

## Documentation technique de référence comptage

### Résumé

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

Il a vocation à en informer les utilisateurs du Réseau Public de Distribution géré par GEREDIS et les différents acteurs du marché de l'électricité.

Les prescriptions fournies dans ce document sont applicables par GEREDIS 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
Mise à jour des matériels (pour les clients particuliers, professionnels et entreprises), suppression des exceptions pour les branchements provisoires, mise en cohérence avec les autres documents de référence.	B	01/06/2026



## Sommaire

<b>1</b>	<b>PREAMBULE</b>	<b>6</b>
1.1	OBJET DU DOCUMENT ET DEFINITIONS	6
1.2	ROLE DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	7
1.3	COMPOSITION DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	7
1.4	PRINCIPES GENERAUX ET ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	9
1.4.1	PRINCIPES GENERAUX	9
1.4.2	ENTRETIEN ET RENOUVELLEMENT	10
1.5	MODALITES CONTRACTUELLES DE TRAITEMENT DES LITIGES CONCERNANT LES COMPTAGES	10
<b>2</b>	<b>PRESCRIPTIONS DE GEREDIS CONCERNANT LES EQUIPEMENTS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE</b>	<b>10</b>
2.1	APTITUDE A L'EXPLOITATION ET AUTORISATION D'EMPLOI DES EQUIPEMENTS	10
2.2	COMPTEURS DE REFERENCE	10
2.3	ÉQUIPEMENTS CONCERNES	11
2.3.1	POINT DE LIVRAISON EN SOUTIRAGE D'ENERGIE UNIQUEMENT	11
2.3.2	POINT DE LIVRAISON EN INJECTION D'ENERGIE	12
2.4	TRANSFORMATEURS DE MESURE	13
2.4.1	AUTORISATION D'EMPLOI DES TRANSFORMATEURS DE MESURE	13
2.4.2	VERIFICATION DE CONFORMITE	14
2.4.3	CHOIX DES TRANSFORMATEURS DE MESURE	14
2.4.3.1	Règles générales	14
2.4.3.2	Cas d'un Dispositif de Comptage neuf ou rénové en livraison en HTA	16
2.4.3.3	Cas d'un Dispositif de Comptage existant non rénové en livraison en HTA (hors référence actuelle)	21
2.4.3.4	Cas d'un Dispositif de Comptage neuf ou rénové en livraison en BT > 36 kVA	22
2.4.3.5	Choix des rapports de transformation des transformateurs de courant	22
2.5	CABLES DE MESURE	27
2.6	INSTALLATIONS DE TELECOMMUNICATION DES DISPOSITIFS DE COMPTAGE DES POINTS DE LIVRAISON EN HTA ET EN BASSE TENSION DE PUISSANCE SUPERIEURE A 36 kVA	27
2.6.1	SOLUTION DE REFERENCE	27
2.7	CAS PARTICULIER DES DISPOSITIFS DE COMPTAGE « ADDITIONNELS INTERNES »	28
<b>3</b>	<b>ACCES AUX INFORMATIONS DU COMPTAGE DE REFERENCE</b>	<b>29</b>
3.1	CONDITIONS GENERALES D'ACCES AUX INFORMATIONS DU DISPOSITIF DE COMPTAGE	29
3.1.1	PREAMBULE	29
3.1.2	COMPTAGES DES POINTS DE LIVRAISON EN HTA	29
3.1.2.1	Comptages utilisés en courbe de mesure	29
3.1.2.2	Comptages utilisés en index	30
3.1.3	COMPTAGES DES POINTS DE LIVRAISON EN BT > 36 kVA	30
3.1.3.1	Comptages utilisés en courbe de mesure	31
3.1.3.2	Comptages utilisés en index	31
3.1.3.3	Accès aux données de comptage	31
3.1.4	COMPTAGES UTILISES EN POINT DE LIVRAISON EN BT ≤ 36 kVA	31
3.1.4.1	Définition des données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence	32

3.1.4.2	Accès aux données de comptage	32
<b>3.2</b>	<b>PRECISIONS SUR LES SYSTEMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION</b>	<b>32</b>
3.2.1	MODES D'ACCES AUX COMPTEURS UTILISES PAR GEREDIS	32
3.2.2	MODES D'ACCES DISPONIBLES A UN UTILISATEUR DU RESEAU	33
3.2.3	LES DIFFERENTS MODES DE COMMUNICATION UTILISABLES POUR ACCEDER AUX INFORMATIONS DES COMPTEURS DE REFERENCE	33
3.2.4	PRECISIONS CONCERNANT LA MISE EN ŒUVRE DE L'ACCES A DISTANCE DES COMPTEURS DE REFERENCE	34
<b>3.3</b>	<b>DESCRIPTION DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITION SUR LE SITE DU POINT DE LIVRAISON</b>	<b>35</b>
3.3.1	CARACTERISTIQUES GENERALES DES INFORMATIONS MISES A DISPOSITION	35
3.3.2	INFORMATIONS DISPONIBLES PAR TYPE DE COMPTAGE (COMPTEURS DE REFERENCE)	37
3.3.2.1	Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en HTA (compteurs de référence)	37
3.3.2.2	Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en BT > 36 kVA (compteurs de référence)	38
3.3.2.3	Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en BT ≤ 36 kVA (compteurs de référence)	38
<b>4</b>	<b>MODALITES DE CORRECTION DES DONNEES DE COMPTAGE LORSQUE LE DISPOSITIF DE COMPTAGE NE SE SITUE PAS AU POINT D'APPLICATION DE LA TARIFICATION</b>	<b>38</b>
<b>4.1</b>	<b>PRINCIPE DE LA CORRECTION DES DONNEES</b>	<b>38</b>
<b>4.2</b>	<b>CONSOUMMATIONS D'ENERGIE ACTIVE OU PERTES ACTIVES</b>	<b>40</b>
4.2.1	DANS LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HTA/BT DE L'UTILISATEUR DU RESEAU	40
4.2.2	DANS LES LIGNES ET CABLES	40
<b>4.3</b>	<b>CORRECTIONS D'ENERGIE REACTIVE OU PERTES REACTIVES</b>	<b>40</b>
4.3.1	DANS LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HTA/BT DE L'UTILISATEUR DU RESEAU	40
4.3.2	DANS LES LIGNES ET CABLES	41
<b>4.4</b>	<b>CALCUL PRATIQUE DES PERTES ET CORRECTIONS APPLIQUEES</b>	<b>41</b>
4.4.1	PRECISIONS SUR LES FORMULES PRESENTEES	41
4.4.2	FORMULES DE CORRECTION DE LA PUISSANCE ACTIVE	41
4.4.3	FORMULES DE CORRECTION DE L'ENERGIE ACTIVE	42
4.4.4	FORMULES DE CORRECTION DE L'ENERGIE REACTIVE PAR CORRECTION DE LA TANGENTE	44
4.4.5	VALEURS USUELLES DES COEFFICIENTS DE CORRECTION	45
4.4.5.1	Valorisation des pertes fer (P <sub>ft</sub> ) et des pertes Joule (C <sub>jt</sub> ) des transformateurs de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau	45
4.4.5.2	Coefficients de pertes linéiques dans les lignes et câbles HTA et BT	47
4.4.5.3	Coefficient de correction de tangente	48
4.4.5.4	Précision sur la méthode d'arrondi utilisée pour le calcul du coefficient de pertes Joule	48
<b>4.5</b>	<b>PRECISIONS CONCERNANT LES TRAITEMENTS DE PRISE EN COMPTE DES PERTES</b>	<b>48</b>
4.5.1	COEFFICIENTS UTILISES POUR LES CALCULS	48
4.5.2	CAS PARTICULIER DES SITES ASSURANT UNE PRODUCTION D'ENERGIE ACTIVE	49
<b>5</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>50</b>
<b>5.1</b>	<b>PRESENTATION DES DIFFERENTS TYPES DE POINT DE LIVRAISON</b>	<b>50</b>
5.1.1	POINT DE LIVRAISON HTA AVEC COMPTAGE EN HTA	50
5.1.2	POINT DE LIVRAISON HTA AVEC COMPTAGE EN BT	50
5.1.3	POINT DE LIVRAISON BT > 36 kVA	51
5.1.4	POINT DE LIVRAISON BT ≤ 36 kVA	51
<b>5.2</b>	<b>PRECISIONS SUR LES SYSTEMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION DES COMPTEURS EN COURS DE REMPLACEMENT</b>	<b>51</b>

<b>5.2.1</b>	<b>LES DIFFERENTS MODES DE COMMUNICATION UTILISABLES POUR L'ACCES AUX INFORMATIONS DES COMPTEURS EN COURS DE REMPLACEMENT</b>	<b>52</b>
5.2.1.1	Dispositifs de Comptage des Points de Livraison BT $\leq$ 36 kVA	52
<b>5.2.2</b>	<b>INFORMATIONS DISPONIBLES PAR TYPE DE COMPTAGE (COMPTEURS EN COURS DE REMPLACEMENT)</b>	<b>52</b>
5.2.2.1	Dispositifs de Comptage des Points de Livraison BT $\leq$ 36 kVA	52
<b>5.3</b>	<b>TABLEAUX DES VALEURS DE PUISSANCES DE REFERENCE COMPATIBLES AVEC LES RAPPORTS DE TRANSFORMATION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT</b>	<b>53</b>
<b>5.4</b>	<b>INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES CONCERNANT LE CHOIX DU RAPPORT DE TRANSFORMATION</b>	<b>57</b>
<b>5.4.1</b>	<b>REGLE GENERALE</b>	<b>57</b>
<b>5.4.2</b>	<b>CAS PARTICULIERS</b>	<b>57</b>
<b>5.4.3</b>	<b>PRISE EN COMPTE DES EVOLUTIONS POTENTIELLES DE LA PUISSANCE DE REFERENCE</b>	<b>58</b>
<b>5.5</b>	<b>ADEQUATION DE LA PUISSANCE DE PRECISION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT A LA CHARGE DU CIRCUIT DE MESURE DE COURANT DU DISPOSITIF DE COMPTAGE</b>	<b>58</b>
<b>5.5.1</b>	<b>METHODE D'EVALUATION THEORIQUE DE LA PUISSANCE DE CHARGE</b>	<b>59</b>
5.5.1.1	Puissance de charge du circuit de mesure de courant du compteur	59
5.5.1.2	Puissance de charge du câble du circuit de mesure	59
5.5.1.3	Puissance de charge totale	60
5.5.1.4	Limite de validité de l'évaluation théorique de la puissance de charge	60
<b>5.5.2</b>	<b>METHODE DE MESURE PHYSIQUE DE LA PUISSANCE DE CHARGE</b>	<b>60</b>
<b>5.5.3</b>	<b>VERIFICATION DE L'ADEQUATION DE LA PUISSANCE DE PRECISION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT A LA PUISSANCE DE CHARGE DU CIRCUIT DE MESURE DE COURANT DU DISPOSITIF DE COMPTAGE</b>	<b>61</b>
<b>5.6</b>	<b>VALEURS TYPQUES USUELLES DE LA PUISSANCE DES PERTES FER ET DU COEFFICIENT DE PERTES JOULE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE HTA/BT D'ANCIENNE GENERATION</b>	<b>62</b>

# 1 Préambule

## 1.1 Objet du document et définitions

L'objet du présent document est de décrire le référentiel des prescriptions de GEREDIS en matière de constitution et de mise en œuvre du Dispositif de Comptage. Il a vocation à en informer les utilisateurs du Réseau Public de Distribution géré par GEREDIS et les différents acteurs du marché de l'électricité.

Les prescriptions fournies dans ce document sont applicables par GEREDIS :

- aux nouveaux Dispositifs de Comptages dans le cadre d'une première mise en service,
- aux Dispositifs de Comptage existants dont l'installation client fait l'objet d'une rénovation,
- aux éléments du Dispositif de comptage dysfonctionnant et nécessitant une réparation,
- aux programmes de mise à niveau définis par GEREDIS ou imposés à GEREDIS du fait de la législation en vigueur.

Une mise en conformité du dispositif de comptage vers les matériels prescrits pourra être reportée d'un délai convenu entre les services de GEREDIS et l'utilisateur du réseau dans le cas où elle nécessiterait l'arrêt de la fourniture de l'énergie pour le Site concerné. Seuls sont à mettre en conformité les constituants du Dispositif de Comptage dont le fonctionnement n'est plus garanti.

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 :

- sont considérés comme « **matériels majeurs** » participant à la mesure ou à la protection de l'installation les matériels suivants : 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, le remplacement de celui-ci par un matériel nouveau comportant des différences fonctionnelles.

Nota : Ne sont pas considérées comme des « **mises à niveau** » d'un matériel, les opérations simples telles que la maintenance ou la réparation visant à remettre le matériel dans un état de fonctionnement identique (par exemple, le remplacement d'un élément du compteur ou du tableau : capot, carte, bornier).

A titre d'exemples :

- le changement d'un compteur peut nécessiter l'adaptation de son tableau de comptage afin de garantir sa conformité en termes de sécurité électrique (obturation des accès aux pièces sous tension),
- cependant, le changement d'un compteur, d'un tableau ou d'un transformateur de mesure n'induit pas la mise en conformité des câbles de mesure lorsque leur fonctionnement est toujours garanti.

Une « mise à niveau » d'un matériel peut intervenir à la suite de l'un des événements suivants :

- la demande par l'utilisateur du réseau (ou l'un de ses tiers autorisés) d'une modification des conditions contractuelles ou d'un nouveau service nécessitant une « **mise à niveau** » d'un matériel,
- la rénovation ou l'amélioration fonctionnelle délibérée de GEREDIS,
- le dysfonctionnement du matériel (défaillance fonctionnelle ou dérive métrologique) constaté lors d'une vérification régulière ou exceptionnelle, par GEREDIS ou par l'utilisateur du réseau.

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 ».

Par exception, ces prescriptions ne concernent pas :

- les Dispositifs de Comptage ou Points de Livraison présentant des particularités techniques locales compromettant fortement leur application,
- les Dispositifs de Comptage faisant l'objet d'opérations exceptionnelles programmées et ciblées telles que des expérimentations de nouvelles solutions.

Ces situations font l'objet de conditions particulières qui doivent être décrites dans la Convention de Raccordement de chaque Site concerné.

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) ;
- 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).

