



**Les règles de bonne pratique pour la protection des  
transformateurs de distribution**

## TABLE DES MATIERES

<b>1.</b>	<b>OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE .....</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>QUELQUES DEFINITIONS .....</b>	<b>5</b>
3.1.	Courant de transition sur fonctionnement provoqué par percuteur .....	5
3.2.	Courant d'intersection d'un combiné actionné par déclencheur .....	5
3.3.	Relais de surpression avec boîtier source de tensions auxiliaires .....	5
3.4.	Dispositif Général de Protections des Transformateurs (DGPT).....	5
3.5.	Foisonnement .....	5
3.6.	Puissance de court-circuit .....	5
3.7.	Courant nominal assigné du transformateur .....	5
3.8.	Défaut impédant.....	6
3.9.	Défaut de CC .....	6
3.10.	Surcharge .....	6
3.11.	Hot Spot – Durée de vie du transformateur.....	6
<b>4.</b>	<b>PARAMETRES .....</b>	<b>8</b>
4.1.	Puissance assignée du transformateur .....	8
4.2.	Type de transformateur .....	8
4.3.	Environnement du transformateur et régime de charge.....	8
<b>5.</b>	<b>GESTION DES TRANSFORMATEURS .....</b>	<b>9</b>
5.1.	Règles de conduite organisationnelle .....	9
5.2.	Dispositifs techniques de protection .....	10
5.2.1.	Les fusibles HT .....	10
5.2.2.	Les fusibles généraux BT.....	10
5.2.3.	Disjoncteur général BT .....	11
5.2.4.	Le disjoncteur HT avec relais de protection autoalimenté ou à alimentation extérieure.....	11
5.2.5.	Thermostat à maximum réglable.....	11
5.2.6.	DGPT .....	11
5.2.7.	Manostat muni d'un ou de deux contacts (relais de surpression) .....	11
5.2.8.	Relais indirect ampèremétrique BT ou HT à 2 seuils.....	11
5.2.9.	Boîtier source de tension auxiliaire autonome .....	11
5.2.10.	Calcul du "hot spot" .....	12
<b>6.</b>	<b>L'EXPLOITATION.....</b>	<b>13</b>
6.1.	Généralités.....	13
6.2.	Tension d'isolement du transformateur .....	13
6.3.	Puissance et tension de service du transformateur .....	13
6.4.	L'environnement du transformateur .....	13
6.5.	Le profil de la charge du transformateur .....	13
<b>7.</b>	<b>LOGIGRAMMES DES SITUATIONS - CRITERES ET SOLUTIONS.....</b>	<b>15</b>
7.1.	Logigramme 1 : Protection contre les surtensions.....	15

<b>7.2. Logigramme 2 : Protection contre les courts-circuits.....</b>	<b>15</b>
<b>7.3. Logigramme 3 : Protection contre les défauts impédants et de masses BT .....</b>	<b>16</b>
<b>7.4. Logigramme 4 : Protection contre les surcharges se présentant en aval des protections BT. 16</b>	<b>16</b>
<b>7.5. Logigramme 5 : Protection contre la pollution du sous-sol .....</b>	<b>17</b>
<b>7.6. Logigramme 6 – Arrêté du Gouvernement wallon déterminant les conditions intégrales des transformateurs de 100 à 1500 kVA .....</b>	<b>17</b>
<b>7.7. Logigramme 7 : Accord-cadre SYNERGRID/SPGE pour les transformateurs situés en zone de prévention légale des captages d'eau (Région wallonne) .....</b>	<b>17</b>

## 1. OBJET ET DOMAINE D'APPLICATION

Ces règles de bonne pratique sont destinées aux Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD).

Ces règles s'appliquent lors de l'installation de tout transformateur HT/HT ou HT/BT de 100 à 1500 kVA, tant à ceux immergés dans les huiles minérales ou dans des huiles présentant un point d'inflammation supérieure à 300 °C qu'à ceux de type sec. Ces règles s'appliquent en totalité aux installations mises en service après le 1/1/2007.

Pour le parc existant, il y a lieu d'appliquer la gestion du risque lié à la surcharge explicitée dans le logigramme 4.

Dans les cas de transformateurs refroidis par une huile minérale, les cuves doivent être hermétiques, avec ou sans matelas de gaz ou munies d'un conservateur.

Il vise à protéger les personnes et à conserver les biens des tiers situés à l'extérieur des cabines électriques qui abritent ces transformateurs ainsi que les intervenants dans le local électrique.

Les règles présentent les impositions à observer quant au choix :

- du mode de protection des transformateurs contre les surtensions, les courts-circuits, les défauts impédants, les surcharges électriques et l'incendie ;
- du système de gestion de charge utilisé par les GRD en adéquation avec certaines protections qui sont ou non indispensables, dans le respect des pollutions du sous-sol ;
- des impositions régionales.

Enfin, il explique l'accord cadre SYNERGRID/SPGE (pour la Région wallonne) pour les transformateurs situés en zone de prévention légale des sources de captages d'eau souterraine potabilisable.

Ces règles explicitent comment les exigences anti-incendies du transformateur peuvent être remplies par une même protection.

## 2. DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

- RGIE en particulier les articles 28, 104, 105, 115, 116, 134 et 135 ;
- Norme NBN C 18- 200, règles de bonne pratique pour les locaux de transformation de l'électricité contre l'incendie ;
- NBN S 21
  - 201 Protection contre l'incendie des bâtiments "terminologie",
  - 202 Protection contre l'incendie des bâtiments élevés – moyens,
  - 203 Protection contre l'incendie des bâtiments "réaction au feu des matériaux",
  - 204 Protection contre l'incendie des bâtiments scolaires,
  - 205 Protection contre l'incendie des bâtiments hôteliers et similaires.
- Les prescriptions techniques C2-112 de SYNERGRID « raccordement aux installations HT des GRD » ;
- Les prescriptions techniques C1-108 de SYNERGRID « Règles de l'art pour le remplacement des transformateurs à l'askarel en réseau de distribution » ;
- Les règlements techniques en vigueur dans chaque région ;
- CEI 60076-7 Ed. 1: Transformateurs de puissance - Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile - (Ancienne norme CEI 60354) ;
- Le Cahier technique rédigé par Didier Fulchiron « Protection des transformateurs de postes MT/BT » édité sous le N° 192 par SCHNEIDER.

### **3. QUELQUES DEFINITIONS**

#### **3.1. Courant de transition sur fonctionnement provoqué par percuteur**

Valeur du courant triphasé symétrique pour laquelle les fusibles et l'interrupteur échangent la fonction de coupure (dans un combiné interrupteurs-fusibles) (CEI 62271-105 § 3.7.108).

#### **3.2. Courant d'intersection d'un combiné actionné par déclencheur**

Valeur du courant correspondant à l'intersection des caractéristiques temps-courant de deux dispositifs de protection à maximum de courant (CEI 62271-105 § 3.7.110 et § 8.102.4).

#### **3.3. Relais de surpression avec boîtier source de tensions auxiliaires**

Dispositif repris dans la prescription C1-108 de SYNERGRID.

Utilisable avec des transformateurs immergés à remplissage total et regroupant la surveillance de la pression couplé à un boîtier intégrant un condensateur capable de délivrer une énergie suffisante pour ouvrir l'appareil de coupure alimentant le transformateur.

#### **3.4. Dispositif Général de Protections des Transformateurs (DGPT)**

Dispositif utilisable sur les transformateurs immergés à remplissage total et regroupant les détections d'un dégagement gazeux, d'une augmentation de la pression et de la température.

#### **3.5. Foisonnement**

Diversité technique et/ou temporelle atténuant la réelle puissance thermique<sup>1</sup> transitant dans un réseau principal en rapport à la somme individuelle de chaque puissance maximale estimée sur la valeur de la protection de chaque dérivation au réseau principal.

#### **3.6. Puissance de court-circuit**

MAX 500 MVA poste source (installation dans le périmètre du poste)

MAX 350 MVA en réseau en aval poste source<sup>2</sup> : valeur retenue par défaut d'information contraire reprise dans le dossier technique de l'installation.

