

Documentation technique de référence comptage

Résumé

Ce document fournit les règles de mise en œuvre du dispositif de comptage au GRD.
Il donne les informations disponibles sur les comptages.

Version	Date de la version	Nature de la modification
V0	30 mars 2005	Création du document
V1	30 mars 2010	Mise à jour suite aux différentes évolutions réglementaires et identité visuelle
V2	13 janvier 2014	Introduction règles HTB.
V4	8 juillet 2022	Prise en compte du nouveau logo du GRD Energis

SOMMAIRE

Version	1
Nature de la modification	1
1 Préambule	6
1.1 Objet du document et définitions.....	6
1.2 Rôle du dispositif de comptage	6
1.3 Composition du dispositif de comptage	7
1.4 Fourniture et entretien des équipements du dispositif de comptage	7
1.4.1 Principes généraux.....	7
1.4.2 Entretien et renouvellement.....	8
1.5 Modalités contractuelles de traitement des litiges concernant les comptages	8
2 Prescriptions du GRD concernant les équipements du dispositif de comptage	8
2.1 Aptitude à l'exploitation et autorisation d'emploi des équipements	8
2.2 Équipements concernés	8
2.2.1 Point de Livraison en soutirage d'énergie uniquement.....	9
2.2.2 Point de Livraison en injection d'énergie.....	9
2.3 Compteurs de référence	10
2.4 Réducteurs de mesure.....	11
2.4.1 Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure	11
2.4.2 Vérification de conformité avant la mise en service : procès-verbal d'essais	11
2.4.3 Choix des réducteurs de mesure	12
2.4.3.1 Règles générales	12
2.4.3.1.1 Définitions et principes.....	12
2.4.3.1.2 Précisions sur le choix du type de transformateur de courant : type mono-rapport ou type multi-rapports	13
2.4.3.1.3 Précisions sur le choix du rapport de transformation du transformateur de courant.....	13
2.4.3.2 Cas d'un dispositif de comptage neuf ou rénové en livraison en HTB	13
2.4.3.3 Cas d'un dispositif de comptage neuf ou rénové en livraison en HTA	13
2.4.3.3.1 Caractéristiques des appareils à installer	13
2.4.3.3.2 Précisions concernant les transformateurs de courant.....	14
2.4.3.3.2.1 Choix des matériels et conditions de remplacement.....	14
2.4.3.3.2.2 Utilisation des transformateurs de courant pour des usages autres que la mission de mesure des énergies du GRD.....	14
2.4.3.3.2.3 Utilisation des transformateurs de courant de type sommateur ou mélangeur	16
2.4.3.3.3 Précisions concernant les transformateurs de tension	16
2.4.3.3.3.1 Utilisation des transformateurs pour des usages autres que la mission de mesure des énergies du GRD	16
2.4.3.3.3.2 Adéquation des usages avec la puissance de précision des transformateurs de tension.....	17
2.4.3.4 Cas d'un dispositif de comptage existant non rénové en livraison en HTA (pour mémoire)	17
2.4.3.5 Cas d'un dispositif de comptage neuf ou rénové en livraison en BT >36 kVA	17
2.4.3.6 Choix des rapports de transformation des transformateurs de courant	17
2.4.3.6.1 Généralités	17
2.4.3.6.2 Prescriptions à respecter pour la mise en service ou les modifications de puissances	18
2.4.3.6.2.1 Règle générale pour les Points de Livraison en HT	18

2.4.3.6.2.2 Règle générale pour les Points de Livraison en BT > 36kVA.....	18
2.4.3.6.2.3 Formules générales applicables pour le choix du rapport de transformation	19
2.4.3.6.2.4 Consignes de mise en œuvre	21
2.4.3.6.3 Surveillance en exploitation	21
2.5 Câbles de mesure.....	21
2.6 Installations de télécommunication fournies par l'utilisateur du réseau.....	22
3 Accès aux informations du comptage.....	23
3.1 Conditions générales d'accès aux informations du dispositif de comptage	23
3.1.1 Préambule	23
3.1.2 Comptages utilisés en courbe de mesure	23
3.1.2.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	23
3.1.2.2 Accès aux données de comptage	23
3.1.2.2.1 Accès local aux données de comptage	23
3.1.2.2.2 Accès distant aux courbes de mesure	23
3.1.3 Comptages utilisés en index pour Point de Livraison en HTA et en BT > 36 kVA	24
3.1.3.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	24
3.1.3.1.1 Comptage à puissance apparente (utilisateur de type consommateur).....	24
3.1.3.1.2 Comptage à puissance active (utilisateur de type consommateur ou producteur).....	24
3.1.3.2 Accès local aux données de comptage	24
3.1.4 Comptages utilisés en index pour Point de Livraison en BT ≤ 36 kVA	25
3.1.4.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence	25
3.1.4.2 Accès local aux données de comptage	25
3.2 Précisions sur les systèmes et protocoles de communication	25
3.2.1 Modes d'accès aux compteurs utilisés par le GRD	25
3.2.2 Modes d'accès disponibles à un utilisateur du réseau	26
3.2.3 Les différents protocoles utilisés pour l'accès aux informations (dont le relevé à distance et le relevé sur site)	26
3.2.4 Précisions concernant la mise en œuvre de l'accès à distance	27
3.3 Description des informations mises à disposition sur le site du Point de Livraison ...	29
3.3.1 Caractéristiques générales des informations mises à disposition	29
3.3.2 Informations disponibles par type de comptage.....	30
3.3.2.1 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en BT ≤ 36 kVA	30
3.3.2.1.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique ou électronique simple tarif.....	30
3.3.2.1.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire	30
3.3.2.1.3 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électronique multitarif	31
3.3.2.2 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en BT > 36 kVA	31
3.3.2.2.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais ou d'une horloge tarifaire.....	31
3.3.2.2.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur « jaune » électronique (CJE).....	31
3.3.2.2.3 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur « PME-PMI »	31
3.3.2.3 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en HT	32
3.3.2.3.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et de relais ou horloges tarifaires.....	32
3.3.2.3.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « Vert » Electronique (CVE)	32
3.3.2.3.3 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants » (ICE-2Q)	32
3.3.2.3.4 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « SL7000 »	33
3.3.2.3.5 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur « PME-PMI »	34

