

## Documentation technique de référence comptage

### Résumé

Ce document détaille la documentation technique des comptages mis en œuvre par GÉRÉDIS. L'objet du présent document est d'informer l'utilisateur du réseau sur le référentiel des prescriptions GÉRÉDIS en matière de constitution et de mise en œuvre du dispositif de comptage.

Les prescriptions fournies dans ce document sont applicables par GÉRÉDIS à tout dispositif de comptage nouveau ou faisant l'objet d'une modification majeure.

### Historique du document

Nature de la modification	Indice	Date de publication
Transfert de processus et intégration compteur SAPHIR 4Q	A	23/10/2019

## Sommaire

<b><u>1</u></b>	<b><u>PRÉAMBULE</u></b>	<b>4</b>
1.1	OBJET DU DOCUMENT ET DÉFINITIONS	4
1.2	RÔLE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	5
1.3	COMPOSITION DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	5
1.4	FOURNITURE ET ENTRETIEN DES ÉQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	6
1.4.1	PRINCIPES GÉNÉRAUX	6
1.4.2	ENTRETIEN ET RENOUVELLEMENT	6
1.5	MODALITÉS CONTRACTUELLES DE TRAITEMENT DES LITIGES CONCERNANT LES COMPTAGES	7
<b><u>2</u></b>	<b><u>PRESCRIPTIONS DE GÉRÉDIS CONCERNANT LES ÉQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE</u></b>	<b>7</b>
2.1	APTITUDE À L'EXPLOITATION ET AUTORISATION D'EMPLOI DES ÉQUIPEMENTS	7
2.2	ÉQUIPEMENTS CONCERNÉS	7
2.2.1	POINT DE LIVRAISON EN SOUTIRAGE D'ÉNERGIE UNIQUEMENT	7
2.2.2	POINT DE LIVRAISON EN INJECTION D'ÉNERGIE	8
2.3	COMPTEURS DE RÉFÉRENCE	10
2.4	RÉDUCTEURS DE MESURE	10
2.4.1	AUTORISATION D'EMPLOI DES RÉDUCTEURS DE MESURE	10
2.4.2	VÉRIFICATION DE CONFORMITÉ AVANT LA MISE EN SERVICE : PROCÈS-VERBAL D'ESSAIS	11
2.4.3	CHOIX DES RÉDUCTEURS DE MESURE	11
2.5	CÂBLES DE MESURE	23
2.6	INSTALLATIONS DE TÉLÉCOMMUNICATION FOURNIES PAR L'UTILISATEUR DU RÉSEAU	23
<b><u>3</u></b>	<b><u>ACCÈS AUX INFORMATIONS DU COMPTAGE</u></b>	<b>25</b>
3.1	CONDITIONS GÉNÉRALES D'ACCÈS AUX INFORMATIONS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	25
3.1.1	PRÉAMBULE	25
3.1.2	COMPTAGES UTILISÉS EN COURBE DE MESURE	25
3.1.3	COMPTAGES UTILISÉS EN INDEX POUR POINT DE LIVRAISON EN HTA ET EN BT > 36 kVA	27
3.1.4	COMPTAGES UTILISÉS EN INDEX POUR POINT DE LIVRAISON EN BT ≤ 36 kVA	28
3.2	PRÉCISIONS SUR LES SYSTÈMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION	29
3.2.1	MODES D'ACCÈS AUX COMPTEURS UTILISÉS PAR GÉRÉDIS	29
3.2.2	MODES D'ACCÈS DISPONIBLES À UN UTILISATEUR DU RÉSEAU	29
3.2.3	LES DIFFÉRENTS PROTOCOLES UTILISÉS POUR L'ACCÈS AUX INFORMATIONS (DONT LE RELEVÉ À DISTANCE ET LE RELEVÉ SUR SITE)	30
3.2.4	PRÉCISIONS CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE DE L'ACCÈS À DISTANCE	32
3.3	DESCRIPTION DES INFORMATIONS MISES À DISPOSITION SUR LE SITE DU POINT DE LIVRAISON	32
3.3.1	CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DES INFORMATIONS MISES À DISPOSITION	32
3.3.2	INFORMATIONS DISPONIBLES PAR TYPE DE COMPTAGE	34
<b><u>4</u></b>	<b><u>MODALITÉS DE CORRECTION DES DONNÉES DE COMPTAGE LORSQUE LE DISPOSITIF DE COMPTAGE NE SE SITUE PAS AU POINT D'APPLICATION DE LA TARIFICATION</u></b>	<b>39</b>
4.1	PRINCIPE DE LA CORRECTION DES DONNÉES	39
4.2	CONSOUMMATIONS D'ÉNERGIE ACTIVE OU PERTES ACTIVES	40

4.2.1	DANS LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HTA/BT DE L'UTILISATEUR DU RÉSEAU	40
4.2.2	DANS LES LIGNES ET CÂBLES	40
<b>4.3</b>	<b>CORRECTIONS D'ÉNERGIE RÉACTIVE OU PERTES RÉACTIVES</b>	<b>41</b>
4.3.1	DANS LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HTA/BT DE L'UTILISATEUR DU RÉSEAU	41
4.3.2	DANS LES LIGNES ET CÂBLES	41
<b>4.4</b>	<b>CALCUL PRATIQUE DES PERTES ET CORRECTIONS APPLIQUÉES</b>	<b>41</b>
4.4.1	PRÉCISIONS SUR LES FORMULES PRÉSENTÉES	41
4.4.2	FORMULES DE CORRECTION DE LA PUISSANCE ACTIVE	42
4.4.3	FORMULES DE CORRECTION DE L'ÉNERGIE ACTIVE	43
4.4.4	FORMULES DE CORRECTION DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE PAR CORRECTION DE LA TANGENTE	44
4.4.5	VALEURS USUELLES DES COEFFICIENTS DE CORRECTION	45
<b>4.5</b>	<b>PRÉCISIONS CONCERNANT LES TRAITEMENTS DE PRISE EN COMPTE DES PERTES</b>	<b>48</b>
4.5.1	COEFFICIENTS UTILISÉS POUR LES CALCULS	48
4.5.2	CAS PARTICULIER DES SITES ASSURANT UNE PRODUCTION D'ÉNERGIE ACTIVE	48
<b>5</b>	<b><u>ANNEXE 1 - TABLEAUX DES VALEURS DE PUISSANCES SOUSCRITES COMPATIBLES AVEC LES RAPPORTS DE TRANSFORMATION</u></b>	<b>49</b>
<b>6</b>	<b><u>ANNEXE 2 – INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES CONCERNANT LE CHOIX DU RAPPORT DE TRANSFORMATION</u></b>	<b>54</b>
6.1	RÈGLE GÉNÉRALE	54
6.2	CAS PARTICULIERS	54
6.3	PRISE EN COMPTE DES ÉVOLUTIONS POTENTIELLES DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	55
<b>7</b>	<b><u>ANNEXE 3 - ADÉQUATION DE LA PUISSANCE DE PRÉCISION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT À LA CHARGE DU CIRCUIT DE MESURE DE COURANT DU DISPOSITIF DE COMPTAGE</u></b>	<b>56</b>
7.1	MÉTHODE D'ÉVALUATION THÉORIQUE DE LA PUISSANCE DE CHARGE	56
7.1.1	PUISSANCE DE CHARGE DU CIRCUIT DE MESURE DE COURANT DU COMPTEUR	56
7.1.2	PUISSANCE DE CHARGE DU CÂBLE DU CIRCUIT DE MESURE	56
7.1.3	PUISSANCE DE CHARGE TOTALE	57
7.1.4	LIMITE DE VALIDITÉ DE L'ÉVALUATION THÉORIQUE DE LA PUISSANCE DE CHARGE	57
7.2	MÉTHODE DE MESURE PHYSIQUE DE LA PUISSANCE DE CHARGE	58
7.3	VÉRIFICATION DE L'ADÉQUATION DE LA PUISSANCE DE PRÉCISION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT À LA PUISSANCE DE CHARGE DU CIRCUIT DE MESURE DE COURANT DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	59
<b>8</b>	<b><u>ANNEXE 4 - VALEURS TYPIQUES USUELLES DE LA PUISSANCE DES PERTES FER ET DU COEFFICIENT DE PERTES JOULES DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE HTA / BT D'ANCIENNE GÉNÉRATION</u></b>	<b>61</b>

# 1 Préambule

## 1.1 Objet du document et définitions

L'objet du présent document est d'informer l'utilisateur du réseau sur le référentiel des prescriptions de GÉRÉDIS en matière de constitution et de mise en œuvre du dispositif de comptage.

Les prescriptions fournies dans ce document sont applicables par GÉRÉDIS à tout dispositif de comptage nouveau ou faisant l'objet d'une modification majeure.

Par exception, ces prescriptions ne concernent pas :

- Les dispositifs de comptage ou Points de Livraison présentant des particularités techniques locales compromettant fortement cette application.
- Les dispositifs de comptage faisant l'objet d'opérations exceptionnelles programmées et ciblées telles que des expérimentations de nouvelles solutions.

Les solutions de référence décrites dans le présent document sont applicables aux dispositifs de comptage raccordés sur des réseaux de distribution de niveaux de tension conformes aux références suivantes :

- Pour les dispositifs raccordés en tension HTA : 15 kV ou 20 kV pour la tension composée (tension entre les phases). Sortie basse tension : 230/400 V et 110/230 V
- Pour les dispositifs raccordés en basse tension :
  - 230 V pour la tension simple (tension entre une phase et le neutre).
  - 400 V pour la tension composée (tension entre les phases).

Les Points de Livraison à vocation provisoire ne sont pas considérés comme couverts par les prescriptions du présent document. Ils font l'objet de conditions particulières qui doivent être décrites dans la convention de raccordement de chaque site concerné.

On désigne par « **modification majeure du dispositif de comptage** » toute modification comprenant la « mise à niveau » d'au moins un des matériels majeurs participant à la mesure ou à la protection de l'installation, tel que : un transformateur de mesure, un compteur, un appareil général de commande et de protection (AGCP) et un tableau de comptage principal. On désigne par « mise à niveau » d'un matériel majeur du dispositif de comptage le remplacement de ce matériel par un matériel nouveau comportant des différences fonctionnelles ayant un impact sur le fonctionnement des autres constituants du dispositif de comptage ou sur le fonctionnement de l'ensemble du dispositif. Cette modification majeure peut intervenir suite à un dysfonctionnement du matériel, après un constat de sa vétusté et de la nécessité d'une rénovation, ou suite à une opération d'amélioration fonctionnelle délibérée de GÉRÉDIS.

Ne sont pas considérées comme des « mises à niveau » d'un matériel, les simples opérations de maintenance ou de réparation visant à remettre le matériel dans un état de fonctionnement identique (par exemple, le remplacement d'une carte modem sur le compteur).

Dans la suite du document, les expressions « dispositif de comptage rénové » ou « rénovation du dispositif de comptage » définissent un dispositif de comptage ayant fait l'objet d'une modification majeure.

## 1.2 Rôle du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage, implanté à proximité du Point de Livraison, a pour fonction principale de mesurer les flux d'énergie soutirée du réseau de distribution ou injectée vers celui-ci et de mettre à disposition cette information sous différentes formes. Il peut, dans certains cas, assurer des fonctions complémentaires de mesures, ou d'informations sur les grandeurs mesurées et sur les conditions de fonctionnement rencontrées.

## 1.3 Composition du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est généralement composé des éléments suivants :

- compteurs et éventuels accessoires associés (dispositifs de communication, de raccordement, ...),
- transformateurs de mesures éventuels, câbles et connectique associés,
- appareils de commande et de protection éventuels (disjoncteurs, organe de coupure, dispositif de protection à cartouche fusible, ...),
- tableaux de comptage supportant les compteurs et une partie des différents autres éléments cités ci-dessus.

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

- des outils de mise en service, de configuration, de paramétrage et de contrôle 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 filaire (RTC), les réseaux téléphoniques en radiofréquence de types GSM, GPRS ou UMTS ou la communication par courant porteur en ligne (CPL), ... ainsi que les protocoles de communication associés.
- Le système de comptage-relevé comprend donc plusieurs éléments plus ou moins dépendants les uns des autres 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 interopérables 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 contrôle, 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 le présent document de prescription.

NB : Le présent document de prescription fait référence à des textes réglementaires et à des documents de normalisation dont la publication est assurée par les organismes spécialisés : UTE, Légifrance, AFNOR, ...

## 1.4 Fourniture et entretien des équipements du dispositif de comptage

### 1.4.1 Principes généraux

Le code de l'énergie créé par l'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011, dans son article L322-8 (Section 2 : Les missions du gestionnaire du réseau de distribution) précise : « un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règlements de service des régies : (...) d'exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités.»

Conformément à ces dispositions, GÉRÉDIS est chargé de fournir, d'installer et d'entretenir l'ensemble des équipements du dispositif de comptage.

Les modalités pratiques de mise en œuvre de cette règle générale lors de la réalisation initiale des ouvrages, et tout au long de leur exploitation sont élaborées dans le cadre de la proposition de raccordement émise par GÉRÉDIS à l'intention de l'utilisateur du réseau afin d'être en adéquation avec les caractéristiques du site concerné (type de raccordement, type de comptage, ouvrages existants, ...). La convention de raccordement formalise les aspects contractuels de ces modalités pratiques, dont, notamment, les rôles respectifs de GÉRÉDIS et de l'utilisateur du réseau dans la fourniture, l'installation et l'entretien des matériels (pour plus de précisions, se reporter aux divers documents fournis sur le site de [GÉRÉDIS](#)).

En tout état de cause, toute intervention de l'utilisateur du réseau sur les installations dont il a la responsabilité doit faire l'objet d'une information à GÉRÉDIS et est soumise à son accord préalable dès lors que cette intervention peut avoir un impact temporaire ou durable sur la qualité de fonctionnement du dispositif de comptage (mise hors tension/remise sous tension, déplacement, intervention sur un raccordement, ...).

### 1.4.2 Entretien et renouvellement

L'entretien et le renouvellement des différents équipements du dispositif de comptage qui sont fournis par GÉRÉDIS sont assurés par ce dernier (excepté en cas de disposition particulière contraire qui serait mentionnée dans la convention de raccordement).

Dans le cas d'un dispositif de comptage existant, non conforme au présent référentiel et dont un équipement a été fourni par l'utilisateur du réseau, si cet équipement doit être changé (réparation impossible ou nécessité d'évolution fonctionnelle pour adaptation aux conditions contractuelles), il est alors remplacé par un matériel actuellement autorisé d'emploi et fourni par GÉRÉDIS, conformément aux principes généraux énoncés au chapitre « 1.4.1 ».

## 1.5 Modalités contractuelles de traitement des litiges concernant les comptages

Les engagements propres à chaque catégorie d'utilisateur du réseau, ainsi que les modalités contractuelles de traitement des litiges concernant les comptages sont définis dans les contrats d'accès au réseau correspondant à chaque catégorie.

## 2 Prescriptions de GÉRÉDIS concernant les équipements du dispositif de comptage

### 2.1 Aptitude à l'exploitation et autorisation d'emploi des équipements

Pour être déclaré apte à l'exploitation, un matériel doit avoir fait l'objet d'une procédure de qualification de matériel, par le comité de normalisation de GÉRÉDIS.

Cette procédure de qualification est composée de deux séquences nécessaires pour une autorisation d'emploi :

- validation technique de la conformité du produit,
- expérimentation en réseau.

