

Date : 01/08/05

**Cahier des charges fonctionnel du comptage**

Identification : **Référentiel technique – NOP-RES\_38E**

Version : **V1**

**RESUME/AVERTISSEMENT**

Ce document détaille le cahier des charges fonctionnel du comptage.

# Sommaire

<b>1</b>	<b>Préambule</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Caractéristiques des parties des dispositifs de comptage installées par l'utilisateur, en particulier les réducteurs de mesures, s'il y a lieu</b>	<b>5</b>
2.1	Comptage avec compteur(s) vert électro-mécanique(s) (CVEM) :	5
2.2	Comptage avec compteur(s) vert électronique(s) (CVE) :	5
2.3	Comptage avec compteur(s) électronique(s) ICE :	5
2.4	Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure :	5
2.5	Vérification de conformité avant la mise en service :	6
2.6	Précisions des différents types de matériels de comptage :	7
<b>3</b>	<b>Cahier des charges du distributeur EDF pour la fourniture des compteurs par l'utilisateur</b>	<b>8</b>
3.1	Matériels de comptage autorisés d'emploi :	9
3.1.1	Comptages HTA :	9
3.1.2	Comptages BT >36kVA :	9
3.1.3	Comptages BT <36kVA :	9
<b>4</b>	<b>Description des conditions d'accès aux données de comptage</b>	<b>11</b>
4.1	Comptages à Courbe de charge :	11
4.1.1	Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	11
4.1.2	Accès aux données de comptage	11
4.1.3	Modalités de correction ou de remplacement en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	12
4.2	Comptages à index HTA et BT>36 kVA :	12
4.2.1	Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	12
4.2.2	Accès aux données de comptage	13
4.2.3	Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	13
4.3	Comptages à index BT<36 kVA :	13
4.3.1	Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	13
4.3.2	Accès aux données de comptage	13
4.3.3	Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence	13
<b>5</b>	<b>Description des systèmes et protocoles de communication des données de comptage</b>	<b>14</b>
5.1	Généralités sur le relevé des compteurs :	14
5.2	Précisions concernant le relevé à distance :	14
5.3	Informations disponibles localement :	15
5.4	Modes d'accès disponibles à un utilisateur	15
5.5	Les différents protocoles utilisés pour le télérelevé ou relevé sur site :	15
5.6	Normes de référence concernant les protocoles utilisés :	17
<b>6</b>	<b>Modalités de correction des données de comptage lorsque le comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification</b>	<b>18</b>
6.1	Pertes actives	18
6.1.1	Dans le transformateur	18
6.1.2	Dans le réseau ( lignes et câbles)	19

<b>6.2</b>	<b>Corrections d'énergie réactive</b>	<b>19</b>
6.2.1	Dans le transformateur	19
6.2.2	Dans le réseau ( lignes et câbles)	19
<b>6.3</b>	<b>Calcul pratique des pertes et corrections</b>	<b>19</b>
6.3.1	Correction de puissance	19
6.3.2	Correction de l'énergie active	19
6.3.3	Correction de tangente	20
6.3.4	Valeurs usuelles des coefficients de correction	21
<b>7</b>	<b>Description des informations mises à disposition de l'utilisateur</b>	<b>23</b>
<b>7.1</b>	<b>Caractéristiques générales des informations mises à disposition</b>	<b>23</b>
<b>7.2</b>	<b>Informations disponibles par type de comptage</b>	<b>24</b>
7.2.1	Comptages BT <36kVA :	24
7.2.2	Comptages BT >36kVA :	24
7.2.3	Comptages HTA :	25
<b>8</b>	<b>Modalités contractuelles de traitement des litiges</b>	<b>28</b>

# 1 Préambule

Le comptage, implanté à proximité du point de livraison, a pour fonction principale de mesurer l'énergie soutirée ou injectée et de mettre à disposition cette information sous différentes formes. Il peut assurer des fonctions complémentaires de mesures, ou d'informations sur les grandeurs mesurées et sur les conditions de fonctionnement rencontrées.

Le comptage est généralement composé des éléments suivants :

- transformateurs de mesures éventuels (transformateurs de courant et transformateurs de tension), câbles et connectiques associés,
- appareils de commande et de protection éventuels (disjoncteurs, organe de coupure, dispositif de protection à cartouche fusible,...),
- compteurs,
- différents dispositifs de communication, de raccordement ou de câblage,
- tableaux de comptage supportant le compteur et une partie des différents autres éléments cités ci-dessus.

Le comptage est un des éléments du système de comptage-relevé qui comprend également :

- des outils de mise en service, de configuration et de paramétrage des comptages et de leurs logiciels embarqués,
- des systèmes de gestion des comptages munis de bases de données associées,
- des systèmes de relevé des données des compteurs,
- des médias et supports de communications locales ou distantes avec les compteurs, tels que le bus de téléreport, le réseau téléphonique commuté ou le réseau GSM, ainsi que les protocoles de communication associés.

Le système de comptage-relevé comprend donc plusieurs éléments plus ou moins dépendants entre eux en fonction des catégories de comptages :

- l'interface entre le compteur et les transformateurs de mesure est relativement standardisée pour chaque catégorie de compteur, ce qui rend ces éléments facilement inter-opérables les uns avec les autres,
- l'utilisation d'un nouveau compteur nécessite de prendre en compte ses niveaux de dépendance spécifique avec le tableau de comptage qui le supporte, les dispositifs et médias de communication qu'il utilise et les outils de mise en service, de gestion et de relevé qui permettent son exploitation.

Ainsi, ce sont ces interdépendances, parfois très fortes, qui sont à l'origine de nombreuses informations fournies dans ce cahier des charges.

NB : Ce cahier des charges fait référence à des textes réglementaires et à des documents de normalisation dont la publication est assurée par les organismes spécialisés : UTE, légifrance, AFNOR.... . De plus, des spécifications et procédures d'entreprise sont citées (ex :HN 14-S-40). Leur contenu peut être consulté sur le site Internet du centre de normalisation d'EDF (<http://norm.edf.fr/>).

## **2 Caractéristiques des parties des dispositifs de comptage installées par l'utilisateur, en particulier les réducteurs de mesures, s'il y a lieu**

Les seules parties des dispositifs de comptage installées par l'utilisateur sont les réducteurs de mesure des utilisateurs HTA constitués, d'une part, des transformateurs de tension (« TT », appelés aussi « TP » pour transformateur de potentiel) et, d'autre part, des transformateurs de courant (« TC »).