4	Modalités de correction des données de comptage lorsque le dispositif de comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification	35
4.1	Principe de la correction des données	35
4.2	Consommations d'énergie active ou pertes actives	36
4.2.1	Dans le transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau.....	36
4.2.2	Dans les lignes et câbles	36
4.3	Corrections d'énergie réactive ou pertes réactives	36
4.3.1	Dans le transformateur de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau.....	36
4.3.2	Dans les lignes et câbles	37
4.4	Calcul pratique des pertes et corrections appliquées.....	37
4.4.1	Précisions sur les formules présentées	37
4.4.2	Formules de correction de la puissance active	38
4.4.3	Formules de correction de l'énergie active.....	38
4.4.4	Formules de correction de l'énergie réactive par correction de la tangente.....	39
4.4.5	Valeurs usuelles des coefficients de correction.....	40
4.4.5.1	Valorisation des pertes fer (P _{ft}) et des pertes Joules (C _{jt}) des transformateurs de puissance HTA / BT de l'utilisateur du réseau	40
4.4.5.1.1	Informations fournies par l'utilisateur du réseau au GRD	40
4.4.5.1.2	Cas des transformateurs de puissance d'ancienne génération	40
4.4.5.1.3	Cas des transformateurs de puissance de nouvelle génération comportant des pertes réduites	40
4.4.5.2	Coefficients de pertes linéiques dans les lignes et câbles HTB HTA et BT	41
4.4.5.3	Coefficient de correction de tangente	42
4.5	Précisions concernant les traitements de prise en compte des pertes	42
4.5.1	Coefficients utilisés pour les calculs.....	42
4.5.2	Cas particulier des sites assurant une production d'énergie active	42
	Annexe 1 - Tableaux des valeurs de puissances souscrites compatibles avec les rapports de transformation.....	43
	Annexe 2 – Informations complémentaires concernant le choix du rapport de transformation.....	48
A	Règle générale.....	48
B	Cas particuliers	48
C	Prise en compte des évolutions potentielles de la puissance souscrite	48
	Annexe 3 - Adéquation de la puissance de précision des transformateurs de courant à la charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage	50
A	Méthode d'évaluation théorique de la puissance de charge.....	50
1	Puissance de charge du circuit de mesure de courant du compteur.....	50
2	Puissance de charge du câble du circuit de mesure.....	50
3	Puissance de charge totale	51
4	Limite de validité de l'évaluation théorique de la puissance de charge	51
B	Méthode de mesure physique de la puissance de charge	51

C 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 52

Annexe 4 - Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joules des transformateurs de puissance HTA / BT d'ancienne génération..... 54

1 Préambule

1.1 Objet du document et définitions

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

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

Par exception, ces prescriptions ne concernent pas :

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

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

- pour les dispositifs raccordés en tension HTB : 63 kV pour la tension composée (tension entre les phases),
- 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).

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

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

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

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

1.2 Rôle du dispositif de comptage

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

1.3 Composition du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est généralement composé des éléments suivants :

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

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

- des outils de mise en service, de configuration, de paramétrage et de contrôle des comptages et de leurs logiciels embarqués,
- des systèmes de gestion des comptages munis de bases de données associées,
- des systèmes de relevé des données des compteurs,
- des médias et supports de communications locales ou distantes avec les compteurs, tels que le bus de téléreport, le réseau téléphonique commuté filaire (RTC), les réseaux téléphoniques en radiofréquence de types GSM, GPRS ou UMTS ou la communication par courant porteur en ligne (CPL), ... ainsi que les protocoles de communication associés.

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

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

Ainsi, ce sont ces interdépendances, parfois très fortes, qui sont à l'origine de nombreuses informations fournies dans le présent document de prescription.

NB : Le présent document de prescription fait référence à des textes réglementaires et à des documents de normalisation dont la publication est assurée par les organismes spécialisés : UTE, légifrance, AFNOR, De plus, des spécifications et procédures d'entreprise sont citées (ex : HN 64-S-52). Leur contenu peut être consulté sur le site Internet du centre de normalisation d'EDF (<http://norm.edf.fr/>).

1.4 Fourniture et entretien des équipements du dispositif de comptage

1.4.1 Principes généraux

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

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

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

reporter aux divers documents fournis dans les chapitres "Procédure de raccordement" et "Modèles de contrats et de conventions" de la "Documentation technique de référence" sur le site du GRD).

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 au GRD et est soumise l'accord préalable de ce dernier dès lors que cette intervention peut avoir un impact temporaire ou durable sur la qualité de fonctionnement du dispositif de comptage (mise hors tension/remise sous tension, déplacement, intervention sur un raccordement, ...).

1.4.2 Entretien et renouvellement

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

Dans le cas d'un dispositif de comptage existant initialement fourni par le GRD, non conforme au présent référentiel et dont un équipement a été fourni par l'utilisateur du réseau, si cet équipement doit être changé (réparation impossible ou nécessité d'évolution fonctionnelle pour adaptation aux conditions contractuelles), il est alors remplacé par un matériel actuellement autorisé d'emploi **et fourni par le GRD**, 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 du GRD 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 par le GRD, un matériel doit avoir fait par ENEDIS l'objet d'une procédure de qualification de matériel conforme au document officiel intitulé « La qualification des fournisseurs de matériels de réseaux de distribution ». Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sur le site d'ENEDIS dans le chapitre intitulé « **solutions techniques et matérielles de raccordement** » sous la référence « **ENEDIS-NOI-RES_05E** » et sous l'intitulé cité ci-dessus.

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

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

Les trois séquences décrites ci-dessous concernent spécifiquement la composante technique de cette procédure. Cette composante technique a pour objet la vérification de la conformité durable du matériel concerné aux prescriptions émises par ENEDIS sous la forme des différents cahiers des charges des matériels. Cette composante de la procédure permet l'attribution au matériel d'une autorisation d'emploi.

Les trois séquences nécessaires pour une autorisation d'emploi sont les suivantes :

- validation technique de la conformité du produit au cahier des charges par analyse du dossier d'identification (D.I.) et du dossier de crédibilité (D.C.) comprenant les rapports d'essais ou autres documents certifiant cette conformité,
- expérimentation en réseau,
- audit « qualité de fabrication ».

2.2 Équipements concernés

2.2.1 Point de Livraison en soutirage d'énergie uniquement

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

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

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale (1)	Fréquence minimale de transmission des données	Type de contrôle de la puissance	Données de comptage nécessaires à la facturation	Compteurs de référence (2)	Réducteurs de mesure
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	ICE-2Q ou SL7000 ou PME-PMI (3)	TC (et TT le cas échéant)
				Index multiples		
BT (5)	> 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	PME-PMI	TC
		Mensuelle	Dépassement	Index multiples	PME-PMI	
			Disjoncteur	Index multiples	(4)	
	19 à 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index multiples	CBE triphasé	
				Index unique		
				Index multiples		
Index unique						

Nota :

(1) : la valeur de puissance à utiliser comme référence est la plus grande des valeurs des puissances souscrites contractuelles.

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

(3) : le compteur PME-PMI est utilisé dans les installations équipées d'un dispositif de comptage en Basse Tension à tarification dite « simple ». Le compteur SL7000 est utilisé dans les installations équipées d'un dispositif de comptage en HTA. Le compteur ICE-2Q est utilisé sur les installations équipées d'un dispositif de comptage à tarification dite « complexe » (EJP par exemple). Les conditions techniques permettant l'utilisation d'un dispositif de comptage en Basse Tension sont précisées au chapitre « 2.4.3.3.1 ».

(4) : le service BT > 36kVA multi-index à disjoncteur couvre des prestations réalisées par des matériels anciens qui n'ont plus d'équivalent dans le référentiel technique actuel. En cas de panne ou de remplacement d'un matériel existant, le service fourni devient alors automatiquement le service BT > 36kVA multi-index à dépassement.