Le présent document utilise la notion de « Puissance de Référence » pour déterminer le domaine de tension du Point de Livraison, le compteur de référence et les différentes caractéristiques du Dispositif de Comptage. La « Puissance de Référence » est définie comme étant 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 (cas d'un Site seulement en consommation), et d'autre part, de la « puissance de production installée » sur ce Site (cas d'un Site en production).

## 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.

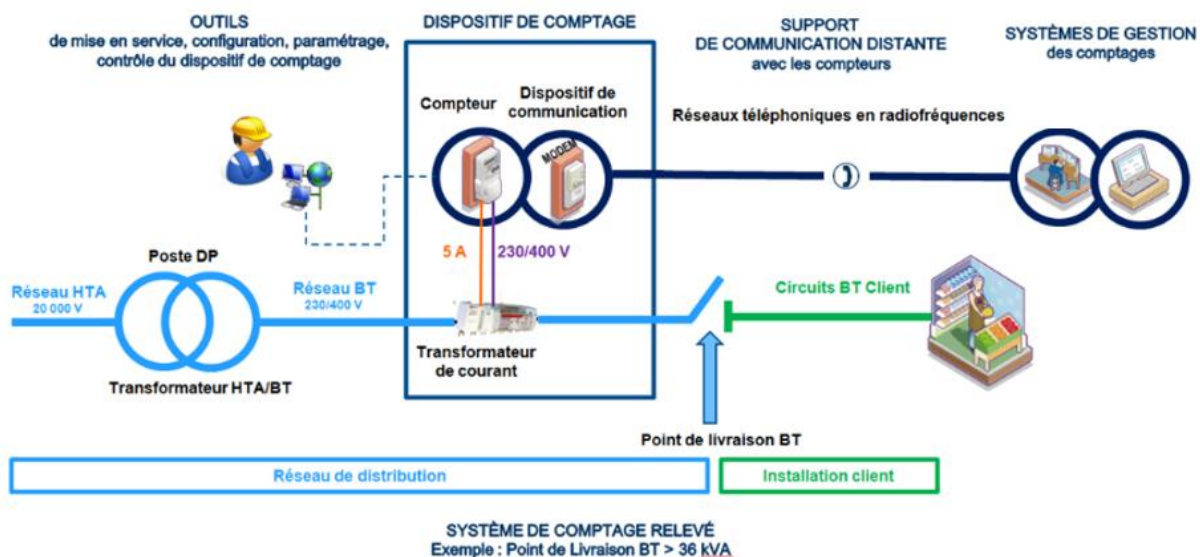
## 1.3 Composition du dispositif de comptage

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 communication locale ou distante avec les compteurs.



L'ensemble des points de livraison est présenté au chapitre 5.1 « Présentation des différents types de Point de Livraison ».

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 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.

Nota : 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, etc. De plus, il cite les références de documents de spécification constituant des cahiers des charges propres à GEREDIS. Ces mentions ont pour objet de signaler à l'utilisateur du réseau, et à ses fournisseurs de matériels, l'existence, en complément des normes en vigueur, de ces cahiers des charges qui sont spécifiques aux usages de GEREDIS et qui précisent l'ensemble des exigences auxquelles doivent répondre ces matériels pour que leur emploi soit autorisé dans les Dispositifs de Comptage gérés par GEREDIS. L'accès au contenu de ces documents n'est pas rendu public car le contenu de ces documents n'a pas vocation à être connu de l'utilisateur. Ce contenu est adressé, exclusivement sur demande, à tout industriel se portant candidat auprès de GEREDIS en vue d'une autorisation d'emploi permettant que ses matériels soient installés à des fins d'exploitation par GEREDIS.

## 1.4 Principes généraux et entretien des équipements du Dispositif de Comptage

### 1.4.1 Principes généraux

Le Code de l'énergie dans son article L322-8 (Section 2 : « Les missions du gestionnaire du Réseau Public de Distribution ») précise : « un gestionnaire de Réseau Public 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, GEREDIS est chargée de fournir, d'installer et d'entretenir l'ensemble des équipements du Dispositif de Comptage, selon les modalités définies dans le contrat d'accès au réseau de l'utilisateur. Les caractéristiques fonctionnelles des Compteurs fournis sont définies par les articles R341-6 et R341-8 du Code de l'énergie ainsi que dans l'arrêté du 4 janvier 2012. Dans ce cadre, l'utilisateur du réseau doit prendre toutes dispositions nécessaires pour que GEREDIS puisse accéder en toute sécurité et sans difficulté aux 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 GEREDIS afin d'être en adéquation avec les caractéristiques du Site concerné (type de raccordement, type de comptage, ouvrages existants...). La Convention de Raccordement et le contrat d'accès au réseau de l'utilisateur formalisent les aspects contractuels de ces modalités pratiques, dont, notamment, les rôles respectifs de GEREDIS et de l'utilisateur du réseau dans la fourniture, l'installation et l'entretien des matériels du Dispositif de Comptage (pour plus de précisions, se reporter aux divers documents fournis dans les chapitres « Procédure de raccordement » et « Modèles de contrats et de conventions » de la « Documentation Technique de Référence » sur le site internet de GEREDIS).

La norme NF C 13100 d'avril 2015 dispose dans son chapitre 112 « Fonctions du poste de livraison » que l'installation couverte par cette norme doit garantir :

- le maintien fonctionnel du comptage hors consignation totale du poste ou travaux sur le circuit de tension du comptage pour assurer le contrôle de la qualité de la fourniture d'énergie,
- la possibilité de réaliser toutes les interventions de vérification du comptage et son adaptation aux évolutions de puissance sans nécessiter la séparation du Réseau Public de Distribution HTA.

De plus, dans son chapitre 310 « Conception du poste de livraison », elle précise : « la constitution du poste et ses appareillages permettent [...] le maintien permanent du comptage sous tension hors consignation totale du poste ou travaux sur le circuit de tension du comptage pour assurer le contrôle de la qualité de la fourniture d'énergie [...] ».

Les points ci-dessus imposent que l'installation NF C 13-100 du Site soit en mesure de garantir la permanence d'alimentation électrique du Dispositif de Comptage hors cas de coupure totale du poste. Le non-respect de cette règle peut compromettre la capacité de GEREDIS à réaliser l'intégralité de sa mission ainsi que des éventuelles prestations attenantes, notamment pour l'ensemble des résultats attendus par l'utilisateur du réseau et ses fournisseurs, acheteurs et responsables d'équilibre dans le cadre du fonctionnement du marché de l'électricité et dépendant des informations élaborées par le Dispositif de Comptage. Ce non-respect peut contraindre GEREDIS à une réalisation dégradée de sa mission de comptage, ainsi que de l'ensemble de ses missions dépendant des informations fournies par le Dispositif de Comptage.

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 GEREDIS 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**

GEREDIS assure l'entretien et le renouvellement des différents équipements du Dispositif de Comptage qu'elle fournit (excepté en cas de disposition particulière contraire qui serait mentionnée dans la Convention de Raccordement).

Les Compteurs exploités par GEREDIS sont mis en conformité aux dispositions des articles R341-6 et R341-8 du Code de l'énergie, dans le respect des échéances fixées par les pouvoirs publics.

Les exigences applicables à l'utilisation des compteurs d'énergie électrique, quelle que soit leur classe, (exigences métrologiques, vérification primitive, vérification périodique, contrôle en service, obligation des détenteurs) sont définies dans l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active ainsi que dans la décision du 21 octobre 2015 (décision établissant les exigences spécifiques complémentaires à la norme applicable aux systèmes d'assurance de la qualité des organismes désignés ou agréés pour la vérification des instruments de mesure réglementés).

Le remplacement d'un équipement d'un dispositif de comptage existant rendu nécessaire (réparation impossible, ou nécessité d'évolution fonctionnelle pour adaptation aux conditions contractuelles ou réglementaire) se fera par un matériel autorisé d'emploi, 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 GEREDIS 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.

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 Compteurs de référence**

Les caractéristiques fonctionnelles des Compteurs fournis sont définies par les articles R341-6 et R341-8 du Code de l'énergie ainsi que dans l'arrêté du 4 janvier 2012. Pour respecter ce cadre, tous les compteurs de référence sont des « compteurs communicants ».

Sigle	Désignation
<b>SAPHIR</b>	Compteur « SAPHIR »
<b>PME-PMI</b>	Compteur « PME-PMI »
<b>Linky tri</b>	Compteur « Linky » triphasé
<b>Linky mono</b>	Compteur « Linky » monophasé

## 2.3 Équipements concernés

### 2.3.1 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 dédié à la mesure des flux d'énergie au Point de Livraison. Il respecte le format du tableau des composantes annuelles de comptage du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

Les matériels nécessaires aux éventuels Dispositifs de Comptage additionnels internes ne sont pas cités dans ce tableau. Ils sont mentionnés au chapitre 2.7.

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale [1]	Fréquence minimale de transmission des données	Compteurs de référence	Transformateurs de mesure
HTA	[2]	Mensuelle	<b>SAPHIR ou PME-PMI</b> [3]	<b>TC</b> et <b>TT</b> le cas échéant [4]
BT	> 36 kVA	Mensuelle	<b>PME-PMI</b>	<b>TC</b>
	36 kVA	Bimestrielle	<b>Linky tri</b>	
	12 kVA	Bimestrielle	<b>Linky mono</b>	

Nota :

[1] Conformément à la définition du chapitre 1.1, la valeur de puissance à utiliser comme référence (appelée « Puissance de Référence ») est la plus grande des valeurs des puissances souscrites des différents contrats de soutirage d'énergie attachés au Site considéré.

[2] La valeur maximale admissible de la Puissance de Référence est de 1,250 MW dans le cas d'un compteur PME-PMI, et de 17 MW dans le cas d'un compteur SAPHIR.

[3] Le compteur PME-PMI est utilisé dans les installations équipées d'un Dispositif de Comptage en Basse Tension à tarification dite « simple ». Les conditions techniques permettant l'utilisation d'un Dispositif de Comptage en Basse Tension sont précisées au chapitre 2.4.3.2.1. Le compteur SAPHIR est utilisé dans les installations équipées d'un Dispositif de Comptage en HTA.

[4] Si la tension nominale d'alimentation et de mesure du type de compteur utilisé n'est pas compatible avec la tension de référence disponible pour le Dispositif de Comptage (tensions de référence 230/400 V ou 57,7/100 V), GEREDIS peut être amenée à intégrer au Dispositif de Comptage un transformateur de mesure de tension triphasé additionnel (par exemple, dans le cas de l'usage d'un compteur SAPHIR dans un Dispositif de Comptage raccordé sur les circuits secondaires d'un transformateur de puissance HTA/BT).

### 2.3.2 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 susceptibles d'injecter de l'énergie sur le Réseau Public de Distribution. Il peut s'agir :

- de Sites dédiés à la production d'énergie et régis, en plus du contrat d'accès au réseau, par un contrat d'achat d'énergie au producteur,
- de Sites non dédiés à l'injection de flux d'énergie sur le Réseau Public de Distribution et régis par une convention d'autoconsommation.

Ces Sites peuvent également fonctionner en consommation d'énergie en provenance du Réseau Public de Distribution 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 Public de Distribution et conforme au présent chapitre et un ou plusieurs Points de Livraison dédiés à la consommation d'énergie et conformes au chapitre 2.3.1.

Le tableau suivant précise les matériels devant équiper tout Dispositif de Comptage neuf ou rénové dédié à la mesure des flux d'énergie au Point de Livraison. Il respecte le format du tableau des composantes annuelles de comptage du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

Les matériels nécessaires aux éventuels Dispositifs de Comptage additionnels internes ne sont pas cités dans ce tableau. Ils sont mentionnés au chapitre 2.7.

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale [1]	Fréquence minimale de transmission des données	Compteurs de référence	Transformateurs de mesure
HTA	12 MW [2]	Mensuelle	<b>SAPHIR [3]</b>	<b>TC</b> et <b>TT</b> le cas échéant [7]
BT	> 36 kVA	Mensuelle	<b>PME-PMI [4]</b>	<b>TC</b>
	36 kVA	Bimestrielle	<b>Un ou deux Linky tri [5] [6]</b>	
	12 kVA	Bimestrielle	<b>Un ou deux Linky mono [5] [6]</b>	

Nota :

[1] Conformément à la définition du chapitre 1.1, la valeur de puissance à utiliser comme référence (appelée « Puissance de 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 ». Cette Puissance de Référence est utilisée pour déterminer le domaine de tension du Point de Livraison et le compteur de référence. Conformément à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 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 programmée dans le comptage pour la gestion contractuelle des flux d'énergie injectés par le Site sur le Réseau Public de Distribution.

[2] Une « puissance de production installée » de 17 MW est possible, par dérogation, sous réserve de vérifications préalables lors de l'étude de raccordement.

[3] Ces compteurs effectuent la mesure des flux d'énergie en injection (pour le contrat d'accès au réseau CARD-I). Ils effectuent également, le cas échéant, la mesure des flux d'énergie en soutirage pour le contrat de consommation d'énergie de type CU ou de type CARDS, et pour le contrat d'accès au réseau CARDI si le soutirage est limité au besoin des auxiliaires de production. Dans le cas où le Site est déclaré comme ne soutirant pas d'énergie au réseau, la mesure des flux d'énergie en soutirage permet de vérifier l'absence de consommation.

[4] Un compteur PME-PMI effectue la mesure des flux d'énergie en injection (pour le contrat d'accès au réseau CARDI). Il effectue également, le cas échéant, la mesure des flux d'énergie en soutirage pour le contrat d'accès au réseau CARDI si le soutirage est limité au besoin des auxiliaires de production. Dans le cas où le site est déclaré comme ne soutirant pas d'énergie au réseau, la mesure des flux d'énergie en soutirage permet de vérifier l'absence de consommation.

[5] Lorsque le producteur injecte, sur le Réseau Public de Distribution, le surplus de sa production d'électricité, le Point de Livraison est unique et un unique compteur Linky assure les fonctions de mesure des flux d'énergie en injection et de mesure des flux d'énergie en soutirage. Lorsque le producteur injecte sur le Réseau Public de Distribution la totalité de sa production d'électricité, deux Points de Livraison sont créés. Sur le premier Point de Livraison, un unique compteur Linky assure les fonctions de mesure des flux d'énergie en injection et de mesure des flux d'énergie en soutirage pour la vérification de la non- consommation. Sur le second Point de Livraison, un deuxième compteur Linky 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).

