère de performance (algorithme de rétro propagation de l'erreur).

Principe de l'algorithme de rétro propagation : adaptation pratique de la descente de gradient dans un réseau multicouche.

Pour un critère d'erreur à minimiser : chaque couche de connections contribue à l'erreur calculée en sortie.

Pour chaque vecteur d'entrée x :

Propagation du signal de couche en couche :

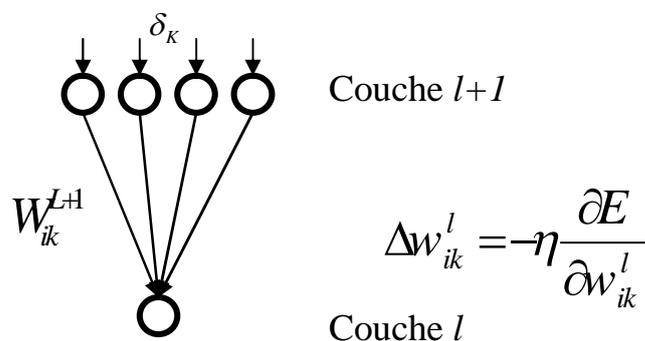
$$y_K^{L+1}(x) = F \left[\sum_{i=1}^{n_i} w_{ik}^{l+1} y_i^l(x) \right] \dots \dots \dots (A2-3)$$

Avec y_i^l = sortie de la $i^{\text{ème}}$ unité de la couche l

w_{ik}^{l+1} = poids de connections entre $i^{\text{ème}}$ unité de la couche l

Et $K^{\text{ème}}$ unité de la couche $(l+1)$

L'erreur calculée en sortie, est "rétro propagée" jusqu'aux unités d'entrées, avec modification des poids en commençant par la dernière couche.



L'adaptation finalement réalisée correspond à :

- Pour la régression (approximation de fonction : $y = F(x)$) :

La méthode de descente de gradient pour minimiser le critère des moindres carrés.

- Pour la classification supervisée : même type d'algorithme, ou Mieux : sorties munies de fct. Softmax et minimisation (par méthode de Gradient) du critère de $-\log$ -vraisemblance (comme en régression logistique) :

$$c = -\sum_i y_i \log(y_i(x_i)) \dots\dots\dots (11-4)$$

2.7- Algorithme d'apprentissage pour les (RBF).

Deux ensembles de paramètres à adapter durant l'apprentissage : les paramètres déterminant les fonctions RBF (centres et rayons, ou matrice var.-covar., des gaussiennes) et les poids w_{jk} de la combinaison linéaire Déterminant les sorties. Contrairement au MLP (un seul type de paramètre), ces deux ensembles de paramètres jouent des rôles différents et peuvent être adaptés séparément. [Decaestecker]

Procédure en 2 étapes généralement conseillée :

Déterminer les positions et rayons (ou matrices var.-covar.) des RBF,

Par exemple, par une méthode non supervisée (comme "k-means")

- Découpage de l'espace des entrées en "clusters"
- Chaque cluster représenté par une unité RBF (centre et rayon, ou Matrice var./covar.) Dans le cas de la classification : il est conseillé d'effectuer le processus de clustering par classe (pour garantir une bonne représentation de Chaque classe).

Calculer les poids de la combinaison linéaire des RBF

(Couche de Sortie) par minimisation du critère des moindres carrés (calcul de Matrice pseudo inverse, cf. régression linéaire multiple). Dans le cadre de la classification, possibilité d'appliquer le modèle de Régression logistique en sortie.

3. Les fonctions Matlab utilisées dans notre application Pour les Réseaux de Neurones Artificiels:

Newff : (new feed-forward backpropagation network) Crée un réseau de neurones de type Perceptron Multi Couche, et la méthode d'apprentissage est la rétropropagation du gradient.

Premnmx : Traite les données de telle façon que les entrées et les valeurs désirées soient comprises entre -1 et $+1$.

Minmax : Pour avoir deux colonnes des minimums et des maximums d'une matrice.

Init : Pour initialiser les différentes couches (entrées, sorties, et internes).

Trainlm : Fonction d'apprentissage du réseau de neurones ; elle fait la mise à jour des poids suivant l'optimisation de Levenberg-Marquardt.

Train : Pour lancer l'apprentissage.

Sim : Pour simuler les sorties du réseau qui a été appris.

Postmnmx : Pour convertir les sorties normalisées par 'Premnmx' à des valeurs réelle comme elles ont été originalement.

Tansig : Fonction d'activation sigmoïd.

Purelin : Fonction d'activation linéaire.

Newrb: conception un réseau a base radial (RBF).

Annexe D

Survol sur logique floue

1- Introduction:

Les recherches et les applications concernant la logique floue datent de plus d'une trentaine d'années. Elle a été introduite pour la première fois par Lotfi.A.Zadeh (professeur à l'université de Californie à Berkeley), internationalement connu pour ses travaux en automatique et théorie des systèmes, qui a éprouvé le besoin de formaliser la présentation et le traitement des connaissances imprécises ou approximatives, afin de pouvoir traiter des systèmes de grandes complexités.

La logique floue représente une extension de la logique classique, dans le but de raisonner sur des connaissances imparfaites. Elle a pour préoccupation principale le raisonnement approximatif, dans le contexte de l'analyse, de la représentation des connaissances, de la classification des formes et des systèmes experts (un système expert est tout système capable de prendre des décisions), et plus récemment (les deux dernières décades), l'attention a commencé à se déplacer vers le contrôle, et elle a prouvé une grande efficacité grâce aux propriétés suivantes qu'elle offre: Souplesse, Facilité de réalisation et Rentabilité.

2- Pourquoi la logique floue?

La logique floue est considérée comme un outil de plus, ajouté à la panoplie des outils traditionnellement disponibles (logique classique, automatique, recherche opérationnelle, ...etc.). Elle ne doit être considérée à priori comme devant apporter une solution à la réalisation de toute application, mais il convient de se demander si la réalisation à effectuer présente des caractéristiques telles que la logique floue soit intéressante.