#### **3.7. Courant nominal assigné du transformateur**

Valeur du courant attribuée par le fabricant qui peut traverser en permanence le transformateur sous les conditions indiquées dans les normes en vigueur.

A cette valeur, une longévité est assurée par le fabricant.

---

<sup>1)</sup> Puissance moyenne durant une période de référence ( $\geq 10$  minutes).

<sup>2)</sup> Il existe des anciennes installations situées à une distance suffisante des postes dont la puissance de court-circuit est inférieure à 350 MVA.

### 3.8. Défaut impédant

Défaut d'isolement entre phases, entre phase et neutre, entre phase et masse ou entre spires BT ou HT entraînant une impédance suffisamment grande que pour générer un appel de courant avec un dégagement d'énergie faible provoquant très lentement la destruction du matériel en un temps relativement long. Parfois, le défaut impédant dégénère rapidement en CC particulièrement en HT, parfois il est vu longtemps comme une surcharge admissible ou non avant de s'aggraver.

### 3.9. Défaut de CC

Défaut d'isolement entre phases ou entre phase et neutre entraînant une impédance suffisamment faible que pour générer un appel de courant et un dégagement d'énergie provoquant la destruction du matériel en un temps relativement court.

### 3.10. Surcharge

Charge générant un appel de courant au travers de l'installation plus important que le courant nominal assigné. Le courant nominal est dépassé de manière ponctuelle ou non, avec une amplitude cyclique qui :

- soit entame simplement la durée de vie de l'installation en fonction de ses caractéristiques constructives, sans danger pour les personnes et les biens avoisinants,
- soit entraîne le début irréversible d'une destruction de l'installation. Seuls les surcharges de ce type sont des défauts à empêcher, puisque pouvant éventuellement entraîner un danger.

### 3.11. Hot Spot – Durée de vie du transformateur

Un transformateur de distribution est conçu pour pouvoir fournir sa charge nominale en permanence. Le fabricant doit garantir, dans ses caractéristiques nominales de conception, une durée de vie déterminée d'un transformateur. Pour les transformateurs de distribution utilisés par les GRD, la garantie convenue entre le GRD et le fabricant est de généralement 30 ans.

Le vieillissement relatif d'un transformateur est défini comme étant égal à 1 pour une valeur de référence du 'hot spot' de 98 °C.

Le 'hot spot' est le point le plus chaud dans le transformateur. Pour les transformateurs immergés dans l'huile, il se situe toujours quelque part côté supérieur des spires du bobinage médian.

Le fabricant tiendra compte de cette valeur lors de la conception de son transformateur et du dimensionnement de ses caractéristiques.

Le vieillissement relatif d'un transformateur peut être calculé à l'aide de la formule :

$$V = 2^{(\Theta_h - 98)/6}$$

Dans laquelle : V = vieillissement

$$\Theta_h = \text{température du hot spot en } ^\circ\text{C}$$

(Formule valable pour une plage de température se situant entre 80° et 140°C)

Par augmentation de température de 6°C par rapport à la température donnée du 'hot spot', la durée de vie du transformateur diminuera proportionnellement de moitié pour la période concernée.

Par diminution de température de 6°C par rapport à la température du 'hot spot', l'on peut considérer que la durée de vie sera proportionnellement doublée pour la période concernée.

Donc, en cas de charges cycliques ondulant autour de la constante, déterminée par la charge nominale, le vieillissement des constituants du transformateur sera proportionnellement accéléré pour les périodes dépassant la valeur maximale de la température du 'hot spot' et diminuée pour les périodes dont la température du 'hot spot' n'est pas atteinte.

La durée de vie du transformateur sera donc approchée par l'intégration des écarts par rapport à la constante due à la charge nominale, pouvant obtenir exactement la durée de vie garantie par le fabricant si les sous charges conduisant à un allongement de la durée de vie compensent exactement les surcharges conduisant à un vieillissement des constituants du transformateur.

Le profil de charge des transformateurs de distribution pour les clients domestiques (résidentiels) n'est pas constant mais cyclique avec une pointe d'environ 2 heures par jour. Si le transformateur est seulement exploité au maximum de sa charge nominale pendant cette pointe de deux heures, la température maximale du 'hot spot' ne serait atteinte que pendant cette période de pointe.

Donc, si une protection est installée empêchant de dépasser la valeur de la charge nominale, le transformateur sera surdimensionné pour couvrir la pointe maximale du cycle.

Le fait que cette pointe ne se produit seulement que pendant une période limitée de l'année, a comme conséquence logique que le transformateur est la plupart du temps en sous charge.

Dans ce cas, durant les 22 h d'utilisation en sous charge où la température maximale du 'hot spot' n'a pas été atteinte, le vieillissement des constituants du transformateur sera diminué proportionnellement et la durée de vie du transformateur sera beaucoup plus longue que 30 ans.

La norme CEI 60076-7 reprend des tableaux permettant de déterminer pour les transformateurs, la charge maximale admise en fonction du temps et de la diminution de la durée de vie correspondante par rapport à leur charge nominale. Si ce niveau de pointe est dépassé (aussi bien en hauteur qu'en durée), le transformateur vieillira plus rapidement.

Le vieillissement augmente de façon exponentielle tel que repris dans la formule. Pour cette raison, une durée trop longue ou une charge trop haute conduira à l'endommagement du transformateur *(pour ces raisons, la norme impose une température maximale de 'hot spot' qui ne peut jamais être dépassée. Celle-ci est de 140°C. Dans un régime normal de charges cycliques, une température d'huile du dessus du transformateur de plus de 105°C ou un courant d'une valeur de 150 % du courant nominal, ne peut également jamais être atteint. Si l'on dépasse ces valeurs, le transformateur vieillira anormalement rapidement et des défauts pourraient présenter un danger pour les personnes et les biens aux alentours du transformateur si des protections spécifiques ne sont pas installées).*

En appliquant ces règles, les GRD ont donc la possibilité de déterminer leur politique d'investissement relative à leurs transformateurs. L'on peut exploiter le transformateur de 3 façons:

1. La pointe la plus haute du transformateur est inférieure ou égale à la charge nominale. Le transformateur ne sera jamais surchargé et aura donc une durée de vie plus longue. Par une mauvaise utilisation de la puissance du transformateur, celui-ci devra être remplacé prématurément (avant la fin de sa durée de vie) en cas de charge croissante.
2. La pointe la plus haute dépasse la valeur de la charge nominale du transformateur mais la prolongation de la durée de vie pendant les heures creuses est encore toujours supérieure ou égale au vieillissement durant les heures de pointe. Le transformateur est mieux utilisé et aura une durée de vie effective qui tend à être conforme à la durée de vie garantie par le fabricant.
3. La pointe la plus haute dépasse la valeur de la charge nominale de telle sorte que le vieillissement est supérieur à la prolongation de la durée de vie durant les heures creuses. Le transformateur est utilisé de façon optimale et en toute sécurité en fonction de sa puissance mais n'atteindra jamais la durée de vie prévue.

## **4. PARAMETRES**

### **4.1. Puissance assignée du transformateur**

La puissance assignée d'un transformateur de distribution est fixée, de manière constructive et univoque, à son échauffement maximum admissible en régime, qui est défini par la norme pour une durée de vie maximale prédéterminée.

### **4.2. Type de transformateur**

Le type de transformateur de distribution peut déterminer le choix de la protection.

Ainsi, pour les transformateurs à l'huile, il y a lieu de tenir compte des aspects constructifs (remplissage intégral, matelas de gaz, élasticité des ailettes de refroidissement, etc...). Pour ceux-ci, des protections par augmentation de la pression de l'huile ou par détection des bulles gazeuses sont envisageables. Par contre, ces mêmes protections ne sont pas utilisables pour des transformateurs à huile munis de conservateur.

Contrairement aux idées reçues, les transformateurs secs présentent d'une part des dangers pouvant être provoqués par un défaut d'arc interne et d'autre part, ne possèdent aucun avantage tant pour éviter que pour retarder un incendie et ce comparativement aux transformateurs à l'huile à point éclairé > 300° intégrant les protections adéquates.