(5) : le compteur évolué cité au chapitre « 4.1 » du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) n'est pas mentionné dans ce tableau car il fait l'objet d'une phase pilote régionale et n'est pas disponible en tant que solution de référence sur l'ensemble du territoire couvert par ENEDIS.

(6) : pour une installation neuve de puissance maximale de 1 à 12 kVA, le compteur est un CBE monophasé ou triphasé, et pour une installation neuve de puissance maximale de 13 à 18 kVA, le compteur est un CBE triphasé.

2.2.2 Point de Livraison en injection d'énergie

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

Pour des raisons contractuelles ou techniques, un site peut comporter plusieurs Points de Livraison dont un Point de Livraison utilisé pour l'injection d'énergie vers le réseau de distribution et conforme au présent chapitre et un ou plusieurs Points de Livraison dédiés à la consommation d'énergie et conformes au chapitre « 2.2.1 ».

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

Domaine de tension du Point de Livraison	Puissance maximale (1)	Données de comptage nécessaires à la facturation	Compteurs de référence (2)	Réducteurs de mesure
HTA	12 MW (3)	Courbe de mesure (et index) (5)	Deux ICE-2Q (4)	TC (et TT le cas échéant)
BT	36 kVA à 250 kVA	Index ou courbe de mesure (7)	Un ou deux PME-PMI (6)	TC
	7 à 36 kVA	Index simple ou multiples	Deux ou trois CBE en triphasé (8) (9)	(9)
	1 à 6 kVA	Index simple ou multiples	Deux ou trois CBE en monophasé (8) (9)	

Nota :

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

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

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

(4) : Un compteur ICE-2Q effectue la mesure des flux d'énergie en injection pour le contrat d'achat d'énergie au producteur. Un second compteur ICE-2Q effectue la mesure des flux d'énergie en soutirage pour le contrat de consommation d'énergie (s'il en existe un pour le Point de Livraison concerné) ou pour la vérification de la non-consommation (en l'absence de contrat de consommation d'énergie). Un compteur ICE-2Q peut être ajouté si une mesure distincte de la consommation des auxiliaires de l'outil de production est nécessaire.

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

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

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

(8) : deux compteurs CBE sont nécessaires : l'un effectue la mesure des flux d'énergie en injection pour le contrat d'achat d'énergie au producteur et l'autre effectue la mesure des flux d'énergie en soutirage pour la vérification de la non-consommation. Un troisième compteur CBE est nécessaire pour la mesure des flux d'énergie en soutirage spécifique au contrat de consommation d'énergie (s'il en existe un pour le Point de Livraison concerné).

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

2.3 Compteurs de référence

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

Sigle	Désignation
ICE-2Q	Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux ou quatre quadrants »
SL 7000	Compteur "SL 7000"
PME-PMI	Compteur « PME-PMI »
CBE tri MT	Compteur « bleu » électronique triphasé multitarif à taux plein
CBE mono MT	Compteur « bleu » électronique monophasé multitarif à taux plein
CBE mono ST	Compteur « bleu » électronique monophasé simple tarif

2.4 Réducteurs de mesure

2.4.1 Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure

Les réducteurs de mesure installés, soit dans le cadre d'une rénovation ou d'une mise à niveau d'un dispositif de comptage existant, soit à la création d'un nouveau dispositif de comptage, doivent bénéficier d'une autorisation d'emploi attribuée par ENEDIS. 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 ENEDIS.

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

Le cahier des charges des transformateurs de courant raccordés en Basse Tension est constitué des spécifications particulières d'ENEDIS propres à chaque type de matériels, à savoir :

- le document intitulé « Cahier des charges – Tores BT » (réf. : ENEDIS-CPT-M&S-CDC-08006A),
- le document intitulé « Cahier des charges – Platine I-U » (réf. : ENEDIS-CPT-M&S-CDC-09009A),
- le document intitulé « Ensembles Triphasés monobloc des transformateurs de courant pour comptages électroniques en basse tension » (réf. : HN-42-S-57 de juillet 1994),
- ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ces documents font référence.

Le cahier des charges des transformateurs de courant raccordés en HTA est constitué de la spécification technique particulière d'ENEDIS intitulée « Cahier des charges des transformateurs de courant – TC HTA » et référencée « ENEDIS-CPT-M&S-CDC-10008A », ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ce document fait référence.

Ces diverses spécifications concernant les transformateurs de courant s'appuient principalement sur la norme NF EN 60044-1 de novembre 2000 et ses 2 amendements (amendements A1 d'octobre 2001 et A2 de mai 2003). Ces différents éléments constituent un ensemble équivalent à la norme CEI 60044-1 en version « compil 2003 ».

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

- Courant d'échauffement : 120 % du courant primaire assigné, y compris pour les transformateurs de gamme étendue 0,2S ou 0,5 (prise en compte des dépassements de puissance contractuelle).
- Facteur de sécurité $F_s < 11$ pour la composante du matériel utilisée pour le comptage.
- Température ambiante : -20°C à $+60^{\circ}\text{C}$ (adaptée à l'utilisation en coffrets extérieurs ou en sortie de transformateurs).

Le cahier des charges des transformateurs de tension raccordés en HTA est constitué de la spécification technique particulière d'ENEDIS intitulée « Cahier des charges des transformateurs de tension – TT HTA » et référencée « ENEDIS-CPT-M&S-CDC-10015A », ainsi que de l'ensemble des documents auxquels ce document fait référence.

Note : cette spécification s'appuie principalement sur les normes CEI 61869-1 de septembre 2007 et CEI 61869-3 de juillet 2011 en remplacement de la référence à la norme NF EN 60044-2 de novembre 2000 inscrite dans la précédente version du cahier des charges des transformateurs de tension raccordés en HTA.

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

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

Dans le cadre de cette procédure, dans le cas où la fourniture des transformateurs de mesure est assurée par l'utilisateur du réseau ou son mandataire, l'utilisateur du réseau doit fournir au GRD, un procès-verbal d'essais datant de moins de 12 mois pour chaque transformateur (fourniture mentionnée au chapitre « 561.4 » de la norme NF C 13-100).

Dans le cas où le GRD assure la fourniture des transformateurs de mesure (notamment basse tension), le GRD est responsable de l'acquisition de ce procès-verbal d'essais.

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

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

Cette procédure de vérification permet la vérification conjointe par l'utilisateur du réseau et les services du GRD 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 le GRD afin de vérifier la conformité du type de matériel au cahier des charges émis par ENEDIS.

2.4.3 Choix des réducteurs de mesure

2.4.3.1 Règles générales

2.4.3.1.1 Définitions et principes

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

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

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

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

La **puissance de précision** nécessaire dépend principalement de la charge constituée par les éléments raccordés sur le circuit secondaire du transformateur de mesure (par exemple, le circuit de mesure de courant du dispositif de comptage) c'est à dire du nombre d'appareils de mesure raccordés et de leur consommation (nombre et type de compteurs : électromécaniques ou électroniques), ainsi que des sections et longueurs des câbles de mesures utilisés (se reporter aux chapitres « 2.5 » et « 0 »).