### 2.2 Équipements concernés

#### 2.2.1 Point de Livraison en soutirage d'énergie uniquement

Le présent chapitre concerne les Points de Livraison comportant uniquement des flux d'énergie active en soutirage et régis par un contrat de consommation d'énergie.

Le tableau suivant précise les matériels devant équiper tout dispositif de comptage neuf ou rénové pour chacun des différents services décrits dans le tableau des composantes annuelles de comptage du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale (1)	Fréquence minimale de transmission des données	Type de contrôle de la puissance	Données de comptage nécessaires à la facturation	Compteurs de référence (2)	Réducteurs de mesure
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	<b>ICE-2Q / SAPHIR 4Q</b> <b>ou PME-PMI</b> (3)	<b>TC</b> (et <b>TT</b> le cas échéant)
				Index multiples		
BT	> 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	<b>PME-PMI</b>	<b>TC</b>
		Mensuelle	Dépassement	Index multiples	<b>PME-PMI</b>	
	1 à 36 kVA	Quadrimestrielle	Disjoncteur	Index multiples  Index unique	<b>CBE monophasé ou triphasé (5)</b>	

Nota :

(1) : la valeur de puissance à utiliser comme référence est la plus grande des valeurs des puissances souscrites contractuelles. Dans le cas d'un Point de Livraison sur lequel portent plusieurs contrats de consommation, la valeur à utiliser est définie en prenant en compte l'ensemble des puissances souscrites de tous les contrats concernés.

(2) : les sigles des compteurs de référence sont explicités dans le chapitre « 2.3 ».

(3) : le compteur PME-PMI est utilisé dans les installations équipées d'un dispositif de comptage en Basse Tension. Le compteur ICE-2Q et le compteur SAPHIR 4Q sont utilisés dans les installations équipées d'un dispositif de comptage en HTA et les installations équipées d'un dispositif de comptage en Basse Tension à tarification. Les conditions techniques permettant l'utilisation d'un dispositif de comptage en Basse Tension sont précisées au chapitre « 2.4.3.2.1 ».

(4) : le compteur évolué « AMM » du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité n'est pas mentionné dans ce tableau car il fait l'objet d'une phase pilote départementale et n'est pas disponible en tant que solution de référence sur l'ensemble du territoire couvert par GÉRÉDIS.

(5) : pour une installation neuve de puissance maximale de 1 à 36 kVA, le compteur est un CBE monophasé pour un raccordement monophasé et CBE triphasé pour un raccordement triphasé.

## 2.2.2 Point de Livraison en injection d'énergie

Le présent chapitre concerne les Points de Livraison comportant des flux d'énergie active en injection, c'est-à-dire les sites équipés de moyens de production d'électricité et susceptible d'injecter de l'énergie vers le réseau de distribution. Il peut s'agir de sites dédiés à la production d'énergie et régis uniquement par un contrat d'achat d'énergie au producteur (et de raccordement au réseau) ou de sites fonctionnant également en consommation d'énergie et régis, à ce titre, par un ou plusieurs contrats supplémentaires de consommation d'énergie.

Pour des raisons contractuelles ou techniques, un site peut comporter plusieurs Points de Livraison dont un Point de Livraison utilisé pour l'injection d'énergie vers le réseau de distribution et conforme au

présent chapitre et un ou plusieurs Points de Livraison dédiés à la consommation d'énergie et conformes au chapitre « 2.2.1 ».

Le tableau suivant précise les matériels devant équiper tout dispositif de comptage neuf ou rénové pour chacun des différents types de raccordement.

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale (1)	Données de comptage nécessaires à la facturation	Compteurs de référence (2)	Réducteurs de mesure
HTA	12 MW (3)	Courbe de mesure (et	<b>Deux ICE 2Q ou SAPHIR 4Q (4)</b>	<b>TC (et TT le cas échéant)</b>
BT	36 kVA à 250 kVA	Index (et courbe de mesure) (7)	<b>Un ou deux PME-PMI (6)</b>	<b>TC</b>
	1 à 36 kVA	Index simple ou multiples	<b>Deux ou trois CBE en monophasé ou triphasé (8) (9)</b>	

**Nota :**

(1) : pour déterminer le domaine de tension du Point de Livraison et le compteur de référence, la valeur de puissance à utiliser comme référence est la plus grande des valeurs des puissances considérées en tenant compte, d'une part, de l'ensemble des puissances souscrites des différents contrats de soutirage d'énergie attachés au site considéré (s'il en existe), et, d'autre part, de la « puissance de production installée ». Conformément à l'article 4 de l'arrêté du 23/04/2008 modifié, la « puissance de production installée » d'une installation de production est définie comme la somme des puissances unitaires maximales des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément dans un même établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (SIRET). Cette « puissance de production installée » peut être différente de la « puissance de raccordement » du Point de Livraison qui est considérée comme la puissance de référence et est programmée dans le comptage pour la gestion contractuelle des flux d'énergie injectés par le site sur le réseau de distribution.

(2) : les sigles des compteurs de référence sont explicités dans le chapitre « 2.3 ».

(3) : une « puissance de production installée » de 17 MW est possible sous réserves de vérifications préalables lors de l'étude de raccordement.

(4) : les compteurs ICE-2Q ou SAPHIR 4Q (montage tête-bêche) effectuent les mesures des flux d'énergie en injection. Ils effectuent également la mesure des flux d'énergie en soutirage (s'il en existe un pour le Point de Livraison concerné) ou pour la vérification de la non-consommation (en l'absence de contrat de consommation d'énergie). Un compteur ICE-2Q peut être ajouté si une mesure distincte de la consommation des auxiliaires de l'outil de production est nécessaire.

(5) : l'utilisation des index peut être nécessaire à la gestion du contrat de consommation du Point de Livraison.

(6) : un compteur PME-PMI effectue la mesure des flux d'énergie en injection et la mesure des flux d'énergie en soutirage pour la vérification de la non-consommation. Un deuxième compteur PME-PMI est nécessaire pour la mesure des flux d'énergie en soutirage spécifique au contrat de consommation d'énergie (s'il en existe un pour le Point de Livraison concerné).

(7) : l'utilisation de courbe de mesure n'est effectuée que si elle est nécessaire à la gestion du contrat d'achat d'énergie au producteur.

(8) : deux compteurs CBE sont nécessaires : l'un effectue la mesure des flux d'énergie en injection et l'autre effectue la mesure des flux d'énergie en soutirage pour la vérification de la non-consommation. Un troisième compteur CBE est nécessaire pour la mesure des flux d'énergie en soutirage.

(9) : le compteur CBE permet la répartition des énergies mesurées en deux postes horo-saisonniers. Si le contrat d'achat d'énergie au producteur impose la gestion d'un nombre supérieur de postes horo-saisonniers, le dispositif de comptage peut être exceptionnellement équipé d'un compteur adapté à ces fonctions (PME-PMI ou 2 ICE-2Q) associé à des transformateurs de mesure (réducteurs de mesure de courant).

## 2.3 Compteurs de référence

Tous les compteurs de référence font partie de la famille des compteurs électroniques.

Sigle	Désignation
SAPHIR 4Q	Compteur à 4 quadrants
ICE-2Q	Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants »
PME-PMI	Compteur « PME-PMI »
CBE tri MT	Compteur « bleu » électronique triphasé multitarif à taux plein
CBE mono MT	Compteur « bleu » électronique monophasé multitarif à taux plein

## 2.4 Réducteurs de mesure

### 2.4.1 Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure

Les réducteurs de mesure installés, soit dans le cadre d'une rénovation ou d'une mise à niveau d'un dispositif de comptage existant, soit à la création d'un nouveau dispositif de comptage, doivent être validés au préalable par GÉRÉDIS.

Dans le cas des réducteurs de mesure raccordés en HTA, ces matériels doivent également avoir fait l'objet d'un avis favorable de GÉRÉDIS quant à leur intégration dans les modèles de cellule équipant le poste de transformation du site concerné.

Ces diverses spécifications concernant les transformateurs de courant s'appuient principalement sur :

- La norme NF EN 60044-1 de novembre 2000 et ses 2 amendements (amendements A1 d'octobre 2001 et A2 de mai 2003).
- La spécification technique HN 64-S-41 d'Octobre 1992 décrivant les caractéristiques techniques et son amendement n°1 de Novembre 1997.

Ainsi que l'ensemble des documents auxquels ces documents font références.

Les transformateurs de courant utilisés sont conformes à la norme NF EN 60044-1 excepté pour les caractéristiques particulières suivantes.

- Courant d'échauffement : 120 % du courant primaire assigné, y compris pour les transformateurs de gamme étendue 0,2S ou 0,5 (prise en compte des dépassements de puissance contractuelle).
- Température ambiante : -20°C à +60°C (adaptée à l'utilisation en coffrets extérieurs ou en sortie de transformateur).

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 NF EN 61869-3
- La norme NF EN 60044-7
- Les normes NF C 13-100 et NF C 13-200

Ainsi que l'ensemble des documents auxquels ces documents font références.

## 2.4.2 Vérification de conformité avant la mise en service : procès-verbal d'essais

Une procédure de vérification des caractéristiques techniques de chaque exemplaire de transformateurs de mesure installé sur le site concerné est appliquée avant la mise en service de ces matériels (ou leur remise en service si l'installation est restée hors tension durant plus d'un an).

Dans le cadre de cette procédure, dans le cas où la fourniture des transformateurs de mesure est assurée par l'utilisateur du réseau ou son mandataire, l'utilisateur du réseau doit fournir à GÉRÉDIS, un procès-verbal d'essais datant de moins de 12 mois pour chaque transformateur.

Dans le cas où GÉRÉDIS assure la fourniture des transformateurs de mesure, GÉRÉDIS est responsable de l'acquisition de ce procès-verbal d'essais.

Dans tous les cas, GÉRÉDIS conserve ce procès-verbal pour le mettre à disposition en cas de vérification éventuelle, avant la mise en service des transformateurs de mesure ou ultérieurement.

L'acquisition de ce document ne se substitue pas à un contrôle éventuel de toute la chaîne de comptage, (transformateurs de mesure compris) réalisé par GÉRÉDIS à sa propre initiative lors de la mise en service ou ultérieurement.

Cette procédure de vérification permet la vérification conjointe par l'utilisateur du réseau et les services de GÉRÉDIS des caractéristiques techniques de chaque exemplaire de matériel installé.

## 2.4.3 Choix des réducteurs de mesure

### 2.4.3.1 Règles générales

#### 2.4.3.1.1 Définitions et principes

Dans la suite du document, l'expression « courant nominal » est citée pour désigner la notion de « courant assigné » des circuits primaire ou secondaire généralement utilisée dans les documents de normalisation.

La classe de précision de chacun des appareils de mesure du dispositif de comptage (compteurs, transformateurs de tension éventuels et transformateurs de courant) est choisie de manière à ce que, dans les conditions nominales d'utilisation, les valeurs d'erreurs maximales des mesures effectuées par le dispositif sur l'ensemble des énergies ne dépassent pas les seuils de tolérance réglementaires définis par la législation pour chaque type d'installation. Trois caractéristiques sont essentielles pour assurer la précision de mesure requise : **la puissance de précision, la classe de précision et le rapport de transformation.**

Les tableaux des chapitres suivants donnent les valeurs à respecter pour les situations les plus couramment rencontrées.

Dans le cas où les transformateurs de mesure (tension ou courant) d'un dispositif de comptage sont constitués d'un ensemble de trois appareils monophasés, ces trois appareils doivent posséder des caractéristiques fonctionnelles et technologiques identiques (même modèle du même fournisseur).

La puissance de précision nécessaire dépend principalement de la charge constituée par les éléments raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de mesure (par exemple, le circuit de mesure de courant du dispositif de comptage) c'est à dire du nombre d'appareils de mesure raccordés et de leur consommation (nombre et type de compteurs : électromécaniques ou électroniques), ainsi que des sections et longueurs des câbles de mesures utilisés (se reporter aux chapitres « 2.5 » et « 7 »).

La classe de précision nécessaire dépend principalement du type de dispositif de comptage (avec ou sans réducteurs de tension) et de l'étendue des dénivelés de la puissance à mesurer. Par expérience, la classe de précision nécessaire est déduite de manière générale du type d'usage (tension de raccordement et puissance souscrite maximale), ainsi que cela apparaît dans tableaux des chapitres «2.4.3.2.1», «2.4.3.3» et «2.4.3.4».

#### Cas particulier des installations nécessitant des transformateurs de courant ayant une meilleure classe de précision.

Certains cas particuliers d'installation nécessitent des transformateurs de courant ayant une meilleure classe de précision que celle mentionnée dans les tableaux fournis. Un calcul doit alors être effectué au cas par cas. Il s'agit notamment des cas :

- d'installations relevant d'usages particuliers nécessitant un fort dénivelé de puissance,
- d'installations équipées de réducteurs de mesure placés sur la haute tension (HTA) et qui sont susceptibles de subir des évolutions importantes de leur niveau de puissance.

En effet, la classe de précision nécessaire pour les transformateurs de courant dépend du comportement de l'installation de l'utilisateur du réseau. En règle générale, au-delà d'une puissance souscrite d'environ 250 kW, ou pour des installations relevant d'usages particuliers ou réalisant à la fois l'injection et le soutirage, l'énergie transitant au Point de Livraison varie de façon importante, provoquant de forts dénivelés de la puissance mesurée. Pour maintenir la qualité de la mesure, il convient d'étendre la plage de précision du transformateur de courant et la classe de précision 0,2S est alors requise. L'usage de cette classe de précision (0,2S) apparaît également opportun dans le cas d'installations (même de faible puissance), dont les réducteurs de mesure sont placés sur la haute tension (HTA) et pour laquelle des évolutions importantes de la puissance appelée sont envisagées. En effet, une meilleure classe de précision permet à l'utilisateur du réseau de limiter le nombre d'interventions pour adaptation des transformateurs de courant (changement du rapport de transformation) et d'éviter les difficultés inhérentes à ces interventions et aux coupures d'alimentation qu'elles nécessitent.

#### 2.4.3.1.2 Précisions sur le choix du type de transformateur de courant : type mono-rapport ou type multi-rapports

Pour faciliter l'adaptation à une évolution ultérieure des puissances, l'utilisation de transformateurs de courants multi-rapports est systématiquement recherchée, excepté dans le cas d'une impossibilité technique majeure ou de l'indisponibilité d'un matériel adapté qui soit autorisé d'emploi par GÉRÉDIS.

Dans ce but, les procédures suivantes sont appliquées.

- Dans le cas d'un dispositif de comptage nouveau ou d'un dispositif de comptage existant ayant fait l'objet d'une modification majeure :
  - sur un Point de Livraison en Basse Tension, GÉRÉDIS met systématiquement en œuvre des transformateurs de courant de type multi-rapports,

- sur un Point de Livraison en HTA équipé d'un comptage en HTA ou équipé d'un comptage en Basse Tension, GÉRÉDIS étudie avec l'utilisateur du réseau les conditions de mise en œuvre des transformateurs de courant de type multi-rapports afin, notamment, de réduire les impacts pour l'utilisateur du réseau des futurs changements de rapport de transformation qui pourraient intervenir ultérieurement.
- Dans le cas d'un dispositif de comptage existant n'ayant fait l'objet d'aucune modification majeure, les transformateurs de courant de type mono-rapport présents dans le dispositif de comptage peuvent être conservés en l'état.

#### 2.4.3.1.3 Précisions sur le choix du rapport de transformation du transformateur de courant

Le choix du rapport de transformation des transformateurs de courant fait l'objet d'un chapitre spécifique (se reporter au chapitre « 2.4.3.5 »).