### **4.3. Environnement du transformateur et régime de charge**

La température ambiante a une influence directe sur les températures internes du transformateur. La situation la plus défavorable est celle où les effets de la charge et de la température ambiante se combinent pour surchauffer l'appareil.

La classification du local cabine pris isolément ou situé dans un bâtiment est un facteur qui doit être pris en compte dans la gestion des transformateurs.

Il y a lieu de faire la différence entre les bâtiments selon :

- le risque d'incendie qu'ils présentent,
- la résistance au feu de la cabine,
- la résistance aux surpressions d'un arc interne.

Le type de bâtiment dans lequel le transformateur se trouve, sa situation, ses caractéristiques, ainsi que celles du transformateur déterminent les conditions d'exploitation possibles.

C'est ainsi que les transformateurs situés dans un local suffisamment ventilé et placé dans un bâtiment à faible conséquence du risque d'incendie (norme NBN S S21-201 à 205) seront traités d'une certaine manière. Pour les transformateurs situés dans un local dont la ventilation n'est pas suffisante entraînant une température ambiante excessive (voir C2/112 § 4.3.10) il y a lieu de prendre les mesures correctives (agrandir la ventilation, raccorder une ventilation forcée, délestage, ...). Si le bâtiment dans lequel se trouve le local est un bâtiment à risque moyen ou élevé d'incendie ou si le bâtiment est accessible au public (norme NBN S21-201 à 205) les transformateurs seront traités d'une autre manière.

## 5. GESTION DES TRANSFORMATEURS

En général, les quelques transformateurs des usines, des PME et des industries, ont un profil de charge constant et régulier sur une période de travail. Le souci de ces gestionnaires est de ne pas entamer ni la durée de vie ni la productivité des installations de production ou de travail. Comparer les inconvénients liés à ces faits au faible surinvestissement nécessaire à consentir pour les éviter, engendre une utilisation des protections appropriées permettant d'assurer une longévité maximale du matériel utilisé.

Les GRD par contre ont des milliers de transformateurs installés avec des courbes de charges irrégulières suivant les saisons et des jours particuliers. De plus, ils ont une obligation de non coupure vis-à-vis des utilisateurs par leur mission de service public.

Ce n'est pas parce que l'on dépasse de temps à autre une charge de 100% que le matériel, dans le cas des transformateurs, va présenter un danger pour les personnes et pour les biens d'autrui.

Il suffit de choisir la bonne adéquation entre les protections nécessaires et le type avec la fréquence des contrôles de la charge en fonction des besoins du GRD pouvant éventuellement compromettre la durée de vie de ce matériel au bénéfice de la continuité de service et/ou du return économique souhaité sur l'investissement.

Ceci est explicitement admis dans le RGIE en son article 166.01 'Moyens de protection dans les réseaux de distribution et de transport'.

Il est conseillé de lire le Cahier technique SCHNEIDER n° 192 « Protection des transformateurs de postes HTA/BT » Didier FULCHIRON en tenant compte qu'il est international, Multi-Utilisateurs et orienté sur l'expérience partagée entre les distributeurs français et leurs utilisateurs.

Il ne faut pas faire l'amalgame entre une surcharge ponctuelle, contrôlée et surveillée, diminuant la durée de vie de ce matériel mais sans aucun danger réel pour les personnes et les biens avoisinants et un réel danger émanant d'une destruction de l'appareil avec manifestations extérieures.

La gestion du parc des transformateurs est fondée sur des règles de conduite organisationnelles et des dispositifs techniques de protection.

### 5.1. Règles de conduite organisationnelle

La base de la protection contre les surcharges pour les installations des GRD réside dans un contrôle approprié du parc des transformateurs et de leur charge (campagne de mesures locales, rapatriement des informations, relevés périodiques, ponctuels, ou permanents, autre...).

Les instruments de mesure les plus fréquemment utilisés sont de type indicatif tels que :

- ampèremètre à pointe (max),
- thermomètre à max.,
- wattmètre 1/4 h,
- ruban thermique à mémoires,
- enregistreur de courant ou de puissance.

Trois catégories de gestion sont définies en fonction du rapport entre la charge maximale admise du point de vue économique « Pme » atteinte par rapport à la puissance assignée Pa du transformateur.

Les GRD tiennent un inventaire de la gestion des charges des transformateurs en service.

Cet inventaire est mis à jour par des campagnes de relevés de charge dont la périodicité dépend des critères suivants :

- la situation du transformateur (cabine isolée, dans un building...),
- l'évolution du réseau, des demandes de raccordement ou de renforcement,
- l'environnement du transformateur (classification du bâtiment, ventilation, température ambiante...),
- le régime de charge (charge normale ou surcharge autorisée en tenant compte des moyens mis en place),

- la puissance distribuée ou le(s) courant(s) assigné(s) au secondaire,
- les types de protection, tant en HT qu'en BT.

Cet inventaire est accompagné par des données techniques d'identification des transformateurs telles que la puissance assignée, le(s) courant(s) assigné(s) au(x) secondaire(s), type de transformateur, le couplage, la classe d'isolement pour les transformateurs secs, etc....

## 5.2. Dispositifs techniques de protection

Lorsque plusieurs tensions sont distribuées, il y a lieu de tenir compte de la somme des charges pouvant être prélevées sur chacune d'elles.

### 5.2.1. Les fusibles HT

Les fusibles HT sont à utiliser dans certaines conditions définies notamment dans le document C2-112, pour la protection contre les courts-circuits.

Un fusible HT est caractérisé par :

- Classe (full range, general purpose, back-up...),
- Caractéristiques du socle d'appui (nature de l'appareil de coupure),
- Type intérieur, extérieur,
- Milieu d'utilisation dans l'air ou dans l'huile,
- Sans ou avec percuteur, dans ce dernier cas, type et force du percuteur,
- Tension assignée fonction de la tension de service,
- Vérification par le constructeur des courants de transition et d'intersection avec le combiné-interrupteur (-sectionneur) fusibles CEI 62271-105,
- Courant minimum de coupure ( $I_3$ ),
- Puissance maximum de coupure ( $I_2$ ),
- Pouvoir de coupure en CC ( $I_1$ ),
- Déclassement en cas d'utilisation des fusibles sous enceinte fermée, fonction des caractéristiques du dégagement des calories des enceintes,
- Dimensions normalisées.

### 5.2.2. Les fusibles généraux BT

Les fusibles généraux BT sont employés en vue de protéger, lorsque nécessaire (voir annexe 4), les transformateurs ne distribuant qu'une seule tension secondaire et la liaison BT appropriée contre les surcharges **dangereuses pour les personnes et les biens**.

Un fusible BT est caractérisé par :

- Conception (à couteau avec flasque isolée ou non, cylindrique),
- Présence ou non d'un indicateur de fusion. Si oui : mode et/ou visualisation,
- Tension assignée fonction de la tension de service,
- Courbe de fusion,
- Pouvoir de coupure en CC ( $I_1$ ),
- Niveau des pertes ( $W$ ),
- Dimensions normalisées.

### 5.2.3. Disjoncteur général BT

Le disjoncteur est choisi, lorsque nécessaire, pour obtenir une limitation de la charge et une protection contre les surcharges non autorisées tant pour le transformateur que pour la liaison BT et, éventuellement, contre les CC pouvant survenir en aval.

### 5.2.4. Le disjoncteur HT avec relais de protection autoalimenté ou à alimentation extérieure

Les disjoncteurs peuvent être classés en plusieurs catégories en fonction du temps de déclenchement total (t) incluant :

1. leur performance "temps" de coupure le plus défavorable (depuis l'apparition du défaut jusqu'à l'extinction de l'arc) ;
2. les temps de réaction du relais en veille en-dessous du courant d'activation augmenté des temps de la chaîne mécanique de déclenchement.