[6] Le Dispositif de Comptage peut être exceptionnellement équipé d'un compteur adapté à ces fonctions (PME-PMI) associé à des transformateurs de mesure (transformateurs de mesure de courant) sous réserve de faisabilité technique.

[7] Si la tension nominale d'alimentation et de mesure du type de compteur utilisé n'est pas compatible avec la tension de référence disponible pour le Dispositif de Comptage (tensions de référence 230/400 V ou 57,7/100 V), GEREDIS peut être amenée à intégrer au Dispositif de Comptage un transformateur de mesure de tension triphasé additionnel (par exemple, dans le cas de l'usage d'un compteur SAPHIR dans un Dispositif de Comptage raccordé sur les circuits secondaires d'un transformateur de puissance HTA/BT).

## 2.4 Transformateurs de mesure

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

Les transformateurs 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 bénéficier d'une autorisation d'emploi attribuée par GEREDIS. Cette autorisation atteste que le matériel a fait l'objet de la composante technique de la procédure de qualification de matériel décrite au chapitre 2.1. Cette procédure a permis de vérifier la conformité du matériel au cahier des charges établi par GEREDIS.

Pour délivrer ses propres autorisation, GEREDIS s'appuie notamment sur le système d'autorisation d'Enedis.

## 2.4.2 Vérification de conformité

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 un de ses tiers autorisés), l'utilisateur du réseau doit fournir à GEREDIS, avant la mise en service des équipements qu'il fournit, un procès-verbal d'essais pour chaque transformateur garantissant leur conformité aux règles et normes en vigueur.

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

Dans tous les cas, GEREDIS 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.

Dans le cas d'une installation existante (rénovée ou non) pour laquelle les transformateurs de mesure présents dans l'installation peuvent être conservés en l'état, si les procès-verbaux d'essais de ces transformateurs de mesure n'ont pas été fournis initialement, ils ne sont pas exigés lors de la vérification de conformité précédant la remise en service.

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 GEREDIS à sa propre initiative lors de la mise en service ou ultérieurement.

Cette procédure permet la vérification conjointe par l'utilisateur du réseau et les services de GEREDIS des caractéristiques techniques de chaque exemplaire de matériel installé. Cette procédure propre au Site concerné ne se substitue pas à la procédure générale d'autorisation d'emploi appliquée par GEREDIS afin de vérifier la conformité du type de matériel au cahier des charges émis par GEREDIS.

## 2.4.3 Choix des transformateurs 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.**

La nouvelle classe de précision 0,2 SE correspond à la classe de précision 0,2 S étendue à 0,2 % In.

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, ainsi que des sections et longueurs des câbles de mesures utilisés (se reporter aux chapitres 2.5 et 5.5).

**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 de Référence), ainsi que cela apparaît dans les 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 (par exemple un Site de Production ayant un contrat de soutirage de puissance très inférieure à la puissance de production),
- d'installations équipées de transformateurs 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 de Référence 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 0,2 S ou 0,2 SE est alors requise. L'usage de ces classes de précision apparaît également opportun dans le cas d'installations (même de faible puissance), dont les transformateurs de mesure sont placés sur la haute tension (HTA) et pour laquelle des évolutions importantes de la puissance mesurée 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 mono-rapport de classe 0,2 SE est systématiquement recherchée, ou à défaut l'utilisation de transformateurs de courants multi-rapports**, excepté dans le cas d'une impossibilité technique majeure ou de l'indisponibilité d'un matériel adapté autorisé d'emploi par GEREDIS.

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 et sur un Point de Livraison en HTA équipé d'un comptage en Basse Tension, GEREDIS met systématiquement en œuvre des transformateurs de courant de type mono-rapport de classe 0,2 SE ;

- sur un Point de Livraison en HTA équipé d'un comptage en HTA, GEREDIS étudie avec l'utilisateur du réseau les conditions de mise en œuvre des transformateurs de courant de type mono-rapports de classe 0,2 SE ou 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 au chapitre 135 « Mode de comptage » de la norme NF C 13100 d'avril 2015, le Dispositif de Comptage est réalisé, sur la basse tension et sans transformateur de tension, lorsque l'installation comporte un seul transformateur de puissance, le courant secondaire assigné ne dépasse pas 2000 A et la valeur de la tension assignée est égale à la valeur de référence de 230/400 V.

Si le courant secondaire dépasse 2000 A ou si plusieurs transformateurs de puissance sont utilisés, le Dispositif de Comptage est réalisé sur la haute tension à l'aide de transformateurs de tension. Dans ces deux derniers cas, le poste de livraison de l'utilisateur du réseau doit comporter, dans l'appareillage HTA dont ils sont techniquement indissociables, les transformateurs de mesure appropriés (Courant et Tension), raccordés en HTA, ainsi que les câbles de liaison entre ces transformateurs de mesure et le compteur (appelés « câbles de mesure » ci-après).

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 (tension simple/tension composée).

Caractéristiques	Transformateurs de courant			Transformateurs de tension	
	Comptage en BT		Comptage en HTA	Comptage en HTA	Comptage en BT [5]
	Pr ≤ 250 kW [1]	Pr > 250 kW [1]			
Puissance de précision	3,75 VA [2] ou 7,5 VA	7,5 VA	7,5 VA ou 5 VA [2]	15 VA ou 30 VA [3] [4]	15 VA
Classe de précision	0,5 ou 0,2 S ou 0,2 SE	0,2 S ou 0,2 SE	0,2 S ou 0,2 SE	0,5 ou 0,2	0,5

Rapport de transformation [6]	50/5 100/5, 150/5, 200/5, 500/5	500/5, 1000/5, 2000/5	5/5, 7,5/5, 10/5, 15/5, 20/5, 25/5, 30/5, 50/5, 75/5, 100/5, 125/5, 150/5, 200/5, 250/5, 300/5, 400/5, 600/5, 750/5, 1000/5, 1250/5, 1500/5	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)	400/100
Références normatives	NF C 13-100 et NF C 13-200 et autres normes mentionnées par le cahier des charges Décrit au chapitre 2.4.1 « Autorisation d'emploi des transformateurs de mesure »				
Nota :					
[1] La « Puissance de Référence » notée « Pr » est définie au chapitre 1.1.					
[2] 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 sur l'adéquation de la puissance de précision des transformateurs de mesure à la charge du circuit de mesure de courant (se reporter au chapitre 5.5).					
[3] La puissance de précision nécessaire est déterminée par GEREDIS 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. Une puissance de précision de 30 VA ne doit être choisie que lorsque des consommations importantes le nécessitent (plusieurs compteurs ou circuit de mesure de grande longueur). En tout état de cause, les transformateurs utilisés doivent posséder des caractéristiques fonctionnelles et technologiques identiques (même modèle du même fournisseur).					
Les valeurs mentionnées sont les valeurs sélectionnées par GEREDIS parmi l'ensemble des valeurs retenues par la norme NF EN 618692 de mai 2013. Conformément aux règles générales énoncées au chapitre 2.4.3.1.2, il convient de privilégier des transformateurs de courant mono-rapport de classe 0,2 SE ou à défaut, des transformateurs de courant multi-rapports en utilisant les rapports cités ci-dessus.					
[4] Pour plus de précisions sur l'utilisation des transformateurs de tension, il convient de se reporter au chapitre 2.4.3.2.3.					
[5] Si la tension nominale d'alimentation et de mesure du type de compteur utilisé n'est pas compatible avec la tension de référence disponible pour le Dispositif de Comptage (tensions de référence 230/400 V ou 57,7/100 V), GEREDIS peut être amenée à intégrer au Dispositif de Comptage un transformateur de mesure de tension triphasé additionnel (par exemple, dans le cas de l'usage d'un compteur SAPHIR dans un Dispositif de Comptage raccordé sur les circuits secondaires d'un transformateur de puissance HTA/BT).					
[6] 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 1000 A et celle du courant nominal du circuit secondaire est de 5 A.					

### 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. Dans tous les cas, il convient d'effectuer 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 5.5.

#### Cas des Dispositifs de Comptage existants

En cas 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 réserve qu'ils satisfassent aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définies au chapitre 2.4.3.2.1 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 5.5).

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 5.5. 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 5.5.

#### 2.4.3.2.2 Utilisation des transformateurs de courant pour des usages autres que la mission de mesure des flux d'énergie de GEREDIS

##### Règle générale

Concernant les transformateurs de courant, **les circuits secondaires raccordés aux appareils de comptage utilisés par GEREDIS pour la mesure des flux d'énergie transitant au Point de Livraison doivent être utilisés exclusivement par la fonction de comptage de GEREDIS.** Ces circuits ne doivent en aucun cas être raccordés à un autre usage.

Dans le cas où le transformateur de courant concerné est muni d'un circuit secondaire supplémentaire, ce circuit secondaire doit être complètement séparé du circuit secondaire dédié au comptage et il doit utiliser un circuit magnétique séparé. Il peut alors être utilisé, mais uniquement pour être raccordé aux fonctions dédiées aux dispositifs de protection (voir ci-dessous le cas particulier d'une utilisation dédiée aux dispositifs de protection). Aucun autre usage de circuits secondaires du transformateur de courant concerné n'est autorisé. Pour les autres utilisations, seul est autorisé l'usage de circuits secondaires intégrés dans des transformateurs de courant différents (non soumis à une quelconque Autorisation d'Emploi de GEREDIS), exploitant séparément les circuits primaires.

En tout état de cause, toute utilisation, quelle qu'elle soit, ne peut être mise en œuvre qu'après accord de GEREDIS et sous réserve que le fonctionnement du comptage n'en soit pas affecté conformément à l'exigence de garantie de maintien fonctionnel cité par la norme NF C 13-100 d'avril 2015 dans son chapitre 112 « Fonctions du poste de livraison ».

##### Cas particulier d'une utilisation dédiée aux dispositifs de protection

Dans le cas particulier des installations raccordées en HTA, une information sur les caractéristiques du 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 des flux d'énergie.

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

##### Cas particulier d'un fonctionnement temporaire en mode dégradé sur un Site de Production

Conformément aux recommandations inscrites dans les « Conditions Générales » de la « Convention d'exploitation pour un Site de Production raccordé au Réseau Public de Distribution HTA », un fonctionnement en mode dégradé peut être envisagé, sous conditions, à la suite de l'indisponibilité du

poste de livraison ou des Protections électriques du Site. Dans ce cas, durant la période de réparation, le producteur peut proposer à l'approbation de GEREDIS la mise en place d'un schéma d'alimentation temporaire en réutilisant, le cas échéant, une partie des ouvrages restés en état de fonctionnement. La mise en service du schéma temporaire, ainsi que la remise en service de l'installation arrêtée après réparation, sont conditionnées aux vérifications et contrôles prévus dans la Convention d'Exploitation.

Dans le cadre de ce fonctionnement en mode dégradé, il est possible de déroger de manière temporaire à la règle générale citée ci-dessus concernant le raccordement des équipements de l'utilisateur du réseau, sous réserve de l'approbation par GEREDIS du nouveau Schéma de Raccordement mis en place.

Cette dérogation peut concerner par exemple :

- le raccordement temporaire des équipements de protection sur les circuits des transformateurs de tension de la chaîne de comptage pendant la durée de la réparation des transformateurs de tension dédiés à ces équipements de protection,
- le raccordement temporaire d'une centrale de mesure sur les circuits des transformateurs de courant de la chaîne de comptage pendant la durée de la réparation des transformateurs de courant dédiés à cette centrale.

Conformément aux conditions générales de la Convention d'Exploitation :

- la solution technique adoptée pour le fonctionnement en mode dégradé du comptage doit avoir été validée par GEREDIS et approuvée par le chargé d'exploitation du Site concerné,
- les consignes particulières nécessaires au fonctionnement en mode dégradé de la chaîne de comptage doivent être élaborées préalablement suivant les recommandations de GEREDIS et inscrites dans la Convention d'Exploitation,
- la durée de fonctionnement en mode dégradé proposée par le producteur doit être argumentée (délais et conditions de la réparation) et faire l'objet d'un engagement de la part du producteur,
- à la fin de la période de fonctionnement en mode dégradé et avant le retour au fonctionnement nominal, la chaîne de comptage doit faire l'objet des vérifications et contrôles habituels relatifs à une mise en service.

**Conformément aux procédures de GEREDIS, la durée maximale de fonctionnement en mode dégradé est fixée à trois mois.**

#### 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 dédié à la mission de GEREDIS de mesure des flux d'énergie 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 de tension pour des usages autres que la mission de mesure des flux d'énergie de GEREDIS

#### **Utilisation pour les dispositifs 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 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. Conformément au texte normatif du

chapitre 554.2 « Transformateurs de tension » de la norme NF C 13100 d'avril 2015, 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 le transformateur de tension concerné, ce circuit secondaire soit complètement séparé du circuit secondaire dédié au 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 bornier séparé, mais en cas de bornier 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 et à la protection (exemple : référence réseau d'un synchro-coupleur), l'enroulement secondaire des transformateurs de tension utilisés par GEREDIS pour la mesure des flux d'énergie transitant au Point de Livraison. Le chapitre 538 « Alimentation auxiliaire » de la norme NF C 13100 d'avril 2015 fournit des informations sur les usages possibles de transformateurs de tension et les conditions de ces usages.

Pour cela, il est demandé 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. Pour garantir l'utilisation des transformateurs de tension dans leur domaine nominal de fonctionnement (notamment concernant la puissance de précision), une vérification préalable est nécessaire conformément au chapitre 2.4.3.2.3.2. Cette vérification consiste à s'assurer que, la puissance totale disponible sur le circuit secondaire du transformateur de tension (indiquée par le descriptif technique de l'appareil) est supérieure de plus de 25 % à la somme de la puissance consommée par le circuit de comptage (se reporter aux informations techniques des circuits de câblage, des compteurs et de leurs accessoires de communication éventuels) et de la puissance consommée par les autres usages envisagés (consommation qui doit être garantie par le Demandeur).

### **Cas particulier d'un fonctionnement temporaire en mode dégradé sur un Site de Production**

Il convient de se reporter à l'alinéa correspondant du chapitre 2.4.3.2.2.2.