Si nécessaire, l'utilisateur installe également, le cas échéant, la ou les liaisons téléphoniques nécessaires au télérelevé du compteur. Ces lignes sont raccordées au réseau téléphonique commuté. Elles sont de type analogique et peuvent être soit à "sélection directe à l'arrivée" (prises sur l'autocommutateur de l'utilisateur) soit fournies directement par un opérateur téléphonique. Une ligne téléphonique doit être mise à la disposition exclusive du télérelevé, et ceci pour chaque compteur du site. Cette ligne doit arriver à proximité d'au moins une des interfaces de communication du dispositif de comptage. Elle doit être équipée des dispositifs de protection exigés par l'opérateur téléphonique dans le cadre des installations de communication en environnement électrique (isolation galvanique). Si cette ligne est posée et exploitée par un opérateur téléphonique, le distributeur EDF prend à sa charge les frais de l'abonnement correspondant. Lorsque cela est techniquement faisable, le distributeur EDF pourra mettre en place des dispositifs de partage de ligne permettant de minimiser le nombre de lignes nécessaires.

Les informations disponibles à propos des caractéristiques de ces matériels sont énumérées dans la liste ci-dessous des normes et documents de spécifications EDF (HN).

### **2.1 Comptage avec compteur(s) vert électro-mécanique(s) (CVEM) :**

pour les TC et TT : NFC 42-500 et NFC 13-100 § 55

pour les TT : NFC 42-501 et HN14 S 40

pour les TC : NFC 14-502 et HN14 S 40 pour le TC en HTA et HN 42-S-55 pour le TC en BT

### **2.2 Comptage avec compteur(s) vert électronique(s) (CVE) :**

pour les TC et TT : NFC 13-100 § 55

pour les TT : CEI 60044-2 (alias CEI 44-2)

pour les TC : CEI 60044-1 (alias CEI 44-1)

### **2.3 Comptage avec compteur(s) électronique(s) ICE :**

pour les TT : NFC 13-100 et 13-200, NFC 42-501

pour les TC : NFC 13-100 et 13-200, NFC 42-502

### **2.4 Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure :**

Les réducteurs de mesure installés, soit dans le cadre d'une rénovation ou mise à niveau d'une installation existante, soit à la création d'une nouvelle installation, doivent bénéficier d'une autorisation d'emploi attribuée par le distributeur EDF. Cette autorisation atteste que le matériel a fait l'objet d'une procédure de qualification de matériel conforme à celle décrite dans le document « La qualification des fournisseurs de matériels de réseaux de distribution » d'EDF. Cette procédure a permis de vérifier la conformité du matériel au cahier des charges établi par le distributeur EDF.

Le cahier des charges des nouveaux transformateurs de courant installés est constitué des documents suivants :

- la spécification technique HN 64-S-41d'Octobre 1992 décrivant les caractéristiques techniques et son amendement n°1 de Novembre 1997,

- la norme CEI 60044-1 (1996, révision 2000) décrivant les performances des appareils.

Le cahier des charges des nouveaux transformateurs de tension installés est constitué des documents suivants :

- la spécification technique HN 64-S-42 de Novembre 1994 décrivant les caractéristiques techniques et son amendement n°1 de Novembre 1997,
- la norme CEI 60044-2 décrivant les performances des appareils,
- les normes NF C 13-100 et NF C13-200,
- la norme NFC 42-501 de mars 1973,
- ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ces documents font référence.

## **2.5 Vérification de conformité avant la mise en service :**

Dans le cas où la fourniture des transformateurs de mesure est assurée par l'utilisateur, l'installateur ou le constructeur devra fournir au distributeur EDF, avant la mise en service des transformateurs de mesure, un procès verbal d'essais par transformateur conformément à la norme NFC 13-100, paragraphe 561.4. La fourniture de ce document ne se substitue pas à un contrôle par le distributeur EDF lors de la mise en service de toute la chaîne de comptage, y compris les transformateurs de mesure.

## 2.6 Précisions des différents types de matériels de comptage :

Type de compteur		Transformateurs de tension	Transformateurs de courant	
			<i>En BT :</i>	<i>En HTA :</i>
<b>Electromécanique du Tarif Vert</b>	Puissance de précision	50 VA	15 VA	30 VA
	Classe de précision	0,5	0,5	0,5
	Rapports de transformation	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)	50/5-100/5-200/5-500/5-1000/5-2000/5 ou 200-500/5  500-1000/5  1000-2000/5	5, 10, 20, 50, 100, 200, 400, 600, 800, 1200 / 5 ou  5-10, 10-20, 50-100, 100-200, 200-400, 400-800, 600-1200 / 5
<b>Vert Electronique (CVE)</b>	Puissance de précision	30 VA (ou 50 VA si plusieurs compteurs ou charges)	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)
	Classe de précision	0,5	0,2s	0,2s
	Rapports de transformation	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)	100/5-200/5-500/5-1000/5-2000/5	10/5-20/5-50/5-100/5-200/5-400/5
<b>Emeraude (ICE)</b>	Puissance de précision	15 VA ou 30 VA <sup>1</sup>	7,5 VA	7,5 VA
	Classe de précision	0,5	0,2s	0,2s
	Rapports de transformation	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)	200/5-1000/5-2000/5	20/5-50/5-100/5-200/5-400/5 ou 200-500/5

Nota :

✓ Les préconisations ci-dessus correspondent aux cas les plus fréquents. Les cas particuliers, nécessitant des valeurs spécifiques, sont à traiter dans le respect des règles de l'art. C'est notamment le cas du remplacement d'un compteur électromécanique par un compteur électronique dans un poste utilisateur existant.

✓ Dans certains cas : producteur en particulier, il est nécessaire de disposer d'une tension pour l'alimentation de la protection de découplage, la référence réseau pour le synchro-coupleur. Cette tension est fournie par un second secondaire du TT, de classe protection, distinct du secondaire de classe mesure réservé au comptage ou, de préférence, par un transformateur spécifique.

<sup>1</sup> Pour 1 à 2 compteurs ICE : 15 VA – pour 3 compteurs ICE : 15 VA en cas de postes nouveaux ou réfection de postes existants mais conservation possible des 30 VA dans le cas de postes existants hors réfection – pour 4 compteurs ICE et plus : 30 VA.

### **3 Cahier des charges du distributeur EDF pour la fourniture des compteurs par l'utilisateur**

Les seuls matériels autorisés d'emploi par le distributeur EDF sont ceux qui ont fait l'objet d'une procédure de qualification de matériel conforme au document officiel « La qualification des fournisseurs de matériels de réseaux de distribution » d'EDF.