Ces catégories sont :

- catégorie des disjoncteurs **lents** pour  $t > 100$  ms et de max 120 ms,
- catégorie des disjoncteurs **semi-rapides** pour t compris entre 80 et 100 ms,
- catégorie des disjoncteurs **rapides** pour  $t < 80$  ms.

En fonction de son relais et du choix de la courbe ( $I>$ ,  $I>>$ ,  $I_0 >$ ,  $I_0 >>$ ), il peut protéger contre :

- les courts-circuits,
- les surcharges,
- les défauts impédants BT,
- les défauts homopolaires.

### 5.2.5. Thermostat à maximum réglable

Le thermostat muni de 1 ou de 2 seuils permet soit l'alarme soit le déclenchement de l'alimentation du transformateur au-delà d'une certaine température de consigne de l'huile.

### 5.2.6. DGPT

Cet appareil réagit aux paramètres suivants : dégagement de gaz, dépassement de la pression et de la température. Au-delà des seuils consignés, associé à un boîtier source de tensions auxiliaires, il protège contre les défauts impédants, les courts-circuits et contre les surcharges tant le transformateur que les liaisons HT et BT, si leur section totale a été prévue pour les valeurs et les temps des défauts admis.

Le DGPT ne s'utilise que sur les transformateurs à remplissage intégral.

### 5.2.7. Manostat muni d'un ou de deux contacts (relais de surpression)

Cet appareil réagit aux dépassements de la pression au-delà d'un ou de deux seuils consignés (alarme et déclenchement). Associé à un boîtier source de tension auxiliaire, il protège bien le transformateur contre tous les défauts pouvant entraîner une déchirure de la cuve et donc tout danger pour les personnes et les biens avoisinants. Il n'évite cependant pas éventuellement la destruction interne plus ou moins rapide du transformateur et n'a pas la sensibilité nécessaire pour une bonne protection des surcharges des liaisons BT et HT.

### 5.2.8. Relais indirect ampèremétrique BT ou HT à 2 seuils

Cet appareil réagit aux dépassements de l'intensité du courant au-delà de deux seuils consignés ou réglables (par ex : de 80 à 130% alarme et 80 à 150% déclenchement).

### 5.2.9. Boîtier source de tension auxiliaire autonome

Boîtier intégrant en permanence la mise en réserve d'une énergie électrique capable d'alimenter le dispositif d'ouverture de l'appareil de coupure HT alimentant le transformateur en cas de nécessité, et ce même en cas d'absence de tension dans la cabine.

#### 5.2.10. Calcul du "hot spot"

Le calcul du "hot spot" (selon la norme CEI 6076-7) de façon analogique ou numérique permet d'appréhender la température des bobinages à partir de mesures de courants, de température de l'huile à la partie supérieure du transformateur et des caractéristiques thermiques du transformateur.

Ce calcul permet au GRD de déterminer la durée de vie du transformateur pour en programmer son remplacement en fonction de son choix d'investissement.

## **6. L'EXPLOITATION**

### **6.1. Généralités**

Le GRD tiendra compte des aspects suivants :

- des impositions obligatoires du RGIE et des prescriptions techniques de la C2/112 ;
- du contrôle de sa gestion de charges et de ses protections, fonction du niveau de surcharge toléré ;
- des conditions, obligatoires pour l'obtention du permis d'exploiter (conditions intégrales des transformateurs pour la Wallonie, ...) suivant les régions, reprenant les obligations de protection y compris contre la pollution du sous-sol ;
- des impositions particulières contre la pollution du sous-sol dans les zones de prévention légales des sources de captages d'eau potabilisable suivant les régions ;
- s'il le souhaite, des suggestions de protection complémentaires proposées dans ce document.

### **6.2. Tension d'isolement du transformateur**

Il s'agit d'une caractéristique déterminant la résistance du transformateur au choc de foudre. Le choix dépend du fait que le transformateur soit connecté directement ou pas sur un réseau aérien.

### **6.3. Puissance et tension de service du transformateur**

Ces caractéristiques déterminent :

- l'obligation ou non pour la mise en place d'une protection de surcharge ;
- le type de protection à utiliser contre les courts-circuits (fusibles, disjoncteurs) et le réglage de cette protection ;
- la coordination d'isolement nécessaire de l'appareillage supportant les fusibles.

### **6.4. L'environnement du transformateur**

Le transformateur est-il :

- dans un local repris dans un bâtiment concerné par les normes NBN S21 200 ou pas ?
- dans un bâtiment dont les parois répondent aux impositions anti-incendie ?
- sur un PTA ?
- dans une zone de prévention de captage d'eau, etc ...?
- etc... ?

De cet environnement dépendront le choix du type de protection contre les courts-circuits, l'obligation d'une protection contre les défauts impédants et le choix d'une protection contre la surcharge liée à la gestion de la charge.

### **6.5. Le profil de la charge du transformateur**

Il y a lieu de considérer conjointement :

1. les conditions ou l'environnement dans lesquels la charge transite (en tenant compte de la saison, de l'efficacité de la ventilation, etc...);
2. l'adéquation entre les charges maximales d'une part et la nature de la protection contre les courts-circuits ainsi que des limites thermiques du matériel de coupure d'autre part ;
3. la puissance max. admissible compte tenu des moyens choisis pour contrôler, surveiller et protéger l'installation.

#### Charge < 100% Pa : Surveillance du profil de la charge type A par délégation

Exemple : un PTAR alimente avec un seul départ, une ferme.

Cette ferme dispose d'un disjoncteur BT de branchement limitant en permanence l'appel de courant dans le transformateur.

Le profil de la charge ne saurait se modifier sans un renforcement du comptage. Il y a simplement lieu de vérifier le profil lors de la demande de renforcement.

Si le nouveau profil est en-dessous de la valeur nominale du transformateur, il peut être maintenu. Dans le cas contraire, soit il est changé de manière à ce que sa charge nominale soit égale ou supérieure à la pointe maximale, soit des protections adéquates sont installées et les liaisons adaptées pour accepter une surcharge déterminée.

#### Charge < 100% Pa : Surveillance du profil de la charge type B par contrôle ponctuel

Exemple : un transformateur < 400 kVA alimente trois départs : une ferme et deux rues en milieu rural.

La ferme a un disjoncteur BT de branchement.

Chacune des maisons dans les rues aussi, mais les deux réseaux BT principaux bénéficient d'un foisonnement et d'une protection individuelle contre la surcharge.

L'analyse du dépassement de la charge nominale du transformateur pour l'ensemble des départs est établie sur base du profil de charge et la charge est à contrôler occasionnellement lors :

- des demandes de renforcement des habitations concernées,
- lors de nouvelles demandes de raccordement,
- lors d'évènements particuliers.

Le contrôle s'effectue par étude de l'impact par enregistrement des consommations sur une période par mesures directes, etc...

#### Charge < 100% Pa : Surveillance du profil de la charge type C par contrôle permanent local

Un contrôle permanent local s'effectue par la présence d'ampèremètres à aiguille, d'appareils de mesure électronique, d'indicateurs de maximum de température permettant à chaque fois que l'on se rend dans la cabine soit de relever la pointe maximum débitée par le transformateur, soit de constater que la valeur fixée de la température du transformateur a été dépassée.

100% Pa < charge < 120% Pa : Surveillance profil de la charge type D : contrôle permanent local combiné à une coupure automatique soit de la protection de la surcharge BT, soit de l'alimentation HT du transformateur.

Il s'agit ici d'utiliser la protection contre la surcharge (disjoncteur général BT, fusibles généraux BT, disjoncteur général HT) comme moyen limiteur de la charge maximale, combinée ou non à un indicateur de la charge.

120% Pa < charge < 140% Pa: Surveillance du profil de la charge type E contrôle permanent local associé à une protection intégrale du transformateur combinée à une coupure automatique de son alimentation HT en cas de dépassement de la valeur de charge assignée.

## 7. LOGIGRAMMES DES SITUATIONS - CRITERES ET SOLUTIONS

Ci-après, les logigrammes permettent de suivre les obligations ou les recommandations d'installation des protections en fonction du lieu d'installation du transformateur.