#### 2.4.3.2 Cas d'un dispositif de comptage neuf ou rénové en livraison en HTA

##### 2.4.3.2.1 Caractéristiques des appareils à installer

Conformément à la norme NF C 13-100, le dispositif de comptage est réalisé, sans transformateur de tension, sur la basse tension, lorsque l'installation comporte un seul transformateur de puissance et que le courant secondaire assigné ne dépasse pas 2000 A. En dehors de cette hypothèse, le dispositif de comptage est réalisé sur la haute tension à l'aide de transformateurs de tension. Dans ce cas spécifique, le poste de livraison de l'utilisateur du réseau doit comporter les réducteurs de mesure raccordés en HTA (Courant et Tension) et les câbles de liaison entre ces réducteurs de mesure et le compteur (appelés « câbles de mesure » ci-après), dans l'appareillage HTA dont ils sont techniquement indissociables.

Dans le cas particulier d'une évolution contractualisée de l'installation de l'utilisateur du réseau (augmentation de puissance, ajout d'un transformateur), la situation après l'évolution est prise comme référence pour le dispositif de comptage.

La valeur de référence du niveau de tension de la Basse Tension est 230 V/400 V ou 110/220 V (tension simple/tension composée).

Caractéristiques	Transformateurs de courant			Transformateurs de tension
	<i>Comptage en BT</i>		<i>Comptage en HTA</i>	<i>Comptage en HTA</i>
	PI ≤ 250 kW	PI > 250 kW		
Puissance de précision	3,75 VA (1) ou 7,5 VA	7,5 VA	7,5 VA	15 VA ou 30 VA (2) (4)
Classe de précision	0,5 ou 0,2S	0,2S	0,2S	0,5
Rapport de transformation (3)	<u>100/5</u> , <u>200/5</u> , <u>500/5</u>	<u>500/5</u> , <u>1000/5</u> , <u>1500/5</u> <u>2000/5</u>	5/5, 7,5/5, 10/5, 15/5, 20/5, 25/5, 30/5, <u>50/5</u> , <u>75/5</u> , <u>100/5</u> , <u>125/5</u> , <u>150/5</u> , <u>200/5</u> , <u>250/5</u> , <u>300/5</u> , <u>400/5</u> , <u>600/5</u>	100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)
Références normatives	NF C 13-100 et 13-200 et autres normes mentionnées par le			

**Nota :**

- les valeurs soulignées sont les valeurs sélectionnées par GÉRÉDIS parmi les valeurs retenues par la norme NF EN 60044-1,
- conformément aux règles générales énoncées au chapitre « 2.4.3.1 », il convient de privilégier des transformateurs de courant multi-rapports en utilisant les rapports cités ci-dessus.

(1) : Pour les dispositifs de comptage possédant les TC dans l'armoire de comptage ou si la distance des câbles de mesure le permet. Dans ce dernier cas, une vérification est à réaliser (se reporter au chapitre « 7 »).

(2) : La puissance de précision nécessaire est déterminée par GÉRÉDIS en fonction des consommations de l'ensemble des éléments du dispositif de comptage qui sont raccordés à chaque transformateur de tension : compteurs et leurs différents accessoires de communication et matériels de connexion attenants. En tout état de cause, les transformateurs utilisés doivent posséder des caractéristiques fonctionnelles et technologiques identiques (même modèle du même fournisseur).

(3) : Le rapport de transformation est le rapport entre le courant du circuit primaire et le courant du circuit secondaire du transformateur. Il définit également la valeur nominale de fonctionnement de l'appareil. Par exemple, pour un transformateur de courant de rapport 1000/5, la valeur du courant nominal du circuit primaire est de 1000A et celle du courant nominal du circuit secondaire est de 5A.

(4) : Pour plus de précisions sur l'utilisation des transformateurs de tension, il convient de se reporter au chapitre « 2.4.3.2.3 ».

## 2.4.3.2.2 Précisions concernant les transformateurs de courant

### 2.4.3.2.2.1 Choix des matériels et conditions de remplacement

#### **Cas des dispositifs de comptage neufs**

Dans le cas d'un dispositif de comptage neuf, les transformateurs de courant sont choisis afin que leurs caractéristiques de puissance de précision et de classe de précision soient conformes aux règles énoncées dans le tableau ci-dessus.

#### **Cas des dispositifs de comptage existants**

En cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique (de type SAPHIR 4Q, ICE-2Q ou PME-PMI) ou de rénovation des circuits de mesure de courant du dispositif de comptage, les transformateurs de courant dont la puissance de précision est différente de celle définie ci-dessus doivent faire l'objet d'un remplacement. Ils peuvent éventuellement être conservés, sous réserves qu'ils satisfassent aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définies au chapitre « 2.4.3.5 » et fassent l'objet d'une vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage en suivant les règles énoncées dans le chapitre « 7 ».

Pour cela, la puissance de charge des éléments du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage (filerie et comptage) raccordé aux circuits secondaires des transformateurs de courant est évaluée de manière théorique à l'aide des informations fournies dans le chapitre « 7 ». Lorsque cette évaluation théorique de la puissance de charge n'est pas réalisable de manière fiable (par exemple, du fait de la présence d'éléments autres que les câbles et les compteurs : connecteurs, appareils ou circuits annexes, etc.), il est recommandé de réaliser une mesure physique selon la méthode définie dans le chapitre « 7 ».

### 2.4.3.2.2.2 Utilisation des transformateurs de courant pour des usages autres que la mission de mesure des énergies de GÉRÉDIS

#### **Règle générale**

Concernant les réducteurs de mesure des courants, **les circuits secondaires raccordés aux appareils de comptage utilisés par GÉRÉDIS** pour la mesure des énergies transitant au Point de Livraison doivent **être utilisés exclusivement par la fonction de comptage de GÉRÉDIS**. Ces circuits ne doivent en aucun cas être raccordés à un autre usage.

#### **Cas particulier d'une utilisation dédiée au dispositif de protection**

Dans le cas particulier des installations raccordées en HTA, une information sur le courant transitant au primaire doit être fournie au relais de protection. Cette information peut être fournie, soit par un transformateur de courant dédié, soit par un enroulement secondaire supplémentaire du transformateur de courant utilisé par le dispositif de comptage. Cet enroulement supplémentaire est de classe « protection » et distinct de l'enroulement secondaire de classe « mesure » qui est réservé au comptage de l'énergie.

Il n'est pas exigé de borniers séparé, mais, en cas de borniers commun, la morphologie et l'identification des bornes doit permettre des interventions complètement indépendantes sur chacun des deux circuits (comptage et protection).

#### 2.4.3.2.2.3 Utilisation des transformateurs de courant de type sommateur ou mélangeur

Les transformateurs de courant de type « sommateur » ou « mélangeur » ne font pas partie des matériels de référence. L'utilisation de ce type de matériel est à proscrire pour un dispositif de comptage dédiée à la mission de mesure des énergies de GÉRÉDIS car cette installation n'est pas en conformité avec la règle imposant un dispositif de comptage par Point de Livraison et ne permet pas de garantir la précision de mesure attendue.

#### 2.4.3.2.3 Précisions concernant les transformateurs de tension

##### 2.4.3.2.3.1 Utilisation des transformateurs pour des usages autres que la mission de mesure des énergies de GÉRÉDIS

#### Utilisation pour le dispositif de protection

Dans certains cas (producteur d'énergie notamment), il est nécessaire de disposer d'une tension pour l'alimentation de la protection de découplage et de la référence réseau pour le synchro-coupleur. Cette tension est fournie de préférence, par un appareil-transformateur de tension spécifique. Elle peut éventuellement être fournie par un enroulement secondaire supplémentaire du transformateur de tension utilisé pour le comptage. Cet enroulement supplémentaire est alors de classe « protection » et distinct de l'enroulement secondaire de classe « mesure » réservé au comptage de l'énergie. Il convient de garantir que le fonctionnement du comptage ne puisse en aucun cas en être affecté. Pour cela, il est recommandé que, dans le cas où un circuit secondaire supplémentaire serait présent sur l'appareil-réducteur de mesure concerné, ce circuit secondaire soit complètement séparé du circuit secondaire utilisé pour le comptage. Il peut alors être utilisé pour être raccordé aux fonctions dédiées au dispositif de protection (relais de protection). Il n'est pas exigé de borniers séparé, mais, en cas de borniers commun, la morphologie et l'identification des bornes doit permettre des interventions complètement indépendantes sur chacun des deux circuits (comptage et protection).

#### Autres usages des transformateurs de tension

Il est également toléré d'utiliser, pour des usages complémentaires au comptage, l'enroulement secondaire des transformateurs de tension utilisé par GÉRÉDIS pour la mesure des énergies transitant au Point de Livraison.

Pour cela, il est recommandé de respecter les prescriptions suivantes :

- **les nouveaux circuits ajoutés doivent être complètement séparés du circuit de mesure de tension** du comptage (raccordement directement aux bornes des secondaires des transformateurs de tension, aucun tronçon commun),
- les nouveaux circuits ajoutés **doivent être munis d'un coupe-circuit et d'une protection par fusible**,
- les nouveaux usages ajoutés **ne doivent en aucun cas provoquer la moindre perturbation dans les différentes mesures effectuées par le compteur**, et notamment, à ce titre, ils doivent garantir l'utilisation des transformateurs de tension dans leur domaine nominal de fonctionnement.

##### 2.4.3.2.3.2 Adéquation des usages avec la puissance de précision des transformateurs de tension

Il convient de vérifier que la puissance permanente appelée par l'ensemble des usages raccordés sur le circuit secondaire de chaque transformateur de tension ne dépasse pas 75% de la puissance de précision assignée de ce transformateur.

### 2.4.3.3 Cas d'un dispositif de comptage existant non rénové en livraison en HTA (pour mémoire)

Types de compteur Caractéristiques		Transformateurs de courant		Transformateurs de tension
		<i>Comptage en BT</i>	<i>Comptage en HTA</i>	<i>Comptage en HTA</i>
<b>Electromécanique</b> (*)	Puissance de précision	15 VA	30 VA	50 VA
	Classe de précision	0,5	0,5	0,5
	Rapports de transformation	50/5, 100/5, 200/5, 500/5, 1000/5, 2000/5	5/5, 10/5, 20/5, 25/5, 30/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)
<b>Electronique</b>	Puissance de précision	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	7,5 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	15 VA (ou 30 VA si plusieurs compteurs ou charges)
	Classe de précision	0	0,5	0,5
	Rapports de transformation	50/5, 100/5, 200/5, 500/5, 1000/5, 1500/5, 2000/5	5/5, 10/5, 20/5, 25/5, 30/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)

(\*) Gérédis ne possède plus de compteurs électromécaniques à comptage indirect sur son territoire.

#### 2.4.3.4 Cas d'un dispositif de comptage neuf ou rénové en livraison en BT >36 kVA

	<i>Comptage en</i>
Puissance de précision	7,5 VA
Classe de précision	0,
Rapports de transformation	<b>100-200-500/5 (tri-rapport)</b>
Références normatives	<b>NF C 14 100, CEI 60044-1</b>

#### 2.4.3.5 Choix des rapports de transformation des transformateurs de courant

##### 2.4.3.5.1 Généralités

Le respect de la précision requise pour l'ensemble du dispositif de comptage nécessite de choisir des transformateurs de courant ayant un rapport de transformation adapté.

Cas particulier d'un dispositif de comptage assurant la mesure d'un flux d'énergie interne à l'installation intérieure.

Dans le cas particulier d'un dispositif de comptage exploité par GÉRÉDIS et assurant la mesure d'un flux d'énergie différent du flux au Point de Livraison, comme par exemple un flux d'énergie interne à l'installation intérieure de l'utilisateur du réseau (comptage de production ou d'auxiliaire, comptage divisionnaire, etc.), la valeur de puissance à utiliser comme référence pour déterminer le rapport de transformation est la valeur maximale que peut atteindre la puissance du flux d'énergie considéré, telle qu'elle est définie par les caractéristiques techniques de l'installation générant ce flux (puissance de production, puissance de consommation des auxiliaires, ...).

Les principes d'adaptation à respecter sont les suivants.

- Le courant maximal mesuré ne doit pas dépasser le courant nominal du transformateur de courant. En effet, **l'intensité de fonctionnement ne peut pas dépasser 120 % de l'intensité nominale** sans risque de dégradation. Pour respecter cette limite tout en acceptant les dépassements contractuels autorisés, ainsi que les variations de tension possibles, il est nécessaire que **le courant correspondant à la puissance souscrite maximale de référence ne dépasse pas 100% du courant nominal du transformateur de courant (appelé « InTC »)**.
- De plus, les courants mesurés ne doivent pas être trop faibles en regard du courant nominal du transformateur de courant. En effet, en dessous de certaines valeurs d'intensité (liées aux compteurs utilisés et à la classe de précision de transformateurs de courant utilisés), le dispositif de comptage ne compte pas avec la précision requise, voire ne compte pas du tout (notion de courant de démarrage). **Les règles de cohérence à respecter sont énoncées dans le chapitre suivant.**

## 2.4.3.5.2 Prescriptions à respecter pour la mise en service ou les modifications de puissances

### 2.4.3.5.2.1 Règle générale pour les Points de Livraison en HTA

Pour les dispositifs de comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,2S**, l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

**20% Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active souscrite divisée par le cosinus-phi de l'installation (\*) < 100% Intensité nominale du TC.**

(\*) Correspond à la puissance apparente

Pour les dispositifs de comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,5**, l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

**40% Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active souscrite divisée par le cosinus-phi de l'installation < 100% Intensité nominale du TC.**

Ces règles sont applicables à tout Point de Livraison en HTA, que le dispositif de comptage soit installé en BT ou en HTA. Il est à noter que dans le cas du dispositif de comptage en BT, la puissance mesurée par le TC ne comportant pas les pertes, la puissance apparente devrait être réduite d'environ 1 à 3 % selon le transformateur en place. Par simplification, on utilise le même calcul que dans le cas du dispositif de comptage en HTA afin de tenir compte de l'absence de transformateur de tension qui offre une tolérance supplémentaire sur la mesure.

### 2.4.3.5.2.2 Règle générale pour les Points de Livraison en BT > 36kVA

Ces dispositifs de comptage sont équipés de transformateurs de courant de **classe 0,5**, et l'adaptation du rapport de transformation est réalisée lorsque la formule suivante est respectée :

**40% Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance apparente souscrite < 100% Intensité nominale du TC.**

La valeur de référence du niveau de tension de la Basse Tension est 230 V/400 V (tension simple/tension composée).

### 2.4.3.5.2.3 Formules générales applicables pour le choix du rapport de transformation

Dans les formules fournis ci-après, les intitulés représentent les grandeurs suivantes.

- « InTC » représente la valeur en Ampères du courant nominal au primaire du TC (par exemple, 2000 pour un transformateur de courant de rapport 2000/5).
- « Ps » représente la puissance souscrite à utiliser comme référence, à savoir la plus grande des valeurs de puissance souscrite de tous les contrats en cours (consommation ou production) en cas de souscription comportant un dénivelé de puissance (pour plus de précision, se reporter aux chapitres « 2.4.3.5.2.4 » et « 6 »). Dans le cas d'un Point de Livraison en HTA, il s'agit d'une puissance installée en puissance active exprimée en W, dans le cas d'un Point de Livraison en BT, il s'agit d'une puissance souscrite en puissance apparente exprimée en VA.
- « Un » est la tension composée de référence du dispositif de comptage exprimée en Volts : soient usuellement 15 000 V ou 20 000 V pour un comptage en HTA et 400 V pour un comptage en BT.
- « cos phi » représente le cosinus-phi de l'installation raccordée au Point de Livraison concerné. La valeur par défaut à adopter est 0,93. Si la valeur propre au site est connue, il convient de l'appliquer, particulièrement si cette valeur est plus faible que la valeur par défaut.