La **classe de précision** nécessaire dépend principalement du type de dispositif de comptage (avec ou sans réducteurs de tension) et de l'étendue des dénivelés de la puissance à mesurer. Par expérience, la classe de précision nécessaire est déduite de manière générale du type d'usage (tension de raccordement et puissance souscrite maximale), ainsi que cela apparaît dans tableaux des chapitres « 2.4.3.3.1 », « 2.4.3.4 » et « 2.4.3.5 » .

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

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

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

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

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

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

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

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

Le choix du rapport de transformation des transformateurs de courant fait l'objet d'un chapitre spécifique (se reporter au chapitre « 2.4.3.6 »).

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

Le GRD installera deux compteurs à 4 quadrants, de classe de précision 0,2 S en actif et 2 en réactif, calculant et enregistrant les puissances moyennes 10 mn au point de comptage. Un des compteurs est référencé dans le contrat d'accès du réseau de distribution en compteur principal et l'autre en compteur redondant.

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

2.4.3.3.1 Caractéristiques des appareils à installer

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

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

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

Caractéristiques	Transformateurs de courant			Transformateurs de tension
	<u>Comptage en BT</u>		<u>Comptage en HTA</u>	<u>Comptage en HTA</u>
	Ps ≤ 250 kW	Ps > 250 kW		
Puissance de précision	3,75 VA (1) ou 7,5 VA	7,5 VA	7,5 VA	15 VA ou 30 VA (2) (4)
Classe de précision	0,5 ou 0,2S	0,2S	0,2S	0,5
Rapport de transformation (3)	<u>100/5</u> , <u>200/5</u> , <u>500/5</u> <u>400/5</u>	<u>500/5</u> , <u>1000/5</u> , <u>2000/5</u>	<u>5/5</u> , <u>7,5/5</u> , <u>10/5</u> , <u>15/5</u> , <u>20/5</u> , <u>25/5</u> , <u>30/5</u> , <u>50/5</u> , <u>75/5</u> , <u>100/5</u> , <u>125/5</u> , <u>150/5</u> , <u>200/5</u> , <u>250/5</u> , <u>300/5</u> , <u>400/5</u> , <u>600/5</u>	20000/100 ou 15000/100 (selon la valeur de Un)
Références normatives	NF C 13-100 et 13-200 et autres normes mentionnées par le cahier des charges décrit au chapitre « 2.4.1 » intitulé « Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure »			

Nota :

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

(1) : Pour les dispositifs de comptage possédant les TC dans l'armoire de comptage ou si la distance des câbles de mesure le permet. Dans ce dernier cas, une vérification est à réaliser (se reporter au chapitre « 0 »).

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

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

(4) : Pour plus de précisions sur l'utilisation des transformateurs de tension, il convient de se reporter au chapitre « 2.4.3.3.3 ».

2.4.3.3.2 Précisions concernant les transformateurs de courant

2.4.3.3.2.1 Choix des matériels et conditions de remplacement

Cas des dispositifs de comptage neufs

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

Cas des dispositifs de comptage existants

En cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique (de type ICE-2Q, SL7000 ou PME-PMI) ou de rénovation des circuits de mesure de courant du dispositif de comptage, les transformateurs de courant dont la puissance de précision est différente de celle définie ci-dessus doivent faire l'objet d'un remplacement. Ils peuvent éventuellement être conservés, sous réserves qu'ils satisfassent aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définies au chapitre « 2.4.3.6 » 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 « 0 »).

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 « 0 ». 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 « 0 ».

2.4.3.3.2.2 Utilisation des transformateurs de courant pour des usages autres que la mission de mesure des énergies du GRD

Règle générale

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

Conformément au contenu du chapitre 533.2.1.1 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001, dans le cas où un circuit secondaire supplémentaire serait présent sur l'appareil-réducteur de mesure concerné, ce circuit secondaire doit être complètement séparé du circuit secondaire utilisé pour le comptage et il doit utiliser un circuit magnétique séparé. Il peut alors être utilisé, mais **uniquement pour être raccordé aux fonctions dédiées au dispositif de protection** (voir ci-dessous le cas particulier d'une utilisation dédiée au dispositif de protection).

Aucun autre usage de circuits secondaires de l'appareil-réducteur de mesure concerné n'est autorisé. Pour les autres utilisations, seul est autorisé l'usage de circuits secondaires intégrés dans des appareils-réducteurs de mesure différents, 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 du GRD et sous réserves que le fonctionnement du comptage n'en soit pas affecté (conformément au chapitre 552.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001).

Cas particulier d'une utilisation dédiée au dispositif de protection

Dans le cas particulier des installations raccordées en HTA, une information sur le courant transitant au primaire doit être fournie au relais de protection. Cette information peut être fournie, normalement par un transformateur de courant dédié, ou par dérogation le GRD avec un enroulement secondaire supplémentaire du transformateur de courant utilisé par le dispositif de comptage. Le GRD n'accordera cette facilité que pour les installations qui ne comptent qu'un transformateur de puissance maximale de 1600 kVA. Cet enroulement supplémentaire est de classe « protection » et distinct de l'enroulement secondaire de classe « mesure » qui est réservé au comptage de l'énergie.

Il n'est pas exigé de 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).

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, suite à 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 du GRD 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 réserves de l'approbation par le Distributeur 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 les services du distributeur et approuvée par le chargé d'exploitation du distributeur,
- les consignes particulières nécessaires au fonctionnement en mode dégradé de la chaîne de comptage doivent être élaborées préalablement.
- la durée de fonctionnement en mode dégradé proposé 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 recommandations concernant le « Traitement des anomalies sur des équipements de comptage non fournis par le distributeur EDF », **la durée maximale de fonctionnement en mode dégradé est fixée à 3 mois.**

2.4.3.3.2.3 Utilisation des transformateurs de courant de type sommateur ou mélangeur

Les transformateurs de courant de type « sommateur » ou « mélangeur » ne font pas partie des matériels de référence. L'utilisation de ce type de matériel est à proscrire pour un dispositif de comptage dédiée à la mission de mesure des énergies du GRD 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.

2.4.3.3.3 Précisions concernant les transformateurs de tension

2.4.3.3.3.1 Utilisation des transformateurs pour des usages autres que la mission de mesure des énergies du GRD

Utilisation pour le dispositif de protection

Dans certains cas (producteur d'énergie notamment), il est nécessaire de disposer d'une tension pour l'alimentation de la protection de découplage et de la référence réseau pour le synchro-coupleur. Cette tension est fournie de préférence, par un appareil-transformateur de tension spécifique. Elle peut éventuellement être fournie par un enroulement secondaire supplémentaire du transformateur de tension utilisé pour le comptage. Cet enroulement supplémentaire est alors de classe « protection » et distinct de l'enroulement secondaire de classe « mesure » réservé au comptage de l'énergie. Conformément au texte normatif du chapitre 553.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001, il convient de garantir que le fonctionnement du comptage ne puisse en aucun cas en être affecté. Pour cela, il est recommandé que, dans le cas où un circuit secondaire supplémentaire serait présent sur l'appareil-réducteur de mesure concerné, ce circuit secondaire soit complètement séparé du circuit secondaire utilisé pour le comptage. Il peut alors être utilisé pour être raccordé aux fonctions dédiées au dispositif de protection (relais de protection). Il n'est pas exigé de 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, l'enroulement secondaire des transformateurs de tension utilisé par le GRD pour la mesure des énergies transitant au Point de Livraison. Le texte normatif du chapitre 553.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001 précise la liste des usages autorisés en soulignant qu'en aucun cas ces usages ne doivent affecter le fonctionnement du comptage.