Les protections à installer par obligation ou par volonté de suivre des recommandations, sont définies après avoir consulté chacun des logigrammes.

Chaque logigramme est à consulter séparément et à en retenir les protections qui sont obligatoires, et éventuellement les protections conseillées souhaitées.

Lorsque les 6 logigrammes ont été consultés, vous pouvez éliminer ce qui est redondant et ajouter ce que vous souhaitez dans les conseils.

Exemple:

il faut installer un nouveau transformateur de 630 kVA sous une tension de service 10 kV dans une cabine en stand alone avec mur RF 1h, la volonté du GRD étant de ne pas dépasser la charge nominale du transformateur en dehors d'une zone de captage d'eau potabilisable.

- Logigramme 1 : pas d'obligation de protection contre les surtensions, toutefois si la tension d'isolement du transformateur est < que 17,5 kV, il est conseillé d'installer des parafoudres ;
- Logigramme 2 : protection contre les courts-circuits, obligatoire soit par combiné fusibles HT, soit par disjoncteur rapide, semi rapide, ou lent associé à une détection du niveau d'huile du transformateur ;
- Logigramme 3 : pas obligatoire ;
- Logigramme 4 : protection contre les surcharges BT obligatoire soit par fusible BT généraux, soit par disjoncteur BT général, soit par relais thermiques agissant sur la protection général BT ou HT. La surveillance du profil de charge est du type C ;
- Logigramme 6 : obligatoire de placer un dispositif de récupération d'huile et une protection contre les surintensités (déjà obligatoire dans le logigramme 4) ;
- Logigramme 7 : non concerné.

### 7.1. Logigramme 1 : Protection contre les surtensions

**Réf 1** Selon les prescriptions du document C2/112, la tension d'isolement des nouveaux transformateurs fabriqués après le 30.06.2004 **doit être supérieure ou égale** à 17,5 kV.

**Réf 2** Pour les installations raccordées indirectement sur un réseau aérien via une partie en réseau souterrain, **il est conseillé** d'installer des parafoudres à l'interconnexion des réseaux aérien/souterrain.

**Réf 3** Pour les transformateurs raccordés directement à un réseau aérien, **il est conseillé** d'installer des parafoudres et/ou un paratonnerre, sauf si un fil de garde est présent. Selon les prescriptions Synergrid C2/112, les GRD peuvent imposer l'un ou l'autre système aux utilisateurs du réseau en tenant compte de leur expérience (lieu d'impact de la foudre et des dangers de surtension possible par le croisement de lignes de plus haute tension).

### 7.2. Logigramme 2 : Protection contre les courts-circuits

Les disjoncteurs peuvent être classés en plusieurs catégories en fonction de leur performance "temps de coupure" (mécanique plus celui d'extinction d'arc) augmenté du " temps de réaction du relais ". Soit t, le temps total de fonctionnement caractérisant cette performance.

**Réf 1** Sur les protections de Postes de Transformation Aérien (PTA) ;

**Réf 2** Temps de fonctionnement  $t \leq 120$  ms pour transformateurs de > 630 kVA ;

**Réf 3** Si disjoncteur, temps de fonctionnement :  $80 \text{ ms} \leq 100 \text{ ms}$  pour les transformateurs de > 250 kVA ;

**Réf 4** Si disjoncteur, temps de fonctionnement  $T < 80$  ms pour les transformateurs de  $\leq 250$  kVA.

### 7.3. Logigramme 3 : Protection contre les défauts impédants et de masses BT

**Réf 1** Des protections complémentaires contre l'incendie sont imposées par les normes belges en vigueur si le transformateur est installé par exemple dans un bâtiment moyen ou élevé ou si le bâtiment est accessible au public.

**Réf 2** Dans les autres cas, le respect du RGIE art 104.4.e est d'application.

Tout transformateur installé dans un local dont toutes les parois vers des locaux adjacents ont une résistance au feu de minimum 1h, ont une dérogation pour l'application de mesures spéciales. Il faut inclure les portes et les ventilations dans ces parois car il y a lieu d'empêcher la propagation de l'incendie par transfert dans les locaux adjacents. A l'exclusion de certains cas particuliers, le mur extérieur n'est pas pris en considération pour ce transfert.

Vous trouverez les renseignements en résumé et en synthèse sur les prescriptions actuelles et réglementations relatives à la protection incendie d'un local cabine dans le document C2-112 de Synergrid.

### 7.4. Logigramme 4 : Protection contre les surcharges se présentant en aval des protections BT.

Ci-dessous, sous forme de tableau, les possibilités du logigramme :

Situations du transformateur	Mesures à prendre	Détails
Transfo aérien $\leq$ 160 kVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrôle ponctuel des charges</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mesure des ampérages en phase avec le profil de charge des feeders</li> <li>2. Etude d'impact des demandes de puissance significative</li> </ol>
Transfo en stand alone $\leq$ 400 kVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soit contrôle ponctuel des charges</li> <li>• Soit protection</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mesure des ampérages en phase avec le profil de charge des feeders</li> <li>2. Etude d'impact des demandes de puissance significative</li> </ol>
Transfo en bâtiment $\leq$ 400 kVA (transfo installé avant 1/1/2007)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soit surveillance avec relevé périodique (indicateur <math>t^\circ</math> /ampèremètre thermique)</li> <li>• Soit protection</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <math>t^\circ &lt; 65^\circ\text{C}</math> aucune action</li> <li>2. Ampèremètre à max <math>&lt;120\%</math></li> <li>3. Enregistrement du profil de charge type</li> <li>4. Remplacement du transfo ou ajout d'une protection (voir ci-dessous)</li> </ol>
Transfo $>$ 400 kVA  Transfo en bâtiment $\leq$ 400 kVA (transfo installé après 1/1/2007)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toujours protection de surcharge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soit fusible BT généraux ou disjoncteur BT (! inapplicable si 230 &amp; 400V distribués)</li> <li>• Soit un thermostat agissant sur l'interrupteur HT ou BT complété par un ampèremètre à max pour la surveillance par relevé périodique</li> <li>• Soit relais thermique ou calculateur de la <math>t^\circ</math> hot spot agissant sur l'interrupteur HT ou BT</li> <li>• Soit relais suppression (suivant C1/108) agissant sur l'interrupteur HT ou BT complété par un ampèremètre à max pour la surveillance par relevé périodique</li> </ul>

Les principes remarquables de ce logigramme sont :

- Les liaisons et connexions du transformateur sont adaptées à la charge maximale pouvant transiter ;
- Les transformateurs n'ayant pas l'obligation d'être équipés d'une protection contre les surcharges ont leur profil de charge surveillé pour que les pointes thermiques ne dépassent jamais la valeur nominale du transformateur ;

- Tous les transformateurs installés dans un bâtiment auront une protection contre la surcharge, à l'exception des transformateurs  $\leq 400$  kVA en service avant l'application de ce document et répondant aux dérogations de l'art 134 du RGIE.

Lorsque les exigences de l'art 104.04 e sont remplies, la protection des biens et des personnes est considérée comme satisfaite ;

- Les transformateurs équipés d'une protection contre les surcharges réglées pour ne pas dépasser sa charge nominale n'auraient en principe pas besoin d'une surveillance du profil de charge mais elle est nécessaire pour les prévisions de gestion de mutation ou d'adaptation pour le dépassement de la charge ;
- Les transformateurs équipés d'une protection contre les surcharges réglées pour dépasser sa charge nominale ont l'obligation d'une surveillance du profil de charge, pour une gestion de leur durée de vie.

#### **7.5. Logigramme 5 : Protection contre la pollution du sous-sol**

**Réf. 1.** En Région wallonne, les conditions intégrales seront applicables tant pour les nouvelles installations que pour les existantes. Arrêté du Gouvernement wallon déterminant les conditions intégrales relatives aux transformateurs statiques d'électricité d'une puissance nominale égale ou supérieure à 100 kVA et inférieure à 1500 kVA, M.B. 31/01/2007.