Il convient d'utiliser la logique floue lorsque :

- Les connaissances concernant le système à réaliser sont imparfaites, c'est à dire que certaines d'entre elles sont soumises à des imprécisions, éventuellement à des

incertitudes. Par exemple, des données sont fournies par des instruments d'observation dont la précision n'est pas absolue.

- Certaines des connaissances sont exprimées avec des termes du langage naturel, par un expert ou un observateur humain. Le traitement simultané de connaissances numériques et symboliques sur les mêmes variables n'est réalisable de façon simple que dans le cadre de la logique floue.
- Il existe des connaissances graduelles sur le système.
- Il existe des classes aux limites mal définies, dont les frontières ne peuvent pas être indiquées précisément ou des catégories mal séparées qui se chevauchent partiellement.
- Une grande flexibilité est recherchée, soit dans la précision de la présentation afin de s'adapter aux conditions d'observation, soit dans l'adaptation aux conditions d'utilisation du système réalisé.
- Il n'existe pas de modèle rigoureux du problème que l'on traite ou il est d'une très grande complexité.
- Notre façon naturelle de l'aborder passe par une vue globale de certains de ses aspects. En effet, certains cas demandent un simple raisonnement humain sans avoir aucun modèle mathématique à l'esprit, alors que l'utilisation d'un modèle mathématique serait trop lourde.

Pour mettre au profit cet outil (la logique floue), il a fallu introduire une nouvelle théorie capable de compléter l'insuffisance de la logique classique (standard). Cette théorie doit être en mesure de traiter la partie vague de nos perceptions et d'utiliser un processus de raisonnement basé sur un langage naturel.

3- Théorie des sous-ensembles flous:

3.1- Concept de sous-ensemble flou:

Le concept de sous-ensembles flous a été introduit pour éviter les passages brusques d'une classe à une autre (ex : de la classe noire à la classe blanche) et d'autoriser des éléments à n'appartenir complètement ni à l'une ni à l'autre (à être gris par exemple), ou encore à appartenir partiellement à chacune (avec un fort degré à la classe noire et un faible degré à la classe blanche dans le cas du gris foncé).

La définition d'un sous-ensemble flou répond au besoin de représenter des connaissances imprécises, soit parce qu'elles sont exprimées en langage naturel par un observateur qui n'éprouve pas le besoin de fournir des précisions ou n'en est pas capable, soit parce

qu'elles sont obtenues avec des instruments d'observation qui produisent des erreurs de mesures.

Le caractère graduel des sous-ensembles flous correspond à l'idée que, plus en se rapproche de la caractérisation typique d'une classe, plus l'appartenance à cette classe est forte.

La notion des sous ensembles flous permet de traiter :

- des catégories aux limites mal définies
- des situations intermédiaires entre le tout et le rien.
- le passage progressif d'une propriété à une autre.
- des valeurs approximatives.
- des classes en évitant l'utilisation arbitraire de limites rigides.

3.1.1. Ensemble classique et fonction caractéristique:

Un ensemble classique est un ensemble dont les limites sont bien définies. La notation classique qui désigne l'inclusion d'un sous ensemble 'A' dans un ensemble X est : $A \subset X$

Cette notation a pour valeur 0 pour les éléments x de X n'appartenant pas à A, et la valeur 1 pour ceux qui appartiennent à A.

On peut reformuler cette notation en utilisant une fonction caractéristique, soit $\mu_A(x)$ cette fonction:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{pour } x \in A \\ 0 & \text{pour } x \notin A \end{cases}$$

Comme exemple, on peut prendre la figure C-1 qui schématise un ensemble classique.

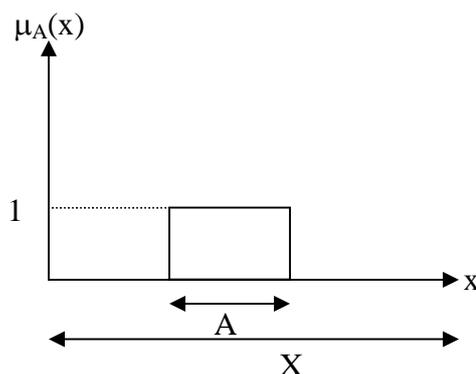


Fig. (C-1) Représentation d'un ensemble classique

3.1.2. Sous-ensemble flou et fonction d'appartenance:

Un sous-ensemble flou A de X est défini par une fonction d'appartenance qui associe à chaque élément x de X , le degré $f_A(x)$, compris entre 0 et 1, avec lequel x appartient à A .

Donc A sera défini par le couple x et $f_A(x)$, et on note :

$$A = \{x, f_A(x)\} \quad \text{avec } x \in X \text{ et } 0 \leq f_A(x) \leq 1$$

Dans le cas particulier où $f_A(x)$ ne prend que des valeurs égales à 0 ou 1, le sous-ensemble A est un sous-ensemble classique de X . Donc un sous-ensemble classique est un cas particulier de sous-ensemble flou.

Les éléments x de X qui constituent l'ensemble A , doivent satisfaire une propriété commune entre eux, c'est à dire que chaque élément de A doit posséder cette propriété, soit de façon absolue, soit partiellement en indiquant avec quel degré il la possède, et c'est cette propriété qui va caractériser le sous-ensemble flou A . Elle est notée $\text{Prop}(A)$

Ainsi, un élément x de X pourrait ne pas appartenir à A ($f_A(x) = 0$), appartenir un peu à A ($f_A(x)$ voisine de 0), appartenir assez à A ($f_A(x)$ voisine de 1), et enfin appartenir à A ($f_A(x) = 1$).

La figure c-2 représente quelques formes que peut prendre une fonction d'appartenance $f_A(x)$.