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

- **les nouveaux circuits ajoutés doivent être complètement séparés du circuit de mesure de tension** du comptage (raccordement directement aux bornes des secondaires des transformateurs de tension, aucun tronçon commun),
- les nouveaux circuits ajoutés **doivent être munis d'un coupe-circuit et d'une protection par fusible**,
- les nouveaux usages ajoutés **ne doivent en aucun cas provoquer la moindre perturbation dans les différentes mesures effectuées par le compteur**, et notamment, à ce titre, ils doivent garantir l'utilisation des transformateurs de tension dans leur domaine nominal de fonctionnement. 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 « 2.4.3.3.3.2 ». 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 « 2.4.3.3.2.2 ».

2.4.3.3.2 Adéquation des usages avec la puissance de précision des transformateurs de tension

Afin de respecter les recommandations du commentaire du chapitre 553.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001, il convient de vérifier que la puissance permanente appelée par l'ensemble des usages raccordés sur le circuit secondaire de chaque transformateur de tension ne dépasse pas 75% de la puissance de précision assignée de ce transformateur.

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

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

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

Puissance de précision	<i>Comptage en BT</i>
	3,75 VA (ou 15 VA si plusieurs compteurs ou charges)
Classe de précision	0,2 S
Rapports de transformation	100-200-500/5 (tri-rapport)
Références normatives	NF C 14 100 et autres normes mentionnées par le cahier des charges décrit au chapitre « 2.4.1 » intitulé « Autorisation d'emploi des réducteurs de mesure »

2.4.3.6 Choix des rapports de transformation des transformateurs de courant

2.4.3.6.1 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 souscrite, 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 souscrite à utiliser comme référence pour déterminer le rapport de transformation est **la plus grande des valeurs des puissances souscrites contractuelles**. Dans le cas d'un Point de Livraison sur lequel portent plusieurs contrats (flux d'énergie en soutirage seulement ou également en injection), le choix de la valeur de puissance souscrite à

utiliser comme référence s'effectue en prenant en compte l'ensemble des puissances souscrites de tous les contrats concernés (y compris la puissance de raccordement en cas d'installation comportant de la production).

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

Les principes d'adaptation à respecter sont les suivants.

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

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

2.4.3.6.2.1 Règle générale pour les Points de Livraison en HT

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

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

(*) Correspond à la puissance apparente

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

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

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

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

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

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

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

2.4.3.6.2.3 Formules générales applicables pour le choix du rapport de transformation

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

- « InTC » représente la valeur en Ampères du courant nominal au primaire du TC (par exemple , 2000 pour un transformateur de courant de rapport 2000/5).
- « Ps » représente la puissance souscrite à utiliser comme référence, à savoir la plus grande des valeurs de puissance souscrite de tous les contrats en cours (consommation ou production) en cas de souscription comportant un dénivelé de puissance (pour plus de précision, se reporter aux chapitres « 2.4.3.6.2.4 » et « 0 »). Dans le cas d'un Point de Livraison en HTA, il s'agit d'une puissance souscrite en puissance active exprimée en W, dans le cas d'un Point de Livraison en BT, il s'agit d'une puissance souscrite en puissance apparente exprimée en VA.
- « Un » est la tension composée de référence du dispositif de comptage exprimée en Volts : soient usuellement 15 000 V ou 20 000 V pour un comptage en HTA et 400 V pour un comptage en BT.
- « cosphi » représente le cosinus-phi de l'installation raccordée au Point de Livraison concerné. La valeur par défaut à adopter est 0,93. Si la valeur propre au site est connue, il convient de l'appliquer, particulièrement si cette valeur est plus faible que la valeur par défaut.

Formules générales applicables aux Points de Livraison en HT :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nouvelles installations

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

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

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

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

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

2.4.3.6.2.4 Consignes de mise en œuvre

Le chapitre « 0 » fournit les plages de puissances souscrites (puissances minimales et maximales) compatibles avec chaque valeur du rapport de transformation dans les cas les plus courants (pour une valeur par défaut du cosinus-phi de l'installation alimentée par le Point de Livraison concerné).

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

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

- **De manière générale, afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie, il convient de sélectionner le rapport de transformation dont la puissance maximale compatible est immédiatement supérieure à la puissance souscrite de référence du Point de Livraison** (tout en tenant compte des évolutions contractuelles déjà en cours concernant cette puissance souscrite tel que précisé au chapitre « 2.4.3.3 »),
- Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage, **la règle énoncée ci-dessus est à appliquer impérativement pour le choix des matériels à utiliser** (transformateurs de courant) tout en tenant compte des évolutions potentielles annoncées par l'utilisateur du réseau. Dans ce cadre, pour le cas des Points de Livraison en HTA avec comptage en BT, il convient de tenir compte également des caractéristiques techniques du transformateur de puissance installé car celles-ci peuvent être indicatrices des évolutions attendues de la puissance de référence sur le Point de Livraison (généralement en soutirage).

Des informations complémentaires sont fournies par le chapitre « 0 » du présent document.

2.4.3.6.3 Surveillance en exploitation

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

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

2.5 Câbles de mesure

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

Ils doivent être conformes à la norme NF C13-100 (article 554 dans le document en version d'avril 2001) et aux exigences de la spécification d'entreprise HN 33-S-34 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 étant installés après autorisation du GRD et exploités par le GRD.

La section de câbles des circuits de mesure de courant est fixée à 4 ou 6 mm². L'utilisation systématique d'un câble de section de 6 mm² pour le circuit de mesure des courants permet de le différencier visuellement du circuit de mesure des tensions (choisi en 4 mm²). L'écran doit être relié à la prise de terre des masses, côté comptage, par une tresse en cuivre de 10 mm² 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 le GRD et mentionnée dans la convention de raccordement du site. L'exploitation et l'entretien de ces liaisons sont assurés par le GRD.

2.6 Installations de télécommunication fournies par l'utilisateur du réseau

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

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

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

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

La ligne téléphonique peut être :

- soit de type « sélection directe à l'arrivée » (SDA), de type analogique et prise sur un numéro de l'autocommutateur, si le site en est équipé. Dans ce cas, le schéma de raccordement doit être réalisé selon les dispositions décrites dans le référentiel technique,
- soit fournie directement par un opérateur téléphonique,

Dans tous les cas, la ligne doit être équipée des dispositifs de protection exigés par l'opérateur téléphonique pour les installations de télécommunication en environnement électrique (isolation galvanique) conformément au référentiel établi entre ENEDIS et l'opérateur téléphonique historique sous la référence « Convention EDF-FT L97001 de juin 1997 ». Le câble téléphonique doit être notamment de type SYT1 2 paires 6/10^{ème} ou sur-isolé.