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

Pour ne pas affecter le fonctionnement du comptage et afin de respecter les recommandations du commentaire du chapitre 554.2.5 « Mise en œuvre des transformateurs de tension » de la norme NF C 13-100 d'avril 2015 et du chapitre 5.6.301.3 « Limites de l'erreur de tension et du déphasage des transformateurs de tension pour mesures » de la norme NF EN 61869-3 de juin 2012, il convient de vérifier que la somme des puissances permanentes des différents composants alimentés par le ou les enroulements du transformateur de tension soit comprise entre 25 % et 100 % de leur puissance de précision assignée.

#### 2.4.3.3 Cas d'un Dispositif de Comptage existant non rénové en livraison en HTA (hors référence actuelle)

Ce chapitre décrit, pour mémoire, les prescriptions appliquées aux installations existantes (liste non exhaustive) qui n'appartiennent plus au périmètre des installations de référence.

Caractéristiques	Transformateurs de courant		Transformateurs de tension
	Comptage en BT	Comptage en HTA	Comptage en HTA
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)	30 VA (ou 50 VA si plusieurs compteurs ou charges)
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)

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

Transformateur de courant Comptage en BT			
Puissance de précision	3,75 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	3,75 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)	1 VA (ou 7,5 VA si plusieurs compteurs ou charges)
Classe de précision	0,5	0,2 S [1]	0,2 SE
Rapports de transformation	<b>100 – 200 – 500 /5</b>	<b>150/5</b>	<b>500/5</b>
Références normatives	NF C 14-100 et autres normes mentionnées par le cahier des charges décrit au chapitre 2.4.1 « Autorisation d'emploi des transformateurs de mesure »		
<b>Nota :</b> [1] Dans le cas d'un Site dont la puissance souscrite ne pourra pas dépasser 60 kVA et 100 A, GEREDIS pourra être amenée à choisir un transformateur de mesure de courant de rapport de transformation unique égal à 150/5 et classe de précision 0,2 S.			

#### 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 à la Puissance de Référence, celle-ci étant considérée comme la grandeur la plus représentative de l'usage du Point de Livraison (valorisation des flux d'énergie maximaux en transit).

En cas de souscription comportant un dénivelé de puissance, la valeur de puissance à utiliser comme référence (appelée « Puissance de Référence ») pour déterminer le rapport de transformation 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 (cas d'un Site seulement en consommation), et, d'autre part, de la « puissance de production installée » sur ce Site (cas d'un Site en production), conformément à la définition du chapitre 1.1.

## 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 GEREDIS 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, contrat de service de décompte, 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 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 0,2 SE**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**0,2 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active de référence divisée par le  $\cos(\varphi)$  de l'installation <sup>(1)</sup> < 100 % Intensité nominale du TC.**

Pour les Dispositifs de Comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,2 S**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**20 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active de référence divisée par le  $\cos(\varphi)$  de l'installation < 100 % Intensité nominale du TC.**

Pour les Dispositifs de Comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,5**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**40 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active de référence divisée par le  $\cos(\varphi)$  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 comporte pas les pertes. En conséquence, la puissance apparente de référence pourrait être diminuée d'environ 1 à 3 % (valeur des pertes à estimer en fonction du transformateur en place). Par

---

<sup>1</sup> (Correspond à la puissance apparente (la définition du  $\cos(\varphi)$  est fournie en début du chapitre 2.4.3.5.2.3).

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 > 36 kVA

Pour les Dispositifs de Comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,2 SE**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**0,2 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active de référence divisée par le  $\cos(\varphi)$  de l'installation < 100 % Intensité nominale du TC.**

Pour les Dispositifs de Comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,2 S**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**20 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance active de référence divisée par le  $\cos(\varphi)$  de l'installation < 100 % Intensité nominale du TC.**

Pour les Dispositifs de Comptage équipés de transformateurs de courant de **classe 0,5**, le rapport de transformation est adapté lorsque la formule suivante est respectée :

**40 % Intensité nominale du TC < Intensité correspondant à la puissance apparente de référence < 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 fournies 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).
- « **Pr** » représente la puissance à utiliser comme référence. Pour déterminer cette Puissance de Référence, il convient de se reporter aux définitions des notas [1] des tableaux des chapitres 2.3.1 « Point de Livraison en soutirage d'énergie uniquement » et 2.3.2 « Point de Livraison avec injection d'énergie ». Dans le cas d'un Point de Livraison en HTA, il s'agit d'une puissance active exprimée en W. Dans le cas d'un Point de Livraison en BT, il s'agit d'une puissance apparente exprimée en VA.
- « **Un** » est la tension composée de référence du Dispositif de Comptage exprimée en Volt : soient usuellement 15 000 V ou 20 000 V pour un comptage en HTA et 400 V pour un comptage en BT.
- « **cos( $\varphi$ )** » représente le cosinus(phi) de l'installation raccordée au Point de Livraison concerné, défini comme le ratio de la puissance active par la puissance apparente consommée ou produite par l'installation. La valeur par défaut à adopter est 0,93. Si la valeur propre au Site est connue, il convient de l'appliquer.

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

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,2 SE	$0,002 \times \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$
0,2 S	$0,2 \times \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$

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

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de Pr compatibles avec une valeur de InTC
0,2 SE	$0,002 \times \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \text{Pr} < \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}$
0,2 S	$0,2 \times \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \text{Pr} < \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \text{Pr} < \text{InTC} \times \cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}$

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

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de InTC adaptées à une valeur de Pr
0,2 SE	$\frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} \times 500$
0,2 S	$\frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} \times 5$
0,5	$\frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\cos(\varphi) \times \text{Un} \times \sqrt{3}} \times 2,5$

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

Classe de précision de l'appareil	Formule générale de compatibilité
0,2 SE	$0,002 \times \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} < \frac{\text{Pr}}{\text{Un} \times \sqrt{3}} < \text{InTC}$

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

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de Pr compatibles avec une valeur de InTC
0,2 SE	$0,002 \times \text{InTC} \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \text{Pr} < \text{InTC} \times \text{Un} \times \sqrt{3}$
0,5	$0,4 \times \text{InTC} \times \text{Un} \times \sqrt{3} < \text{Pr} < \text{InTC} \times \text{Un} \times \sqrt{3}$

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

Classe de précision de l'appareil	Plages de valeurs de InTC adaptées à une valeur de Pr
0,2 SE	$\frac{Pr}{U_n \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC} < \frac{Pr}{U_n \times \sqrt{3}} \times \mathbf{500}$
0,5	$\frac{Pr}{U_n \times \sqrt{3}} < \mathbf{InTC} < \frac{Pr}{U_n \times \sqrt{3}} \times \mathbf{2,5}$

#### 2.4.3.5.2.4 Consignes de mise en œuvre

Le chapitre 5.3 fournit les plages de Puissances de Référence (puissances minimales et maximales) compatibles avec chaque valeur du rapport de transformation dans les cas les plus courants (pour une valeur par défaut du  $\cos(\varphi)$  de l'installation alimentée par le Point de Livraison concerné).

Il permet de déterminer le(s) rapport(s) de transformation compatible(s) avec la Puissances de Référence 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 de Référence du Point de Livraison (tout en tenant compte des évolutions contractuelles déjà en cours concernant cette puissance 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 au chapitre 5.4 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. Par mesure préventive, lorsque le seuil correspondant à 110 % de l'intensité nominale du TC est dépassé de façon durable, il est recommandé 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 l'examen de la puissance maximale atteinte sur l'année (sur tous les postes

horosaisonniers) ; celle-ci ne devant pas être 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 C 13100 (chapitre 554.4 « Canalisations » dans le document en version d'avril 2015) et aux exigences de la spécification d'entreprise HN 33S34 en version de janvier 1977.

En pratique, les câbles de mesure de courant et de tension doivent aboutir directement sur les appareils (bornier 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 multi-brins et qui sont placés aux extrémités des tronçons de câbles ;
- d'autre part, des seuls matériels suivants considérés comme nécessaires 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 sont installés après autorisation de GEREDIS et exploités par GEREDIS.

Conformément au chapitre 554.4.2 « Liaisons de comptage » de la norme NF C 13100 d'avril 2015, « toutes les liaisons externes au tableau de comptage doivent être constituées de câbles en cuivre de section minimale 6 mm<sup>2</sup> protégés par un écran de faible impédance mis à la terre à au moins une extrémité ». La section de câble des circuits de mesure (courant et tension) est fixée à 6 mm<sup>2</sup>. L'écran de protection de chaque câble est relié à la terre en une seule extrémité qui est située au niveau du tableau de comptage, au moyen d'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 GEREDIS et mentionnée dans la Convention de Raccordement du Site.

## 2.6 Installations de télécommunication des Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en HTA et en Basse Tension de puissance supérieure à 36 kVA

Les informations fournies dans ce chapitre concernent uniquement les Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en HTA et en Basse Tension de puissance supérieure à 36 kVA. GEREDIS a pour mission de rendre télé- opérables ces Dispositifs de Comptage.

### 2.6.1 Solution de référence

La solution de référence mise en œuvre par GEREDIS est la technologie de communication via les réseaux radio mobiles 4G (mode LTE, LTE-M) des opérateurs télécom.

A ce titre, GEREDIS équipe à ses frais les Dispositifs de Comptage de boîtiers de communication IP compatibles avec le compteur installé, ainsi que d'une antenne externe si nécessaire, et prend à sa charge les coûts d'abonnement auprès des opérateurs télécom.

En principe, dans le cas nominal d'une couverture du réseau radio suffisante, le boîtier IP est installé à proximité immédiate du compteur, à savoir, sur ou dans le coffret de comptage selon la configuration du PDL. Dans ce cas, le boîtier IP utilise sa propre antenne interne.

Il se peut toutefois que le poste de comptage ne soit pas suffisamment couvert par le réseau radio. Dans ce cas, il est possible d'utiliser une antenne externe (connecté au boîtier IP par câble coaxial) déportée à l'extérieur du coffret, voire du poste de comptage à un endroit où le signal capté soit suffisant pour garantir une liaison radio stable.

Avec l'évolution continue des réseaux des opérateurs télécom et selon l'ancienneté des boîtiers IP, plusieurs générations de matériels GEREDIS peuvent coexister sur le terrain utilisant différentes techniques de radiocommunication.

## 2.7 Cas particulier des Dispositifs de Comptage « additionnels internes »

Pour exercer les activités de comptage nécessaires à l'accomplissement de sa mission de gestionnaire du Réseau Public de Distribution, **GEREDIS peut être amenée à mettre en œuvre et exploiter des Dispositifs de Comptage dit « additionnels internes »**. Ils ont pour fonction de compléter les mesures effectuées par le Dispositif de Comptage principal sur les flux d'énergie soutirée du Réseau Public de Distribution ou injectée vers celui-ci, en effectuant des mesures similaires sur des **flux d'énergie électrique partiels transitant dans l'installation intérieure** du Site concerné.

Ces mesures complémentaires peuvent être effectuées par le gestionnaire du Réseau Public de Distribution pour répondre à différentes situations contractuelles autorisées par la réglementation et par la « Documentation Technique de Référence » de GEREDIS telles que, notamment :

- un service de décompte (raccordement indirect d'une Installation de Production ou de Consommation sous entité juridique distincte de celle d'un « hébergeur » raccordé au Réseau Public de Distribution),
- un contrat d'achat total de l'énergie produite à partir d'une installation de production insérée dans l'installation intérieure,
- un Site de Production muni de plusieurs installations de production sous contrats d'achat d'énergie distincts.

Bien que ces Dispositifs de Comptage utilisés par GEREDIS soient installés dans l'installation intérieure du Site, **ils doivent respecter l'ensemble des prescriptions décrites dans le présent document**, notamment en matière de constitution (autorisation d'emploi, cahiers des charges, aptitude...), de mise en œuvre (câblage, raccordement...), d'exploitation par GEREDIS (accessibilité pour intervention, procédures et matériels d'intervention, manœuvres...) et de préservation de son fonctionnement par les parties (alimentation, accès aux données...).

Cette règle est applicable à tout Site raccordés en tension HTA ou BT à un Réseau Public de Distribution géré par GEREDIS. En particulier, pour les points de livraison en HTA, la pose d'un PME-PMI comme compteur additionnel interne est autorisée si le comptage est en BT.

Le non-respect de cette règle peut compromettre la capacité de GEREDIS à réaliser l'intégralité de sa mission, ainsi que des éventuelles prestations attenantes, notamment pour l'ensemble des résultats dépendant des informations élaborées par le Dispositif de Comptage et qui sont attendus par l'utilisateur du réseau et ses fournisseurs, acheteurs et responsables d'équilibre dans le cadre du fonctionnement du marché de l'électricité. Ce non-respect peut contraindre GEREDIS à une réalisation dégradée de sa mission de comptage, ainsi que de l'ensemble de ses missions dépendant des informations fournies par le Dispositif de Comptage.

## 3 Accès aux informations du comptage de référence

### 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 GEREDIS ou des Fournisseurs ou acheteurs d'énergie.

Les informations fournies dans ce chapitre ne décrivent qu'une partie des données enregistrées par les compteurs cités. Certaines informations sont en effet élaborées par les compteurs à des fins d'exploitation du matériel ou du Réseau de Distribution et l'usage en est réservé à GEREDIS. De nombreuses autres informations non décrites dans le présent document sont mises à la disposition de l'utilisateur du réseau par le compteur.

#### 3.1.2 Comptages des Points de Livraison en HTA

Sur les Points de Livraison en HTA, le Dispositif de Comptage peut être utilisé en courbe de charge et en index.

##### 3.1.2.1 Comptages utilisés en courbe de mesure

###### 3.1.2.1.1 Définition des données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre sous forme de courbe de mesure ou d'index les données relatives aux grandeurs suivantes :

- l'énergie active soutirée ou injectée au réseau est exprimée sous forme d'index et formulée en kWh. Elle est également enregistrée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du relevé, à partir des données enregistrées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de mesure du Site ;
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau est enregistrée sous forme d'index et formulée en kVarh. Pour certains compteurs (types SAPHIR et PME-PMI), elle est également enregistrée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kVar et calculées pour chaque pas de temps ;
- la tension de fourniture au Point de Livraison est un enregistrement effectué uniquement par les compteurs de types SAPHIR. Il est réalisé sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de tensions moyennes formulées en Volt et calculées pour chaque pas de temps.