#### **Formules générales applicables aux Points de Livraison en HTA :**

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,2S	$0,2 \times \text{InTC} < \frac{Ps}{\cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} < \frac{Ps}{\cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$

Les valeurs de Ps compatibles avec un appareil peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de Ps compatibles avec une valeur de InTC
0,2S	$0,2 \times \text{InTC} \times \cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \mathbf{Ps} < \text{InTC} \times \cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} \times \cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \mathbf{Ps} < \text{InTC} \times \cos \phi \times \text{Un} \times \sqrt{3}$

Les valeurs de InTC adaptées à la Ps d'une installation peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs InTC adaptées à une valeur de Ps
0,2S	$\frac{Ps}{\cos \phi \times Un \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC} < \frac{Ps}{\cos \phi \times Un \times \sqrt{3}} \times 5$
0,5	$\frac{Ps}{\cos \phi \times Un \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC} < \frac{Ps}{\cos \phi \times Un \times \sqrt{3}} \times 2,5$

**Formules générales applicables aux Points de Livraison en BT > 36kVA :**

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,5	$0,4 \times \mathbf{InTC} < \frac{Ps}{Un \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC}$

Les valeurs de Ps compatibles avec un appareil peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,5	$0,4 \times \mathbf{InTC} \times Un \times \sqrt{3} < \mathbf{Ps} < \mathbf{InTC} \times Un \times \sqrt{3}$

Les valeurs de InTC adaptées à la Ps d'une installation peuvent être calculées grâce aux formules suivantes.

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs InTC adaptées à une valeur de Ps
0,5	$\frac{Ps}{Un \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC} < \frac{Ps}{Un \times \sqrt{3}} \times 2,5$

#### 2.4.3.5.2.4 Consignes de mise en œuvre

Le chapitre « 5 » fournit les plages de puissances souscrites (puissances minimales et maximales) compatibles avec chaque valeur du rapport de transformation dans les cas les plus courants (pour une valeur par défaut du cosinus-phi de l'installation alimentée par le Point de Livraison concerné).

Il permet de déterminer le(s) rapport(s) de transformation compatible(s) avec la puissance souscrite au Point de Livraison.

Dans le cas où plusieurs rapports sont compatibles, le choix du rapport de transformation doit être effectué en tenant compte des règles suivantes.

- **De manière générale, afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie, il convient de sélectionner le rapport de transformation dont la puissance maximale compatible est immédiatement supérieure à la puissance souscrite de référence du Point de Livraison** (tout en tenant compte des évolutions contractuelles déjà en cours concernant cette puissance souscrite tel que précisé au chapitre « 2.4.3.2 »),
- Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage, **la règle énoncée ci-dessus est à appliquer impérativement pour le choix des matériels à utiliser** (transformateurs de courant) tout en tenant compte des évolutions potentielles annoncées par l'utilisateur du réseau. Dans ce cadre, pour le cas des Points de Livraison en HTA avec comptage en BT, il convient de tenir compte également des caractéristiques techniques du transformateur de puissance installé car celles-ci peuvent être indicatrices des évolutions attendues de la puissance de référence sur le Point de Livraison (généralement en soutirage). Des informations complémentaires sont fournies par le chapitre « 6 » du présent document.

#### 2.4.3.5.3 Surveillance en exploitation

En exploitation, afin de garantir le bon fonctionnement des matériels, ainsi que la sécurité des personnes et des biens, le seuil limite de 120% de l'intensité nominale du TC ne doit en aucun cas être atteint. Lorsque le seuil correspondant à 110% de l'intensité nominale du TC est dépassé de façon durable, il est nécessaire de procéder, soit au changement de rapport de transformation du transformateur utilisé (cas du multi-rapport), soit au changement du transformateur de courant lui-même, ou à défaut de limiter l'appel de puissance.

En cas de transit anormalement faible au regard des caractéristiques des transformateurs de courant pouvant mettre en cause le respect de la précision de mesure, il est nécessaire de procéder soit au changement de rapport de transformation du transformateur utilisé (cas du multi-rapport), soit au changement du transformateur de courant lui-même. Ce transit anormalement faible peut être mis en évidence, par exemple, par une puissance maximale atteinte annuelle (sur tous les postes horo-saisonniers) inférieure à la valeur minimale de la plage de puissance compatible avec le rapport de transformation des transformateurs de courant installés.

## 2.5 Câbles de mesure

Les câbles de mesure assurent les liaisons entre les transformateurs de mesure et les blocs de jonction situés dans le tableau de comptage.

Ils doivent être conformes à la norme NF C13-100 (article 554 dans le document en version d'avril 2015).

En pratique, les câbles de mesure de courant et de tension doivent aboutir directement sur les appareils (borniers de raccordement ou boîte d'essais). Les liaisons entre les transformateurs de mesure (ou les borniers intermédiaires des cellules HTA) et les tableaux de comptage ne devront comporter aucun matériel de raccordement intermédiaire tels que des embouts ou blocs de réduction ou de jonction à l'exception :

- d'une part, des embouts sertis qui sont nécessaires en cas de câbles multibrins et qui sont placés aux extrémités des tronçons de câbles,
- d'autre part, des seuls matériels suivants considérés comme nécessaire à l'exploitation :
  - un dispositif de mise en court-circuit des circuits de mesure de courant,
  - un dispositif de coupure et protection par fusible des circuits de mesure de tension

Tous ces matériels étant installés après autorisation de GÉRÉDIS et exploités par GÉRÉDIS.

La section de câbles des circuits de mesure de courant est fixée à 4 ou 6 mm<sup>2</sup>. L'utilisation systématique d'un câble de section de 4 mm<sup>2</sup> pour le circuit de mesure des courants permet de le différencier visuellement du circuit de mesure des tensions (choisi en 2,5 mm<sup>2</sup>). L'écran doit être relié à la prise de terre des masses, côté comptage, par une tresse en cuivre de 10 mm<sup>2</sup> de section.

La responsabilité de la fourniture et de l'installation des circuits de mesure peut être attribuée au demandeur du raccordement (utilisateur du réseau) dans le cas où les conditions sont opportunes (création ou rénovation d'un poste). Dans ce cas, cette disposition est évoquée dans la proposition de raccordement émise par GÉRÉDIS et mentionnée dans la convention de raccordement du site. L'exploitation et l'entretien de ces liaisons sont assurés par GÉRÉDIS.

## 2.6 Installations de télécommunication fournies par l'utilisateur du réseau

Lorsque cela est prévu contractuellement, l'utilisateur met à disposition de GÉRÉDIS les installations de communication nécessaires au télérelevé et à la télémaintenance.

A ce titre, il doit fournir autant d'accès au réseau téléphonique commuté que le dispositif de comptage le nécessite pour l'ensemble des appareils à maintenir et relever à distance (par ligne directe, par « Sélection Directe à l'Arrivée » ou par aiguilleur téléphonique).

L'installation de télécommunication nécessaire à chacun de ces appareils est constituée d'une ligne téléphonique raccordée au Réseau Téléphonique Commuté (RTC), éventuellement prolongée au travers de l'installation téléphonique privée de l'utilisateur du réseau jusqu'au joncteur ou à la prise téléphonique située à l'intérieur ou à proximité immédiate de l'armoire supportant l'appareil concerné.

Ces lignes téléphoniques RTC sont de type analogique. L'usage de ligne de type numérique n'est pas autorisé.

La ligne téléphonique peut être :

- soit de type « sélection directe à l'arrivée » (SDA), de type analogique et prise sur un numéro de l'autocommutateur, si le site en est équipé. Dans ce cas, le schéma de raccordement doit être réalisé selon les dispositions décrites dans le référentiel technique,
- soit fournie directement par un opérateur téléphonique,
- soit fournie par un opérateur téléphonique via un aiguilleur téléphonique. Dans le cas où plusieurs appareils doivent être maintenus et relevés à distance, le demandeur a la possibilité de fournir un aiguilleur téléphonique parmi les modèles autorisés d'emploi par GÉRÉDIS pour cet usage. L'installation, le raccordement et l'entretien de l'aiguilleur téléphonique seront réalisés sous la responsabilité de GÉRÉDIS et à la charge de GÉRÉDIS.

Dans tous les cas, la ligne doit être équipée des dispositifs de protection exigés par l'opérateur téléphonique pour les installations de télécommunication en environnement électrique (isolation galvanique). Le câble téléphonique doit être notamment de type SYT1 2 paires 6/10<sup>ème</sup> ou sur-isolé.

Le demandeur prend à sa charge la réalisation de la ou des liaisons téléphoniques et la mise à disposition des accès au réseau téléphonique commuté pour le ou les appareils concernés c'est à dire l'installation du câble jusqu'au panneau ou armoire supportant l'appareil (panneau de comptage par exemple), le raccordement éventuel du câble côté autocommutateur, ainsi que les essais. Le raccordement du câble et sa mise en service côté appareil de comptage sont réalisés à la charge de GÉRÉDIS.

Dans le cas où la ligne est posée et exploitée par un Opérateur téléphonique, GÉRÉDIS prend à sa charge les frais d'abonnement correspondant et assure le transfert d'abonnement.

## 3 Accès aux informations du comptage

### 3.1 Conditions générales d'accès aux informations du dispositif de comptage

#### 3.1.1 Préambule

Lors d'un accès direct au dispositif de comptage, sur site ou à distance, les données obtenues sont des données dites « brutes », c'est-à-dire exemptes de tous les traitements de mise en forme ou de correction effectués par les systèmes de collecte, de reconstitution des flux et de facturation de GÉRÉDIS ou des fournisseurs ou acheteurs d'énergie.

#### 3.1.2 Comptages utilisés en courbe de mesure

##### 3.1.2.1 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 mesure 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 mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du relevé à partir des données stockées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de mesure du site.
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est stockée sous forme d'index et formulée en kVAh. Pour certains compteurs (type PME-PMI, compteur 4 quadrants), elle est également stockée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kVar et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes.

##### 3.1.2.2 Accès aux données de comptage

###### 3.1.2.2.1 Accès local aux données de comptage

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires stockées sous forme d'index (pas de visualisation des points de courbe de charge sur l'afficheur).

Quand le type de dispositif de comptage le permet, GÉRÉDIS met à la disposition de l'utilisateur du réseau qui le souhaite, sur un ou plusieurs borniers (appelés « borniers-client ») du dispositif de comptage auxquels il a libre accès, tout ou partie des informations suivantes :

- les énergies actives mesurées ; la mesure est délivrée par des impulsions
- la référence horaire utilisée par le dispositif de comptage sous la forme de tops temporels (suivant une période usuellement fixée à 10 mn),
- une sortie d'information numérique appelée « télé-information client »,
- des contacts tarifaires.

Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre « 3.3 » relatif à la description détaillée des informations mises à disposition localement.

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

### 3.1.2.2.2 Accès distant aux courbes de mesure

Quand le type de dispositif de comptage le permet, l'utilisateur du réseau peut relever à distance directement les courbes de mesure ou des index, en accord avec GÉRÉDIS. Les données ainsi relevées 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). Des précisions sur l'utilisation des réseaux en radiofréquence de type GSM-Data sont apportées en fin du présent chapitre.

Dans ce cas, GÉRÉDIS communique à l'utilisateur du réseau les éléments nécessaires à l'interrogation sécurisée à distance du compteur (protocole de communication, format des données). Ce service nécessite que l'utilisateur du réseau 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, GÉRÉDIS peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données. Dans ce cas, l'utilisateur du réseau 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 à GÉRÉDIS d'assurer son obligation de comptage, l'utilisateur du réseau doit respecter pour ses activités d'accès à distance les plages horaires définies par GÉRÉDIS et figurant aux contrats. L'utilisateur du réseau doit également veiller à ne pas perturber le fonctionnement du compteur ou de l'installation téléphonique locale permettant l'accès aux données du dispositif de comptage.

#### Précisions sur l'utilisation des réseaux en radiofréquence de type GSM-Data

Dans l'attente de la mise en service d'une liaison fonctionnelle conforme à la solution de référence (RTC), GÉRÉDIS peut mettre en œuvre une solution palliative de relevé en mode dégradé (relevé par radiofréquence en GSM-Data). La mise en œuvre d'une solution palliative de relevé à distance de type « relevé par radiofréquence en GSM-Data » s'effectue conformément aux modalités définies dans les fiches « Relevé transitoire de courbes de mesure par GSM » du catalogue des prestations de GÉRÉDIS. La solution de relevé par radiofréquence en GSM-Data est mise en place pour une durée de 2 ans.

Cette période initiale de 2 ans n'est reconductible qu'après un réexamen des conditions d'impossibilité d'obtention de la mise en service de la solution de référence et un retour d'expérience sur le bon fonctionnement de la solution palliative de relevé par radiofréquence en GSM-Data.

GÉRÉDIS ne peut être tenu pour responsable des variations de l'efficacité des communications de la solution de relevé par radiofréquence en GSM-Data (perturbation des signaux) et des conséquences de celles-ci. La mise en œuvre et le maintien de cette solution sont conditionnés à la disponibilité du matériel de communication en GSM-Data nécessaire pour le dispositif de comptage considéré, une couverture suffisante du site en radiofréquence de type GSM-Data par au moins un opérateur, et la pérennité de couverture des signaux en radiofréquence de type GSM-Data par l'opérateur choisi sur le site concerné.

### 3.1.2.2.3 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 GÉRÉDIS 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.

### 3.1.3 Comptages utilisés en index pour Point de Livraison en HTA et en BT > 36 kVA

#### 3.1.3.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence

##### 3.1.3.1.1 Comptage à puissance apparente (utilisateur de type 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 à partir des index d'énergie active du dispositif de comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau pour les consommateurs, ou des tarifs d'achat pour les producteurs.
- la puissance apparente, exprimée en kVA,
- l'énergie réactive soutirée ou injectée, exprimée en kVArh, est stockée sous forme d'index.

Le contrôle du respect de la puissance souscrite en soutirage, dans les différentes classes temporelles est assuré par le dispositif de comptage au moyen d'une mesure de la puissance apparente à période d'intégration de cinq minutes (valeur usuelle).

##### 3.1.3.1.2 Comptage à puissance active (utilisateur de type 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 dispositif de 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.

Le contrôle du respect de la puissance souscrite en soutirage, et de la puissance de référence en injection, dans les différentes classes temporelles est assuré par le dispositif de comptage au moyen d'une mesure de la puissance active à période d'intégration de dix minutes (valeur usuelle).

### 3.1.3.2 Accès local aux données de comptage

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

Quand le type de dispositif de comptage le permet, des informations peuvent être mises à disposition de l'utilisateur du réseau sous une forme et dans des conditions similaires à celles décrites au chapitre « 3.1.2.2 ».

## 3.1.4 Comptages utilisés en index pour Point de Livraison en BT ≤ 36 kVA

### 3.1.4.1 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.

### 3.1.4.2 Accès local aux données de comptage

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

Quand le type de dispositif de comptage le permet, GÉRÉDIS met à la disposition de l'utilisateur du réseau qui le souhaite, sur un ou plusieurs borniers (appelés « borniers-client ») du dispositif de comptage auxquels il a libre accès, tout ou partie des informations suivantes :

- une sortie d'information numérique appelée « télé-information client »,
- des contacts tarifaires.