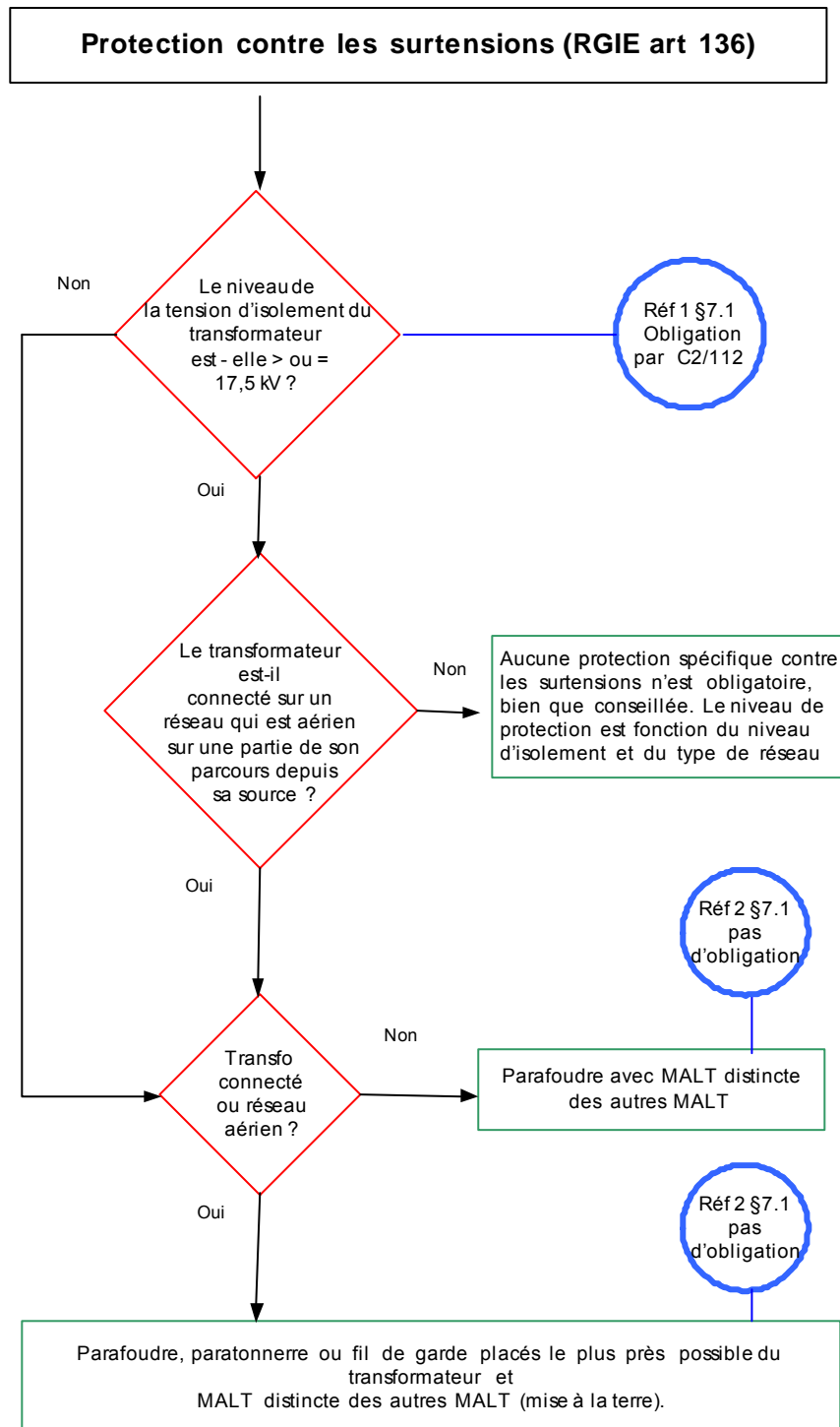
L'accord cadre Synergrid/ SPGE est applicable et concerne les transformateurs préexistants dans les zones de prévention de captage des eaux souterraines potabilisables publiées par l'AGW.

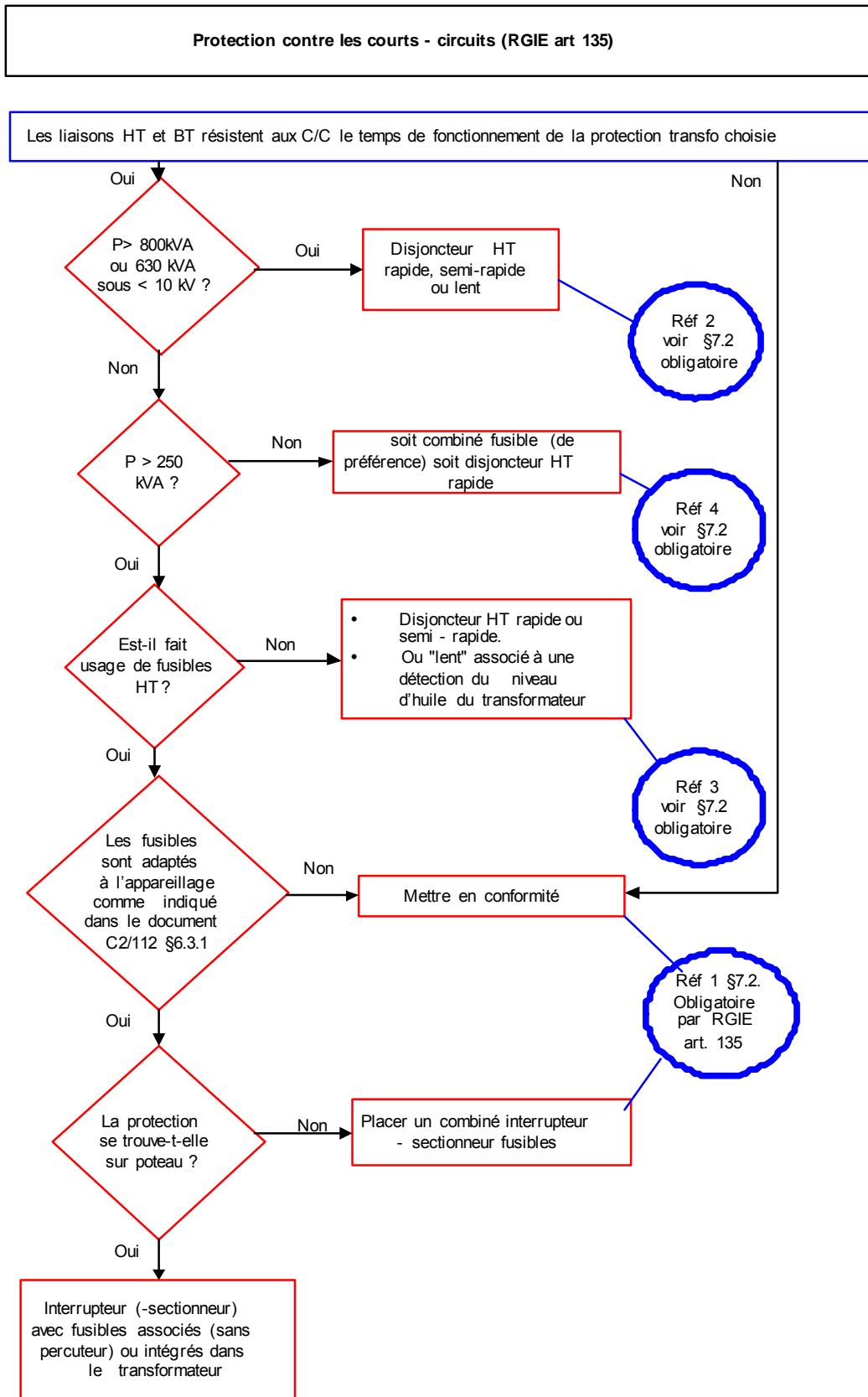
**Réf. 2.** En Région bruxelloise, le placement d'un bac de rétention est obligatoire sous tous les transformateurs à huile anciens ou nouveaux (Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-capitale du 9/7/99 fixant des conditions d'exploitation relatives aux transformateurs statiques d'une puissance nominale comprise entre 250 et 1.000 kVA + circulaire).