Ce document est une pièce de référence dans les marchés de l'Agence Nationale d'Achats de Matériels Electriques d'EDF. Il est diffusé par EDF à ses fournisseurs dans le cadre de procédures d'achat de matériels utilisés sur les réseaux publics de distribution gérés par EDF. Il a pour objet de les informer du déroulement du processus de qualification d'un couple matériel-fournisseur.

La procédure décrite dans ce document comprend cinq séquences qui constituent la procédure complète à appliquer pour les matériels faisant l'objet de marché d'achat. L'accomplissement de la totalité des cinq séquences est nécessaire et conduit à la délivrance, par le distributeur EDF, d'une déclaration d'aptitude à l'exploitation en lien avec les marchés d'achat.

Les séquences ci-dessous concernent spécifiquement la procédure d'autorisation d'emploi du matériel proprement dit et ont notamment pour objet la vérification de sa conformité durable au cahier des charges :

- validation technique de la conformité du produit au cahier des charges par analyse du dossier d'identification et du dossier de conception dont les essais éventuels,
- expérimentation en réseau,
- audit "qualité de fabrication".



### **3.1 Matériels de comptage autorisés d'emploi :**

#### **3.1.1 Comptages HTA :**

Compteurs « Interface Clientèle Emeraude »

Numéro d'article EDF : 40 74 143

Deux matériels font l'objet d'un agrément ou d'une autorisation d'emploi :

- Modèle Trimaran2 de la société ENERDIS située 1 à 9 rue d'Arcueil, 92120 Montrouge  
agrément 3J0003 du 09/03/2000,
- Modèle QE16 de la société ACTARIS située 1, avenue des Temps Modernes 86361  
Chasseneuil-du-Poitou  
agrément 350049 du 30/11/2000.

#### **3.1.2 Comptages BT >36kVA :**

Compteur électronique tarif jaune

Numéro d'article EDF : 40 74 040 (avec téléreport seul) et 40 74 045 (avec téléreport et télérelève)

Deux matériels font l'objet d'un agrément ou d'une autorisation d'emploi :

- Modèle A70TJ de la société ACTARIS située 1, avenue des Temps Modernes 86361  
Chasseneuil-du-Poitou  
agrément 35 02 07 du 14/06/2002,
- Modèle C3000 de la société SAGEM située 55, boulevard Charles de Gaulle 92240 MALAKOFF  
agrément 35 02 08 du 09/07/2002.

#### **3.1.3 Comptages BT <36kVA :**

Compteurs monophasés multitarifs taux plein

Numéro d'article EDF : 40 74 034 :

Cinq matériels font l'objet d'un agrément ou d'une autorisation d'emploi :

- Modèle A14C4 de la société ACTARIS située 1, avenue des Temps Modernes 86361  
Chasseneuil-du-Poitou  
agrément 350139 du 07/06/2001,
- Modèle S10C3 de la société SAGEM située 55, boulevard Charles de Gaulle 92240 MALAKOFF  
agrément 350118 du 07/09/2001,
- Modèle ME340 de la société ISKRAEMECO située 6 rue de la Montagne 68100 MULHOUSE  
agrément 05E018/JC du 15/01/2005,
- Modèle L16C5 de la société LANDIS+GYR située 30 avenue du Président Auriol 03115  
MONTLUCON

autorisation d'emploi 04E145/JC du 15/12/2004,

- Modèle U1C6 de la société STEPPER située 51 rue Jacques MUGNIER 68060 MULHOUSE  
agrément 350231 du 18/10/2002.

Compteurs triphasés multitarifs taux plein

Numéro d'article EDF : 40 74 134 :

Quatre matériels font l'objet d'un agrément ou d'une autorisation d'emploi :

- Modèle A15C4 de la société ACTARIS située 1, avenue des Temps Modernes 86361 Chasseneuil-du-Poitou  
autorisation d'emploi 04E128/JC du 16/11/2004,
- Modèle S20C2 de la société SAGEM située 55, boulevard Charles de Gaulle 92240 MALAKOFF  
autorisation d'emploi 04E143/JC du 15/12/2004,
- Modèle L18C4 de la société LANDIS+GYR située 30 avenue du Président Auriol 03115 MONTLUCON  
agrément 05E021/JC du 02/02/2005,
- Modèle U3C3 de la société STEPPER située 51 rue Jacques MUGNIER 68060 MULHOUSE  
agrément 04E072/JC du 29/06/2004.

## **4 Description des conditions d'accès aux données de comptage**

### **4.1 Comptages à Courbe de charge :**

#### ***4.1.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence***

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke sous forme de courbe de charge ou d'index les données relatives à :

- l'énergie active soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est exprimée sous forme d'index et formulée en kWh. Elle est également stockée sous forme de courbe de charge composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps d'une durée actuellement fixée à 10 minutes. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du télérelevé à partir des données stockées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de charge du site.
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est stockée sous forme d'index et formulée en kVARh.

#### ***4.1.2 Accès aux données de comptage***

##### **a/ Mise à disposition mensuelle par messagerie électronique**

Le distributeur EDF met les données de comptage à disposition des utilisateurs qui le souhaitent. Le distributeur EDF met à disposition de l'utilisateur sous format électronique les puissances actives validées par pas de temps de dix minutes relatives au mois M, au plus tard le troisième jour ouvré du mois M+1.

##### **b/ Bornier utilisateur**

Quand le comptage le permet, le distributeur EDF met à la disposition de l'utilisateur qui le souhaite, sur un ou des borniers du comptage auquel il a libre accès, les informations suivantes :

- Les énergies actives mesurées ; la mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par le distributeur EDF,
- La référence horaire utilisée par le comptage sous forme de tops temporels (10 mn actuellement).
- Suivant le type de compteurs, une sortie télé-information et des contacts tarifaires sont mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre relatif à la description des informations tarifaires.

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

##### **c/ Accès aux courbes de mesure**

L'utilisateur peut télérelever directement les courbes de mesure ou des index, en accord avec le distributeur EDF. Les données ainsi télérelevées sont des données brutes.

Pour l'accès aux courbes de mesure, la solution technique privilégiée est la ligne téléphonique filaire, reliée au Réseau Téléphonique Commuté (RTC).

Dans ce cas, le distributeur EDF communique à l'utilisateur les éléments nécessaires à l'interrogation sécurisée à distance du compteur (protocole de communication, format des données). Ce service nécessite que l'utilisateur dispose d'un logiciel lui permettant d'accéder par le réseau téléphonique commuté au compteur et de traiter les informations délivrées. En cas de modification du dispositif de comptage, le distributeur EDF peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données. Dans ce cas, l'utilisateur doit prendre à sa charge les éventuels frais permettant d'assurer le fonctionnement des appareils et logiciels de sa station de relevé.