Les conditions d'utilisation sont précisées dans le chapitre « 3.3 » relatif à la description détaillée des informations mises à disposition localement.

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

## 3.2 Précisions sur les systèmes et protocoles de communication

### 3.2.1 Modes d'accès aux compteurs utilisés par GÉRÉDIS

Pour le relevé des compteurs, GÉRÉDIS utilise plusieurs méthodes :

- le relevé visuel sur site,
- le téléreport filaire sur site,
- le relevé à distance (aussi appelé « télérelevé ») par réseau téléphonique de technologie filaire (RTC) ou par radiofréquence (GSM-Data),
- le relevé à distance (aussi appelé « télérelevé ») par courant porteur en ligne (CPL).

Le relevé visuel est mis en œuvre pour tous les compteurs électromécaniques et peut concerner certains compteurs électroniques en situation particulière (Point de Livraison en BT  $\leq$  36 kVA, BT  $>$  36 kVA ou HTA).

Le téléreport comme le relevé à distance ne sont mis en œuvre par GÉRÉDIS qu'associés à des compteurs électroniques.

Pour les Points de Livraison en Basse Tension, GÉRÉDIS utilise depuis une dizaine d'années le téléreport filaire.

Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage mis en œuvre pour les Points de Livraison en Basse Tension de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (logements individuels ou collectifs), l'utilisation du téléreport filaire accessible du domaine public est systématiquement recherchée.

Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage mis en œuvre pour les Points de Livraison en Basse Tension de puissance supérieure à 36 kVA, l'utilisation d'une solution du relevé téléphonique RTC ou GSM-Data est systématiquement recherchée (exception en cas de site trop éloigné et non couvert par les réseaux).

Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage mis en œuvre pour les Points de Livraison en HTA, l'utilisation d'une solution du relevé téléphonique RTC ou GSM-Data est systématiquement recherchée (exception en cas de site trop éloigné et non couvert par les réseaux).

### 3.2.2 Modes d'accès disponibles à un utilisateur du réseau

Les seuls modes d'accès aux données du compteur qui sont disponibles à l'utilisateur du réseau (sous réserves que le type de dispositif de comptage concerné et son environnement le permettent) sont les suivants :

- la lecture directe sur l'afficheur du compteur (si celui-ci est accessible),
- les informations disponibles sur site au niveau du ou des « borniers-client » et dédiées à l'utilisateur du réseau,
- l'accès à distance sous protection : une clé d'accès permet la lecture des données destinées à l'utilisateur du réseau.

L'accès au compteur par le bus de téléreport filaire ou la télécommunication par courant porteur en ligne (CPL) est réservé aux usages de GÉRÉDIS.

### 3.2.3 Les différents protocoles utilisés pour l'accès aux informations (dont le relevé à distance et le relevé sur site)

Ils sont listés ci-après en précisant les types de données (index ou courbe de mesure) qui peuvent être relevés sur site ou relevés à distance par le réseau téléphonique.

Les protocoles et données accessibles à l'utilisateur du réseau sont marqués en gras (sous réserves que le type de dispositif de comptage concerné et son environnement le permettent).

#### - Cas des Points de Livraison en HTA :

- Compteur à deux quadrants ou quatre quadrants :
  - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN +, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM ou modem GSM), données disponibles en index et courbe de mesure,**
  - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran +, sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Sortie de « télé-information client »,**
  - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique.**
- Compteur « PME-PMI » :
  - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN +, sur couche physique RTC ou GSM, données disponibles en index et courbe de mesure,**
  - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran +, sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Sortie de « télé-information client ».**
- Compteur « Vert » Electronique (CVE) :
  - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de mesure,**
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique.**

**- Cas des Points de Livraison en BT > 36 kVA :**

- Compteur « PME-PMI » :
  - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN+, sur couche physique RTC ou GSM, données disponibles en index et courbe de mesure,**
  - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran +, sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Sortie de « télé-information client ».**
  
- Compteur « Jaune » Electronique (CJE) :
  - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de mesure (CJE 2004 seulement)**
  - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Sortie de « télé-information client »,**
  - **Contacts d'information tarifaire.**

**- Cas des Points de Livraison BT ≤ 36 kVA :**

- Compteur « Bleu » électronique triphasé, monophasé multitarif (CBE tri MT et CBE mono MT) :
  - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - Relevé à distance par courant porteur en ligne (CPL) avec le protocole PLAN, données disponible en index et courbe de mesure.
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Sortie de « télé-information client »,**
  - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique**
  
- Compteur électromécanique :
  - **Relevé visuel (afficheur),**
  - **Contacts d'information tarifaire.**

### 3.2.4 Précisions concernant la mise en œuvre de l'accès à distance

Pour l'accès à distance au compteur d'un Point de Livraison en HTA, 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 de GÉRÉDIS, 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 peut être restreint ou abandonné pour un site particulier si son intérêt n'est pas confirmé.

Les solutions alternatives sont les suivantes :

- Solution A : Utilisation d'une ligne téléphonique RTC dédiée à GÉRÉDIS, partagée entre plusieurs compteurs.

Pour ce cas, le partage de ligne est de type « partage physique » (sélection de voies par commande du système appelant) au moyen d'un aiguilleur téléphonique ou de systèmes assimilés tels que les autocommutateurs téléphoniques, PABX, etc.

- Solution B : utilisation du réseau téléphonique en radiofréquence de type GSM-Data à l'aide de boîtiers additionnels (interface RTC-GSM ou modem GSM) dédiée à GÉRÉDIS.

Pour l'accès à distance au compteur d'un Point de Livraison en Basse Tension (BT > 36kVA), une étude est réalisée au cas par cas en prenant en compte les solutions décrites ci-dessus.

Cet accès n'est possible que si le compteur concerné est équipé d'un modem raccordé au réseau téléphonique commuté public (RTC) ou éventuellement au réseau téléphonique par radiofréquence de type GSM-Data. L'utilisateur du réseau ou son mandataire doit donc, en préalable, demander aux services de GÉRÉDIS la vérification du raccordement du compteur à un accès téléphonique et les informations sur les conditions de cet accès (code d'accès et horaire d'appel notamment).

## 3.3 Description des informations mises à disposition sur le site du Point de livraison

### 3.3.1 Caractéristiques générales des informations mises à disposition

Les dispositifs de comptage mettent à la disposition de l'utilisateur du réseau des informations concernant l'état tarifaire en cours et l'énergie mesurée.

Ces informations peuvent être utilisées par l'utilisateur du réseau ou ses mandataires pour tout traitement en temps réel ou différé à des fins, par exemple, de pilotage d'usages, d'optimisation de processus, de meilleure gestion ou maîtrise de sa consommation d'énergie électrique (MDE, ...).

Toutes ou parties de ces informations sont disponibles sur le site du dispositif de comptage par simple raccordement sur un ou plusieurs borniers (appelés « borniers-client ») du dispositif de comptage. Ces borniers peuvent être l'un de ceux du compteur lui-même ou de tout autre appareil appartenant au dispositif de comptage (relais de télécommande, horloge, relais de découplage, ...). Suivant le modèle de dispositif de comptage concerné, ces informations peuvent être délivrées sous l'un des formats suivants.

- L'information peut être délivrée sous le format « contact sec » par une paire de bornes connectée à un relais interne au dispositif de comptage. Ce relais est appelé relais d'asservissement. Son état « ouvert » ou « fermé » représente l'information délivrée. Il peut s'agir de contacts d'information à vocation tarifaire indiquant le poste tarifaire en cours, un dépassement de puissance (atteinte de seuil), un préavis d'évènement (tarif irrégulier de type EJP), une alarme ou un évènement temporel (lié à l'horodate courante).
- L'information peut être délivrée sous le format « impulsion électrique » par une paire de bornes connectée à un circuit émetteur interne au dispositif 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, ...).
- L'information peut être délivrée sous un format « numérique » appelé « télé-information client » par une paire de bornes ou un autre type de connecteur à raccorder à un boîtier électronique. L'information est fournie à flux continu sous forme de trames de caractères numériques et contient de nombreuses données gérées par le compteur (index, poste tarifaire, diverses grandeurs mesurées ou calculées, ...).

#### Conditions de mise à disposition des informations.

La mise à disposition de l'utilisateur du réseau des informations délivrées par le comptage est effectuée conformément aux règles suivantes.

- Lors de la mise en service d'un dispositif de comptage, les informations délivrées sur le site sont mises à la disposition de l'utilisateur du réseau s'il en a fait la demande préalablement à l'intervention de mise en service.
- La mise à disposition des informations du comptage peut cependant être rendue impossible dans certains cas du fait d'un environnement ou d'une constitution du dispositif de comptage existant qui s'avèreraient incompatibles : perturbations électromagnétiques, configuration inadaptée (raccordement, poste de transformation, tableau de comptage, ...).

L'accessibilité et le mode de mise à disposition de ces informations sont dépendantes du type de dispositif de comptage, mais également des caractéristiques de son implantation sur le site. Dans certains cas, les informations sont à accès libre par l'utilisateur du réseau (cas des informations de type « contact sec » du compteur électronique des dispositifs de comptage des Points de Livraison en BT  $\leq$  36kVA situé à l'intérieur de l'habitat). Dans d'autres cas, les informations ne sont accessibles qu'après intervention de GÉRÉDIS, généralement :

- pour des raisons de sécurité imposant avant usage l'installation d'un ou plusieurs appareils de découplage supplémentaires,
- pour des raisons de meilleure adéquation aux besoins de l'utilisateur du réseau grâce à un paramétrage particulier du dispositif de 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 internes du dispositif de comptage qui mettent à disposition ces informations sont généralement équipés d'appareils d'isolement, de découplage et de coupe-circuits.

Les circuits utilisant une information au format « contact sec » qui sont raccordés par l'utilisateur au borniers-client du dispositif de comptage doivent être également protégés par la mise en œuvre de fusibles dont les caractéristiques sont spécifiques de chaque modèle de dispositif de comptage.

Le contenu précis des informations est dépendant du type de dispositif 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 horo-saisonnier 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 « télé-information client ») est systématiquement dépendant de l'option tarifaire choisie et parfois du paramétrage désiré par l'utilisateur du réseau.

### 3.3.2 Informations disponibles par type de comptage

#### 3.3.2.1 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en BT $\leq$ 36 kVA

##### 3.3.2.1.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique ou électronique simple tarif

Aucune information n'est mise à disposition.

##### 3.3.2.1.2 Cas du dispositif de 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.

##### 3.3.2.1.3 Cas du dispositif de 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 horo-saisonnier » ou issu d'une combinaison 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 ou la production cumulée (index d'énergie) et certaines informations sur la consommation ou la production instantanée.

Suivant la configuration du dispositif de comptage, ces informations sont mises à disposition, soit directement sur le bornier du compteur appelé « bornier client », soit via des appareils de découplage.

#### 3.3.2.2 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en BT $>$ 36 kVA

##### 3.3.2.2.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur « jaune » électronique (CJE)

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

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

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

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

#### 3.3.2.2.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur «PME-PMI»

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

- le type de tarif et l'option tarifaire,
- la configuration : soutirage seul ou soutirage et injection,
- les différents index d'énergie du poste tarifaire en cours, ainsi que dans la période de facturation précédente,
- la puissance maximale atteinte et la durée de dépassement pour la période tarifaire en cours
- la puissance souscrite dans la période de facturation courante pour la période tarifaire en cours,
- les 6 dernières puissances moyennes actives par période d'intégration de la courbe de mesure, usuellement fixée à 10 minutes.

Cette information est mise à disposition directement sur une prise en sortie du dispositif de comptage (sans appareil de découplage).

D'autres informations sont disponibles sous forme de contacts secs via un boîtier d'asservissement raccordé au compteur.

#### 3.3.2.3 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en HTA

##### 3.3.2.3.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « Vert » Electronique (CVE)

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

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

- Une information sur le mois en cours (pair, impair) est fournie sous un unique format « contact sec » par le dispositif de comptage. Elle complète les informations de poste horaire afin de déterminer le poste horo-saisonnier en cours.
- Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact sec » par le dispositif de comptage.
- Une information sur les flux d'énergie active mesurés (top métrologique) est fournie sous un format « contact sec » par le dispositif de comptage.
- Deux informations sur les flux d'énergie active et réactive mesurés (top métrologique) est fournie sous un format « impulsion électrique » par le dispositif de comptage.

Toutes ces informations sont mises à disposition, soit directement sur un bornier (appelé « bornier-client ») du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

### 3.3.2.3.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants » (ICE-2Q)

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous huit formats « contact sec » par le dispositif de comptage. Cette information est de type « poste horo-saisonnier ». 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 du réseau.

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

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

Deux informations sur les flux d'énergie active et réactive mesurés (tops métrologiques P+ et Q+) sont fournies sous un unique format « impulsion électrique » par le dispositif de comptage.

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

A titre d'exemple, les informations minimales 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 additionnelles dont la mise à disposition est possible sont :

- le type de contrat,
- la date et la valeur des 6 dernières puissances moyennes actives (période 10 mn, courbe de mesure),
- 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 moyennes 10 mn active et réactive (signée),
- la tangente phi moyenne 10 mn,
- la tension moyenne 10mn calculée à partir des 3 tensions composées.

Toutes ces informations sont mises à disposition, soit directement sur un bornier (appelé « bornier-client ») du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

#### 3.3.2.3.3 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants » (ICE-2Q)

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous huit formats « contact sec » par le dispositif de comptage. Cette information est de type « poste horo-saisonnier ». 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 du réseau.

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

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

Quatre informations sur les flux d'énergie active et réactive mesurés (tops métrologiques P+/Q + et P-/Q-) sont fournies sous un unique format « impulsion électrique » par le dispositif de comptage.

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

A titre d'exemple, les informations minimales 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 additionnelles dont la mise à disposition est possible sont :

- le type de contrat,
- la date et la valeur des 6 dernières puissances moyennes actives (période 10 mn, courbe de mesure),
- 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 moyennes 10 mn active et réactive (signée),
- la tangente phi moyenne 10 mn,
- la tension moyenne 10mn calculée à partir des 3 tensions composées.

Toutes ces informations sont mises à disposition, soit directement sur un bornier (appelé « bornier-client ») du panneau de comptage, soit via des appareils de découplage.

#### 3.3.2.3.4 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur « PME-PMI »

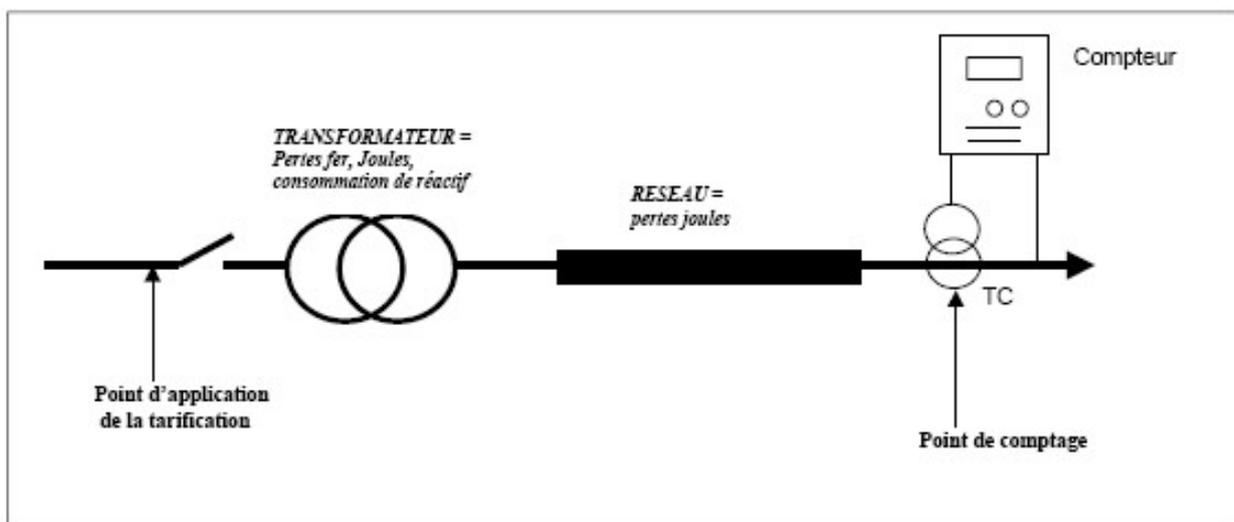
Les informations mises à disposition sont identiques à celles qui sont décrites au chapitre « 3.3.2.2.2 »

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

### 4.1 Principe de la correction des données

Lorsque le Point de Comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification (généralement situé au 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 : câbles, lignes, et transformateurs de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau.