**Réf. 3.** En Région flamande un bac de rétention est obligatoire pour tous nouveaux transformateurs ou lors d'une mutation (VLAREM II - chapitre 5.12 - électricité - art 5.12.0.2).

#### **7.6. Logigramme 6 – Arrêté du Gouvernement wallon déterminant les conditions intégrales des transformateurs de 100 à 1500 kVA**

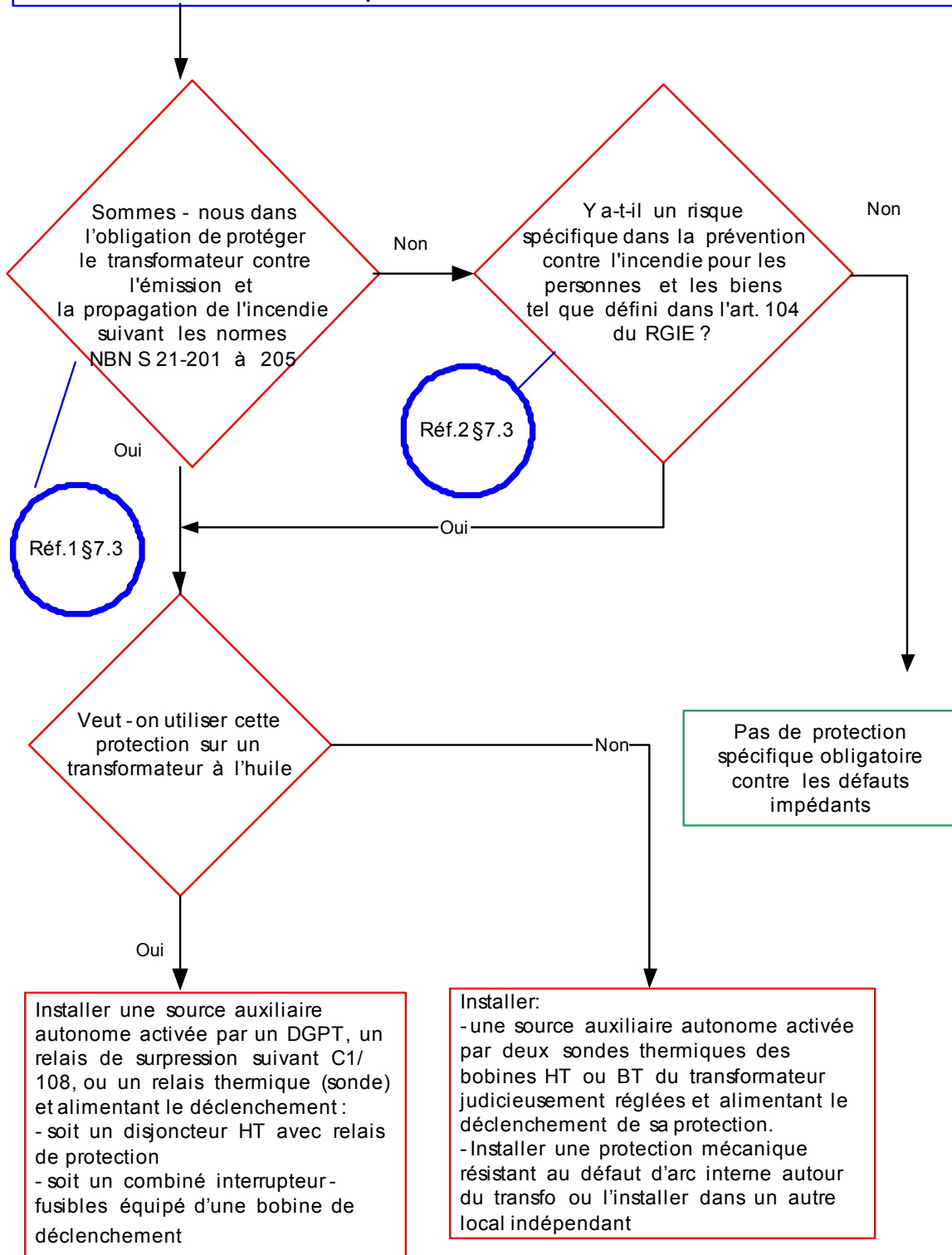
#### **7.7. Logigramme 7 : Accord-cadre SYNERGRID/SPGE pour les transformateurs situés en zone de prévention légale des captages d'eau (Région wallonne)**



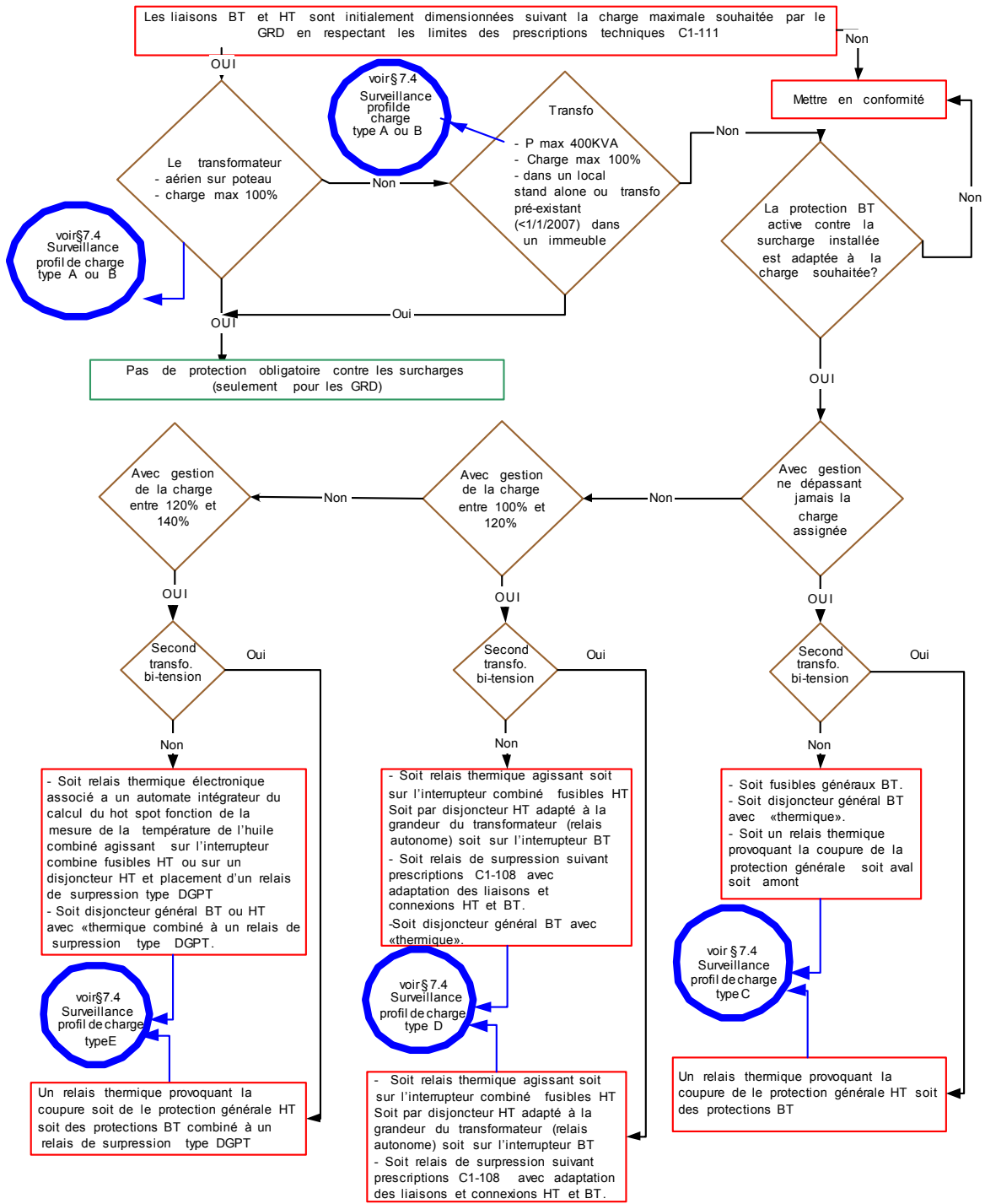


## Protection contre les défauts impédants

Les défauts concernés sont ceux qui surviendraient entre la protection aval du transformateur (côté BT) et l'intérieur du transformateur, en particulier, **les défauts entre spire ou entre une phase BT et la masse**