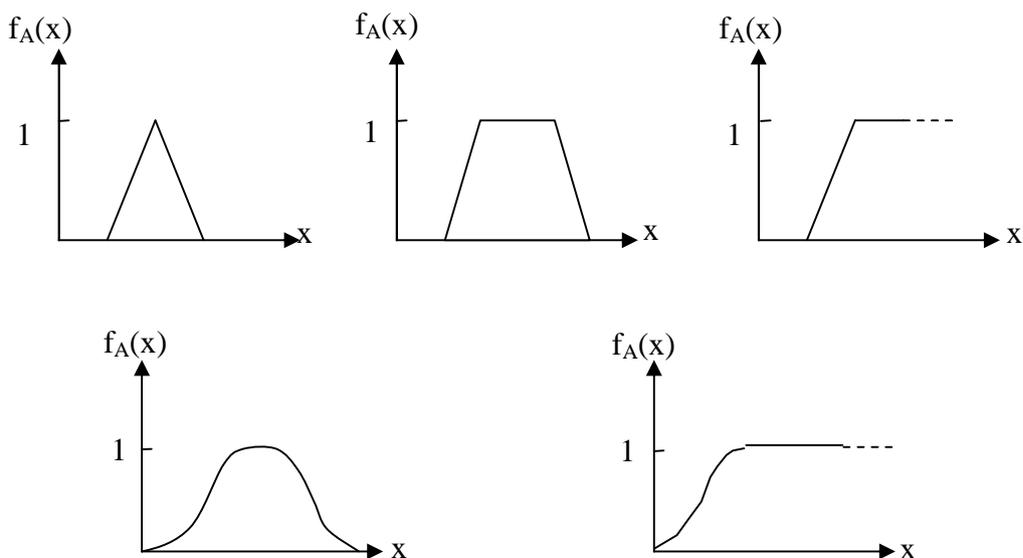


Fig. (C-2) Quelques fonctions d'appartenances

On cite quelques exemples de sous ensemble flous :

Ex1 :

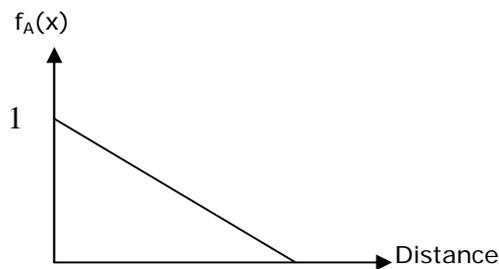
Soit A un sous ensemble flou d'élément x ;

Soit Prop(A) = « de la région oranaise » ;

x représente une ville de la région oranaise.

Il est claire que plus la distance d'une ville à Oran augmente plus elle n'appartient pas à la région oranaise.

Dans ce cas, A peut être représenté par :



Prop(A) = « de la région oranaise »

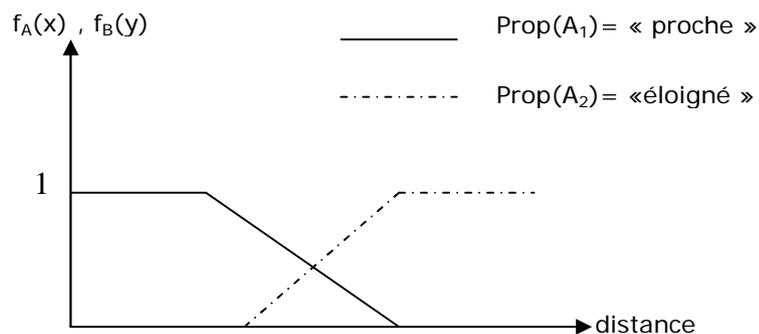
Ex2 :

Soit maintenant deux sous-ensembles flous A1 et A2 avec :

Prop(A1) = «proche »

Prop(A2) = «éloigné »

Les propriétés «proche » et « éloigné » seront évaluées par rapport à un repère. Les sous ensembles peuvent être représentés comme suit :



Ex 3 :

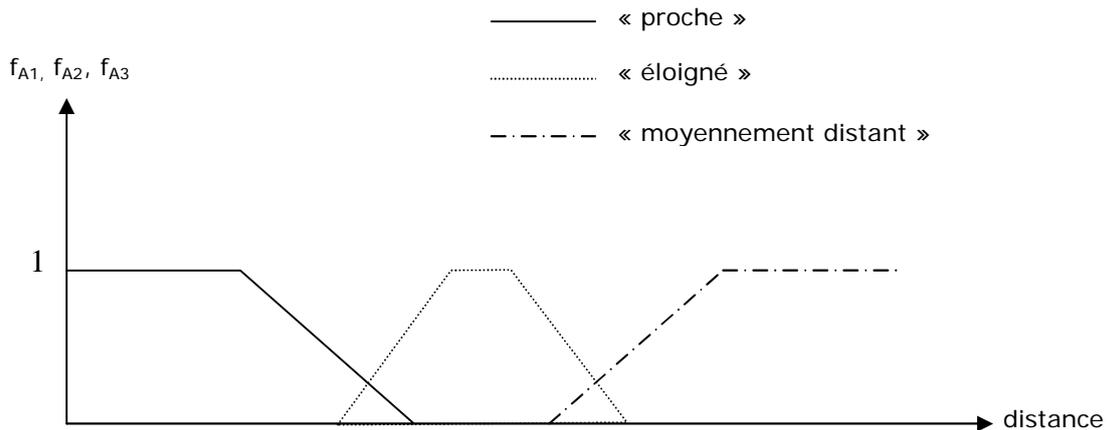
Considérons maintenant A_1, A_2, A_3 tel que

$\text{Prop}(A_1) = \text{« proche »}$

$\text{Prop}(A_2) = \text{« moyennement distant »}$

$\text{Prop}(A_3) = \text{« éloigné »}$

Dans ce cas on peut avoir le schéma suivant :



3.2. Variable linguistique

Toutes les variables que l'on considère, en physique ou en économie, par exemple, prennent une valeur unique dans leur ensemble de définition X dans une situation donnée (la distance est égale à 232 mètres, le prix de revient est de 252 357 dinars). Néanmoins, les conditions d'observation ne permettent pas toujours de connaître parfaitement cette valeur unique. Dans bien de cas, la valeur est seulement approximative (environ 250 000) ou évaluées grossièrement (entre 200 et 250 mètres), l'instrument de mesure est légèrement imprécis (252 mètres à 1% près), ou elle est décrite de façon qualitative « la distance est faible ». Une variable linguistique sert à modéliser les connaissances imprécises ou vagues sur une variable dont la valeur précise peut être inconnue.