#### 3.1.2.1.2 Accès aux données de comptage

Le compteur dispose d'un dispositif d'affichage permettant l'accès direct aux données primaires enregistrées 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 (cf. mention des types de compteurs ci-dessous), GEREDIS met à la disposition de l'utilisateur du réseau, les informations suivantes :

- les énergies actives mesurées pour lesquelles la mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par GEREDIS (compteurs SAPHIR),
- la référence horaire utilisée par le Dispositif de Comptage délivrée sous la forme de tops temporels (compteurs SAPHIR),
- une sortie d'information numérique appelée « télé-information client » (compteurs SAPHIR et PME-PMI).

Dans le cas des comptages des Points de Livraison en HTA, la mise à disposition doit faire l'objet d'une demande par l'utilisateur du réseau aux services de GEREDIS. 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.

La fourniture de la sortie d'information numérique appelée « télé-information client » est une exigence réglementaire (Arrêté du 4 janvier 2012).

#### 3.1.2.2 Comptages utilisés en index

##### 3.1.2.2.1 Définition des données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence

La Puissance de Référence utilisée par le compteur est une puissance active qu'il s'agisse d'un utilisateur de type consommateur ou producteur.

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre les données relatives à :

- l'énergie active soutirée ou injectée, qui est exprimée en kWh et dont 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 (consommateur et producteur) et du tarif de fourniture (consommateur) ;
- la puissance active, exprimée en kW ;
- l'énergie réactive soutirée ou injectée, qui est exprimée en kVArh et enregistrée sous forme d'index.

Le contrôle du respect de la puissance souscrite en soutirage, et de la puissance de raccordement 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).

##### 3.1.2.2.2 Accès aux données de comptage

Les conditions d'accès locales et distantes aux données de comptage sont identiques à celles décrites dans le chapitre 3.1.2.1.2.

### 3.1.3 Comptages des Points de Livraison en BT > 36 kVA

Sur les Points de Livraison en BT > 36 kVA, le Dispositif de Comptage peut être utilisé en courbe de charge et en index.

Le compteur de référence est le compteur PME-PMI.

#### 3.1.3.1 Comptages utilisés en courbe de mesure

Les données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence sont identiques à celles décrites dans le chapitre 3.1.2.1.1 exceptée la tension de fourniture au Point de Livraison.

Les conditions d'accès locales et distantes aux données de comptage sont identiques à celles décrites dans le chapitre 3.1.2.1.2.

#### 3.1.3.2 Comptages utilisés en index

##### 3.1.3.2.1 Définition des données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence

La Puissance de Référence utilisée par le compteur est une puissance apparente pour les flux d'énergie soutirée du réseau et une puissance active pour les flux d'énergie injectée sur le réseau.

##### 3.1.3.2.2 Comptage à puissance apparente (flux d'énergie soutirée du réseau)

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre sous forme d'index les données relatives à l'énergie active soutirée (exprimée en kWh) ; les valeurs des énergies actives sont déterminées à partir des index d'énergie active du Dispositif de Comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau et du tarif de fourniture.

Le contrôle du respect de la puissance souscrite dans les différentes classes temporelles est assuré par le Dispositif de Comptage au moyen d'une mesure, minute par minute, de la puissance apparente moyenne sur les cinq dernières minutes (valeur usuelle).

##### 3.1.3.2.3 Comptage à puissance active (flux d'énergie injectée sur le réseau)

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre les données relatives à :

- l'énergie active injectée qui est exprimée en kWh et dont 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 ;
- la puissance apparente, exprimée en kVA ;
- l'énergie réactive injectée qui est exprimée en kVarh et est enregistrée sous forme d'index.

Le contrôle du respect de la puissance de raccordement en injection, 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).

#### 3.1.3.3 Accès aux données de comptage

Les conditions d'accès locales et distantes aux données de comptage sont identiques à celles décrites dans le chapitre 3.1.2.1.2.

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

Sur les Points de Livraison en BT ≤ 36 kVA, le Dispositif de Comptage peut être utilisé en courbe de charge et en index. Le seul compteur de référence utilisé est le compteur Linky, monophasé ou triphasé.

#### 3.1.4.1 Définition des données de comptage enregistrées par le Dispositif de Comptage de référence

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre 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.

Elle peut être également enregistrée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du relevé, à partir des données enregistrées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de mesure du Site.

#### 3.1.4.2 Accès aux données de comptage

##### 3.1.4.2.1 Accès local aux données de comptage

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

Le compteur met également à la disposition de l'utilisateur du réseau les informations suivantes :

- une sortie d'information numérique appelée « télé-information client »,
- un contact d'asservissement (appelés « contact sec »).

Ces informations sont mises à disposition du client sur un bornier (appelé « bornier-client ») du Dispositif de Comptage.

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

##### 3.1.4.2.2 Accès distant aux données de comptage

Le compteur transmet les données de soutirage ou d'injection aux systèmes d'information GEREDIS dans le cadre de l'exercice de ses missions.

Ces informations sont notamment restituées quotidiennement de façon sécurisée sur le site de GEREDIS, à destination du client et des tiers que le Client aura autorisé : <https://espace-client.linkygeredis.fr/>

## 3.2 Précisions sur les systèmes et protocoles de communication

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

Pour le relevé des compteurs, GEREDIS utilise plusieurs méthodes dépendant du dispositif de comptage en place :

- le relevé à distance (aussi appelé « télérelevé ») par technologie filaire (téléphonique ou courant porteur en ligne) ou par le réseau des opérateurs mobiles 2G/3G/4G/IoT (modes GPRS/EDGE/UMTS/LTE/LTE-M),
- le relevé visuel sur Site,
- le téléreport filaire sur Site.

De manière générale, pour les nouveaux Dispositifs de Comptage comme pour les rénovations de Dispositif de Comptage, la solution de relevé de référence est le relevé à distance.

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

Les modes d'accès aux données du compteur qui sont disponibles à l'utilisateur du réseau ou un tiers autorisé par lui (sous réserve que le type de Dispositif de Comptage concerné et son environnement le permettent) sont les suivants :

- la lecture directe sur l'afficheur du compteur ;
- les informations disponibles sur Site au niveau du ou des « borniers-client » et dédiées à l'utilisateur du réseau (pour plus de précisions, se reporter au chapitre 3.3 « Description des informations mises à disposition sur le Site du Point de Livraison ») ;
- l'accès à distance via son espace client GEREDIS ou Fournisseur.

En cas de modification du Dispositif de Comptage, GEREDIS peut être amenée à modifier les conditions d'accès aux différents modes cités ci-dessus et le contenu des informations délivrées. Dans ce cas, GEREDIS en informe préalablement le Client ou son Fournisseur. L'utilisateur du réseau, ou le tiers autorisé, doit prendre à sa charge les éventuels frais liés à ce changement et aux moyens d'assurer la continuité du fonctionnement des outils et processus qui exploitent ces modes d'accès aux données du Dispositif de Comptage.

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

### 3.2.3 Les différents modes de communication utilisables pour accéder aux informations des compteurs de référence

Ce chapitre fournit les informations concernant les compteurs de référence.

Les informations concernant les compteurs en cours de remplacement (CJE, CBE, compteurs électromécaniques) sont fournies dans le chapitre annexe 5.2.1 « Les différents modes de communication utilisables pour l'accès aux informations des compteurs en cours de remplacement ». Ces compteurs sont encore présents sur des dispositifs de comptage de GEREDIS, mais doivent faire l'objet d'un remplacement par un compteur de référence.

Les compteurs de référence 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 réserve que le type de Dispositif de Comptage concerné et son environnement le permettent).

#### Cas des Points de Livraison en HTA

- Compteur SAPHIR :
  - accès à distance par les réseaux 2G/3G/4G/IoT des opérateurs mobiles via le Boitier IP connecté sur le port de communication série réservé à GEREDIS (COSEM/HDLC sur RS232), données disponibles en index et courbe de mesure ;
  - accès sur Site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole DLMS/COSEM sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure ;
  - **accès visuel (afficheur) ;**
  - **sortie de « télé-information client » ;**
  - **contact d'information temporelle (top) ;**
  - **impulsions métrologiques.**
  
- Compteur « PME-PMI » :

- accès à distance par les réseaux 2G/3G/4G/IoT des opérateurs mobiles via le Boitier IP connecté sur le port de communication série (réservé à GEREDIS) accès téléphonique avec le protocole DLMS/TRIMARAN+, sur couche physique RS232, données disponibles en index et courbe de mesure ;
- accès sur Site par téléreport avec le protocole Euridis+, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de mesure ;
- accès 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 ;
- **accès visuel (afficheur),**
- **sortie de « télé-information client ».**

### **Cas des Points de Livraison en BT > 36 kVA**

- Compteur « PME-PMI » :
  - accès à distance par les réseaux 2G/3G/4G/IoT des opérateurs mobiles via le Boitier IP connecté sur le port de communication série (réservé à GEREDIS) accès téléphonique avec le protocole DLMS/TRIMARAN+, sur couche physique RS232, données disponibles en index et courbe de mesure ;
  - accès 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 ;
  - **accès visuel (afficheur) ;**
  - **sortie de « télé-information client ».**

### **Cas des Points de Livraison BT ≤ 36 kVA**

- Compteur Linky (monophasé ou triphasé) :
  - accès à distance via Courant Porteur en Ligne (CPL), données disponibles en index et courbe de mesure ;
  - accès sur Site :
    - **par accès visuel (affichages en indexes uniquement) ;**
    - **sortie de « télé-information client » ;**
  - **contact d'asservissement.**

## **3.2.4 Précisions concernant la mise en œuvre de l'accès à distance des compteurs de référence**

**Ce chapitre ne concerne que les Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en HTA et en BT > 36 kVA.**

Pour l'accès à distance au compteur d'un Point de Livraison, la solution privilégiée est l'utilisation des réseaux radio mobiles 2G/3G/4G/IoT des opérateurs télécom à l'aide du boîtier IP connecté à celui-ci.

Une solution alternative peut être mise en œuvre, après étude au cas par cas, en fonction de son opportunité technico-économique pour le Site concerné (contexte d'accès par liaison filaire, accès géographique, couverture du réseau...).

Des documents complémentaires (voir liste ci-dessous) fournissent les spécifications décrivant les modalités techniques d'accès, par voie téléphonique, aux informations qui sont administrées par les

appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par GEREDIS. Ils définissent les informations qui sont administrées par chacun de ces appareils et auxquelles les utilisateurs des réseaux gérés par GEREDIS, le(s) tiers autorisé(s) ou, le cas échéant, leur fournisseur, peuvent accéder moyennant certaines dispositions de réception de signaux et de traitement informatique appropriés (interfaces de communication et applications de relevé téléphonique non décrites dans ce document). L'utilisateur du réseau, le(s) tiers autorisé(s) ou, le cas échéant, son fournisseur, doit donc, en préalable, demander aux services de GEREDIS la vérification du raccordement du compteur à un accès téléphonique et les éléments nécessaires à l'interrogation sécurisée à distance du Dispositif de Comptage (protocole de communication, format des données, numéro de téléphone, plages horaires, clé d'accès).

### 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. On entend par état tarifaire le poste horosaisonnier (ou poste tarifaire) courant (HPE, HPH...). Les informations peuvent être fournies sous la forme d'un poste horaire (HP, HC...) combiné avec une saison (Eté, Hiver...).

Ces informations peuvent être utilisées par l'utilisateur du réseau ou l'un de ses tiers autorisés 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, dispositif de déport...).

Suivant le modèle de Dispositif de Comptage concerné, ces informations peuvent être délivrées sous l'un des formats suivants.

- Il peut s'agir d'un signal d'asservissement analogique de type « contact électrique de haut-niveau ». Ce signal est alors fourni au moyen d'un état « ouvert » ou « fermé » d'un « contact sec » (relais interne au Dispositif de Comptage) qui est raccordé à une paire de bornes. Ces bornes peuvent être raccordées à un circuit externe de tension maximale égale à 230 Vac (ou 50 Vdc), de courant maximal égal à 250 mA ou 2 A (suivant les informations concernées) et de puissance maximale égale à 10 VA ou 50 VA (suivant les informations concernées). Le relais interne 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 d'un seuil), un préavis d'événement, une alarme ou un événement temporel lié à l'horodate courante (top 10 minutes).
- Il peut s'agir d'un signal d'asservissement analogique de type « contact électronique de bas-niveau ». Ce signal est alors fourni au moyen d'un état passant, généralement temporaire (impulsion), d'un « circuit à transistor » (circuit-relais à transistor interne au Dispositif de Comptage) qui est raccordé à une paire de bornes. Ces bornes peuvent être raccordées à un circuit externe de tension maximale égale à 27 Vdc et de courant maximal de l'ordre de 25 mA. Ce procédé permet de générer une impulsion d'énergie (courant continu ou alternatif modulé suivant les caractéristiques du circuit externe) d'une durée variable suivant le matériel de comptage concerné et correspondant à la durée de fermeture du circuit-relais à transistor interne. Cette impulsion représente l'information délivrée ; généralement une impulsion métrologique.
- Il peut s'agir d'une information 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. Il peut s'agir, soit d'un signal modulé dont le mode de fonctionnement de référence est celui du bus de téléreport (« protocole EURIDIS ») et dont les prescriptions sont dérivées des caractéristiques énoncées dans les normes NF EN 620561 de mai 2000 et CEI 6205631 d'août 2013, soit d'un signal non modulé de description physique dérivée des prescriptions de la norme RS232. 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 dépendants 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  $\leq$  36 kVA situé à l'intérieur de l'habitat). Dans d'autres cas, les informations ne sont accessibles qu'après intervention de GEREDIS, 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 bornier- client du Dispositif de Comptage doivent être également protégés par la mise en œuvre de fusibles dont les caractéristiques sont spécifiques pour 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 puisse se présenter, soit sous la forme du simple poste horaire en cours (par exemple « heures creuses », « heures pleines », « heures de pointe »...), soit sous la forme du poste horosaisonnier en cours (par exemple « heures creuses d'été », « heures pleines d'hiver »...);
- que cette information peut, pour certaines options tarifaires, contenir divers autres renseignements tels que l'annonce d'un futur changement de poste tarifaire (alerte, préavis...);

- que l'état exact de cette information (état « ouvert » ou « fermé » de l'interrupteur de sortie, 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 (compteurs de référence)

#### 3.3.2.1 Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en HTA (compteurs de référence)

##### 3.3.2.1.1 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 de puissance souscrite 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 (TC), usuellement fixée à 5 minutes.

Pour plus de précisions sur les émissions d'informations au format « télé-information client », il convient de se reporter au document dont la référence est fournie au chapitre 3.3.1.