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

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

3 Accès aux informations du comptage

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

3.1.1 Préambule

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

3.1.2 Comptages utilisés en courbe de mesure

3.1.2.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence

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

- l'énergie active soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est exprimée sous forme d'index et formulée en kWh. Elle est également stockée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes. Chacune de ces valeurs en puissance active est datée (année, jour et heure) lors du relevé à partir des données stockées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de mesure du site.
- l'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau. Cette donnée est stockée sous forme d'index et formulée en kVarh. Pour certains compteurs (types ICE-2Q et PME-PMI), elle est également stockée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kVar et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes.

3.1.2.2 Accès aux données de comptage

3.1.2.2.1 Accès local aux données de comptage

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

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

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

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

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

3.1.2.2.2 Accès distant aux courbes de mesure

Quand le type de dispositif de comptage le permet, l'utilisateur du réseau peut relever à distance directement les courbes de mesure ou des index, en accord avec le GRD. Les données ainsi relevées sont des données brutes.

Pour l'accès aux courbes de mesure, la solution technique privilégiée est la ligne téléphonique filaire, reliée au Réseau Téléphonique Commuté (RTC). Des précisions sur l'utilisation des réseaux en radiofréquence de type GSM-Data sont apportées en fin du présent chapitre.

Dans ce cas, le GRD communique à l'utilisateur du réseau les éléments nécessaires à l'interrogation sécurisée à distance du compteur (protocole de communication, format des données). Ce service nécessite que

l'utilisateur du réseau dispose d'un logiciel lui permettant d'accéder par le réseau téléphonique commuté au compteur et de traiter les informations délivrées. En cas de modification du dispositif de comptage, le GRD peut être amené à modifier les conditions d'accès à distance des données. Dans ce cas, l'utilisateur du réseau doit prendre à sa charge les éventuels frais permettant d'assurer le fonctionnement des appareils et logiciels de sa station de relevé.

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

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

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

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

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

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

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

3.1.3.1.1 Comptage à puissance apparente (utilisateur de type consommateur)

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

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 de la puissance apparente à période d'intégration de cinq minutes (valeur usuelle).

3.1.3.1.2 Comptage à puissance active (utilisateur de type consommateur ou producteur)

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

- l'énergie active soutirée ou injectée, exprimée en kWh ; les valeurs des énergies actives sont déterminées par les index d'énergie active du dispositif de comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau pour les consommateurs, ou des tarifs d'achat pour les producteurs ,
- la puissance active, exprimée en kW,
- l'énergie réactive soutirée ou injectée, exprimée en kVArh, est stockée sous forme d'index (en Point de Livraison en HTA uniquement).

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

3.1.3.2 Accès local aux données de comptage

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

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

3.1.4 Comptages utilisés en index pour Point de Livraison en BT \leq 36 kVA

3.1.4.1 Définition des données de comptage mesurées par le dispositif de comptage de référence

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

3.1.4.2 Accès local aux données de comptage

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

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

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

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

Les données ainsi obtenues sont des données brutes.

3.2 Précisions sur les systèmes et protocoles de communication

3.2.1 Modes d'accès aux compteurs utilisés par le GRD

Pour le relevé des compteurs, le GRD utilise plusieurs méthodes :

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

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

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

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

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

Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage mis en œuvre pour les Points de Livraison en Basse Tension de puissance supérieure à 36 kVA, une seule solution de relevé est choisie par le GRD parmi les solutions techniques disponibles sur le site (téléreport, relevé par réseau téléphonique ou GSM, relevé par CPL) en tenant compte des possibilités techniques du site et de l'opportunité économique de chaque type de solution.

Dans le cas des nouveaux dispositifs de comptage mis en œuvre pour les Points de Livraison en HT, l'utilisation d'une solution du relevé téléphonique est systématiquement recherchée.

De manière générale, pour les nouveaux dispositifs de comptage comme pour les rénovations de dispositif de comptage, la solution de relevé est choisie sur des critères d'opportunité économique tenant compte principalement des nécessités de relevé : périodicité (mensuelle, hebdomadaire, journalier), type de données (index, courbe de mesure, ...).

3.2.2 Modes d'accès disponibles à un utilisateur du réseau

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

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

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

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

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

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

- Cas des Points de Livraison en HT :

- Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants » (ICE-2Q) :
 - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN+ , sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM ou modem GSM), données disponibles en index et courbe de mesure,**
 - Relevé sur site par téléreport avec le protocole Euridis+ , sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran+ , sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Sortie de « télé-information client »,**
 - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique.**
- Compteur « PME-PMI » :
 - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN+ , sur couche physique RTC ou GSM, données disponibles en index et courbe de mesure,**
 - Relevé sur site par téléreport avec le protocole Euridis+ , sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran+ , sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Sortie de « télé-information client ».**
- Compteur « Vert » Electronique (CVE) :
 - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de mesure,**
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique.**
- Compteur électro-mécanique et accessoires (contrôleur, ...) :
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Contacts d'information tarifaire.**

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

- Compteur « PME-PMI » :
 - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN+ , sur couche physique RTC ou GSM, données disponibles en index et courbe de mesure,**
 - Relevé sur site par téléreport avec le protocole Euridis+ , sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - Relevé à distance par courant porteur en ligne (CPL) avec le protocole PLAN, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - Relevé sur site par tête optique, en face avant du compteur, avec le protocole Trimaran+ , sur couche physique à liaison optique, données disponibles en index et courbe de mesure,
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Sortie de « télé-information client ».**

- Compteur « Jaune » Electronique (CJE) :
 - **Relevé téléphonique avec le protocole TRIMARAN, sur couche physique RTC ou GSM (avec adaptateur RTC-GSM), données disponibles en index et courbe de mesure,**
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - Relevé à distance par courant porteur en ligne (CPL) avec le protocole PLAN, données disponibles en index seulement,
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Sortie de « télé-information client »,**
 - **Contacts d'information tarifaire.**

- Compteur électro-mécanique :
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Contacts d'information tarifaire.**

- Cas des Points de Livraison BT ≤ 36 kVA :

- Compteur « Bleu » électronique triphasé, monophasé multi-tarif (CBE tri MT et CBE mono MT) :
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Sortie de « télé-information client »,**
 - **Contacts d'information tarifaire et top métrologique.**

- Compteur « Bleu » électronique monophasé simple tarif (CBE mono ST) :
 - Téléreport avec le protocole EURIDIS, sur couche physique à bus bifilaire, données disponibles en index seulement,
 - **Relevé visuel (afficheur).**

- Compteur électro-mécanique :
 - **Relevé visuel (afficheur),**
 - **Contacts d'information tarifaire.**

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

Pour l'accès à distance au compteur d'un Point de Livraison en HT, la solution privilégiée est la ligne téléphonique filaire reliée au réseau téléphonique commuté (RTC) et dédiée au compteur.