Afin de permettre au distributeur EDF d'assurer son obligation de comptage, l'utilisateur doit respecter pour ses activités d'accès à distance les plages horaires définies par le distributeur EDF et figurant aux contrats. L'utilisateur doit également veiller à ne pas perturber le fonctionnement du compteur ou de l'installation téléphonique locale permettant l'accès aux données du comptage.

#### **4.1.3 Modalités de correction ou de remplacement en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence**

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux du dispositif de comptage de référence, des corrections pour passer des données brutes aux données validées sont effectuées par le distributeur EDF selon les modalités suivantes :

- Pour les données absentes ou invalides pendant une période inférieure ou égale à une heure, les grandeurs manquantes ou invalides (six points consécutifs au maximum) sont remplacées par interpolation linéaire à partir des grandeurs encadrantes ,
- Pour les données absentes ou invalides pendant une période strictement supérieure à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des données mesurées le même jour de la semaine précédente (J-7) pendant le même intervalle, éventuellement corrigées pour tenir compte d'informations complémentaires (notamment connaissance des index énergie, évolution de puissances souscrites en soutirage, augmentation de puissance en injection....., et en tant que de besoin, les données délivrées par les dispositifs de comptage éventuellement installés par l'utilisateur sur ses installations.

#### **4.2 Comptages à index HTA et BT>36 kVA :**

##### **4.2.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence**

a/ Comptage à puissance apparente (utilisateur consommateur)

**Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke sous forme d'index les données relatives à :**

- l'énergie active soutirée (exprimée en kWh) ; les valeurs des énergies actives sont déterminées à partir des index d'énergie active du comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau,
- Le contrôle de la puissance souscrite dans les différentes classes temporelles est assuré par un ensemble d'appareils de mesure de puissance apparente à période normale d'intégration de 5 minutes. Dans certains cas de risques particuliers pour le réseau public de distribution, le distributeur EDF peut modifier cette période d'intégration si les appareils le permettent.

**Le contrôle de la puissance souscrite peut également être assuré au moyen d'un disjoncteur de branchement réglé en fonction de la puissance souscrite.**

b/ Comptage à puissance active (utilisateur consommateur ou producteur)

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke les données relatives à :

- l'énergie active soutirée ou injectée, exprimée en kWh ; les valeurs des énergies actives sont déterminées par les index d'énergie active du comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau pour les consommateurs, ou des tarifs d'achat pour les producteurs ,
- la puissance active, exprimée en kW ,
- l'énergie réactive soutirée ou injectée, exprimée en kVARh, est stockée sous forme d'index (en HTA uniquement) ,
- Le contrôle de la puissance souscrite en soutirage dans les différentes classes temporelles et de la puissance injectée est assuré par un ensemble d'appareils de mesure de puissance active à période d'intégration de cinq ou dix minutes.

#### **4.2.2 Accès aux données de comptage**

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires stockées.

Suivant le type de compteur, une sortie de télé-information et un contact tarifaire sont mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre relatif à la description des informations tarifaires.

#### **4.2.3 Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence**

En cas de défaillance du dispositif de comptage, l'énergie sera calculée en prenant comme base la moyenne journalière du mois correspondant de l'année précédente, corrigée si nécessaire afin de tenir compte des évolutions intervenues : nouvelle puissance souscrite en soutirage, augmentation de puissance en injection....., à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases.

### **4.3 Comptages à index BT<36 kVA :**

#### **4.3.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence**

Le dispositif de comptage de référence effectue la mesure et stocke les données relatives à l'énergie active injectée ou soutirée (exprimée en kWh) ; les valeurs des énergies actives sont déterminées à partir des index énergie active du compteur dans les différentes classes temporelles.

**Le contrôle de la puissance souscrite en soutirage est assuré au moyen d'un disjoncteur de branchement réglé en fonction de la puissance souscrite.**

#### **4.3.2 Accès aux données de comptage**

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires stockées.

Suivant le type de compteur, une sortie de télé-information et un contact tarifaire sont mis à disposition des utilisateurs. Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre relatif à la description des informations tarifaires.

#### **4.3.3 Modalités de correction ou de remplacement des données en cas d'arrêt ou de défaillance du dispositif de comptage de référence**

En cas de fonctionnement défectueux des appareils de mesure ou de contrôle du comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement de l'énergie, celle-ci sera calculée par comparaison avec des périodes similaires corrigées si nécessaire afin de tenir compte des évolutions intervenues : nouvelle puissance souscrite en soutirage, augmentation de puissance en injection....., à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases. A défaut, la quantité d'énergie livrée sera déterminée par analogie avec celle d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables.

## **5 Description des systèmes et protocoles de communication des données de comptage**

### **5.1 Généralités sur le relevé des compteurs :**

Pour le relevé des compteurs, le distributeur EDF utilise plusieurs technologies :

- le relevé visuel sur site,
- le téléreport filaire sur site,
- le télérelevé téléphonique à distance.

Le relevé visuel est mis en œuvre pour tous les compteurs électromécaniques et peut concerner certains compteurs électroniques (tarif bleu et tarif vert). Le téléreport comme le télérelevé ne sont mis en œuvre par le distributeur EDF qu'associés à des compteurs électroniques, à l'exclusion de tout autre système (« datalogger, ... »).

Pour les utilisateurs BT, le distributeur EDF utilise depuis une dizaine d'années le téléreport filaire.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs BT<36kVA (logements individuels ou collectifs), l'utilisation du téléreport filaire accessible du domaine public est systématiquement recherché.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs BT>36kVA, la solution du téléreport filaire pourra être complétée par une solution de télérelevé téléphonique en cas d'opportunité économique avérée.

Dans le cas des nouvelles installations mises en oeuvre pour les utilisateurs HTA, la solution du télérelevé téléphonique est systématiquement recherchée, sous réserve d'une opportunité économique avérée.

Un seuil pour la mise en place de la télérelève a été fixé à une puissance de 250 kW correspondant à une puissance souscrite en soutirage de 250kW ou une énergie injectée de 1 GWh (250 kW avec un facteur de charge de 4000 heures), sous réserve que l'utilisateur ait mis à disposition une ligne téléphonique filaire (RTC).

De manière générale, pour les nouvelles installations comme pour les rénovations de point de comptage, la solution de relevé sera choisie sur des critères d'opportunité économique tenant compte principalement des nécessités de relevé : périodicité (mensuelle, hebdomadaire, journalier), type de données (index, courbe de charges, ... ).