Cette information est mise à disposition (sans appareil de découplage), soit directement sur une prise en sortie du Dispositif de Comptage, soit via un dispositif de déport installé à cet effet.

##### 3.3.2.1.2 Cas du Dispositif de Comptage équipé d'un compteur « SAPHIR »

Une information de synchronisation temporelle (top 10 minutes) est fournie sous un unique format « contact électrique de haut-niveau » par le Dispositif de Comptage.

Quatre informations sur les flux d'énergie active et réactive mesurés en soutirage et en injection (impulsions métrologiques P+, Q+, P- et Q-) sont fournies sous quatre formats « contact électronique de bas-niveau » par le Dispositif de Comptage.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le Dispositif de Comptage. Elle comprend, pour chaque sens de transit de l'énergie (soutirage et injection) 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 en soutirage. De plus, ces informations sont modifiables dans le temps en cas de reprogrammation du logiciel applicatif interne au compteur. Pour plus de précisions sur les émissions d'informations au format « télé-information client », il convient de se reporter au document dont la référence est fournie au chapitre 3.3.1.

Un port de communication client permet des échanges d'informations numériques en local avec le serveur de données du compteur en protocole DLMS/COSEM sur couche physique RS232 au format RJ45 à l'identique des échanges décrits pour le relevé à distance (se reporter au chapitre 3.2.4 pour les précisions relatives à ce mode d'accès).

Toutes ces informations sont mises à disposition via des appareils de découplage ou dispositifs de déport.

### 3.3.2.2 Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en BT > 36 kVA (compteurs de référence)

Les informations mises à disposition sont identiques à celles qui sont décrites au chapitre 3.3.2.1.3.

### 3.3.2.3 Dispositifs de Comptage des Points de Livraison en BT ≤ 36 kVA (compteurs de référence)

Une information sur l'état tarifaire en cours est fournie sous un ou deux formats « contact électrique de haut-niveau » par le compteur. Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horsaisonnier » ou issu d'une combinaison de ces postes.

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.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le compteur. Elle comprend des informations sur l'état 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. Pour plus de précisions sur les émissions d'informations au format « télé-information client », il convient de se reporter aux documents dont la référence est fournie au chapitre 3.3.1.

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.

## 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.

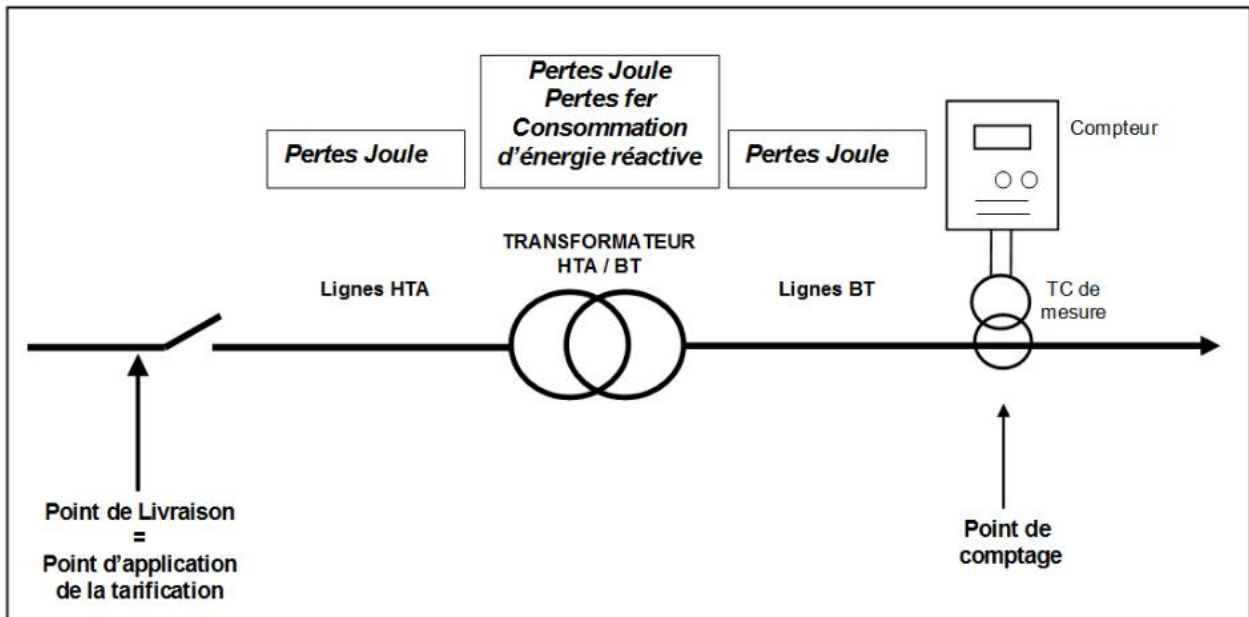


Figure 1 : Description des éléments de réseau et des pertes associées

La prise en compte de cette correction provoque :

- une valorisation supérieure des énergies soutirées du Réseau Public 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 Public 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 transformateurs 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 Public de Distribution et l'Installation de l'utilisateur du réseau.

La valorisation des pertes fer est effectuée sous la forme d'une puissance notée « Pft », exprimée en watt ou en kilowatt et qui est une caractéristique constructive du transformateur de puissance.

Des consommations appelées « **pertes Joule** » sont générées par la dissipation thermique dans les enroulements du transformateur de puissance parcourus par le courant transitant entre le Réseau Public 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 Public 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 Joule 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 de la puissance noté « Cjt ».

### 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 Joule** » 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 Joule 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, notés respectivement « Cjlh » et « Cjlb » 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 Public 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 noté «  $K_{tg}$  ». 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 Joule 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  $L_{lh}$  des lignes HTA ou la longueur  $L_{lb}$  des lignes BT ou le coefficient  $C_{jt}$  des pertes Joule et la puissance  $P_{ft}$  des pertes fer du transfo).

Les valeurs des coefficients  $C_{jt}$ ,  $C_{jlh}$  et  $C_{jlb}$  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 Joule 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**

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

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

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

### 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 Joule 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**

$$E_{asp} = E_{asm} \times [1 + C_{jt} + (C_{jlb} \times L_{lb}) + (C_{jlh} \times L_{lh})] + (P_{ft} \times T_{fs})$$

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

$$E_{aip} = E_{aim} \times [1 - C_{jt} - (C_{jlb} \times L_{lb}) - (C_{jlh} \times L_{lh})] - (P_{ft} \times T_{fi})$$

#### 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 62053-3 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.

$$\mathbf{T_{gp} = Prp / Pap \quad \text{et} \quad T_{gm} = Prm / Pam}$$

$$\mathbf{\text{En période de soutirage d'énergie active : } T_{gp} = T_{gm} + K_{tg}}$$

$$\mathbf{\text{En période d'injection d'énergie active : } T_{gp} = T_{gm} - K_{tg}}$$

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 Joule (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 GEREDIS

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 des flux d'énergie et utilisées pour la facturation de ces énergies, l'utilisateur du réseau a le devoir de fournir à GEREDIS le procès-verbal d'essais de chacun des transformateurs de puissance du Site concerné (excepté dans le cas de matériels conformes au règlement européen n°548/2014 pour lesquels les informations de la plaque signalétique obligatoire pourront être utilisées). Il a également le devoir d'informer GEREDIS 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 GEREDIS 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 Joule (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 GEREDIS par l'utilisateur du réseau, il est obligatoire d'utiliser les valeurs typiques de référence fournies au chapitre 5.6 « Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joule 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 Joule (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 GEREDIS sur les valeurs à retenir, GEREDIS 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 d'essais 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. GEREDIS se voit contraint d'avoir recours à des valeurs estimatives. Il est donc particulièrement opportun pour l'utilisateur du réseau que GEREDIS ait accès au contenu du procès-verbal d'essais (ou de la plaque signalétique dans le cas de matériels conformes au règlement européen n°548/2014) 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 GEREDIS sur les valeurs à retenir, GEREDIS retient en priorité les valeurs issues du procès-verbal d'essais (ou de la plaque signalétique dans le cas de matériels conformes au règlement européen n°548/2014) du transformateur de puissance concerné et les valeurs estimatives élaborées par GEREDIS ne sont retenues qu'en l'absence de présentation de ces informations par l'utilisateur du réseau.

#### **Méthode de définition des coefficients de correction par exploitation du procès-verbal d'essais**

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 Joule 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 %.

#### **Cas particulier des transformateurs conformes au règlement européen n°548/2014 concernant l'éco-conception**

Le règlement européen (UE) n°548/2014 de la commission du 21 mai 2014 « relatif à la mise en œuvre de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les transformateurs de faible, moyenne et grande puissance » impose de nouvelles exigences en matière d'éco-conception (réduction des pertes) pour les transformateurs de puissance HTA/BT installés à partir du 01/07/2015. Ces exigences portent sur la réduction à des valeurs très faibles des « pertes dues à la charge » et de « pertes à vide » qui conduit aux limites de précision de la valeur du coefficient de pertes Joule utilisé par GEREDIS (précision au millième dans le compteur) et à l'utilisation courante de la règle d'arrondi arithmétique pour la détermination du coefficient à utiliser (se reporter au chapitre 4.4.5.4 « Précision sur la méthode d'arrondi utilisée pour le calcul du coefficient de pertes Joule »).

Le règlement cite une exigence en matière d'information dans son sous-chapitre 3 « Exigences en matière d'information sur les produits » de l'annexe I intitulée « Exigences en matière d'éco-conception ». Il confirme la nécessité de la connaissance et de l'affichage des caractéristiques des transformateurs de puissance HTA/BT et exige que ces informations « figurent dans toute documentation relative au produit » et soient « également reprises sur la plaque signalétique des transformateurs ».

Les informations de la plaque signalétique doivent être conformes aux définitions réglementaires de l'article 2 dont notamment celles qui sont décrites aux points 13, 14, et 15 en page 4 du règlement et correspondent ainsi parfaitement aux grandeurs attendues par GEREDIS en utilisant les correspondances suivantes :

- l'information « puissance assignée » (Sr) du règlement européen correspond à l'information de puissance assignée habituellement fournie par le procès-verbal d'essais,
- l'information « pertes dues à la charge » (Pk) du règlement européen correspond à l'information « PCC » habituellement fournie par le procès-verbal d'essais (« Mesure des pertes dues à la charge »),
- l'information « pertes à vide » (Po) du règlement européen correspond à l'information « PV » habituellement fournie par le procès-verbal d'essais (« Mesure des pertes à vide »).

L'usage des informations affichées sur la plaque signalétique remplace leur détermination systématique au moyen du procès-verbal d'essais.

Le règlement définit également des « méthodes de mesure et de calcul » dans son annexe II et une « Procédure de vérification » dans son annexe III qui peuvent être utilisées en cas de litige pour améliorer la crédibilité des valeurs utilisées par GEREDIS.

### Précision concernant la recevabilité

La conformité au règlement européen n°548/2014 ne fait pas partie des exigences de GEREDIS prises en compte pour statuer sur la recevabilité de l'installation.

Au titre de leur devoir de conseil, les services de GEREDIS :

- doivent informer par écrit l'utilisateur du réseau de l'existence de cette nouvelle réglementation,
- peuvent informer par écrit l'utilisateur du réseau en cas d'écart qu'ils auraient constatés quant à la conformité de son installation à cette réglementation.

Dans le cas où le Dispositif de Comptage est installé sur les circuits secondaires du transformateur de puissance, le technicien des services de GEREDIS peut être amené à identifier clairement si le transformateur est conforme au règlement européen n°548/2014 afin de déterminer si, pour le paramétrage des coefficients de pertes, il a la possibilité d'utiliser les informations figurant sur la plaque signalétique (exigence du règlement européen) et s'affranchir ainsi de l'usage systématique du procès-verbal d'essais du transformateur.

#### 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 Joule HTA.

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

La valeur retenue par GEREDIS 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 Joule 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 Public de Distribution.

Pour les lignes et câbles BT, la valeur du coefficient de pertes Joule 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 Joule à retenir

pour le Site (caractéristiques insuffisamment connues...), il est recommandé de retenir la valeur typique suivante pour ce coefficient.

$$C_{jlb} = 20 \text{ \%/km}$$

La valeur retenue par GEREDIS 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 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 Joule 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 Public de Distribution. Avec la valeur typique du coefficient  $C_{jlb}$  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.

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

La valeur retenue par GEREDIS 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.

#### 4.4.5.4 Précision sur la méthode d'arrondi utilisée pour le calcul du coefficient de pertes Joule

Le coefficient doit être arrondi :

- au millième pour la programmation dans le compteur (valeurs possibles entre 1,000 et 1,060 pour le soutirage, et entre 0,940 et 1,000 pour l'injection),
- au centième pour la programmation dans le SI (valeurs possibles entre 1,00 et 1,06 pour le soutirage, et entre 0,94 et 1,00 pour l'injection).

La méthode à utiliser est celle de l'arrondi arithmétique :

- choisir le dernier chiffre (le plus à droite) à conserver (millième ou centième),
- puis maintenir à l'identique ce chiffre à conserver si le chiffre suivant (à éliminer) est strictement inférieur à 5 (valeurs de 0 à 4) et sinon, augmenter d'une unité ce chiffre à conserver (valeurs de 5 à 9 du chiffre suivant à éliminer).

