

## Analyse d'huile

Le fonctionnement dans de bonnes conditions des transformateurs, dépend dans une large mesure de la qualité des huiles minérales isolantes utilisées. Les caractéristiques des huiles se dégradent par l'effet de la contamination, de l'humidité et du vieillissement.

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretien car sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui-ci.

L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur [12].

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent être dilués dans ce dernier est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs, il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile [13].

Les aspects les plus significatifs à vérifier sur l'huile, reposent sur un nombre important d'analyse telle que :

- Les analyses physico-chimiques ;
- L'analyse des gaz dissous ;

### 1. Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants [9]

#### ➤ Aspect et couleur

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

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

transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie [9].

➤ **La viscosité**

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [8]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes [15].

➤ **L'acidité (indice de neutralisation)**

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

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 296, une bonne huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g). Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

➤ **Teneur en eau (mg / kg)**

Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité dans l'eau permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [9].

➤ **Facteur de dissipation diélectrique ( $\tan \delta$ )**

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

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

Le facteur de dissipation diélectrique «  $\tan \delta$  » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes) [14]. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination des l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante [9].

➤ **Tension de claquage (kV)**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [13]. Analyse des gaz dissous dans l'huile

## **2. Analyse de gaz dissous dans l'huile lors de défaut**

L'apparition de défauts d'origine thermique conduit à la dégradation de l'huile. Chaque type de défaut fait cuire l'huile ou le papier d'une manière différente, produisant des quantités relatives de gaz dissous qui caractérisent le défaut.

Par conséquent, les analyses des gaz dissous permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse, elles permettent de :

- i. Détecter la présence d'anomalies dans les transformateurs dès leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- ii. D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle, mauvaise connexion d'un contact) [9].

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur à été soumis (Tableau I-1) [13].

Tableau I-1 Les gaz pour le diagnostic [13]

Type	Gaz	Symbole	Origine
<b>Gaz combustibles</b>	Acétylène	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Il apparait par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
	Ethylène	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide.
	Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Provient de la décomposition thermique de l'huile.
	Hydrogène	H <sub>2</sub>	Il se génère par défauts électriques (décharges) de basse ou de haute énergie.
	Méthane	CH <sub>4</sub>	Généralement il apparait quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile.
	Monoxyde de Carbone	CO	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
<b>Gaz non combustibles</b>	Anhydride carbonique	CO <sub>2</sub>	
	Azote	N <sub>2</sub>	Pour vérifier la prise d'échantillon.
	Oxygène	O <sub>2</sub>	

### b. Méthodes d'interprétation des résultats

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connu dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connues sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle de Duval [17].

#### ✓ Méthode de Rogers

Rogers a développé cette méthode dans laquelle trois rapports de gaz sont employées ( $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $CH_4/H_2$ ,  $C_2H_4/C_2H_6$ ) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau I-2. La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau I-3 [17].

Tableau I-2 Code de Rogers [13]

Rapport de gaz		Type de gaz	Rang	Code
A	$C_2H_2/C_2H_4$	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 1	1
			1 à 3	1
			> 3	2
B	$CH_4/H_2$	Méthane/hydrogène	< 0,1	1
			0,1 à 1	0
			1 à 3	2
			> 3	2
C	$C_2H_4/C_2H_6$	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2

Tableau I-3 Interprétation de Rogers [13]

Cas	Défaut typique	A	B	C	Problèmes trouvés
0	Sans défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal à ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO <sub>2</sub> .
3	Décharges de base énergie, arcs	1 - 2	0	1 - 2	Étincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal.
5	Défaut thermique de base  T < 150°C	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO <sub>2</sub> parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre 150 – 300° C	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux. Les problèmes ci-dessous sont en règle des températures croissantes des points chauds dans le noyau. Stratifications court-circuitées dans le noyau. Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau.
7	Défaut thermique de T entre 300 – 700 °C	0	2	2	Ces problèmes produisent généralement CO et CO <sub>2</sub> parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose
8	Défaut thermique de  T > 700 °C				