### **5.2 Précisions concernant le relevé à distance :**

Pour l'accès à distance au compteur, la solution privilégiée est la ligne téléphonique filaire reliée au réseau téléphonique commuté (RTC) et dédiée au compteur.

Une solution alternative peut être mise en œuvre sur décision unilatérale du distributeur EDF, après étude au cas par cas, en fonction de son opportunité technico-économique pour le site concerné (contexte d'accès téléphonique RTC, accès géographique, couverture du réseau, ...).

L'usage d'une telle solution pourra être restreint ou abandonné pour un site particulier si son intérêt n'est pas confirmé.

Les solutions alternatives disponibles sont les suivantes :

- A ) Ligne RTC dédiée du distributeur EDF, partagée entre plusieurs compteurs,
- B ) Ligne RTC de l'utilisateur, partagée entre le compteur et les usages de l'utilisateur.

Pour ces deux cas, deux modes de partage sont possibles : le partage physique par aiguilleur téléphonique, le partage temporel par fenêtre d'écoute.

C ) Utilisation du réseau téléphonique GSM à l'aide de boîtiers additionnels (interface RTC-GSM ou modem GSM).

### **5.3 Informations disponibles localement :**

Les comptages sont généralement munis d'un « bornier-client » permettant la fourniture d'information à l'utilisateur, pour lui permettre le pilotage d'usages en temps réel (suivi de processus industriels, MDE, ...)  
Le type d'information disponible sur ce bornier dépend du modèle de comptage :

- top métrologique indiquant les énergies,
- contacts d'information à vocation tarifaire (poste tarifaire en cours, dépassement de puissance, préavis ou alarme EJP),
- liaison numérique appelée « téléinformation client » et envoyant en continu un flux de données décrivant la consommation ou l'injection et les circonstances tarifaires.

### **5.4 Modes d'accès disponibles à un utilisateur**

Les seuls modes d'accès aux données du compteur qui sont disponibles à l'utilisateur sont :

- la lecture directe
- les informations locales du « bornier-client »,
- l'accès à distance sous protection : une clé d'accès permet la lecture des données de l'utilisateur.

L'accès au compteur par le bus de téléreport filaire ou l'interface optique est réservé aux usages du distributeur EDF.

### **5.5 Les différents protocoles utilisés pour le télérelevé ou relevé sur site :**

Ils sont listés ci-après en précisant les types de données (index ou courbe de charge) qui peuvent être relevés sur site ou télérelevés.

#### **- Utilisateurs HTA :**

- Compteur électronique ICE :
  - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN+ , sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
  - Relevé sur site par téléreport avec le protocole Euridis+ , sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de charge,
  - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Euridis+ , sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de charge,
  - Sortie téléinformation client,
  - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur électronique Vert :
  - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (par adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
  - Relevé visuel (afficheur),
  - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur électro-mécanique Vert et accessoires (contrôleur, ...) :
  - Relevé visuel (afficheur),
  - Contacts d'information tarifaire.

#### **- Utilisateurs BT>36 kVA :**

- Compteur Jaune Electronique :
  - Télérelevé avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (par adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de charge,
  - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - Télérelevé sur courant porteur en ligne avec le protocole PLAN, données disponibles en index seulement,
  - Sortie téléinformation client,
  - Contacts d'information tarifaire.
- Compteur Jaune électro-mécanique :
  - Relevé visuel (afficheur),

- Contacts d'information tarifaire.

#### **- Utilisateurs BT<36 kVA**

- Compteur Bleu électronique triphasé, monophasé multi-tarif :
  - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - Sortie téléinformation client,
  - Contacts d'information tarifaire et top métrologique.
- Compteur Bleu électronique monophasé simple tarif :
  - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement.
- Compteur Bleu électro-mécanique :
  - Relevé visuel (afficheur),
  - Contacts d'information tarifaire.



## **5.6 Normes de référence concernant les protocoles utilisés :**

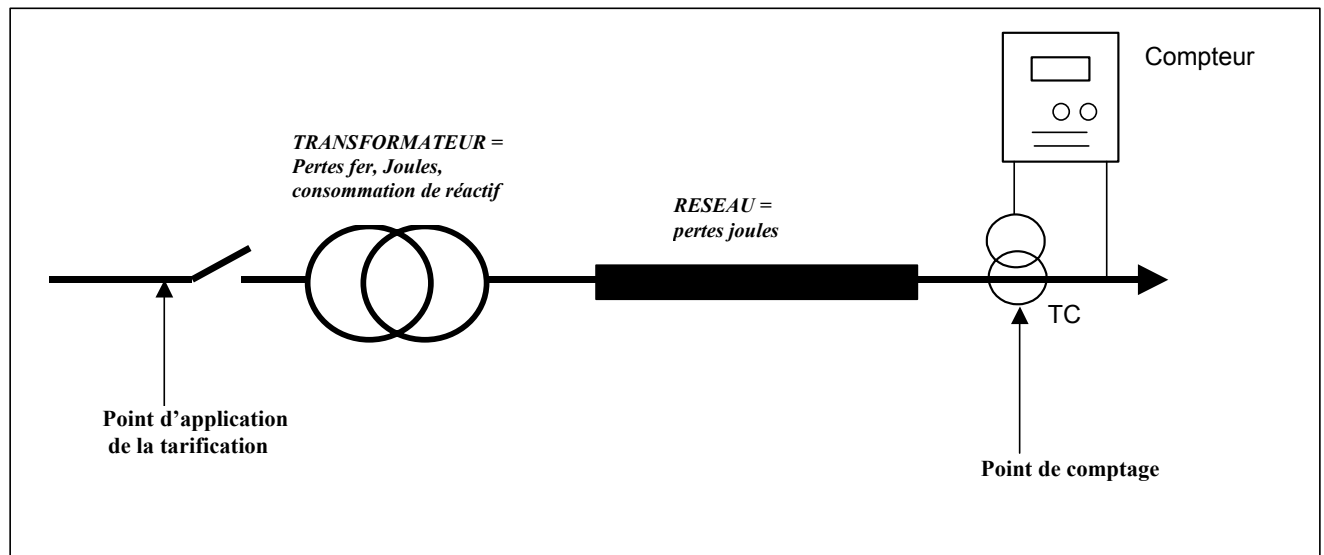
1. Norme « EURIDIS » IEC 62056-31 « Echange de données pour la lecture des compteurs , contrôle des tarifs et de la charge, partie 31 : utilisation des réseaux locaux avec paire torsadée »
2. Document EDF (référence : HR 23\_83\_1375G du 01/07/1983 indice G du 28/03/1994) : Protocole « TRIMARAN », protocole de communication pour le télérelevé des compteurs
3. Document EDF (référence : HR-23/93/3002/D du 5 janvier 1994 mise à jour le 6 août 1998) : « Sorties de téléinformation client des appareils de comptage électroniques du palier EURIDIS ».
4. Norme NF EN 61334-4-41 de mars 1997 : Automatisation de la distribution à l'aide de systèmes de communication à courants porteurs, partie 4 protocoles de communication de données, section 41: protocoles d'application, spécification des messages de ligne de distribution. Cf. Modélisation DLMS commune à télérelevé TRIMARAN+ ; téléreport EURIDIS+ et télérelevé CPL PLAN:
5. Document EDF (référence : HR- 23/94/006/H du 01/07/1999) : « serveur DLMS de supervision d'un compteur PRISME » (NB : PRISME = ancien nom de l'ICE)
6. Document EDF (référence : HR 23/95/034/C du 01/07/1999) : « serveur DLMS des applications tarifaires base, EJP et modulable, spécification d'accompagnement »
7. version projet IEC 62056-41 de mars 1998 « Echange de données pour la lecture des compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge, partie 41 : échange de données sur réseaux larges de type 1 », cf. couches physique + liaison du Protocole TRIMARAN+ :
8. version projet IEC 62056-51 de mars 1998 : « Echange de données pour la lecture des compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge, partie 51 : protocoles de couche application pour l'échange des données de comptage , cf. couche application commune à TRIMARAN+ et EURIDIS+
9. version projet IEC 62056-52 de mars 1998 : « Echange de données pour la lecture des compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge, partie 52 : serveur de messagerie de ligne de distribution (DLMS) d'administration des protocoles de communication », cf. serveur d'administration commun à TRIMARAN+ et EURIDIS+
10. Norme NF EN 61334-4-5-1 de novembre 2001 : Automatisation de la distribution à l'aide de systèmes de communication à courants porteurs, partie 5-1 : profils des couches basses S-FSK (modulation par saut de fréquences étalées), cf. protocole CPL PLAN
11. Norme NF-EN 61334-4-42 de Mars 1997 : «Automatisation de la distribution à l'aide de systèmes de communication à courants porteurs – Partie 4 : Protocoles de communication de données – Section 42 : Protocoles d'application – Couche application , cf. protocole CPL PLAN