## 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 Joule » pour la correction des énergies et puissances actives, noté « K<sub>j</sub> », qui est exprimé en pour-mille et est égal :
  - soit à l'expression « [ 1 + C<sub>jt</sub> + (C<sub>jlb</sub> x L<sub>lb</sub>) + (C<sub>jlh</sub> x L<sub>lh</sub>) ] » pour les cas de soutirage d'énergie active ;
  - ou à l'expression « [ 1 – C<sub>jt</sub> - (C<sub>jlb</sub> x L<sub>lb</sub>) - (C<sub>jlh</sub> x L<sub>lh</sub>) ] » pour les cas d'injection d'énergie active ;
  - soit à l'expression « [ C<sub>jt</sub> + (C<sub>jlb</sub> x L<sub>lb</sub>) + (C<sub>jlh</sub> x L<sub>lh</sub>) ] » ;
- un « coefficient de pertes fer » pour la correction des énergies et puissances actives, noté « K<sub>f</sub> », qui est exprimé en watt, et est égal au coefficient « P<sub>ft</sub> » qui est utilisé dans les formules ;
- un « coefficient de correction de tangente » pour la correction des énergies et puissances réactives, noté « K<sub>pr</sub> », qui est exprimé en centième de point de tangente et est égal au coefficient « K<sub>tg</sub> » 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 Public 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 :

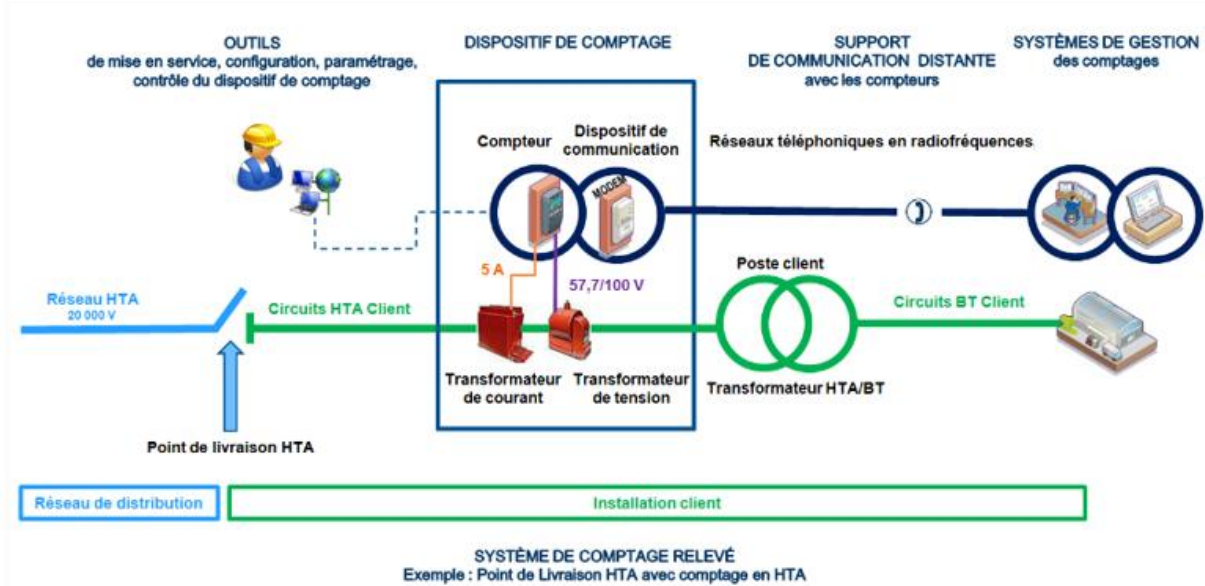
- soit par une gestion totalement séparée des deux sens de transit (présence de plusieurs compteurs assurant chacun la mesure sur un sens de transit) avec une affectation des corrections correspondantes répartie sur les grandeurs effectives de chaque flux ;
- soit par une gestion commune en fonction 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.

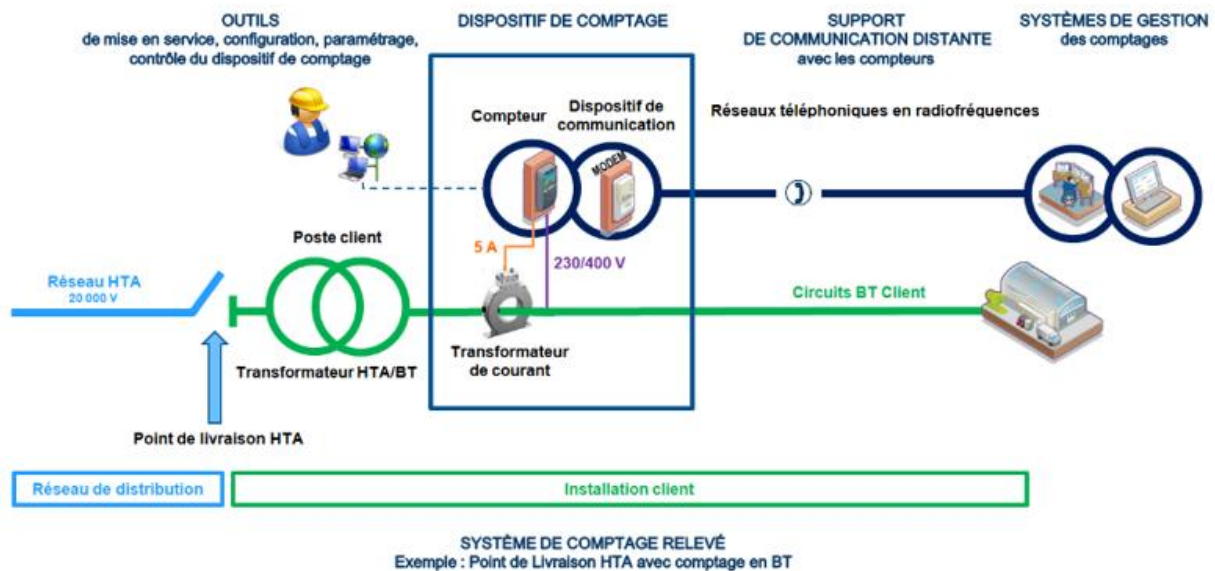
## 5 Annexes

### 5.1 Présentation des différents types de Point de Livraison

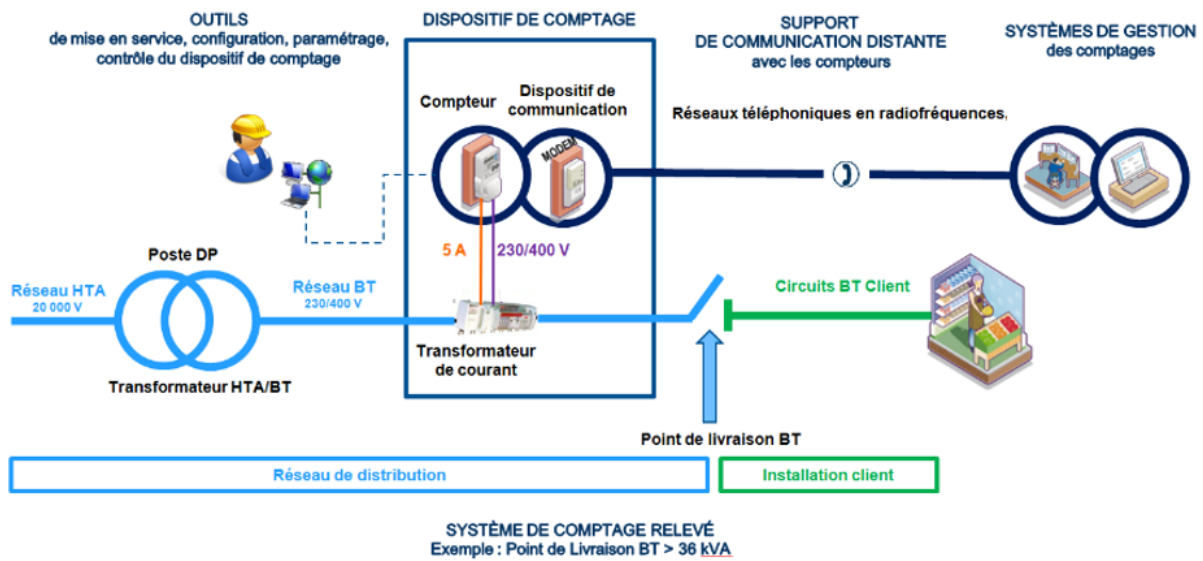
#### 5.1.1 Point de Livraison HTA avec comptage en HTA



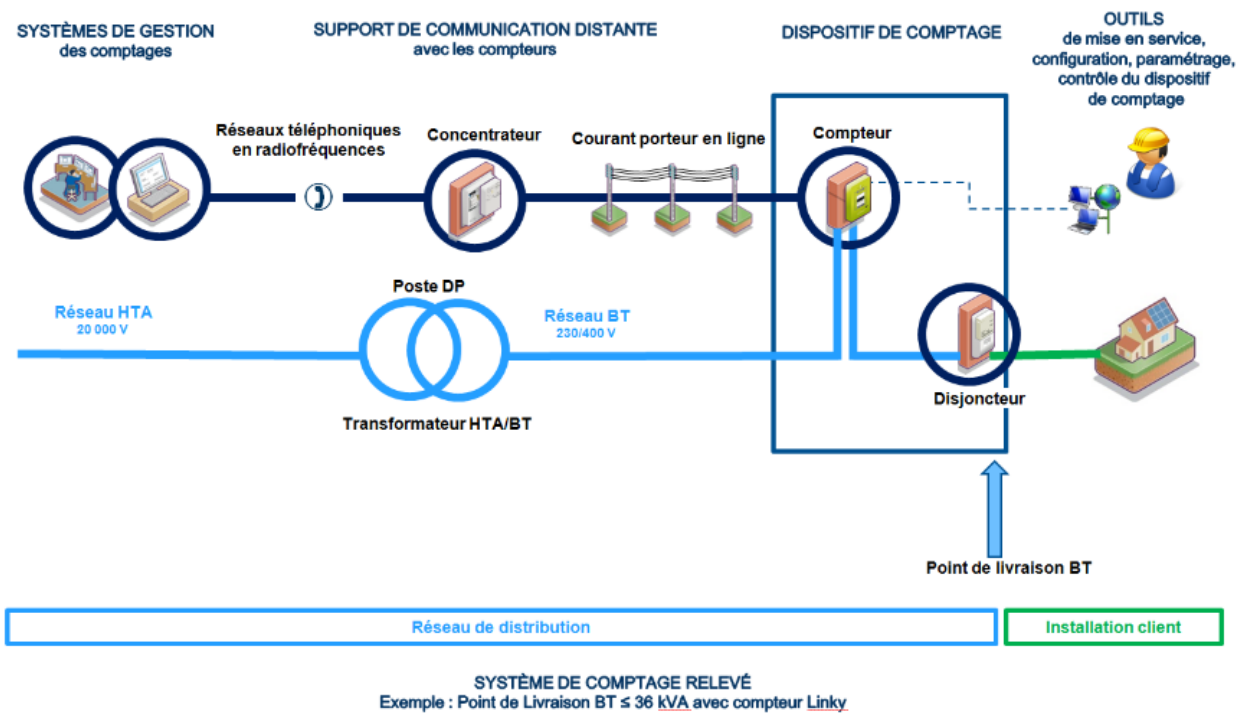
#### 5.1.2 Point de Livraison HTA avec comptage en BT



### 5.1.3 Point de Livraison BT > 36 kVA



### 5.1.4 Point de Livraison BT ≤ 36 kVA



## 5.2 Précisions sur les systèmes et protocoles de communication des compteurs en cours de remplacement

Ce chapitre fournit les informations concernant les compteurs en cours de remplacement ; ces compteurs sont encore présents sur des dispositifs de comptage de GEREDIS, mais doivent dès que possible faire l'objet d'un remplacement par un compteur de référence (se reporter au chapitre 2.2).

## 5.2.1 Les différents modes de communication utilisables pour l'accès aux informations des compteurs en cours de remplacement

Les compteurs en cours de remplacement 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 réserve que le type de Dispositif de Comptage concerné et son environnement le permettent).

### 5.2.1.1 Dispositifs de Comptage des Points de Livraison BT $\leq$ 36 kVA

- Compteur électromécanique :
  - o accès visuel (afficheur),
  - o contact(s) d'information tarifaire.
- Compteur « Bleu » électronique triphasé ou monophasé, multitarif (CBE tri MT et CBE mono MT) :
  - o accès sur Site par téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - o accès visuel (afficheur),
  - o sortie de « télé-information client »,
  - o contact(s) d'information tarifaire,
- Compteur « Bleu » électronique monophasé simple tarif (CBE mono ST) :
  - o accès sur Site par téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
  - o accès visuel (afficheur).

## 5.2.2 Informations disponibles par type de comptage (compteurs en cours de remplacement)

Ce chapitre fournit les informations concernant les compteurs en cours de remplacement ; ces compteurs sont encore présents sur des dispositifs de comptage de GEREDIS, et font l'objet d'un remplacement par un compteur de référence (se reporter au chapitre 3.3.2 - Informations disponibles par type de comptage (compteurs de référence) »).

### 5.2.2.1 Dispositifs de Comptage des Points de Livraison BT $\leq$ 36 kVA

#### 5.2.2.1.1 Cas du Dispositif de Comptage équipé d'un compteur bleu électronique (CBE)

Une ou deux informations sur l'état tarifaire en cours sont fournies sous un ou deux formats « contact électrique de haut-niveau » par le compteur. Cette information est de type « poste horaire » ou « poste horosaisonnier » ou issu d'une combinaison de ces postes.

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.

Une information est fournie sous un format « numérique » par le compteur. Elle comprend des informations sur l'état 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. Pour plus de précisions sur les émissions d'informations au format « télé-information client », il convient de se reporter aux documents dont la référence est fournie au chapitre 3.3.1.

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.

#### 5.2.2.1.2 Cas du Dispositif de Comptage équipé d'un compteur électromécanique

Aucune information n'est mise à disposition.

#### 5.2.2.1.3 Cas du Dispositif de Comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire

Une information sur l'état tarifaire en cours est fournie sous un unique format « contact électrique de haut-niveau » par le relais tarifaire. Cette information est de type « poste horaire ».

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

### 5.3 Tableaux des valeurs de Puissances de Référence compatibles avec les rapports de transformation des transformateurs de courant

Les tableaux ci-après sont issus de l'application des formules décrites au chapitre 2.4.3.5.2.3. Les valeurs mentionnées sont les valeurs sélectionnées par GEREDIS parmi l'ensemble des valeurs retenues par la norme NF EN 61869-2 de mai 2013. Les valeurs inscrites en gras sont les valeurs préférentielles recommandées par GEREDIS.

Les zones grisées concernent des valeurs utilisées uniquement pour d'anciennes installations (depuis l'année 2003, les nouvelles installations raccordées en HTA sont de Puissance de Référence supérieure à 250 kVA).