Définition : Une variable linguistique est un triplet (V, X, TV) dans lequel V une variable définie sur un ensemble de référence X . L'ensemble $TV = \{A_1, A_2, \dots\}$, fini ou infini, contient des sous ensembles flous normalisés de X , utilisables pour caractériser V . (un sous ensemble flou normalisé de X , est un sous ensemble flou dont la valeur maximale que peut prendre sa fonction d'appartenance est égale à 1).

Les sous-ensembles flous de TV définissent des restrictions des valeurs que prend V dans X. Pour simplifier, on note A_i à la fois le terme linguistique (« faible », « cher »...) et le sous-ensemble flou qui lui est associé.

Prenons l'exemple suivant :

Considérons l'énergie d'un signal comme variable V, définie sur l'ensemble X des réels positifs

$TV = \{\text{très petite, Petite, Moyenne, Grande, très grande}\}$;

Donc notre variable linguistique sera définie par :

- $V = \text{Energie.}$
- $X = \mathbb{R}_+$
- $TV = \{\text{très petite, Petite, Moyenne, Grande, très grande}\}.$

On pourra choisir la fonction d'appartenance sous forme trapézoïdale. Cette situation est représentée sur la figure C-3.

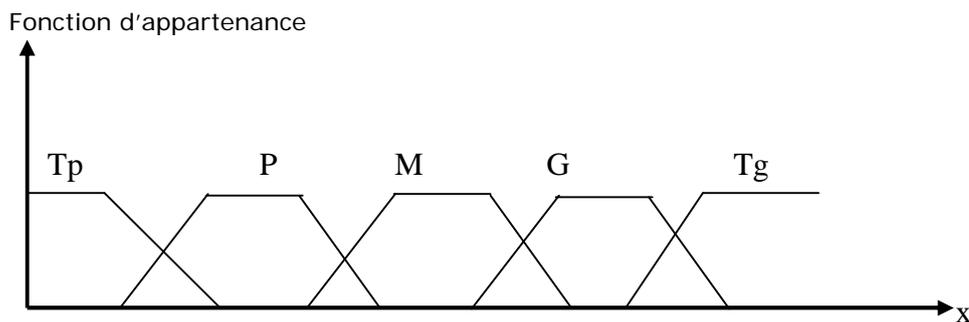


Fig. (C-3) Exemple d'une variable linguistique utilisée pour décrire l'énergie d'un signal

Selon le type et le besoin de l'utilisation, le nombre des éléments de TV est plus ou moins grand, ce qui veut dire que la description de V est plus ou moins fine.

3.3. Propositions floues:

3.3.1. Propositions floues élémentaires:

Une proposition élémentaire est définie à partir d'une variable linguistique (V,X,TV) par la qualification « V est A », où A est une caractérisation floue appartenant à TV.

3.3.2. Propositions floues générales:

Une proposition floue générale est obtenue par l'utilisation conjointe de propositions floues élémentaires.

Généralement, on peut construire des propositions floues par conjonction, disjonction ou implication portant sur des propositions floues quelconques.

3.3.2.1. La conjonction:

Si x et y sont des éléments des ensembles X et Y respectivement, la conjonction s'exprime par « x est A et y est B ». Cette dernière prend ses valeurs dans l'ensemble $X \times Y$ avec des degrés de flous calculés à partir d'une fonction d'appartenance $f_{AB}(x,y)$, où la forme générale de $f_{AB}(x,y)$ est :

$$f_{AB}(x,y) = \min (f_A(x), f_B(y))$$

3.3.2.2. La disjonction:

Elle est exprimée par : « x est A ou y est B ».

La fonction d'appartenance la plus simple qui peut être associée à la disjonction est de la forme :

$$f_{AB}(x,y) = \max(f_A(x) , f_B(y)).$$

3.3.2.3. L'implication:

Une implication entre deux propositions floues élémentaires définit aussi une proposition floue que l'on peut exprimer par « x est A implique y est B » ou « si x est A alors y est B ».

Une proposition floue utilisant une implication floue est appelée « règle floue », cette notation est très utilisée en logique floue surtout en ce qui concerne la prise des décisions et l'extraction des conclusions.

Considérons la règle floue suivante « si v est A alors w est B », ou « v est A » est appelée prémisse, et « w est B » est appelée conclusion. Cette règle est construite à partir des deux variables linguistiques (v, X, T_x) et (w, Y, T_y) . Elle définit une relation R définie sur $X \times Y$ entre les valeurs prises par v et celles prises par w . Comme ces variables sont restreintes par les caractéristiques floues A et B , la relation est elle même floue. Elle mesure la force entre la prémisse « v est A » et la conclusion « w est B » de cette règle, mettant en évidence l'influence du fait que la prémisse soit satisfaite, (c'est à dire que v soit effectivement caractérisée par A), sur le fait que la conclusion que la règle soit satisfaite (c'est à dire que w soit caractérisée par B). De même que la valeur de vérité de la prémisse « v est A » est définie par une fonction d'appartenance à A , l'implication floue est définie par une fonction d'appartenance de R , pour cela plusieurs fonctions d'appartenances existent, par exemple:

$$f_R(x, y) = 1 - f_A(x) + f_A(x) \times f_B(y) \dots\dots\dots(\text{Reichenbach}).$$

$f_R(x, y) = \max(1 - f_A(x), \min(f_A(x), f_B(y)))$ (Willmot).