NB : il est à noter que les documents de type « Document EDF » comportant des références techniques interne seront mis en publication par le centre le normalisation d'EDF sous référence de document à diffusion externe (HN).

## 6 Modalités de correction des données de comptage lorsque le comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification

Lorsque le point de comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification, généralement le point de livraison, il convient de prendre en compte l'influence des différents éléments de réseau situés entre le point d'application de la tarification et le point de comptage : câble, ligne, transformateurs.....

Ces éléments de réseau peuvent être l'objet de pertes actives et de consommation ou de fourniture de réactif qui doivent être pris en compte pour la correction des énergies active et réactive injectées ou soutirées mesurées au point de comptage afin de les ramener au point d'application de la tarification.



### 6.1 Pertes actives

#### 6.1.1 *Dans le transformateur*

Le transformateur occasionne des pertes actives de deux types :

**Les pertes fer** dues au cycle d'hystérésis dans le circuit magnétique du transformateur ; ces pertes qui interviennent dès la mise sous tension du transformateur dépendent des caractéristiques constructives du transformateur : qualité des tôles magnétiques, conception du circuit magnétique, valeur de l'induction. Elles sont indépendantes du transit d'énergie dans le transformateur.

- Les pertes fer  $p_{f\ tr}$  dissipées dans le circuit magnétique s'exprime en Watt, c'est une caractéristique constructive du transformateur.

**Les pertes Joules** dues à la dissipation thermique dans les enroulements du transformateur parcourus par le courant de la charge. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives du transformateur et des caractéristiques de la puissance traversant le transformateur. Par souci de simplification, ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie traversant le transformateur.

- Les pertes Joules dissipées dans les enroulements s'expriment en % de l'énergie ou de la puissance active traversant le transformateur sous la forme d'un coefficient de correction de la puissance :  $p_{j\ tr}$ .

### 6.1.2 Dans le réseau ( lignes et câbles)

Les pertes Joules dues à la dissipation thermique dans la composante résistive des lignes et câbles. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives des lignes et câbles et de la puissance traversant le réseau. Par souci de simplification ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie traversant les lignes et câbles.

- Les pertes Joules dissipées dans les lignes et câbles s'expriment % de l'énergie ou de la puissance active traversant le réseau situé entre le comptage et le point d'application de la tarification. On les calcule en multipliant les pertes linéiques ( $p_{j\ res}$ ) exprimées en % /km par la longueur de réseau entre le point de comptage et le point d'application de la tarification.

## 6.2 Corrections d'énergie réactive

### 6.2.1 Dans le transformateur

Le transformateur consomme de l'énergie réactive de par la réactance qu'il comporte. La consommation d'énergie réactive dépend à la fois des caractéristiques constructives du transformateur et des caractéristiques du transit dans le transformateur.

- Par souci de simplification, cette correction est prise en compte sous la forme d'une correction Ktg de la tangente mesurée par le comptage

### 6.2.2 Dans le réseau ( lignes et câbles)

Les longueurs du réseau situé entre le point de comptage et le point d'application de la tarification sont généralement très faibles, ce qui conduit à négliger les consommations de réactif dues à la réactance des lignes et câbles et la fourniture de réactif des câbles due aux capacités homopolaires.

## 6.3 Calcul pratique des pertes et corrections

### 6.3.1 Correction de puissance

$P$  puissance active au point d'application de la tarification

$p$  puissance active mesurée au point de comptage

$p_{f\ tr}$  pertes fer transformateur en kW

$p_{j\ tr}$  pertes Joules transformateur en %

$p_{j\ res}$  pertes Joules réseau en % / km

$l$  longueur de réseau entre le point de comptage et le point d'application de la tarification

$$\text{En soutirage : } P = p \times (1 + p_{j\ tr} + p_{j\ res} \times l) + p_{f\ tr}$$

$$\text{En injection : } P = p \times (1 - p_{j\ tr} - p_{j\ res} \times l) - p_{f\ tr}$$

### 6.3.2 Correction de l'énergie active

$W$  énergie active au point d'application de la tarification

$w$  énergie active mesurée au point de comptage

$p_{f\ tr}$  pertes fer transformateur en kW

$p_{j\ tr}$  pertes Joules transformateur en %

$p_{j\ res}$  pertes Joules réseau en % / km

$l$  longueur de réseau entre le point de comptage et le point d'application de la tarification