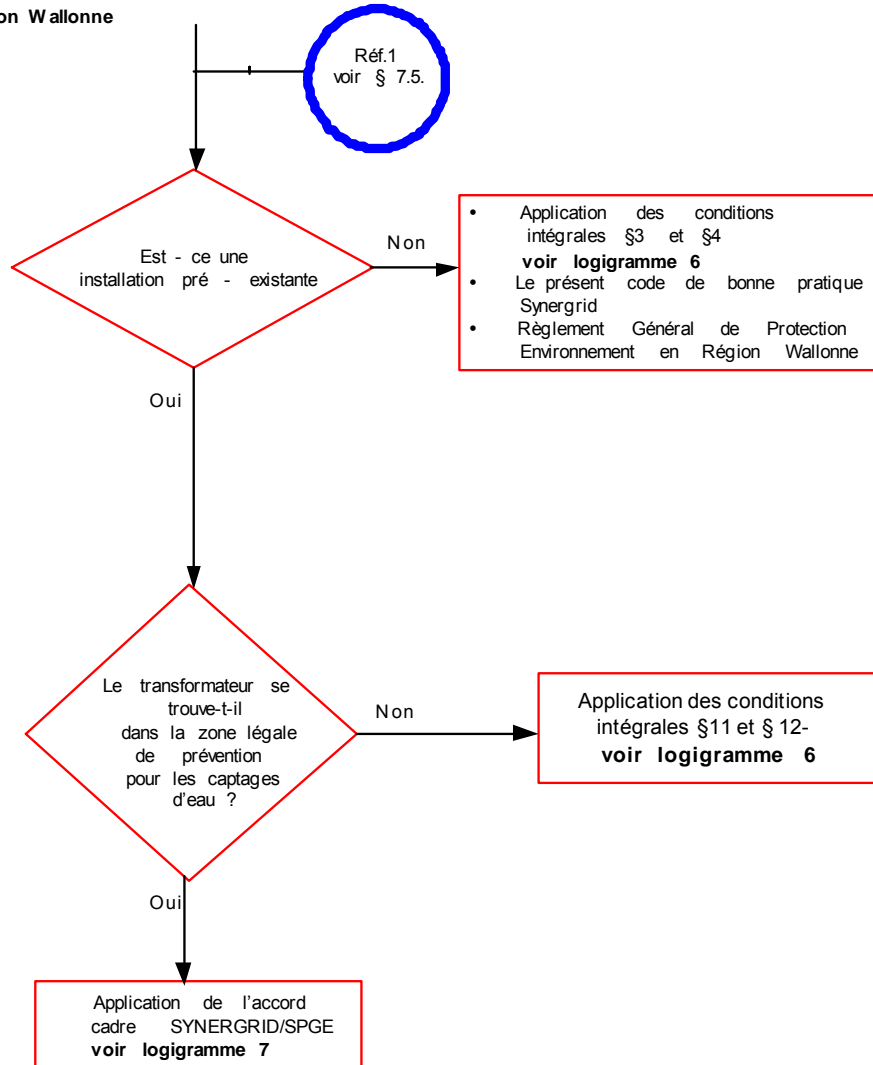


**Protection contre les surcharges (RGIE art 134)**



**Protection contre la pollution du sous-sol**

• En Région Wallonne



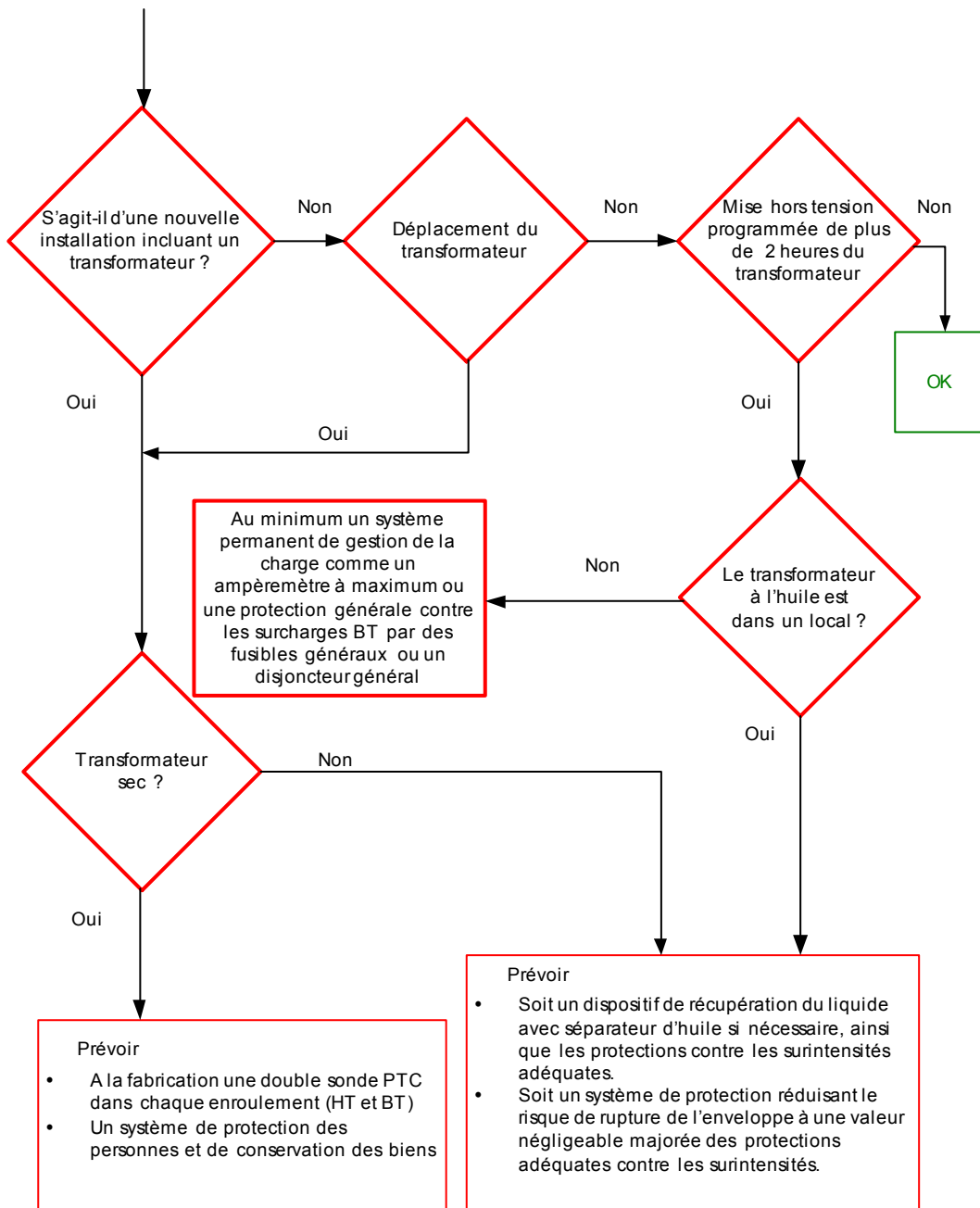
• En Région  
Bruxelloise

Réf.2  
voir § 7.5.

• En Région  
Flamande

Réf.3  
voir § 7.5.

**Arrêté du Gouvernement wallon déterminant les conditions  
intégrales relatives aux transformateurs statiques d'électricité  
d'une puissance nominale égale ou supérieure à 100 kVA  
et inférieure à 1500 kVA, M.B. 31/01/2007**



**Accord cadre SYNERGRID (Société publique de gestion de l'eau) pour les transformateurs situés en zone de prévention légale des captages d'eau en Région wallonne**