Ces éléments de réseau peuvent être à l'origine d'une consommation d'énergie active et d'une consommation ou d'une fourniture d'énergie réactive qui doivent être prises en compte pour corriger les valeurs des énergies active et réactive soutirées et injectées qui sont mesurées au Point de Comptage afin de déterminer les valeurs des énergies actives et réactives réellement soutirées et injectées au point d'application de la tarification.



**Figure 1 - Description des éléments de réseau et des pertes associées**

La prise en compte de cette correction provoque :

- une valorisation supérieure des énergies soutirées du réseau de distribution au point d'application de la tarification vis-à-vis de celles mesurées par le dispositif de comptage,
- une valorisation inférieure des énergies injectées dans le réseau de distribution au point d'application de la tarification vis-à-vis de celles mesurées par le dispositif de comptage.

Les consommations d'énergies de ces éléments de réseau sont usuellement appelées « pertes ».

Les traitements de prise en compte des corrections correspondantes sont usuellement appelés « correction des pertes » et sont effectués, soit en temps réel dans le dispositif de comptage au fur et

à mesure du transit de l'énergie, soit, a posteriori, dans le système d'information qui administre les données fournies du dispositif de comptage.

Le présent chapitre décrit les modalités et principes de calcul ainsi que les coefficients correcteurs utilisés pour ces traitements.

Ces traitements, ainsi que les valeurs des coefficients correcteurs sont personnalisés pour chaque site concerné, en tenant compte des caractéristiques techniques des équipements et circuits électriques qui séparent le Point de Livraison du Point de Comptage (matérialisé par les réducteurs de mesures ou compteurs). Pour cela, la description de ces équipements doit être présente dans la convention de raccordement en vigueur (description physique et description électrique des lignes, câbles, transformateurs, ...). Toute modification de ces caractéristiques doit être prise en compte dans la convention de raccordement. Les coefficients correcteurs retenus pour le site concerné sont cités dans le contrat d'accès au réseau. Si des caractéristiques sont manquantes lors de la mise en œuvre du dispositif de comptage, des valeurs typiques conformes au contenu du présent chapitre seront utilisées.

## 4.2 Consommations d'énergie active ou pertes actives

### 4.2.1 Dans le transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau

Lorsqu'un transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau est présent entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, il occasionne des consommations d'énergie active de deux types.

Des consommations appelées « **pertes fer** » sont générées en raison du cycle d'hystérésis du circuit magnétique du transformateur de puissance et représentent une énergie dissipée dans ce circuit. Ces pertes qui interviennent durant tout le temps de mise sous tension du transformateur de puissance dépendent des caractéristiques constructives de celui-ci : qualité des tôles magnétiques, conception du circuit magnétique, valeur de l'induction. Elles sont considérées comme indépendantes de l'énergie transitant entre le réseau de distribution et l'installation de l'utilisateur du réseau.

La valorisation des pertes fer est effectuée sous la forme d'une puissance exprimée en Watt ou en kilo-Watt et qui est une caractéristique constructive du transformateur de puissance.

Des consommations appelées « **pertes Joules** » sont générées par la dissipation thermique dans les enroulements du transformateur de puissance parcourus par le courant transitant entre le réseau de distribution et l'installation de l'utilisateur du réseau. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives du transformateur de puissance et de l'énergie transitant entre le réseau de distribution et l'installation de l'utilisateur du réseau. Par souci de simplification, ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie transitant dans le transformateur de puissance.

La valorisation des pertes Joules dissipées dans les enroulements est effectuée sous la forme d'un pourcentage de l'énergie (ou de la puissance) active mesurée par le dispositif de comptage au moyen d'un coefficient de correction.

### 4.2.2 Dans les lignes et câbles

Lorsque des lignes et câbles HTA et BT sont présents entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, ils occasionnent des consommations d'énergie active.

Des consommations appelées « **pertes Joules** » sont générées par la dissipation thermique dans la composante résistive des lignes et câbles. Ces pertes dépendent à la fois des caractéristiques constructives des lignes et câbles utilisés et de l'énergie transitant sur ces lignes et câbles. Par souci

de simplification, ces pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie transitant dans les lignes et câbles.

La valorisation des pertes Joules dissipées dans les lignes et câbles est effectuée sous la forme d'un pourcentage de l'énergie (ou de la puissance) active mesurée par le dispositif de comptage. Le pourcentage à appliquer est calculé au moyen de coefficients de pertes linéiques et exprimés en pourcentage par kilomètre et en tenant compte des longueurs respectives des lignes et câbles HTA et BT situés entre le dispositif de comptage et le point d'application de la tarification.

### **4.3 Corrections d'énergie réactive ou pertes réactives**

#### **4.3.1 Dans le transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau**

Lorsqu'un transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau est présent entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, il occasionne une consommation d'énergie réactive liée à sa réactance.

Cette consommation d'énergie réactive dépend à la fois des caractéristiques constructives du transformateur de puissance et de l'énergie transitant entre le réseau de distribution et l'installation de l'utilisateur du réseau. Par souci de simplification, il est considéré que cette consommation d'énergie réactive est proportionnelle à l'énergie transitant dans le transformateur de puissance de manière homothétique des consommations d'énergie active, en tenant compte en supplément d'un surcroît de consommation d'énergie réactive lié à la technologie des transformateurs de puissance.

Par souci de simplification, la valorisation de ces pertes d'énergie réactive est réalisée par une correction de la valeur d'énergie réactive mesurée par le dispositif de comptage, cette correction étant effectuée de manière proportionnelle à la correction de l'énergie active grâce à la prise en compte de la tangente mesurée, puis complétée par une mise à jour de la tangente mesurée au moyen d'un coefficient de correction. Cette mise à jour de la tangente valorise le surcroît de consommation d'énergie réactive par rapport à la consommation d'énergie active.

#### **4.3.2 Dans les lignes et câbles**

Lorsque des lignes et câbles HTA et BT sont présents entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, leurs longueurs étant généralement très faibles, il est admis que les consommations d'énergie réactive dues à la réactance des lignes et câbles et les fournitures d'énergie réactive des câbles dues aux capacités homopolaires soient valorisées de manière similaire à celles des transformateurs, c'est-à-dire de manière homothétique des consommations d'énergie active (conservation de la tangente).

### **4.4 Calcul pratique des pertes et corrections appliquées**

#### **4.4.1 Précisions sur les formules présentées**

Les formules présentées dans les chapitres suivants sont les formules appliquées par le dispositif de comptage ou le système d'information qui l'administre. Ces formules sont simplifiées afin de ne pas tenir compte des termes de deuxième et troisième ordres (tels que, par exemple, les pertes Joules engendrées dans les lignes et câbles HTA par les consommations dues aux pertes du transformateur de puissance et des lignes et câbles BT).

La détermination du sens de transit de l'énergie active (soutirage ou injection) et le choix induit des formules de correction adéquates sont effectués en tenant compte uniquement de l'énergie active mesurée par le compteur (Easm, Eaim, Eam) sans prendre en compte les éventuels impacts des corrections intermédiaires sur le sens de transit final.

Pour l'application à un site donné des formules présentées ci-après, seuls doivent être pris en compte les coefficients correspondants à des éléments de réseau réellement présents entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage du site concerné. En cas d'absence de tel ou tel élément (respectivement les lignes HTA ou les lignes BT ou les transformateurs de puissance), les termes qui le concernent doivent être considérés comme nuls dans les formules (respectivement la longueur Llh des lignes HTA ou la longueur Llb des lignes BT ou le coefficient Cjt des pertes Joules et la puissance Pft des pertes fer du transfo).

Les valeurs des coefficients Cjt, Cjlh et Cjlb sont généralement exprimées en pour-cent. Lors de leur utilisation dans les formules ci-dessus, il convient d'exprimer leur valeur en unité (en divisant par 100 la valeur exprimée en pour-cent).

#### 4.4.2 Formules de correction de la puissance active

##### Définitions :

Pasp : puissance active soutirée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW. Paip : puissance active injectée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW. Pasm : puissance active soutirée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.

Paim : puissance active injectée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW. Pft : puissance des pertes fer dues au transformateur de puissance, exprimée en kW.

Cjt : coefficient des pertes Joules dues au transformateur de puissance, exprimé en %. Cjlh : coefficient de pertes linéiques des lignes HTA, exprimé en % / km.

Llh : longueur des lignes HTA entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km. Cjlb : coefficient de pertes linéiques des lignes BT, exprimé en % / km.

Llb : longueur des lignes BT entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km.

##### En période de soutirage d'énergie active

$$Pasp = Pasm \times [1 + Cjt + (Cjlb \times Llb) + (Cjlh \times Llh)] + Pft$$

##### En période d'injection d'énergie active

$$Paip = Paim \times [1 - Cjt - (Cjlb \times Llb) - (Cjlh \times Llh)] - Pft$$

### 4.4.3 Formules de correction de l'énergie active

Définitions :

Easp : énergie active soutirée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW. Eaip : énergie active injectée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW.

Easm : énergie active soutirée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.

Eaim : énergie active injectée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW. Pft : puissance des pertes fer dues au transformateur de puissance, exprimée en kW.

Cjt : coefficient des pertes Joules dues au transformateur de puissance, exprimé en %. Cjlh : coefficient de pertes linéiques des lignes HTA, exprimé en % / km.

Llh : longueur des lignes HTA entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km. Cjlb : coefficient de pertes linéiques des lignes BT, exprimé en % / km.

Llb : longueur des lignes BT entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km. Tfs : Temps de fonctionnement du transformateur de puissance en soutirage du réseau, exprimé en heure.

Tfi : Temps de fonctionnement du transformateur de puissance en injection dans le réseau, exprimé en heure.

**En période de soutirage d'énergie active**

$$Easp = Easm \times [1 + Cjt + (Cjlb \times Llb) + (Cjlh \times Llh)] + (Pft \times Tfs)$$

**En période d'injection d'énergie active**

$$Eaip = Eaim \times [1 - Cjt - (Cjlb \times Llb) - (Cjlh \times Llh)] - (Pft \times Tfi)$$

#### 4.4.4 Formules de correction de l'énergie réactive par correction de la tangente

##### Définitions :

Pap : puissance active au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW. Eap : énergie active au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kWh.

Prp : puissance réactive au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kVAr.

Erp : énergie réactive au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kVArh. Tgp : tangente au point d'application de la tarification (Point de Livraison).

Pam : puissance active mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW. Eam : énergie active mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kWh.

Prm : puissance réactive mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kVAr. Erm : énergie réactive mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kVArh. Tgm : tangente mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage).

Ktg : coefficient de correction de tangente.

Par définition et conformément aux conventions relatives à la représentation des énergies et puissances actives et réactives décrites dans l'annexe C de la norme NF-EN-62053-23 de juin 2003 relative aux compteurs d'énergie réactive de classes 2 et 3 et intitulée « Equipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 23 : Compteurs statiques d'énergie réactive (classes 2 et 3) » :

- Pap, Pam, Eap et Eam sont des grandeurs signées positives en période de soutirage d'énergie active et négatives en période d'injection d'énergie active,
- Prp, Prm, Erp et Erm sont des grandeurs signées positives en période de soutirage d'énergie réactive et négatives en période d'injection d'énergie réactive.

La correction de l'énergie réactive est effectuée à partir des formules de base suivantes.

$$\mathbf{Tgp = Prp / Pap \text{ et } Tgm = Prm / Pam}$$

$$\mathbf{\text{En période de soutirage d'énergie active : } Tgp = Tgm + Ktg}$$

$$\mathbf{\text{En période d'injection d'énergie active : } Tgp = Tgm - Ktg}$$

Les valeurs des énergies et puissances au point d'application de la tarification sont obtenues par les formules correctives suivantes.

**En période de soutirage d'énergie active :  $Prp = Pap \times [(Prm / Pam) + Ktg]$**

**$Erp = Eap \times [(Erm / Eam) + Ktg]$**

**En période d'injection d'énergie active :  $Prp = Pap \times [(Prm / Pam) - Ktg]$**

**$Erp = Eap \times [(Erm / Eam) - Ktg]$**

#### **4.4.5 Valeurs usuelles des coefficients de correction**

##### **4.4.5.1 Valorisation des pertes fer (Pft) et des pertes Joules (Cjt) des transformateurs de puissance HTA / BT de l'utilisateur du réseau**

###### **4.4.5.1.1 Informations fournies par l'utilisateur du réseau à GÉRÉDIS**

La valorisation des pertes est effectuée en tenant compte, autant que cela est possible, des caractéristiques techniques des transformateurs de puissance du site concerné.

Afin d'assurer la meilleure précision possible des corrections qui sont appliquées aux mesures d'énergie et utilisées pour la facturation de ces énergies, l'utilisateur du réseau a le devoir de fournir à GÉRÉDIS le procès-verbal d'essais de chacun des transformateurs de puissance du site concerné. Il a également le devoir d'informer GÉRÉDIS de toute modification concernant un transformateur de puissance, afin de permettre la mise à jour de la valorisation des pertes au plus près des nouvelles caractéristiques techniques de son installation.

L'absence de fourniture des procès-verbaux d'essai des transformateurs de puissance par l'utilisateur du réseau vaut acceptation par celui-ci de l'emploi par GÉRÉDIS d'autres valeurs de référence qui peuvent s'avérer être moins favorables pour cet utilisateur du réseau.

###### **4.4.5.1.2 Cas des transformateurs de puissance d'ancienne génération**

De manière générale, pour ces matériels d'ancienne génération, il convient de définir les valeurs de la puissance de pertes fer (Pft) et du coefficient de pertes Joules (Cjt) en utilisant le procès-verbal d'essais du transformateur de puissance concerné conformément à la méthode exposée dans le chapitre « 4.4.5.1.3 » intitulé « Cas des transformateurs de puissance de nouvelle génération comportant des pertes réduites ».

A défaut de présentation de ce procès-verbal d'essais à GÉRÉDIS par l'utilisateur du réseau, il est obligatoire d'utiliser les valeurs typiques de référence fournies au chapitre « 8 » intitulé « Annexe 4 - Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joules des transformateurs de puissance HTA / BT d'ancienne génération ». Celles-ci sont les valeurs communément admises par les professionnels du domaine.

Dans le cas où la valeur de la puissance d'un transformateur du site concerné n'est pas égale à l'une des valeurs citées dans le tableau correspondant à la série à laquelle appartient ce matériel, il convient de déterminer les valeurs à utiliser pour la puissance de pertes fer (Pft) et le coefficient de pertes Joules (Cjt) en procédant par interpolation linéaire entre les valeurs correspondant aux deux niveaux de puissance qui sont cités dans le tableau et qui encadrent la valeur de la puissance du transformateur concerné.