$H$  nombre d'heure de mise sous tension du transformateur

$$\text{En soutirage : } W = w \times (1 + p_{jtr} + p_{jres} \times l) + H \times p_{fir}$$

$$\text{En injection : } W = w \times (1 - p_{jtr} - p_{jres} \times l) - H \times p_{fir}$$

### 6.3.3 Correction de tangente

P	puissance active au point d'application de la tarification
Q	puissance réactive au point d'application de la tarification
TG	tangente au point d'application de la tarification
p	puissance active mesurée au point de comptage
q	puissance réactive mesurée au point de comptage
tg	tangente mesurée au point de comptage
Ktg	coefficient de correction de la tangente

$$TG = Q / P$$

$$tg = q / p$$

P et p sont comptés positif en soutirage et négatif en injection

Q et q sont comptés positif en soutirage et négatif en injection

$$\text{En soutirage : } TG = tg + Ktg$$

$$\text{En injection : } TG = tg - Ktg$$

### 6.3.4 Valeurs usuelles des coefficients de correction

#### 6.3.4.1 Coefficients de pertes fer $p_{f\ tr}$ et de pertes Joules $p_{j\ tr}$ des transformateurs HTA / BT

Chaque fois que cela est possible les coefficients retenus seront ceux figurant sur la fiche d'essai du transformateur ; lorsque ces valeurs ne sont pas connues, on adoptera les valeurs figurant dans les tableaux ci joint :

*Séries construites avant 1969*

Puissance du TR en kVA	Pertes fer		Pertes Joules $p_{j\ tr}$ en %
	$p_{f\ tr}$ en kW		
	Tôles ordinaires	Tôles à cristaux orientés	
25	0,24	0,13	3
40	0,33	0,18	3
63	0,45	0,25	3
100	0,64	0,35	3
160	0,92	0,5	2
250	1,38	0,75	2
400	2,02	1,10	2

*Séries construites entre 1969 et 1987*

Puissance du TR en kVA	Pertes fer		Pertes Joules $p_{j\ tr}$ en %
	$p_{f\ tr}$ en kW		
	Norme C 52 112	Norme C 52 113	
25	0,12	0,12	3
50	0,19	0,19	2
100	0,32	0,32	2
160	0,46	0,46	1
250	0,65	0,65	1
400	0,93	0,93	1
630	1,30	1,30	1
800	1,55	1,95	1
1000	1,85	2,3	1

*Séries Européennes à partir de 1987*

Puissance du TR  en kVA	Bain d'huile norme C 52-112-1		Sec norme C 52-115	
	Pertes fer $p_{f\ tr}$ en kW	Pertes Joules $p_{j\ tr}$ en %	Pertes fer $p_{f\ tr}$ en kW	Pertes Joules $p_{j\ tr}$ en %
50	0,15	2	-	-
100	0,21	2	-	-
160	0,46	1	0,65	1
250	0,65	1	0,90	1
400	0,93	1	1,20	1
630	1,25	1	1,65	1
800	1,3	1	2,00	1
1000	1,50	1	2,30	1
1250	1,80	1	2,60	1

#### 6.3.4.2 Coefficients de pertes Joules réseau

Il a été retenu pour le réseau HTA une valeur standard du coefficient de pertes Joules réseau :

$$p_{j\ res} = 0,4 \% / km$$

#### 6.3.4.3 Coefficient correction de la tangente

Il a été retenu une valeur standard du coefficient de correction de la tangente:

$$K_{tg} = + 0,09$$

## **7 Description des informations mises à disposition de l'utilisateur**

### **7.1 Caractéristiques générales des informations mises à disposition**

L'installation de comptage met à la disposition des utilisateurs des informations concernant l'état tarifaire en cours et l'énergie mesurée.

Ces informations peuvent être utilisées par l'utilisateur ou ses mandataires pour tout traitement en temps réel ou différé à des fins, par exemple, d'optimisation de processus, de meilleure gestion ou maîtrise de la consommation d'énergie électrique.

Ces informations sont disponibles sur le site de l'installation de comptage par simple raccordement sur un ou plusieurs borniers de cette installation. Ces borniers peuvent être l'un de ceux du compteur lui-même ou de tout autre appareil appartenant à l'installation de comptage (relais de télécommande, horloge, relais de découplage, ...).

Suivant le modèle d'installation de comptage concerné, ces informations peuvent être délivrées sous l'un ou plusieurs des formats suivants :

- une information au format « contact sec » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un relais interne à l'installation de comptage. Ce relais est appelé relais d'asservissement. Son état « ouvert » ou « fermé » représente l'information délivrée (poste tarifaire en cours, top temporel, atteinte de seuil, ...),
- une information au format « impulsion électrique » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un circuit émetteur interne à l'installation de comptage. Ce circuit génère une impulsion d'énergie (courant continu ou alternatif modulé) d'une durée variable suivant le matériel de comptage concerné. Cette impulsion représente l'information délivrée (impulsion métrologique, top temporel, ...),
- une information au format « numérique » appelée « téléinformation-client » qui est fournie par une paire de bornes connectée à un boîtier électronique interne au compteur. Ce boîtier délivre à flux continu sous forme de trames de caractères numériques de nombreuses données gérées par le compteur (index, poste tarifaire, diverses grandeurs mesurées ou calculées, ...).

L'accessibilité et le mode de mise à disposition de ces informations sont dépendantes du type d'installation de comptage, mais également des caractéristiques de son implantation sur le site. Dans certains cas, les informations sont à accès libre par l'utilisateur (cas des informations de type « contact sec » du compteur électronique des installations de comptage BT <36kVA située à l'intérieur de l'habitat). Dans d'autres cas, les informations ne sont accessibles qu'après intervention du distributeur, généralement :

- pour des raisons de sécurité imposant avant usage la pose d'un ou plusieurs appareils de découplage supplémentaires,
- pour des raisons de meilleure adéquation aux besoins de l'utilisateur grâce à un paramétrage particulier du comptage.

Pour des raisons de sécurité électrique (respect des frontières des domaines NF C 13-100, NF C 14-100, NF C 15-100), les circuits interne de l'installation de comptage qui mettent à disposition ces informations sont généralement équipés d'appareils d'isolement, de découplage et de coupe-circuits.

Les circuits raccordés par l'utilisateur au bornier de l'installation de comptage doivent être également protégés par l'installations de fusibles dont les caractéristiques sont spécifiques de chaque modèle d'installation de comptage.

Le contenu précis des informations est dépendant du type d'installation de comptage. Une description des différentes informations disponibles est fournie ci-après.