$f_R(x, y) = f_A(x) \times f_B(y)$ (Larsen).

$$f_R(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{si } f_A(x) \leq f_B(y) \\ f_B(y) & \text{sinon.} \end{cases} \dots\dots\dots(\text{Brouwer-Godel})$$

4. Inférence floue et raisonnement approximatif:

La logique floue est une extension de la logique classique. Les propositions floues définies à partir d'un ensemble L de variables linguistiques (v, X, Tv). Dans le cas particulier où toutes les propositions floues sont booléennes, c'est à dire où elles sont absolument vraies, soit absolument fausses, la logique floue est identique à la logique classique.

De même, le raisonnement en logique floue est une extension du raisonnement en logique classique conventionnelle.

4.1. Raisonnement en logique classique conventionnelle:

De manière générale, le raisonnement en logique classique s'établit sous la forme de ce qu'on appelle le Modus Ponens, qui se traduit de la façon suivante :

Règle : si x est A Alors y est B

Le fait observé : x est A

conclusion : y est B

Dans cette logique une conclusion ne peut être établie que lorsque x correspond exactement à A, c'est à dire seulement lorsque la prémisse est absolument vraie.

4.2. Raisonnement en logique floue par généralisation du Modus Ponens:

Dans la logique classique, le Modus Ponens ne permettrait d'obtenir une conclusion que lorsque la prémisse est vraie ; il convient donc d'élaborer une forme assouplie du Modus Ponens pour répondre à nos besoins, lorsque x est légèrement différent de A, par exemple.

Le Modus Ponens se généralise de la façon suivante : Que déduire de la règle « si x est A alors y est B », pour un fait « x est A' » ? (A' est plus au moins différent de A) ; dans ce cas on procède comme suit :

Règle : si x est A alors y est B

Fait observé : x est A'

Conclusion : y est B'

B' le résultat de l'inférence floue, sera lui aussi un sous-ensemble flou.

4.3. Raisonnement en logique floue multidimensionnelle (MFR):

(Multidimensionnelle Fuzzy Reasoning)

Ce raisonnement est utilisé lorsque le système à traiter, présente comme entrée plusieurs variables indépendantes, où chacune a son propre domaine de variation. Dans un cas pareil, on fait appel à ce type de raisonnement en utilisant des règles floues multidimensionnelles, ces dernières sont générées par des implications floues multidimensionnelles.

4.3.1. Implication floue multidimensionnelle (MFI):

Soit l'implication floue multidimensionnelle (MFI, Multidimensionnelle Fuzzy Implication) suivante :

« si x est A et y est B alors z est C »

Où :

- A , B , et C sont des sous-ensembles flous.
- x , et y sont deux variables linguistiques indépendantes, donc dans ce cas on a seulement deux dimensions.
- Z étant le résultat de la MFI, soit disant sa valeur de vérité.

Pour calculer la valeur de vérité d'une telle implication floue MFI; cette dernière peut être décomposée en plusieurs autres implications simples (unidimensionnelle). Une fois la décomposition est établie, on traite chacune des implications résultantes à part. C'est à dire de calculer la valeur de vérité de chacune d'elle. Par la suite, on fait le travail inverse. C'est à dire, faire l'assemblage des différentes valeurs de vérités, pour en sortir une valeur globale, qui sera considérée comme étant la valeur de vérité de l'implication floue multidimensionnelle. Pour cela il existe plusieurs techniques, dont les plus connues sont les suivantes.

1- Pour Tsukamoto(1979) l'implication précédente peut être décomposée de la façon suivante :

si x est A alors z est C , soit le résultat de cette implication C'(1)

si y est B alors z est C , soit le résultat de cette implication C''(2)

L'intersection entre C' et C'' ($C' \cap C''$) sera considérée comme étant le résultat final.

2- une autre approche plus, récente est utilisée ; Elle est représentée comme suit :

si x est A alors z est C1, soit son résultat C1'(3)

si y est B alors z est C2, soit son résultat C2'(4)

où : $C1 \cap C2 = C$ (5)

C1' est le résultat inféré à partir de l'implication (3)

C2' est la résultat inféré à partir de l'implication (4)

La valeur finale sera donnée par $C1' \cap C2'$.

La différence essentielle qui existe entre les deux modèles réside dans la partie conséquence de chaque implication floue décomposée (DFI, Decomposed Fuzzy Implication) ; D'après Tsukamoto, les parties conséquences des DFI (équations 1 et 2) sont identiques, tandis que dans le deuxième modèle proposé, les parties conséquences (C) est l'intersection des deux parties conséquences C1 et C2 (équations 3, 4, 5). Donc dans le deuxième modèle, l'opérateur linguistique de conjonction « ET » a une interprétation logique pour l'intersection « \cap » plus significative que celle donnée dans le premier modèle.

C'est le deuxième modèle qui fera l'objet de notre application ; Une fois le modèle est choisi.

4.3.2. Le vecteur flou:

Considérons toujours l'implication floue multidimensionnelle (MFI) précédente « si x est A et y est B alors z est C », pour mieux manipuler les variables linguistiques d'un système qui utilise une telle règle, on introduit la notion du vecteur flou.

Les éléments qui constituent le vecteur flou, sont les parties antécédentes des implications floues décomposées (DFI). Ces derniers sont des variables linguistiques floues, par exemple, x est petit, y est moyen ...etc., où « petit et moyen ...etc. » sont représentés par des sous-ensembles flous .

Dans cet exemple, le vecteur flou est $VF = (x \ y)^T$, où T désigne le transposé. C'est ce vecteur flou qui sera par la suite l'ensemble des données d'entrées.

5. La chaîne de traitement de données en logique floue:

Pour traiter les données acquises, il faut passer par plusieurs étapes. Ces dernières sont résumées dans l'organigramme de la figure C-4.