En cas de désaccord entre l'utilisateur du réseau et les services de GÉRÉDIS sur les valeurs à retenir, GÉRÉDIS retient en priorité les valeurs issues du procès-verbal d'essais du transformateur de puissance concerné et les valeurs typiques de référence ne sont retenues qu'en l'absence de présentation du procès-verbal par l'utilisateur du réseau.

#### 4.4.5.1.3 Cas des transformateurs de puissance de nouvelle génération comportant des pertes réduites

De manière générale, du fait de la variété des valeurs possibles pour ces matériels, il n'a pas été possible de définir des valeurs typiques de référence propres à cette nouvelle génération. GÉRÉDIS se voit contraint d'avoir recours à des valeurs estimatives. Il est donc particulièrement opportun pour l'utilisateur du réseau que GÉRÉDIS ait accès au contenu du procès verbal d'essais du transformateur de puissance du site concerné pour définir les valeurs les plus représentatives de la réalité en appliquant la méthode exposée ci-dessous.

En cas de désaccord entre l'utilisateur du réseau et les services de GÉRÉDIS sur les valeurs à retenir, GÉRÉDIS retient en priorité les valeurs issues du procès-verbal d'essais du transformateur de puissance concerné et les valeurs estimatives élaborées par GÉRÉDIS ne sont retenues qu'en l'absence de présentation du procès-verbal par l'utilisateur du réseau.

Pour définir la valeur de la puissance Pft des pertes fer du transformateur de puissance, il convient de se reporter à la valeur indiquée sous la mention « PV » dans les informations de « Résultats » du paragraphe intitulé « Mesure des pertes à vide ». La valeur est généralement indiquée en Watt (il convient de la convertir en kW pour l'utiliser dans les formules indiquées ci-avant).

Pour définir la valeur du coefficient Cjt de pertes Joules du transformateur de puissance, il convient de se reporter à la valeur indiquée sous la mention « PCC » dans les informations de « Résultats » du paragraphe intitulé « Mesure des pertes dues à la charge ». La valeur de la grandeur PCC est généralement indiquée en Watt. Pour obtenir la valeur du coefficient Cjt exprimé en unité, il convient de diviser la valeur de la grandeur PCC par la puissance du transformateur indiquée sous la mention « Puissance assignée » et généralement exprimée en kVA.

Exemple : pour une valeur de PCC égale à 6340 W et une puissance assignée de 630 kVA, on obtient un coefficient Cjt égal à 0,01 (exprimé en unité), soit 1 %.

#### 4.4.5.2 Coefficients de pertes linéiques dans les lignes et câbles HTA et BT

Pour les lignes et câbles HTA, il est retenu la valeur typique suivante du coefficient de pertes Joules HTA.

$$C_{jH} = 0,4 \% / \text{km}$$

La valeur retenue par GÉRÉDIS est égale à la valeur énoncée dans le document « Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique » émis par la Commission de Régulation de l'Énergie le 29/01/2004.

Par simplification, concernant les lignes HTA présentes entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, il est défini une longueur minimale de référence en dessous de laquelle, il est admis de ne pas tenir compte des pertes Joules dans les lignes HTA de l'utilisateur du réseau. Cette longueur minimale de référence est définie égale à 500 mètres, ce qui correspond à ne pas tenir compte d'une perte d'énergie inférieure à 0,2% de l'énergie transitant entre le site considéré et le réseau de distribution.

Pour les lignes et câbles BT, la valeur du coefficient de pertes Joules à retenir est à calculer à partir des caractéristiques propres du site concerné (longueur et résistance linéique des câbles utilisés sur les lignes BT du site). Dans le cas où il est impossible de calculer la valeur du coefficient de pertes Joules à retenir pour le site (caractéristiques insuffisamment connues, ...), il est recommandé de retenir la valeur typique suivante pour ce coefficient.

$$\mathbf{Cjlb = 20 \% / km}$$

La valeur retenue par GÉRÉDIS est égale à la valeur énoncée dans le document « Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique » émis par la Commission de Régulation de l'Energie le 29/01/2004.

Par simplification, concernant les lignes de réseau BT présentes entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage, il est admis de ne pas tenir compte des pertes Joules en lignes BT si celles-ci correspondent à une perte d'énergie inférieure à 0,2% de l'énergie transitant entre le site considéré et le réseau de distribution. Avec la valeur typique du coefficient Cjlb définie ci-dessus, une perte d'énergie inférieure à 0,2% correspond à la longueur minimale de référence des lignes BT égale à 10 mètres.

#### 4.4.5.3 Coefficient de correction de tangente

Pour le coefficient de correction de tangente, il est retenu la valeur typique suivante.

$$\mathbf{Ktg = 0,09}$$

La valeur retenue par GÉRÉDIS est égale à la valeur énoncée dans le document « Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique » émis par la Commission de Régulation de l'Energie le 29/01/2004.

## 4.5 Précisions concernant les traitements de prise en compte des pertes

### 4.5.1 Coefficients utilisés pour les calculs

En pratique, lors de l'application des formules présentées dans les chapitres précédents par le dispositif de comptage ou le système d'information qui l'administre, ces derniers modélisent habituellement les informations de correction sous la forme de trois coefficients de calcul qui représentent les trois grandeurs suivantes utilisées dans les formules :

- un « coefficient de pertes Joules » pour la correction des énergies et puissances actives, noté «  $K_j$  », qui est exprimé en pour-mille et est égal :
  - soit à l'expression «  $[1 + C_{jt} + (C_{jlb} \times L_{lb}) + (C_{jlh} \times L_{lh})]$  » pour les cas de soutirage d'énergie active ou à l'expression «  $[1 - C_{jt} - (C_{jlb} \times L_{lb}) - (C_{jlh} \times L_{lh})]$  » pour les cas d'injection d'énergie active,
  - soit à l'expression «  $[C_{jt} + (C_{jlb} \times L_{lb}) + (C_{jlh} \times L_{lh})]$  »,
- un « coefficient de pertes fer » pour la correction des énergies et puissances actives, noté «  $K_f$  », qui est exprimé en Watt, et est égal au coefficient  $P_{ft}$  qui est utilisé dans les formules,
- un « coefficient de correction de tangente » pour la correction des énergies et puissances réactives, noté «  $K_{pr}$  », qui est exprimé en centième de point de tangente et est égal au coefficient «  $K_{tg}$  » qui est utilisé dans les formules.

### 4.5.2 Cas particulier des sites assurant une production d'énergie active

Dans le cas d'un site assurant une production d'énergie active vers le réseau de distribution, en fonction de l'architecture du dispositif de comptage mis en œuvre (un ou plusieurs compteurs, types de compteurs), les traitements de prise en compte des pertes effectués dans les compteurs et les systèmes d'information qui les administrent peuvent être réalisés selon deux principes distincts :

- soit par une gestion totalement séparée des deux sens de transit (présence de plusieurs compteurs assurant chacun la mesure sur un sens de transit) avec une affectation des corrections correspondantes répartie sur les grandeurs effectives de chaque flux,
- soit par une gestion commune en fonction de la résultante des flux d'énergie avec une affectation unique des corrections correspondantes aux seules grandeurs relatives au sens de transit majoritaire de l'énergie active pour chaque période temporelle de mesure considérée (quelques secondes).

Si, durant la période temporelle de mesure considérée, le compteur détecte la présence de transits d'énergie simultanés en injection et en soutirage (par exemple : deux phases en régime établi en soutirage et une phase en régime établi en injection, ou l'inverse, ou un basculement progressif de chacune des trois phases d'un régime à l'autre), les deux principes de calcul énoncés ci-dessus peuvent générer une valorisation légèrement différente des grandeurs corrigées à partir de grandeurs mesurées identiques.

## 5 Annexe 1 - Tableaux des valeurs de puissances souscrites compatibles avec les rapports de transformation

Les tableaux ci-dessous sont issus de l'application des formules décrites au chapitre « 2.4.3.5.2.3 ». Les valeurs dans le tableau sont les valeurs sélectionnées par GÉRÉDIS parmi les valeurs retenues par la norme NF EN 60044-1.

Des rapports de transformation non représentés ci-dessous peuvent exister sur des installations particulières qui ont été mises en œuvre avant la publication des présentes prescriptions ou comportent des caractéristiques atypiques ne permettant pas l'application de normes en vigueur. Pour ces cas, il y a lieu de procéder par interpolation des valeurs des tableaux ou en utilisant les formules décrites au chapitre « 2.4.3.5.2.3 ».

Livraison en HTA avec comptage en HTA et Un = 20 000 V				
Rapport de transformation	Valeur de la puissance			
	Minimale (kW)		Maximale (kW)	Puissance Transformateur (kVA)
	TC classe 0,2s	TC classe 0,5		
600/5	3866	x*	19329	de 3870 à 19320
400/5	2577	x*	12886	de 2580 à 12880
300/5	1933	x*	9665	de 1940 à 9660
250/5	1611	x*	8054	de 1620 à 8050
200/5	1289	x*	6443	de 1290 à 6440
150/5	966	x*	4832	de 970 à 4830
125/5	805	x*	4027	de 810 à 4020
100/5	644	x*	3222	de 650 à 3220
75/5	483	x*	2416	de 490 à 2410
60/5	387	x*	1933	de 390 à 1930
50/5	322	x*	1611	de 330 à 1610

x\* : valeur non autorisée pour installation neuve

### Disponibilité des matériels :

Certains matériels particuliers tels que les transformateurs de courant raccordés en HTA et de rapport inférieur à 50/5 peuvent s'avérer difficiles, voire impossibles à approvisionner dans le respect de la conformité aux exigences de la norme NF C 13-100 (notamment sur son exigence de tenue à un courant de court-circuit de 12,5 kA). Dans ce cas, il convient de privilégier le respect de la norme NF C 13-100 et d'approvisionner le matériel de rapport immédiatement supérieur qui respecte les exigences de cette norme, quitte à dégrader légèrement la qualité de la mesure.

Livraison en HTA avec comptage en HTA et Un = 15 000 V				
Rapport de transformation	Valeur de la puissance			
	Minimale (kW)		Maximale (kW)	Puissance Transformateur (kVA)
	TC classe 0,2s	TC classe 0,5		
600/5	2899	x*	14497	de 2900 à 14490
400/5	1933	x*	9665	de 1940 à 9660
300/5	1450	x*	7248	de 1450 à 7240
250/5	1208	x*	6040	de 1210 à 6040
200/5	966	x*	4832	de 970 à 4830
150/5	725	x*	3624	de 730 à 3620
125/5	604	x*	3020	de 610 à 3020
100/5	483	x*	2416	de 490 à 2410
75/5	362	x*	1812	de 370 à 1800
60/5	290	x*	1450	de 300 à 1450
50/5	242	x*	1208	de 250 à 1200

x\* : valeur non autorisée pour installation neuve

Disponibilité des matériels :

Certains matériels particuliers tels que les transformateurs de courant raccordés en HTA et de rapport inférieur à 50/5 peuvent s'avérer difficiles, voire impossibles à approvisionner dans le respect de la conformité aux exigences de la norme NF C 13-100 (notamment sur son exigence de tenue à un courant de court-circuit de 12,5 kA). Dans ce cas, il convient de privilégier le respect de la norme NF C 13-100 et d'approvisionner le matériel de rapport immédiatement supérieur qui respecte les exigences de cette norme, quitte à dégrader légèrement la qualité de la mesure.

<b>Livraison en HTA avec comptage sur la basse tension 230/400 V</b>				
Rapport de transformation	Valeur de la puissance			
	Minimale (kW)		Maximale (kW)	Puissance Transformateur (kVA)
	TC classe 0,2s	TC classe 0,5		
2000/5	258	x*	1289	de 400 à 1250
1500/5	193	x*	966	de 160 à 800
1000/5	129	x*	644	de 160 à 630
750/5	97	x*	483	de 100 à 400
600/5	77	x*	387	de 100 à 250
500/5	64	129	322	de 100 à 250
400/5	52	x*	258	de 100 à 250
300/5	39	x*	193	jusqu'à 160
250/5	32	x*	161	jusqu'à 160
200/5	26	52	129	jusqu'à 100
150/5	19	x*	97	jusqu'à 50
100/5	13	26	64	jusqu'à 50

x\* : valeur non autorisée pour installation neuve

<b>Livraison en HTA avec comptage sur la basse tension 127/220 V</b>				
Rapport de transformation	Valeur de la puissance			
	Minimale (kW)		Maximale (kW)	Puissance Transformateur (kVA)
	TC classe 0,2s	TC classe 0,5		
2000/5	142	x*	709	de 160 à 630
1500/5	106	x*	532	de 160 à 400
1000/5	71	x*	354	de 100 à 250
750/5	53	x*	266	de 100 à 250
600/5	43	x*	213	de 50 à 160
500/5	35	x*	177	de 50 à 160
400/5	28	x*	142	de 50 à 100
300/5	21	x*	106	de 50 à 100
250/5	18	x*	89	jusqu'à 50
200/5	14	x*	71	jusqu'à 50
150/5	11	x*	53	jusqu'à 50
100/5	7	x*	35	jusqu'à 50

x\* : valeur non autorisée pour installation neuve

<b>Livraison en BT &gt; 36 kVA et tension 230/400 V</b>		
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kVA	
	Minimale	Maximale
<b>500/5</b>	<b>120 (1)</b>	<b>250 (2)</b>
<b>200/5</b>	<b>48 (3)</b>	<b>139</b>
<b>100/5</b>	<b>36 (4)</b>	<b>69</b>

Nota :

(1) : La valeur théorique de 139 kVA permise par un TC de rapport de transformation égal à 500/5 est volontairement réduite à 120 kVA par rapport à celle de la livraison en HTA du fait d'une plus grande stabilité des flux d'énergie mesurés pour cette typologie d'utilisateurs du réseau (dynamique plus faible de la monotone de charge).

(2) : La valeur théorique de 346 kVA permise par un TC de rapport de transformation égal à 500/5 est volontairement limitée à 250 kVA pour prendre en compte la capacité limitée des conducteurs du réseau de distribution. Certaines installations conçues spécialement acceptent jusqu'à 288kVA.

(3) : La valeur théorique de 55 kVA permise par un TC de rapport de transformation égal à 200/5 est volontairement réduite à 48 kVA par rapport à celle de la livraison en HTA du fait d'une plus grande stabilité des flux d'énergie mesurés pour cette typologie d'utilisateurs du réseau (dynamique plus faible de la monotone de charge).

(4) : La valeur théorique de 28 kVA est volontairement corrigée à 36 kVA pour prendre en compte les valeurs minimales contractuelles de ce type de Point de Livraison en Basse Tension (37 kVA pour les installations nouvelles et 36 kVA en cas de changement de fournisseur avec reconduction à l'identique de la puissance souscrite existante).

## 6 Annexe 2 – Informations complémentaires concernant le choix du rapport de transformation

### 6.1 Règle générale

De manière générale, afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie, il convient de sélectionner le rapport de transformation dont la puissance maximale compatible est immédiatement supérieure à la puissance souscrite de référence du Point de Livraison.