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

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

Les solutions alternatives disponibles sont les suivantes.

- Solution A : utilisation d'une ligne téléphonique RTC dédiée au GRD, partagée entre plusieurs compteurs.
- Solution B : utilisation d'une ligne téléphonique RTC de l'utilisateur du réseau, partagée entre le compteur et les usages de l'utilisateur du réseau.

Pour ces deux cas, le partage de ligne est de type « partage physique » (sélection de voies par commande du système appelant) au moyen d'un aiguilleur téléphonique ou de systèmes assimilés tels que les autocommutateurs téléphoniques, PABX, etc. (les solutions de partage temporel par fenêtre d'écoute ne font plus partie des solutions de référence du GRD).

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

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

- Solution D : utilisation des communications par courant porteur en ligne (CPL).

Des documents complémentaires fournissent les spécifications décrivant les modalités techniques d'accès par relevé téléphonique aux informations qui sont administrées par les appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le GRD. Ils définissent les informations qui sont administrées par chacun de ces appareils et auxquelles les utilisateurs des réseaux gérés par le GRD 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). Cet accès n'est possible que si le compteur concerné est équipé d'un modem raccordé au réseau téléphonique commuté public (RTC) ou éventuellement au réseau téléphonique par radiofréquence de type GSM-Data. L'utilisateur du réseau ou son mandataire doit donc, en préalable, demander aux services du GRD la vérification du raccordement du compteur à un accès téléphonique et les informations sur les conditions de cet accès (code d'accès et horaire d'appel notamment).

Ces documents concernent les appareils de comptage électroniques des types cités ci-dessous et font l'objet d'une mise à disposition publique sur le site d'ENEDIS sous les références et intitulés suivants.

- Compteur « Jaune » Electronique (CJE).
 - Référence : ENEDIS-NOI-CPT_03E.
 - Titre : Télé-relevé par liaison téléphonique RTC des appareils de comptage de type « Compteur Jaune Electronique ».
- Compteur « PME-PMI ».
 - Référence : ENEDIS-NOI-CPT_36E.
 - Titre : Télé-relevé par liaison téléphonique RTC et GSM des appareils de comptage de type « PME-PMI ».
- Compteur « Vert » Electronique (CVE).
 - Référence : ENEDIS-NOI-CPT_04E.
 - Titre : Télé-relevé par liaison téléphonique RTC des appareils de comptage de type « Compteur Vert Electronique ».

- Compteur « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants » (ICE-2Q).
 - Référence : ENEDIS-NOI-CPT_05E.
 - Titre : Télé-relevé par liaison téléphonique RTC des appareils de comptage de type « Interface Clientèle Emeraude à deux quadrants ».

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

3.3.1 Caractéristiques générales des informations mises à disposition

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

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

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

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

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

Précisions concernant l'accès de l'utilisateur du réseau aux informations mises à disposition sur le site du Point de Livraison.

Un document complémentaire décrit les informations réglementaires et prescriptions d'usage à respecter lors de l'accès aux borniers-client situés au niveau du dispositif de comptage utilisé par le GRD. Les informations qui y sont énoncées sont applicables à l'utilisateur du réseau ou à tout mandataire délégué par ce dernier. Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sur le site d'ENEDIS sous la référence « ENEDIS-NOI-CPT_19E » et sous l'intitulé « Accès aux borniers-client des comptages utilisés par ENEDIS ».

Précisions concernant les émissions d'informations au format « télé-information client ».

Un document complémentaire fournit les informations techniques, physiques et logiques qu'il est nécessaire de connaître pour le développement de systèmes reliés aux sorties de « télé-information client » de l'ensemble des appareils de comptage électroniques actuellement utilisés par le GRD et destinés à l'information ou au pilotage local d'asservissement dans l'installation de l'utilisateur du réseau (affichage de la consommation ou de la production, gestion d'énergie, pilotage de charges, etc.). Ce document fait l'objet d'une mise à disposition publique sur le site d'ENEDIS sous la référence « ENEDIS-NOI-CPT_02E » et sous l'intitulé « Sorties de télé-information client des appareils de comptage électroniques utilisés par ENEDIS ».

Conditions de mise à disposition des informations.

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

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

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

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

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

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

3.3.2 Informations disponibles par type de comptage

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

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

Aucune information n'est mise à disposition.

3.3.2.1.2 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais tarifaire

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

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

3.3.2.1.3 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électronique multitarif

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

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

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

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

3.3.2.2.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et d'un relais ou d'une horloge tarifaire

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

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

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

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

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

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

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

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 ».

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

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

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

- le type de tarif et l'option tarifaire,
- la configuration : soutirage seul ou soutirage et injection,
- les différents index d'énergie du poste tarifaire en cours, ainsi que dans la période de facturation précédente,

- la puissance maximale atteinte et la durée de dépassement pour la période tarifaire en cours
- la puissance souscrite dans la période de facturation courante pour la période tarifaire en cours,
- les 6 dernières puissances moyennes actives par période d'intégration de la courbe de mesure, usuellement fixée à 10 minutes.

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 directement sur une prise en sortie du dispositif de comptage (sans appareil de découplage).

3.3.2.3 Dispositifs de comptage des Points de Livraison en HT

3.3.2.3.1 Cas du dispositif de comptage équipé d'un compteur électromécanique et de relais ou horloges tarifaires

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

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

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

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

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

Les informations suivantes peuvent également être fournies de manière optionnelle.

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

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

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

Une information sur le poste tarifaire en cours est fournie sous huit formats « contact sec » par le dispositif de comptage. Cette information est de type « poste horosaisonnier ». A noter que dans le cas de tarif sans effacement, l'un des huit formats « contact sec » est utilisable pour la fourniture d'une information

d'asservissement-client programmable en fonction du calendrier tarifaire de l'option tarifaire choisie suivant les besoins de l'utilisateur du réseau.

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

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

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

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

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

- la date courante,
- les énergies active et réactive de la période de 10mn en cours,
- le poste tarifaire en cours,
- les éventuels préavis tarifaires en cours,
- les puissances souscrites pour chaque période tarifaire,
- les coefficients liés à la détection des dépassements.

Les informations additionnelles dont la mise à disposition est possible sont :

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

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 ».

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

3.3.2.3.4 Cas du dispositif de comptage équipé d'un Compteur « SL7000 »

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

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

Une information sur la période temporelle en cours est mise à disposition sous la forme d'un « contact sec » par le dispositif de comptage. Cette information est disponible par la fourniture d'une information

d'asservissement-client programmable suivant les besoins de l'utilisateur du réseau en fonction d'un calendrier hebdomadaire (heure et type de jour de la semaine : lundi à vendredi, samedi, dimanche et jours fériés).

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

Le compteur SL7000 ne comporte pas de sortie d'informations au format « télé-information client ».

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

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

Les informations mises à disposition sont identiques à celles qui sont décrites au chapitre « 3.3.2.2.3 ».