- La toute première opération d'un système d'inférence flou, est la fuzzification, elle consiste à convertir les entrées crispes (brutes) en leurs représentations floues. Dans cette étape, les domaines de variation des variables d'entrée sont divisés en sous-ensembles flous caractérisés par les propriétés linguistiques, cette conversion est réalisée simplement en calculant les degrés d'appartenance des entrées à chaque sous-ensemble flou.
- La deuxième étape consiste à faire passer les entrées floues dans la base de règle qui comporte les connaissances concernant le procédé.
- Les décisions sont effectuées par le traitement des règles floues. Ces règles sont activées dès que leurs propositions élémentaires initiales (prémises) ont un degré d'appartenance non nul.
- La dernière opération, la défuzzification, a pour rôle la conversion des inférences floues en données de sortie non floue, c'est à dire directement utilisables. Ces données de sortie sont choisies à partir des sous-ensembles flous. Ce choix peut être réalisé par plusieurs méthodes, la plus utilisée consiste à calculer le centre de gravité des valeurs obtenues par la base de règle.

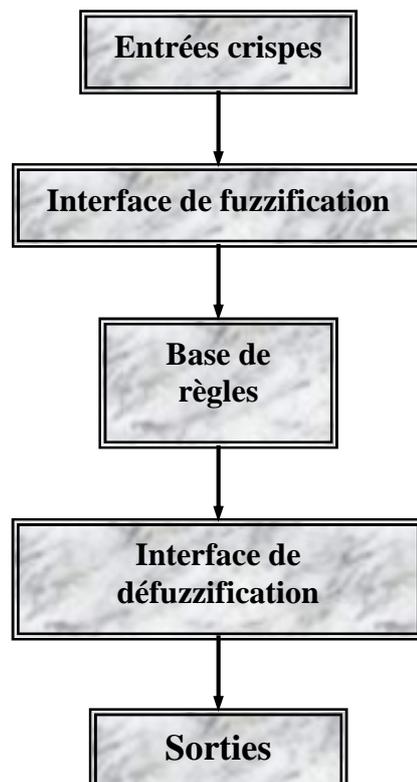


Fig. (C-4) Chaîne de traitement en logique floue

Annexe E

Lexique

Arc électrique: décharge électrique de longue durée produisant une flamme brillante.

Boucle de courant dans le noyau: courant circulant entre le noyau et la cuve. Cette défectuosité se produit lorsque le noyau est accordé ou est en contact électrique avec la cuve à deux endroits. Dans cette condition, un courant de boucle prend place et crée généralement un échauffement localisé.

Chromatographie en phase gazeuse: technique d'extraction des gaz dissous dans l'huile afin de connaître la nature des gaz dissous ainsi que la quantité dissoute.

Contaminant: terme utilisé pour indiquer un composé chimique que l'on ne retrouve pas normalement dans l'huile. L'eau, les particules de cuivre, les fibres de cellulose sont des contaminants.

Cellulose: composé de base (le papier que l'on retrouve tous les jours, est composé de cellulose) utilisé dans presque toute la fabrication des pièces isolantes d'un transformateur.

Décharges partielles: le phénomène de décharge partielle se produit, dans un équipement, dans l'endroits où l'isolation est insuffisante ou lorsqu'un manque homogénéité existe dans un milieu isolant. Par exemple, des manques se produisent lorsque des bulles d'air sont emprisonnées dans l'isolation. Dans certaine condition, ces bulles se trouvent dans un champ électrique suffisamment grand pour provoquer un étincelage entre les parois de l'espace créé par la bulle d'air.

Défaut latent: toutes conditions qui prévalent à l'intérieur d'un transformateur pouvant conduire éventuellement à un arrêt du transformateur.

Défaillance spire à spire: un débris d'isolation qui se situe dans un bobinage de transformateur entre deux spires adjacentes. Ce type de bris est souvent occasionné suite à une contrainte mécanique soit lors du déplacement du transformateur ou lors d'un court circuit sur un circuit en aval. L'effet de ces deux cas est souvent amplifié si le transformateur est relativement âgé en raison de la perte de flexibilité de la cellulose (papier).

Effet couronne: l'effet couronne se produit lorsque le champ électrique est trop intense pour le milieu isolant environnant. Il se forme une ionisation locale qui se manifeste par la présence d'étincelage. L'effet couronne peut être aperçu, à la noirceur, autour des pointes des conducteurs à partir d'une tension de 10000volts, comme une lumière bleutée de faible intensité.

Etincelage: décharge électrique unique d'une durée inférieure à 1 microseconde.

Furannes: sous produits de décomposition de la cellulose. La présence de furannes est un indicateur du vieillissement de l'isolation solide et directement relié à l'évaluation de la vie restante d'un transformateur (du moins c'est ce que les recherches actuelles tendent d'obtenir).

Gaz combustibles: les gaz combustibles que l'on considère dans l'analyse des gaz dissous sont: Hydrogène (H_2), méthane (CH_4), acétylène (C_2H_2), éthylène (C_2H_4), éthane (C_2H_6), monoxyde de carbone et dioxyde de carbone (CO et CO_2).

Gaz de défaut: gaz dissous dans l'huile de transformateur suite à une condition électrique, chimique ou thermique conduisant à la formation de gaz.

Gaz dissous dans l'huile: tous les fluides ont une certaine capacité à dissoudre d'autres composés. Le terme gaz dissous dans l'huile réfère à cette propriété de l'huile à dissoudre les gaz.

Gaz clés: gaz que l'on associe à des défauts types ayant lieu dans un transformateur. Par exemple la présence de CO est associée à une surchauffe thermique générale du bobinage.

Huile minérale: voir huile isolante.

Huile isolante: huile minérale de base naphténique utilisée comme fluide de refroidissement et d'isolation dans les appareils électriques.

Huile paraffinique: généralement décrite comme des chaînes droites hydrocarbonées saturées. Se fige à plus basse température que l'huile naphténique. Les sous produits d'oxydation apparaissent plus rapidement que dans le cas de l'huile naphténique.

Huile naphténique: chaînes fermées d'atome de carbone non aromatique. Cette huile est à la base de la composition de l'huile isolante.

IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers.

Papier Kraft: papier utilisé dans l'isolation des conducteurs qui servent à la fabrication des bobines de transformateurs.

Ppm: concentration exprimée en partie par million. Un ppm (volume/volume) de gaz implique que 1mm³ de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilopascal).