Exemple :

Dans le cas d'un Point de Livraison en HTA avec un comptage en HTA et une tension composée Un égale à 20 000V, dont la puissance souscrite de référence est de 6000 kW, les seuls rapports de transformation compatibles en classe de précision 0,2S sont les suivants :

Rapport = 600/5	pour P min = 3866 kW	et P max = 19329 kW
Rapport = 400/5	pour P min = 2577 kW	et P max = 12886 kW
Rapport = 300/5	pour P min = 1933 kW	et P max = 9665 kW
Rapport = 250/5	pour P min = 1611 kW	et P max = 8054 kW
Rapport = 200/5	pour P min = 1289 kW	et P max = 6443 kW

La valeur de rapport de transformation à choisir est 200/5

### 6.2 Cas particuliers

Tension et de classe de précision de valeurs atypiques

Les valeurs de puissance fournies dans les tableaux du chapitre « 5 » ont été calculées à partir des valeurs de référence de tension et classe de précision indiquées en tête de chaque tableau. D'autres valeurs de tension peuvent exister notamment sur des dispositifs de comptage raccordés en BT. Dans ces cas, il convient d'utiliser les formules décrites au chapitre « 2.4.3.5.2.3 ».

En cas de transformateur de courant de classe de précision atypiques, différente des valeurs de référence (0,2S et 0,5), il convient de contacter les services de GÉRÉDIS pour connaître les valeurs de rapport de transformation assurant la précision de mesure attendue.

Nouvelle installation de production

Afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie injectée, pour déterminer le rapport de transformation à retenir pour une nouvelle installation de production, il est recommandé d'appliquer les règles générales en tenant compte de la puissance de raccordement de l'installation, mais également de la tangente de fonctionnement lorsque celle-ci est connue (application des formules décrites au chapitre

« 2.4.3.5.2.3 » avec le cosinus-phi propre à l'installation en remplacement de la valeur par défaut du cosinus- phi).

### 6.3 Prise en compte des évolutions potentielles de la puissance souscrite

Dans le cas de dispositif de comptage nouveau ou faisant l'objet d'une modification majeure, la règle énoncée ci-dessus est à appliquer impérativement pour le choix des matériels à utiliser (transformateurs de courant), mais il est opportun de tenir compte des évolutions potentielles annoncées par l'utilisateur du réseau. Dans ce cadre, pour le cas des Points de Livraison en HTA avec comptage en BT, il convient d'examiner les caractéristiques techniques du transformateur de puissance installé car celles-ci peuvent être indicatrices des évolutions attendues de la puissance de référence sur le Point de Livraison (généralement en soutirage).

Le tableau ci-dessous précise le rapport de transformation à choisir en fonction de la puissance initiale souscrite et de la puissance du transformateur installé dans le cas des types de transformateurs de courant de référence (tri-rapport).

Puissance initiale souscrite (Ps en kW)	Puissance du transformateur		
	$P_t \leq 400$	$400 < P_t \leq 630$	$630 < P_t$
$P_s \leq 320$	<u>500</u> -1000-2000/5	<u>500</u> -1000-2000/5	500- <u>1000</u> -2000/5
$320 < P_s \leq 640$	500- <u>1000</u> -2000/5	500- <u>1000</u> -2000/5	500- <u>1000</u> -2000/5
$640 < P_s$			500-1000- <u>2000</u> /5
Nota: la valeur soulignée correspond au rapport de transformation choisi			

## 7 Annexe 3 - Adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage

Cette annexe décrit les conditions de vérification de l'adéquation de la puissance de précision d'un transformateur de courant avec la charge des éléments raccordés sur son circuit secondaire, c'est-à-dire, généralement, la charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage (filerie et comptage).

Pour cela, il est convenu de **comparer la puissance de précision du transformateur de courant déclarée par le fournisseur du matériel avec la puissance de charge des circuits raccordés**. Cette puissance de charge est définie comme étant la puissance consommée par les circuits pour un courant égal au courant assigné du circuit secondaire du transformateur, soit un courant de 5 A.

Dans la présente annexe, il est proposé d'utiliser :

- **en priorité, une méthode d'évaluation théorique** de la puissance de charge des éléments raccordés au circuit secondaire du transformateur de courant,
- ou, **à défaut, une méthode de mesure physique** de cette puissance de charge.

Rappel : dans le cas des dispositifs de comptage existants, en cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique de type ICE-2Q ou PME-PMI, ou en cas de rénovation des circuits de mesure de courant du dispositif de comptage, un transformateur de courant dont la puissance de précision est différente des valeurs de référence définies au chapitre « 2.4.3.2 » peut éventuellement être conservé, sous réserves qu'il satisfasse aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définis au chapitre « 2.4.3.5 » et **fasse l'objet d'une vérification de l'adéquation de sa puissance de précision à la puissance de charge des éléments raccordés à son circuit secondaire**.

### 7.1 Méthode d'évaluation théorique de la puissance de charge

L'évaluation théorique de la puissance de charge  $S$  (puissance consommée) du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage est effectuée en tenant compte des valeurs typiques définies ci-dessous pour chacun des éléments (câble et compteur) qui composent ce circuit.

#### 7.1.1 Puissance de charge du circuit de mesure de courant du compteur

La puissance de charge du circuit de mesure de courant d'un seul compteur électronique de type ICE-2Q, ou PME-PMI et de son tableau (boîte d'essai et connectique comprise) est estimée comprise entre

- une valeur minimale  $S_{\min}$ -compteur égale à 0,5VA ;
- une valeur maximale  $S_{\max}$ -compteur égale à 1VA.

#### 7.1.2 Puissance de charge du câble du circuit de mesure

La puissance de charge du câble du circuit de mesure est estimée en prenant en compte, d'une part la consommation linéique du câble du circuit de mesure de courant et, d'autre part, la longueur  $L$  (trajet aller seulement) du câble de mesure reliant la sortie du circuit secondaire de transformateur (par exemple, sa borne S1) à l'entrée du circuit de mesure de courant du compteur ou de son tableau (par exemple, la borne I1).

La consommation linéique des câbles du circuit de mesure de courant utilisé est estimée à 0,115 VA par mètre pour un câble de section de 4 mm<sup>2</sup> et 0,077 VA par mètre pour un câble de section de 6 mm<sup>2</sup>. Ces valeurs sont calculées pour un courant assigné de 5A d'après les caractéristiques de résistance linéique définies pour les câbles conformes à la spécification HN-33-S-34 qui sont prescrits pour cet usage (4,61 ohm/km en 4 mm<sup>2</sup> et 3,08 ohm/km en 6 mm<sup>2</sup>).

Cette méthode permet de définir :

- pour un câble de section de 4 mm<sup>2</sup> ;
  - une valeur minimale  $S_{min-câble}$  égale à :  $L \times 0,115 \text{ VA}$  ;
  - une valeur maximale  $S_{max-câble}$  égale à :  $2 \times L \times 0,115 \text{ VA}$  ;
- pour un câble de section de 6 mm<sup>2</sup> ;
  - une valeur minimale  $S_{min-câble}$  égale à :  $L \times 0,077 \text{ VA}$  ;
  - une valeur maximale  $S_{max-câble}$  égale à :  $2 \times L \times 0,077 \text{ VA}$ .

Précision : la valeur minimale de la puissance de charge du câble est calculée en considérant que le câble commun aux trois phases assurant le retour de courant du compteur électronique triphasé (bornes I'1, I'2 et I'3) vers les circuits secondaires des transformateurs (bornes S2) est parcouru par un courant nul (courants parfaitement équilibrés sur les trois phases). La valeur maximale de la puissance de charge est calculée en considérant que ce câble est parcouru par un courant égal au courant assigné d'une phase (déséquilibre des phases égal au courant assigné d'une phase correspondant au cas d'un flux d'énergie nul sur une phase et nominal sur les deux autres).

### 7.1.3 Puissance de charge totale

La puissance de charge totale du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage peut donc être estimée comprise entre

- une valeur minimale  $S_{min} = 0,5\text{VA} + (L \times 0,115 \text{ VA})$  ou  $0,5\text{VA} + (L \times 0,077 \text{ VA})$ .
- une valeur maximale  $S_{max} = 1 \text{ VA} + (2 \times L \times 0,115 \text{ VA})$  ou  $1\text{VA} + (2 \times L \times 0,077 \text{ VA})$ .

### 7.1.4 Limite de validité de l'évaluation théorique de la puissance de charge

Dans certains cas, l'évaluation théorique de la puissance de charge décrite ci-dessus ne permet pas une décision fiable quant à l'adéquation de la puissance de précision du transformateur de courant à la puissance de charge du circuit.

Citons par exemple, les cas suivants :

- des imprécisions existent dans l'évaluation de la longueur exacte des câbles de mesure,
- les circuits de mesure sont constitués d'éléments autres que les câbles et les compteurs (connecteurs, appareils ou circuits annexes, etc.),
- l'évaluation théorique donne un résultat trop proche des limites de décision de la vérification d'adéquation décrite ci-après.

Dans ces cas, il est recommandé de procéder à une mesure physique de la puissance de charge.

## 7.2 Méthode de mesure physique de la puissance de charge

**La méthode générale de mesure de la puissance de charge** (puissance consommée) du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage consiste à :

- mesurer, sur chaque phase, l'intensité ( $I_m$ ) du courant parcourant le circuit secondaire du TC (à l'aide d'une pince ampèremétrique),
- mesurer, sur chaque phase, la tension ( $U_m$ ) présente
  - en comptage en BT, au niveau des bornes du circuit secondaire du transformateur de courant,
  - en comptage en HTA, au niveau des boîtes d'essais

Afin d'assurer une précision suffisante de ces mesures, l'intensité ( $I_m$ ) du courant transitant pendant la mesure doit être au moins égale à 20% du courant assigné  $I_n$  (5A) du circuit de mesure, c'est-à-dire au moins égale à 1 A.

Dans le cas contraire, on peut procéder en injectant un courant nominal dans le circuit de mesure :

- injecter dans le circuit de mesure (et tous les éléments en service sur ce circuit) un courant ( $I$ ) de 5A (après avoir shunté les bornes du circuit secondaire du transformateur de courant, puis déconnecter le circuit de mesure de courant),
- mesurer la tension ( $U$  en Volt) présente entre les bornes du circuit de mesure.

Dans le cas où les opérations citées ci-dessus ne seraient pas possibles pour des raisons diverses (conditions de sécurité, conditions d'accès, moyens insuffisants, ...), il est possible de procéder à une évaluation de la puissance de charge en procédant comme suit :

- effectuer une mesure sur une partie seulement du circuit de mesure (par exemple, en injectant le courant au niveau de la boîte d'essai Intensité du panneau de comptage),
- ajouter à la puissance de charge mesurée une évaluation de la puissance de charge non mesurée (par exemple, celle de câbles non pris en compte dans la mesure) suivant la même méthode d'évaluation que celle décrite dans la méthode d'évaluation théorique de la puissance de charge énoncée ci-dessus.

### 7.3 Vérification de l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la puissance de charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage

Pour assurer la précision de transformation du courant associée à sa classe de précision (0,5 ou 0,2S), un transformateur de courant doit fonctionner dans certaines conditions de charge de son circuit secondaire.

Conformément à la norme NF EN 60044-1 (chapitre « 11.2 »), cette précision n'est garantie que si **la puissance de charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage est comprise entre 25% et 100% de la puissance de précision  $P_p$  du transformateur de courant**. Cette condition obligatoire est notifiée dans les précisions et le tableau ci-dessous.

**La puissance de charge de l'ensemble des équipements raccordés sur le circuit secondaire d'un transformateur de courant ne dépasse pas une valeur égale à 75% de la puissance de précision  $P_p$  assignée du transformateur**. Cette recommandation est notifiée comme telle (non obligatoire) dans les précisions et le tableau ci-dessous.

**Afin d'obtenir la précision de mesure garantie par le transformateur de courant dans les différentes conditions de fonctionnement envisagées, il convient donc de respecter les deux règles suivantes :**

- **$S_{min}$  (ou à défaut  $S_m$ ) supérieur ou égal à 25% de  $P_p$**
- **$S_{max}$  (ou à défaut  $S_m$ ) inférieur ou égal à 100% de  $P_p$  (recommandé : 75% de  $P_p$ )**

Avec :

- $S_{min}$  : évaluation théorique de la valeur minimale de la puissance de charge de l'ensemble des circuits raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de courant,
- $S_{max}$  : évaluation théorique de la valeur maximale de la puissance de charge de l'ensemble des circuits raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de courant,
- $S_m$  : mesure de la valeur moyenne de la puissance de charge de l'ensemble des circuits raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de courant.
- $P_p$  : puissance de précision du transformateur de courant déclarée par le fournisseur de l'appareil.

En tenant compte de la gamme de valeurs normalisées de puissance de précision des transformateurs de courant présents sur le réseau de distribution ou disponibles chez les fournisseurs (3,75 VA ou 7,5 VA ou 15 VA ou 30 VA), les règles ci-dessus peuvent être représentées par le tableau de synthèse suivant.

Celui-ci indique les valeurs de puissance de précision  $P_p$  de transformateur compatibles avec les gammes de valeurs de puissance de charge minimale  $S_{min}$  et maximale  $S_{max}$  estimée (ou de puissance de charge mesurée  $S_m$ ).

		Puissance de charge des circuits raccordés (en VA) Valeur minimale estimée $S_{min}$ ou valeur mesurée $S_m$				
		De 0 à 1	De 1 à 1,87 (b)	De 1,87 à 3,75	De 3,75 à 7,5	De 7,5 à 15
Puissance de charge des circuits raccordés (en VA) <b>Valeur maximale estimée <math>S_{max}</math> ou valeur mesurée <math>S_m</math></b>	De 1 à 3,75 (R=2,81) (b)	(a)	3,75	3,75 ou 7,5		
	De 3,75 à 7,5 (R=5,62)	(a)		7,5	7,5 ou 15	
	De 7,5 à 15 (R=11,25)	(a)			15	15 ou 30
	De 15 à 30 (R=22,50)	(a)				30
<p>(a) : Dans le cas où la puissance de charge minimale du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage est inférieure à 1 VA, il convient de modifier le circuit de mesure pour augmenter cette puissance de charge (allonger les circuits pour augmenter la charge du circuit).</p> <p>(b) : La valeur minimale théorique de la plage est 0,94 VA. Cette valeur est portée à la valeur minimale de 1 VA pour être conforme aux recommandations du chapitre « 11.2 » de la norme NF EN 60044 -1.</p>						

Adéquation de la puissance de précision du transformateur de courant à la puissance de charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage

## 8 Annexe 4 - Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joules des transformateurs de puissance HTA / BT d'ancienne génération

Cette annexe fournit les listes des valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer Pft et du coefficient de pertes Joules (Cjt) des transformateurs de puissance HTA / BT d'ancienne génération. Ces valeurs sont les valeurs communément admises par les professionnels du domaine. Elles doivent être utilisées en cas de défaut de présentation du procès verbal d'essais du transformateur de puissance du site concerné.

### Séries construites avant 1969

Puissance du transformateur (en kVA)	Puissance des Pertes fer		Coefficient de Pertes Joules Cjt (en %)
	Pft (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 transformateur (en kVA)	Puissance des Pertes fer		Coefficient de Pertes Joules Cjt (en %)
	Pft (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**

<b>Puissance du Transformateur</b>  <b>(en kVA)</b>	<b>Bain d'huile norme C 52-112-1</b>		<b>Sec norme C 52-115</b>	
	<b>Puissances des Pertes fer</b>	<b>Coefficient de Pertes Joules</b>	<b>Puissances des Pertes fer</b>	<b>Coefficient de Pertes Joules</b>
	<b>Pft (en kW)</b>	<b>Cjt (en %)</b>	<b>Pft (en kW)</b>	<b>Cjt (en %)</b>
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