NOTE TECHNIQUE

L'Expertise au cœur de chaque transformateur

Surveillance de la température des bobinages d'un transformateur :

3 solutions



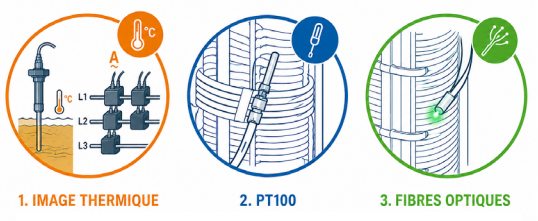
www.celduc-transfo.com

Fabriqué en France

La température constitue l'un des paramètres essentiels à surveiller dans l'exploitation d'un transformateur. Une élévation excessive de la température des enroulements peut accélérer le vieillissement des matériaux isolants et affecter, à terme, la fiabilité et la durée de vie de l'équipement. Selon les exigences de l'installation, le niveau de précision recherché et les caractéristiques du transformateur, différentes technologies peuvent être mises en œuvre pour surveiller la température des bobinages.

Trois principales solutions peuvent être envisagées :

1. **Indicateur de température des enroulements – Image thermique (WTI) :**
   Une estimation indirecte de la température.
2. **Sonde Pt100 :**
   Une mesure locale nécessitant des précautions d'isolation.
3. **Fibres optiques :**
   Une mesure directe au cœur de l'enroulement



1. Pourquoi surveiller la température des bobinages ?

Lorsqu'un transformateur est en fonctionnement, les pertes électriques génèrent de la chaleur dans le circuit magnétique et dans les enroulements.
La température des bobinages varie notamment en fonction de la charge du transformateur et de ses conditions de refroidissement. La présence d'harmoniques ou de cycles de charges sont aussi des paramètres à prendre en compte lors du dimensionnement du transformateur. La température n'est pas uniforme dans le bobinage et la surveillance thermique peut ainsi contribuer à :

- protéger le transformateur contre les échauffements excessifs ;
- générer des seuils d'alarme ou de déclenchement ;
- mieux connaître les conditions réelles d'exploitation ;
- accompagner l'optimisation de la charge du transformateur ;
- contribuer à préserver la durée de vie du système d'isolation.

Mais toutes les technologies de surveillance ne mesurent pas la même chose.

2. Solution 1 : Image thermique

Niveau de mesure : INDIRECT

Principe

Le WTI (Winding Temperature Indicator - Thermal Image) ne mesure pas directement la température du conducteur constituant l'enroulement.
C'est un accessoire qui mesure la température de l'huile d'une part, et qui mesure le courant traversant les bobinages d'autre part (via des transformateurs de courant placés sur les sorties des bobines dont on souhaite mesurer la température). Le système en déduit des températures théoriques des bobinage. C'est une mesure théorique mais le système a l'avantage de ne pas être trop intrusif dans les bobinages. En général on contrôle une phase, mais si nécessaire nous pourrions envisager de mesurer plusieurs phases.
La température affichée correspond donc à une température calculée ou déduite, et non à une mesure réalisée directement au sein de l'enroulement.

Avantages

•Technologie éprouvée et largement utilisée.
•Système non intrusif dans les bobinages.
•Pas de capteur à intégrer directement dans l'enroulement.
•Solution robuste pour la surveillance générale du transformateur.
•Possibilité d'associer la mesure à des fonctions d'alarme et de déclenchement.

Limites

La température obtenue reste une image théorique de la température du bobinage.
Elle dépend notamment du modèle thermique utilisé et ne permet pas de mesurer directement la température réelle du conducteur à un emplacement précis de l'enroulement.

3. Solution 2 : Pt100



Niveau de mesure : LOCALE, mais avec contraintes d'intégration

Principe

Une Pt100 est une sonde de température à résistance de platine dont la résistance électrique varie avec la température.
Elle permet donc d'obtenir une mesure locale de température au niveau de son emplacement.
Son utilisation pour surveiller un bobinage nécessite cependant une attention particulière : la Pt100 étant un élément conducteur, elle doit être électriquement isolée du conducteur de l'enroulement.
Cette contrainte est particulièrement importante lorsque le niveau de tension augmente.

L'isolation nécessaire entre la Pt100 et le bobinage introduit également une résistance thermique.
Les matériaux isolants, notamment les papiers imprégnés de fluide diélectrique placés entre le conducteur et la sonde, créent un écart entre la température mesurée par la Pt100 et la température réelle du conducteur.
La Pt100 apporte ainsi une mesure physique locale, mais son implantation dans les bobinages doit être étudiée en fonction de la conception et du niveau de tension du transformateur.

Chez **celduc® transfo,** nous ne souhaitons pas mettre de Pt100 dans les bobinages HT car cela pose des problèmes diélectriques.

Avantages

•Mesure physique de température.
•Technologie industrielle éprouvée.
•Bonne précision dans des conditions d'installation maîtrisées.
•Particulièrement adaptée à la surveillance de la température du fluide diélectrique.

Points de vigilance

•Capteur électriquement conducteur.
•Nécessité d'assurer son isolation électrique lorsqu'il est placé dans un enroulement.
•Les Pt100 peuvent être placés dans les bobinages BT, mais pas dans les bobinages HT.
•Résistance thermique des matériaux isolants entre le conducteur et la sonde : les précautions d'isolement des Pt100 ajoutent de l'incertitude entre la valeur que mesure le Pt100 et la valeur réelle du conducteur du bobinage du fait de la résistance thermique des papiers imbibés d'huile qui sont placés entre le bobinage et la sonde Pt100.
•Intégration plus contraignante avec l'augmentation du niveau de tension.