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 linéaire 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 de Référence en kW			
	Minimale			Maximale
	TC classe 0,2 SE	TC classe 0,2 S	TC classe 0,5	
1250/5 [a]	81	<b>8054</b>	<b>16108</b>	<b>40270</b>
1000/5 [a]	65	<b>6443</b>	<b>12886</b>	<b>32216</b>
750/5	49	<b>4832</b>	<b>9664</b>	<b>24162</b>
600/5	39	<b>3866</b>	<b>7732</b>	<b>19329</b>
400/5	26	<b>2577</b>	<b>5154</b>	<b>12886</b>
300/5	-	<b>1933</b>	<b>3866</b>	<b>9665</b>
250/5	-	<b>1611</b>	<b>3222</b>	<b>8054</b>
200/5	13	<b>1289</b>	<b>2577</b>	<b>6443</b>
150/5	-	<b>966</b>	<b>1933</b>	<b>4832</b>
125/5	-	<b>805</b>	<b>1611</b>	<b>4027</b>
100/5	-	<b>644</b>	<b>1289</b>	<b>3222</b>
75/5	-	<b>483</b>	<b>966</b>	<b>2416</b>

<b>60/5</b>	-	<b>387</b>	<b>773</b>	<b>1933</b>
<b>50/5</b>	-	<b>322</b>	<b>644</b>	<b>1611</b>
40/5 [b]	-	258	515	1289
30/5 [b]	-	193	387	966
25/5 [b]	-	161	322	805
20/5 [b]	-	129	258	644
15/5 [b]	-	97	193	483
10/5 [b]	-	64	129	322
7,5/5 [b]	-	48	97	242
5/5 [b]	-	32	64	161

**Nota :**

[a] Les puissances de 32216 kW et 40270 kW correspondent à des valeurs de puissance admissibles exclusivement par les compteurs de type SAPHIR. La puissance de 40270 kW correspond à la valeur maximale admissible par les compteurs de type SAPHIR.

[b] Se reporter aux précisions ci-dessous concernant la disponibilité des matériels.

**Disponibilité des matériels :**

Le courant de courte durée admissible (I<sub>th</sub>) et la valeur de crête du courant admissible (I<sub>dyn</sub>) des TC doivent être en rapport avec les courants maximaux susceptibles de traverser les TC, compte-tenu de la valeur normalisée du courant de court-circuit et du type de protection du poste client. 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 13100 d'avril 2015 (notamment sur son exigence de tenue à un courant de court-circuit de 12,5 kA énoncée au chapitre 322 « Tenue aux courants de court-circuit »). Dans ce cas, il convient de privilégier le respect de la norme NF C 13100 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 en HTA et Un = 15 000 V</b>				
Rapport de transformation	Valeur de la Puissance de Référence en kW			
	Minimale			Maximale
	TC classe 0,2 SE	TC classe 0,2 S	TC classe 0,5	
<b>1500/5 [a]</b>	<b>73</b>	<b>7248</b>	<b>14497</b>	<b>36243</b>
1250/5 [a]	61	6040	12081	30202
<b>1000/5</b>	<b>49</b>	<b>4832</b>	<b>9664</b>	<b>24162</b>
<b>750/5</b>	<b>37</b>	<b>3624</b>	<b>7248</b>	<b>18121</b>
<b>600/5</b>	<b>29</b>	<b>2899</b>	<b>5799</b>	<b>14497</b>
<b>400/5</b>	<b>20</b>	<b>1933</b>	<b>3866</b>	<b>9665</b>
<b>300/5</b>	-	<b>1450</b>	<b>2899</b>	<b>7248</b>
250/5	-	1208	2416	6040
<b>200/5</b>	<b>10</b>	<b>966</b>	<b>1933</b>	<b>4832</b>
<b>150/5</b>	-	<b>725</b>	<b>1450</b>	<b>3624</b>
125/5	-	604	1208	3020
<b>100/5</b>	-	<b>483</b>	<b>966</b>	<b>2416</b>
<b>75/5</b>	-	<b>362</b>	<b>725</b>	<b>1812</b>

60/5	-	290	580	1450
<b>50/5</b>	-	<b>242</b>	<b>483</b>	<b>1208</b>
40/5 [b]	-	193	387	966
30/5 [b]	-	145	290	725
25/5 [b]	-	121	242	604
20/5 [b]	-	97	193	483
15/5 [b]	-	72	145	362
10/5 [b]	-	48	97	242
7,5/5 [b]	-	36	72	181
5/5 [b]	-	24	48	121

Nota :

[a] Les puissances de 30202 kW et 36243 kW correspondent à des valeurs de puissance admissibles exclusivement par les compteurs de type SAPHIR. Pour rappel, la puissance de référence de 40270 kW correspond à la valeur maximale admissible par les compteurs de type SAPHIR.

[b] Se reporter aux précisions ci-dessous concernant la disponibilité des matériels.

### Disponibilité des matériels :

Le courant de courte durée admissible ( $I_{th}$ ) et la valeur de crête du courant admissible ( $I_{dyn}$ ) des TC doivent être en rapport avec les courants maximaux susceptibles de traverser les TC, compte-tenu de la valeur normalisée du courant de court-circuit et du type de protection du poste client. 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 13100 d'avril 2015 (notamment sur son exigence de tenue à un courant de court-circuit de 12,5 kA énoncée au chapitre 322 « Tenue aux courants de court-circuit »). Dans ce cas, il convient de privilégier le respect de la norme NF C 13100 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 sur la basse tension 230/400 V				
Rapport de transformation	Valeur de la Puissance de Référence en kW			
	Minimale			Maximale
	TC classe 0,2 SE	TC classe 0,2 S	TC classe 0,5	
<b>2000/5 [a]</b>	<b>3</b>	<b>258</b>	<b>515</b>	<b>1289</b>
1500/5	-	193	387	966
1250/5	-	161	322	805
<b>1000/5</b>	<b>2</b>	<b>129</b>	<b>258</b>	<b>644</b>
750/5	-	97	193	483
600/5	-	77	155	387
<b>500/5</b>	<b>1</b>	<b>64</b>	<b>129</b>	<b>322</b>
400/5	-	52	103	258
300/5	-	39	77	193
250/5	-	32	64	161

<b>200/5</b>	-	<b>26</b>	<b>52</b>	<b>129</b>
150/5	-	19	39	97
<b>100/5</b>	-	<b>13</b>	<b>26</b>	<b>64</b>
75/5	-	10	19	48
<b>50/5</b>	-	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>32</b>
30/5	-	4	8	19

Nota :

[a] La puissance de 1289 kW correspond à la valeur maximale admissible correspondant à la valeur maximale du courant des circuits secondaires du transformateur de puissance HTA/BT.

Livraison en HTA avec comptage sur la basse tension 127/220 V [a]				
Rapport de transformation	Valeur de la Puissance de Référence en kW			
	Minimale			Maximale
	TC classe 0,2 SE	TC classe 0,2 S	TC classe 0,5	
<b>2000/5 [b]</b>	<b>2</b>	<b>142</b>	<b>283</b>	<b>709</b>
1500/5	-	106	213	532
1250/5	-	89	177	443
<b>1000/5</b>	<b>1</b>	<b>71</b>	<b>142</b>	<b>354</b>
750/5	-	53	106	266
600/5	-	43	85	213
<b>500/5</b>	-	<b>35</b>	<b>71</b>	<b>177</b>
400/5	-	28	57	142
300/5	-	21	43	106
250/5	-	18	35	89
<b>200/5</b>	-	<b>14</b>	<b>28</b>	<b>71</b>
150/5	-	11	21	53
<b>100/5</b>	-	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>35</b>
75/5	-	5	11	27
<b>50/5</b>	-	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
30/5	-	2	4	11

Nota :

[a] L'ancienne tension de référence 127/220 V, appelée « B1 », n'est plus considérée comme une tension de référence et est classée comme une tension « atypique ».

[b] La puissance de 709 kW correspond à la valeur maximale admissible correspondant à la valeur maximale du courant des circuits secondaires du transformateur de puissance HTA/BT.

Livraison en BT > 36 kVA et tension 230/400 V			
Rapport de transformation	Classe de précision	Valeur de la Puissance de Référence en kVA	
		Minimale	Maximale
<b>500/5</b>	<b>0,2 SE</b>	<b>36 [4]</b>	<b>250 [2]</b>
<b>150/5</b>	<b>0,2 S</b>	<b>36 [4]</b>	<b>103</b>
<b>500/5</b>	<b>0,5</b>	<b>120 [1]</b>	<b>250 [2]</b>

<b>200/5</b>	<b>0,5</b>	<b>48 [3]</b>	<b>139</b>
<b>100/5</b>	<b>0,5</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 Public de Distribution. Certaines installations conçues spécialement acceptent jusqu'à 288 kVA.

[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 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 de Référence existante).

## 5.4 Informations complémentaires concernant le choix du rapport de transformation

### 5.4.1 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 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 20 000 V, dont la Puissance de Référence est de 6000 kW, les seuls rapports de transformation compatibles en classe de précision 0,2 S 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.

### 5.4.2 Cas particuliers

#### Tension et classe de précision de valeurs atypiques

Les valeurs de puissance fournies dans les tableaux du chapitre 5.3 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 (0,2 SE, 0,2 S et 0,5), il convient de contacter les services de GEREDIS 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 Référence 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  $\cos(\varphi)$  propre à l'Installation en remplacement de la valeur par défaut du  $\cos(\varphi)$ ).

### 5.4.3 Prise en compte des évolutions potentielles de la Puissance de Référence

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-après précise le rapport de transformation à choisir en fonction de la Puissance de Référence initiale et de la puissance du transformateur installé dans le cas des types de transformateurs de courant de référence (tri-rapport).

Puissance de Référence initiale (Pr en kW)	Puissance du transformateur installé (Pt en kVA)		
	Pt ≤ 400	400 < Pt ≤ 630	630 < Pt
Pr ≤ 320	<u>500</u> – 1000 – 2000 /5 [a]	<u>500</u> – 1000 – 2000 /5	500 – <u>1000</u> – 2000 /5
320 < Pr ≤ 640	500 – <u>1000</u> – 2000 /5	500 – <u>1000</u> – 2000 /5	500 – <u>1000</u> – 2000 /5
640 < Pr			500 – 1000 – <u>2000</u> /5

Nota : La valeur soulignée correspond au rapport de transformation choisi.  
[a] Dans le cas d'une puissance de référence inférieure à 130 kW, avec une garantie de ne pas dépasser 320 kW, il convient de choisir un transformateur de courant de caractéristique 200-500/5.

### 5.5 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 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 réserve qu'il satisfasse aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définies 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.**

### 5.5.1 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.

#### 5.5.1.1 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 SAPHIR ou PME-PMI et de son tableau (boîte d'essais et connectique comprise) est estimée comprise entre :

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

#### 5.5.1.2 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).

Les installations existantes peuvent être équipées de câbles de section de 4 ou 6 mm<sup>2</sup>.

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 5 A 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).

#### 5.5.1.3 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  $1 \text{ VA} + (2 \times L \times 0,077 \text{ VA})$ .

#### 5.5.1.4 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.

## 5.5.2 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 du bornier du circuit de mesure de courant situé dans le caisson BT de l'unité fonctionnelle comportant les TC HTA.

**La valeur de la puissance de charge des appareils équipant le panneau de comptage et des circuits annexes pour un courant nominal  $I_n$  de 5 A est à calculer par la formule suivante :**

$$S_{mesurée} = U_m / I_m \times 25$$

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  $I_n$  (5 A) 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 5 A (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'essais 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.

### 5.5.3 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 0,2 S ou 0,2 SE), un transformateur de courant doit fonctionner dans certaines conditions de charge de son circuit secondaire.

Conformément à la norme NF EN 61869-2 de mai 2013 (chapitre 5.6.201.3 « Limites de l'erreur de rapport ( $\epsilon$ ) et du déphasage pour les transformateurs de courant pour mesure »), 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 Pp du transformateur de courant**. Cette condition obligatoire est notifiée 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 :**

- Smin (ou à défaut Sm) supérieur ou égal à 25 % de Pp
- Smax (ou à défaut Sm) inférieur ou égal à 100 % de Pp

Avec :

- **Smin** : 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,
- **Smax** : 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,
- **Sm** : mesure de la valeur moyenne de la puissance de charge de l'ensemble des circuits raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de courant,
- **Pp** : 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 Public 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 Pp de transformateur compatibles avec les gammes de valeurs de puissance de charge minimale Smin et maximale Smax estimée (ou de puissance de charge mesurée Sm).

Il fournit également par la mention « R = » la valeur de puissance de charge maximale à appliquer pour le respect de la recommandation du chapitre 2.4.3.2.3.2 du présent document.

Valeur de la puissance de précision Pp acceptable		Puissance de charge des circuits raccordés (en VA) Valeur minimale estimée Smin ou valeur mesurée Sm				
		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) Valeur maximale estimée Smax ou valeur mesurée Sm	De 1 à 3,75 (R= 2,81) [b]	[a]	<b>3,75</b>	<b>3,75 ou 7,5</b>		
	De 3,75 à 7,5 (R = 5,62)	[a]		<b>7,5</b>	<b>7,5 ou 15</b>	
	De 7,5 à 15 (R = 11,25)	[a]			<b>15</b>	<b>15 ou 30</b>
	De 15 à 30 (R= 22,50)	[a]				<b>30</b>

**Nota :**  
 [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).  
 [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 5.6.201.3 « Limites de l'erreur de rapport ( $\epsilon$ ) et du déphasage pour les transformateurs de courant pour mesure » de la norme NF EN 618692 de mai 2013.

**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**

## 5.6 Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joule 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 Joule (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 Pft (en kW)		Coefficient de Pertes Joule Cjt (en %)
	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 Pft (en kW)		Coefficient de Pertes Joule Cjt (en %)
	Norme NF C 52-112	Norme NF C 52-113	
25	0,12	0,12	3
50	0,19	0,19	2
100	0,32	0,32	2
160	0,46	0,46	1
250	0,65	0,65	1
400	0,93	0,93	1
630	1,30	1,30	1
800	1,55	1,95	1
1000	1,85	2,3	1

**Séries Européennes à partir de 1987**

Puissance du Transformateur (en kVA)	Bain d'huile norme NF C 52-112-1		Sec norme NF C 52-115	
	Puissances des Pertes fer Pft (en kW)	Coefficient de Pertes Joule Cjt (en %)	Puissances des Pertes fer Pft (en kW)	Coefficient de Pertes Joule Cjt (en %)
50	0,15	2	-	-
100	0,21	2	-	-
160	0,46	1	0,65	1
250	0,65	1	0,90	1
400	0,93	1	1,20	1
630	1,25	1	1,65	1
800	1,3	1	2,00	1
1000	1,50	1	2,30	1
1250	1,80	1	2,60	1