Point chaud: surchauffe localisée. Des défauts peuvent atteindre 500°celsius.

TDCG: total dissolved combustible gaz. Total des gaz combustibles dissous dans l'huile.

TGC: total gaz content. Contenu total en gaz.

L'huile utilisé: l'huile isolante la plus couramment utilisée dans les appareils électriques est le produit VOLTESSO 35 fabriqué uniquement par Exxon pour IMPERIAL OIL. L'industrie devra trouver d'autres fournisseurs puisque le fabricant américain de VOLTESSO a annoncé ses intentions de discontinué cette ligne de prouduits. On peut rencontrer à l'occasion le produit UNIVOLT 60 commercialisé aux Etats-Unis par Exxon ou du DIALA A de SHELL. L'huile fournie par les fabricants de transformateurs sous d'autres noms génériques ont essentiellement les mêmes caractéristiques.

Le logiciel Delta-X: est un outil pertinent et essentiel pour une entreprise parce qu'il permet d'optimiser la valeur de son immobilisation ainsi que la fiabilité de ces installations. Il:

- Organise et types d'équipements d'information et de données de test.
- Interprète de gaz dissous et les données d'essai des fluides isolants pour transformateurs de puissance et d'autres remplies de liquide des appareils électriques.
- Fournit une variété de rapports et de graphiques à l'appui de base de test, d'évaluation de l'état, et les tâches de maintenance
- Spectacles de l'équipement qui a récemment reçu ou les données d'essai et de l'équipement, mai exiger davantage d'attention ou de test.
- Prise en charge d'examen des résultats des essais et à écrire protège-réviseur remarques.
- Fournit des prêts à l'emploi, l'analyse des normes et soutient le développement et l'utilisation de ses propres normes par abonné.
- Prise en charge alternative populaire isolants liquides

Le delta X d'analyse de données comprend:

- L'analyse des gaz dissous (AGD)
- analyse de la qualité de l'huile
- L'humidité dans l'huile
- Furans (y compris les 5 mesuré furannes)
 - De particules et de particules de statistiques
 - Métaux et oligo-éléments dans l'huile
 - PCB dans l'huile

L'analyse des gaz dissous et analyse de la qualité de l'emploi fluide mise à jour des méthodes qui ont été mathématiquement amélioré pour tenir compte de la mesure «bruit» souvent présent dans les données de la DGA. Les tendances et les taux de change sont inclus dans l'analyse.

Annexe F:
Fiches des Rapports
d'analyse des gaz
dissous de
SONELGAZ GRTE

Rapport Gaz dissous

11/02/2009

Informations sur l'équipement					
ID:	TR 1	No. série:	C0092A	Fluide isolant:	Huile
Empl.:	AKBOU	S.station:		Litre:	70 000
Type:	Transformateur	Fabricant:	EFACEC	Tension prim.(V):	220 000
Année:	2004	Scellé:	Non	Puiss.(MVA):	120,000

Informations sur la dernière analyse					
Date de saisie:	11/02/2009	Laboratoire:	DTE/EC	Charge (MVA):	0,00
Lieu:	Cuve Princ. -Bas	Motif:	Préventif	No. contrat:	
Équipement d'essai:	agilent				
Diagnostic:	Gaz combustibles ,hydrogène ,méthane ,éthane ,éthylène ,concentration dangereuses :Défaut thermique de haute température (T> 700 °C) .				
Recommandations:	Mettre hors service IMMÉDIATEMENT et planifier une inspection interne				

Données

<u>Date</u>	<u>11/02/2009</u>
Hydrogène-H2 (ppm)	53,0
Oxygène-O2 (ppm)	1931,0
Azote-N2 (ppm)	11373,0
CO (ppm)	101,0
Méthane-CH4 (ppm)	611,0
CO2 (ppm)	1307,0
Éthylène-C2H4 (ppm)	1644,0
Éthane-C2H6 (ppm)	725,0
Acétylène-C2H2 (ppm)	< 1,0
Temp. d'huile (°C)	32,0

Rapport Gaz dissous

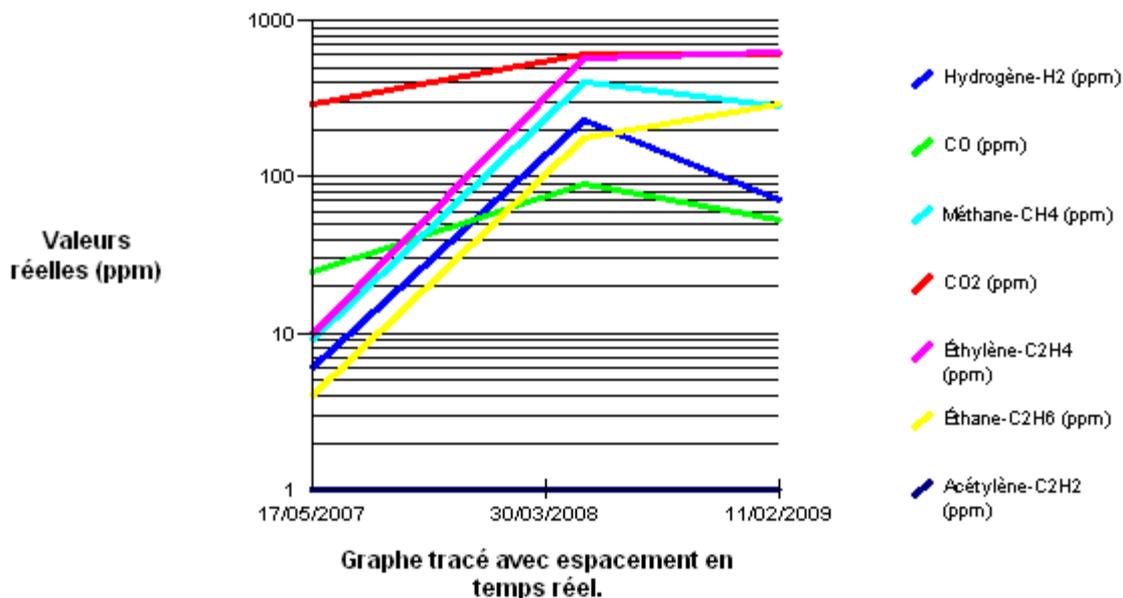
11/02/2009

Informations sur l'équipement			
ID:	TR2 DTE 763	No. série:	C00285A
Empl.:	SETIF	S.station:	S/BEY
Type:	Transformateur	Fabricant:	EFACEC
Année:	2005	Scellé:	Non
		Fluide isolant:	Huile
		Litre:	70 000
		Tension prim.(V):	220 000
		Puiss.(MVA):	120,000