De manière générale, dans cette description, lorsqu'il est question d'une information sur le poste tarifaire en cours, il convient de considérer :

- que cette information peut se présenter, soit sous la forme du simple poste horaire en cours (par exemple « heures creuses », « heures pleines », « heures de pointe », ...), soit sous la forme du poste horosaisonnier en cours (par exemple « heures creuses d'été », « heures pleines d'hiver », ...),
- que cette information peut, pour certaines options tarifaires, contenir divers autres renseignements tels que l'annonce d'un futur changement de poste tarifaire (alerte, préavis, ...),
- que l'état exact de cette information (état « ouvert » ou « fermé » de l'interrupteur de sortie, impulsion électrique émise ou non, ou valeur numérique de l'information dans la trame de « téléinformation-client ») est systématiquement dépendant de l'option tarifaire choisie et parfois du paramétrage désiré par l'utilisateur.

## **7.2 Informations disponibles par type de comptage**

### **7.2.1 Comptages BT <36kVA :**

A ) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique ou électronique simple tarif

Aucune information n'est mise à disposition.

B ) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un unique format « contact sec » par le relais tarifaire. Cette information est de type « poste horaire ».

Cette information est mise à disposition via un appareil de découplage.

C ) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique multitarif

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou deux formats « contact sec » par le compteur. Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horosaisonnier » ou issu d'une compilation de ces postes.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le compteur. Elle comprend des informations sur le poste tarifaire en cours (variable suivant l'option tarifaire choisie), la consommation cumulée (index d'énergie) et certaines informations sur la consommation instantanée.

Suivant la configuration de l'installation de comptage, ces informations sont mises à disposition, soit directement sur le bornier du compteur appelé "bornier client", soit via des appareils de découplage.

### **7.2.2 Comptages BT >36kVA :**

A ) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais ou d'une horloge tarifaire

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou plusieurs formats « contact sec » par le relais tarifaire et/ou l'horloge tarifaire. Cette information est de type « poste horosaisonnier ».

Cette information est mise à disposition via des appareils de découplage.

B ) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique



Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous deux formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horosaisonnier ».

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse un seuil programmable et compris entre 0,8 et 1 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le comptage. Elle comprend diverses informations telles que :

- les index d'énergie active dans les différents postes tarifaires de l'option choisie,
- les date de début, puissances maximales atteintes et durée des dépassements dans la période de facturation courante ,
- les date de début, puissances maximales atteintes et durée des dépassements dans la période précédente,
- les puissances souscrites dans la période de facturation courante,
- l'horaire de la fenêtre d'écoute de l'utilisateur

Ces informations sont mises à disposition via des appareils de découplage.

### **7.2.3 Comptages HTA :**

A ) Cas du comptage équipé d'un compteur électromécanique et de relais ou horloges tarifaires

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous un ou plusieurs formats « contact sec » par le relais tarifaire et/ou les horloges tarifaires. Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horosaisonnier ».

Cette information est mise à disposition via des appareils de découplage et des coupe-circuits.

B ) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique de type CVE (Compteur Vert Electronique)

Une information d'asservissement-client est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Cette information est programmable en fonction du calendrier tarifaire de l'option tarifaire choisie suivant les besoins de l'utilisateur.

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse le seuil égal à 0,9 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

#### Les informations suivantes peuvent également être fournies de manière optionnelle.

- Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous deux formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horaire ». Dans le cas de tarif à effacement, elle peut être complétée par une information supplémentaire d'annonce d'un futur changement de poste tarifaire, qui est fournie sous trois formats « contact sec » par le comptage.
- Une information sur le mois en cours (pair, impair) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle complète les informations de poste horaire afin de déterminer le poste horosaisonnier en cours.
- Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.
- Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.
- Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « impulsion électrique » par le comptage.

- Une information sur la consommation d'énergie réactive (top métrologique) est fournie sous un unique format « impulsion électrique » par le comptage.

L'ensemble de ces informations sont mise à disposition, soit directement sur le bornier du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

### C ) Cas du comptage équipé d'un compteur électronique de type ICE (Interface Clientèle Emeraude)

Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.

Une information sur la consommation d'énergie active (top métrologique) est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage.

Une information sur la consommation d'énergie réactive (top métrologique) est fournie sous un unique format par le comptage.

Une information d'avertissement de dépassement de puissance est fournie sous un unique format « contact sec » par le comptage. Elle est destinée à avertir l'utilisateur lorsque la puissance soutirée dépasse le seuil égal à 0,9 fois la puissance souscrite de la période tarifaire en cours. Lorsque la puissance soutirée, mesurée pendant la période précédente, dépasse la puissance correspondante, le contact se ferme.

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous huit formats « contact sec » par le comptage. Cette information est de type « poste horosaisonnier ». A noter que dans le cas de tarif sans effacement, l'un des huit formats « contact sec » est utilisable pour la fourniture d'une information d'asservissement-client programmable en fonction du calendrier tarifaire de l'option tarifaire choisie suivant les besoins de l'utilisateur.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le comptage. Elle comprend diverses informations concernant la consommation et les circonstances tarifaires. Le contenu de ces informations est variable en fonction de l'option tarifaire choisie. De plus, ces informations sont susceptibles d'évoluer dans le temps en cas de reprogrammation du logiciel applicatif interne au compteur.

A titre d'exemple, les informations mises à disposition actuellement sont :

- la date courante,
- les énergies active et réactive de la période de 10mn en cours,
- le poste tarifaire en cours,
- les éventuels préavis tarifaires en cours,
- les puissances souscrites pour chaque période tarifaire,
- les coefficients liés à la détection des dépassements,
- Les informations dont la mise à disposition est envisagée prochainement sont :
- le type de contrat,
- la date courante,
- les énergies active et réactive de la période de 10mn en cours,
- le poste tarifaire en cours,

- les éventuels préavis tarifaires en cours,
- la date et la valeur des 6 dernières puissances moyennes actives (période 10 mn, courbe de charge),
- pour les périodes contractuelles en cours et précédente :
  - les dates de début et fin et les index des énergies active et réactive, positive et négative de chaque période tarifaire,
  - les puissances souscrites pour chaque période tarifaire,
  - les puissances moyennes 1 mn active et réactive (signée),
  - les puissances moyennes 10 mn active et réactive (signée),
  - la tangente phi moyenne 10 mn,
  - la tension moyenne 10mn calculée à partir des 3 tensions composées.

L'ensemble de ces informations sont mises à disposition, soit directement sur le bornier du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

## **8 Modalités contractuelles de traitement des litiges**

Les engagements adaptés à chaque utilisateur sont définis dans les contrats d'accès au réseau.