4. Solution 3 : Fibres optiques

Niveau de mesure :
DIRECT AU SEIN DU BOBINAGE

Principe

La mesure par fibres optiques permet d'aller plus loin : le capteur peut être intégré directement dans les enroulements car, contrairement à une Pt100, la fibre utilisée pour la mesure est non conductrice électriquement.
Cette caractéristique permet de positionner le point de mesure au plus près de la zone dont on souhaite connaître la température, sans introduire de capteur métallique conducteur dans les enroulements.
La mesure fournit ainsi une indication particulièrement représentative de la température locale du bobinage.
Lors de la conception du transformateur, les fibres peuvent être positionnées dans des zones déterminées afin de surveiller directement la température au sein des enroulements. Cette approche est particulièrement intéressante lorsque l'application exige une connaissance précise de la température réelle du bobinage.
Les capteurs sont reliés à une unité de mesure optoélectronique assurant la conversion du signal et son exploitation par le système de supervision.
Selon l'architecture retenue, les informations peuvent notamment être utilisées pour générer des alarmes ou des ordres de déclenchement.

Avantages

- Mesure directement au sein de l'enroulement.
- Capteur non conducteur électriquement.
- Très bonne représentativité de la température locale du bobinage.
- Pas de perturbation électromagnétique de la mesure liée au principe optique.
- Particulièrement adaptée aux applications nécessitant une surveillance thermique poussée.

Points de vigilance

- Solution plus coûteuse.
- Intégration à prévoir dès la conception et la fabrication du transformateur.
- Positionnement des points de mesure à déterminer en fonction de la conception thermique de l'équipement.
- Nécessité d'une unité d'acquisition dédiée.
- Capteur fragile, rayon de courbure à respecter.

5. Trois technologies, trois niveaux d'information






	Image thermique	Pt100	Fibre optique
Principe	Estimation thermique	Mesure résistive	Mesure optique
Mesure directe dans le bobinage	Non	Possible sous conditions	Oui
Capteur conducteur	Pas dans le bobinage	Oui	Non
Isolation électrique du capteur dans le bobinage	Non applicable	Nécessaire	Non
Représentativité de la température locale du conducteur	Estimée	Non précise	Très précise
Intégration	Standard	Possible dans bobinage BT mais non envisageable dans bobinage HT.	À prévoir à la conception
Usage privilégié	Surveillance thermique générale	Mesure locale. Plutôt recommandé pour mesure de température d'huile.	Surveillance précise des bobinages
Coût	+	-	++

6. Comment choisir la bonne solution ?

Il n'existe pas une technologie universelle adaptée à tous les transformateurs.
Le choix du système de surveillance dépend notamment :
- du niveau de tension des enroulements,
- de la puissance du transformateur,
- du type de transformateur et de son mode de refroidissement,
- du niveau de précision recherché,
- des contraintes d'exploitation,
- des fonctions de protection et de supervision souhaitées,
- de la criticité de l'installation,
- du budget associé au système de monitoring.

Pour une surveillance thermique conventionnelle, une image thermique WTI peut fournir les informations nécessaires à l'exploitation.
Les Pt100 constituent une solution éprouvée pour mesurer directement certaines températures, notamment celle de l'huile. Leur intégration dans les bobinages nécessite en revanche des précautions particulières liées à leur caractère conducteur.
Lorsque l'objectif est de connaître avec la meilleure représentativité possible la température locale au sein des enroulements, la fibre optique constitue la solution la plus adaptée parmi ces trois technologies.

7. L'approche **celduc® transfo**

La surveillance thermique doit être pensée comme une partie intégrante de la conception du transformateur.
Chez **celduc® transfo**, le choix et l'implantation des dispositifs de mesure peuvent être étudiés en fonction des caractéristiques électriques, thermiques et mécaniques de chaque projet.
Selon les exigences de l'application, différentes architectures peuvent également être combinées afin d'assurer plusieurs niveaux de surveillance ou de redondance.
Par exemple, une architecture peut associer des fibres optiques pour la mesure des températures des enroulements et des Pt100 en solution complémentaire, lorsque les spécifications du projet l'exigent.
L'objectif : adapter le niveau de monitoring à la criticité réelle de l'installation et fournir à l'exploitant une information thermique pertinente pour la surveillance et la protection de son transformateur.

À RETENIR

Indicateur de température des enroulements – Image thermique (WTI)	→ Je déduis la température théorique du bobinage à partir de la température de l'huile et d'un offset qui dépend du courant mesuré dans la borne reliée au bobinage concerné. Cette solution est plus réactive aux variations de charge, car elle intègre directement l'évolution du courant.
Pt100	→ Je mesure localement, avec des contraintes d'isolation lorsqu'elle est intégrée au bobinage car cette pièce est conductrice.
Fibre optique	→ Je mesure directement au cœur des enroulements. C'est la solution la plus précise, mais la plus chère, qui doit être prévue dès la conception du transformateur.

Plus la mesure se rapproche des enroulements, plus elle permet de connaître précisément les conditions thermiques réelles du bobinage.

Merci pour votre attention

www.celduc-transfo.com