Informations sur la dernière analyse			
Date de saisie:	11/02/2009	Laboratoire:	DTE/EC
Lieu:	Cuve Princ. -Bas	Motif:	Préventif
Équipement d'essai:	agilent		
Diagnostic:	Gaz dissous en évolution ,défaut thermique de haute température		
Recommandations:	Mettre hors service IMMÉDIATEMENT et planifier une inspection interne.		

Données

Date	17/05/2007	20/05/2008	11/02/2009
Hydrogène-H2 (ppm)	6,0	230,0	72,0
Oxygène-O2 (ppm)	0,0	0,0	1007,0
Azote-N2 (ppm)	0,0	0,0	6414,0
CO (ppm)	25,0	90,0	53,0
Méthane-CH4 (ppm)	9,0	402,0	278,0
CO2 (ppm)	290,0	600,0	610,0
Éthylène-C2H4 (ppm)	10,0	579,0	629,0
Éthane-C2H6 (ppm)	4,0	176,0	289,0
Acétylène-C2H2 (ppm)	< 1,0	< 1,0	< 1,0
Temp. d'huile (°C)	30,0	40,0	20,0



Résumé: Le transformateur de puissance est l'élément le plus critique dans le Système de transport d'électricité. Sa fiabilité n'affecte pas uniquement la disponibilité en énergie électrique, mais aussi conduit à des pénalités technico-économiques, très lourdes en conséquences (techniques, financières, commerciales, environnementales) ; d'où la nécessité de détecter et d'identifier dès les premiers stades les défauts latents pour une éventuelle action préventive. L'analyse des gaz dissous (AGD, en anglais Dissolved Gases Analysis) est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. Elle permet à travers la nature et la concentration des gaz d'identifier l'existence du défaut latent ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement. Les quantités d'informations, leur complexité, l'existence simultanée de plusieurs défauts, l'absence d'équations qui les régissent, imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles (réseaux de neurones RNA, systèmes experts, systèmes flous, techniques bayésiennes, ...).

Dans ce travail, fruit d'une étroite collaboration avec Sonelgaz-GRTE de SETIF, nous présentons une étude menée dans le but de la surveillance des transformateurs en service par la détection et l'identification des défauts en se basant sur les techniques d'AGD utilisées dans les normes (IEEE; ICE;...) et une technique moderne (RNA) qui nous avons développé via des programmes utilisant le MATLAB. La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport à un logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires de SONELGAZ-GRTE ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. Cette banque de données des diagnostics faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité.

Mot clés: Transformateur de puissance, analyse de gaz dissous (AGD), réseaux de neurone (RNA).

Abstract: The power transformer is the most critical item in the transmission system of electricity. Its reliability does not affect only the availability of electricity, but also lead to technical and economic penalties, with severe consequences and hence, the need to detect and to identify earlier any latent defects for a possible preventive action. The dissolved analysis of gases (DGA) is one of the most effective techniques to monitor the condition of transformers. It allows, through the nature and concentration of gas to identify the existence of a latent defect or failure mode affecting the transformer by a simple sampling. The amount of informations, their complexity, the existence simultaneously of multiple defects, the lack of equations that govern them, require the use of more efficient systems for diagnostic techniques such as artificial intelligence (neural networks ANN, expert systems, fuzzy systems, bayesian techniques, ...).

In this work, with the fruit of a closed collaboration with Sonelgaz GRTE-SETIF, we present a conducted study for the purpose of monitoring transformers in service by the detection and the identification of defects based on the techniques of DGA used in the standards (IEEE; ICE ...) and a modern technique (ANN) developed within our programs by MATLAB. The comparison of results is made against of a DELTA X software used in laboratories at SONELGAZ GRTE and then it's examined for the established convergency. This database of diagnosis made on transformers fleet in the region of SETIF, helped us compare the sensitivity of our program and the level of its reproducibility.

Key word: Power transformer, dissolved analysis of gases (DGA), neural networks (ANN).

Le transformateur de puissance est l'élément le plus critique dans le Système de transport d'électricité. Sa fiabilité n'affecte pas uniquement la disponibilité en énergie électrique, mais aussi conduit à des pénalités technico-économiques, très lourdes en conséquences (techniques, financières, commerciales, environnementales) ; d'où la nécessité de détecter et d'identifier dès les premiers stades les défauts latents pour une éventuelle action préventive. L'analyse des gaz dissous (AGD, en anglais Dissolved Gases Analysis) est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. Elle permet à travers la nature et la concentration des gaz d'identifier l'existence du défaut latent ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement. Les quantités d'informations, leur complexité, l'existence simultanée de plusieurs défauts, l'absence d'équations qui les régissent, imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles (réseaux de neurones RNA, systèmes experts, systèmes flous, techniques bayésiennes, ...).

Dans ce travail, fruit d'une étroite collaboration avec Sonelgaz GRTE-SETIF, nous présentons une étude menée dans le but de la surveillance des transformateurs en service par la détection et l'identification des défauts en se basant sur les techniques de DGA utilisées dans les normes (IEEE; ICE ...) et une technique moderne (ANN) développée dans nos programmes par MATLAB. La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport à un logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires de SONELGAZ GRTE ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. Cette banque de données des diagnostics faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité.

Mot clés: Transformateur de puissance, analyse de gaz dissous (AGD), réseaux de neurone (RNA).