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

4.1 Principe de la correction des données

Lorsque le Point de Comptage ne se situe pas au point d'application de la tarification (généralement situé au Point de Livraison), il convient de prendre en compte l'influence des différents éléments de réseau situés entre le point d'application de la tarification et le Point de Comptage : câbles, lignes, et transformateurs de puissance HTA/BT de l'utilisateur du réseau.

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

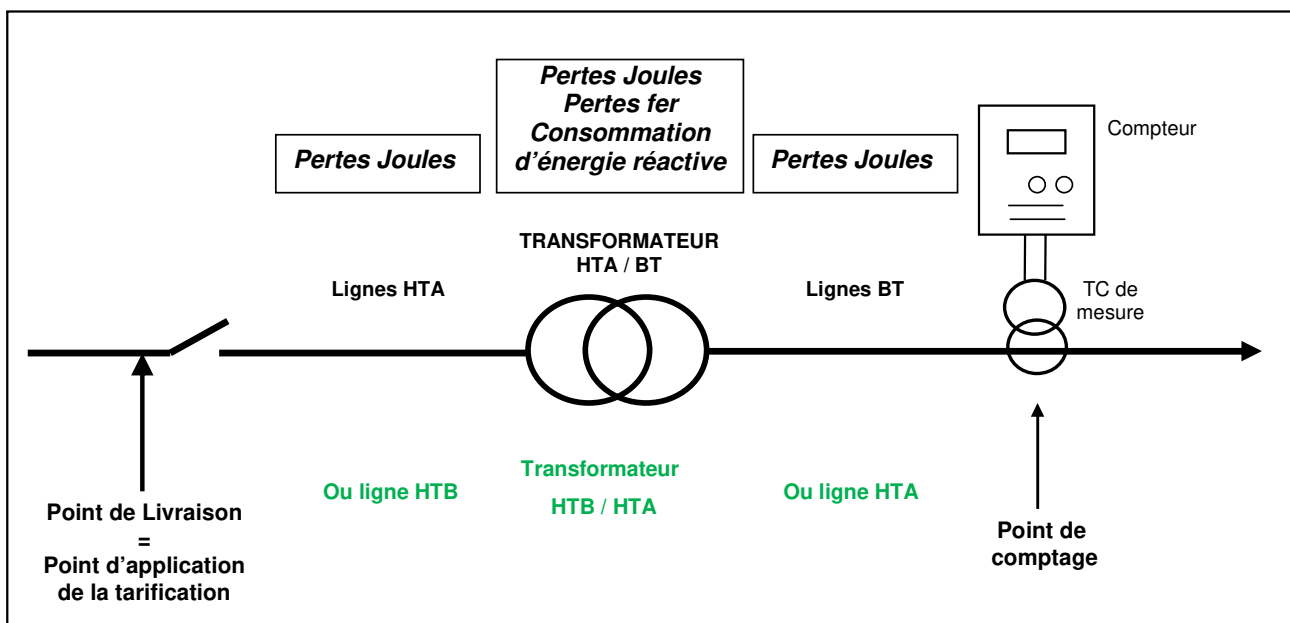


Figure 1 - Description des éléments de réseau et des pertes associées

La prise en compte de cette correction provoque :

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

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

Les traitements de prise en compte des corrections correspondantes sont usuellement appelés « correction des pertes » et sont effectués, soit en temps réel dans le dispositif de comptage au fur et à mesure du transit de l'énergie, soit, a posteriori, dans le système d'information qui administre les données fournies du dispositif de comptage.

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

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

au réseau. Si des caractéristiques sont manquantes lors de la mise en œuvre du dispositif de comptage, des valeurs typiques conformes au contenu du présent chapitre seront utilisées.

4.2 Consommations d'énergie active ou pertes actives

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

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

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

La valorisation des pertes fer est effectuée sous la forme d'une puissance notée « P_{ft} », exprimée en Watt ou en kiloWatt et qui est une caractéristique constructive du transformateur de puissance.

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

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

4.2.2 Dans les lignes et câbles

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

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

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

4.3 Corrections d'énergie réactive ou pertes réactives

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

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

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

Par souci de simplification, la valorisation de ces pertes d'énergie réactive est réalisée par une correction de la valeur d'énergie réactive mesurée par le dispositif de comptage, cette correction étant effectuée de manière

proportionnelle à la correction de l'énergie active grâce à la prise en compte de la tangente mesurée, puis complétée par une mise à jour de la tangente mesurée au moyen d'un coefficient de correction noté « Ktg ». Cette mise à jour de la tangente valorise le surcroît de consommation d'énergie réactive par rapport à la consommation d'énergie active.

4.3.2 Dans les lignes et câbles

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

4.4 Calcul pratique des pertes et corrections appliquées

4.4.1 Précisions sur les formules présentées

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

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

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

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

4.4.2 Formules de correction de la puissance active

Définitions :

Pasp : puissance active soutirée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW.
Paip : puissance active injectée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW.
Pasm : puissance active soutirée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.
Paim : puissance active injectée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.
Pft : puissance des pertes fer dues au transformateur de puissance, exprimée en kW.
Cjt : coefficient des pertes Joules dues au transformateur de puissance, exprimé en %.

Cjlhb2 : coefficient de pertes linéiques des lignes HTB₂, exprimé en % / km
Llhb2 : longueur des lignes HTB₂ entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km.
Cjlhb1 : coefficient de pertes linéiques des lignes HTB₂, exprimé en % / km
Llhb1 : longueur des lignes HTB₁ entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km
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

$$\text{Pasp} = \text{Pasm} \times [1 + \text{Cjt} + (\text{Cjlb} \times \text{Llb}) + (\text{Cjlh} \times \text{Llh}) + (\text{Cjlhb1} \times \text{Llhb1}) + (\text{Cjlhb2} \times \text{Llhb2})] + \text{Pft}$$

En période d'injection d'énergie active

$$\text{Paip} = \text{Paim} \times [1 - \text{Cjt} - (\text{Cjlb} \times \text{Llb}) - (\text{Cjlh} \times \text{Llh}) - (\text{Cjlhb1} \times \text{Llhb1}) - (\text{Cjlhb2} \times \text{Llhb2})] - \text{Pft}$$

4.4.3 Formules de correction de l'énergie active

Définitions :

Easp : énergie active soutirée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW.
Eaip : énergie active injectée au point d'application de la tarification (Point de Livraison), exprimée en kW.
Easm : énergie active soutirée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.
Eaim : énergie active injectée mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kW.
Pft : puissance des pertes fer dues au transformateur de puissance, exprimée en kW.
Cjt : coefficient des pertes Joules dues au transformateur de puissance, exprimé en %.

Cjlhb2 : coefficient de pertes linéiques des lignes HTB₂, exprimé en % / km
Llhb2 : longueur des lignes HTB₂ entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km.
Cjlhb1 : coefficient de pertes linéiques des lignes HTB₂, exprimé en % / km
Llhb1 : longueur des lignes HTB₁ entre le Point de Comptage et le point d'application de la tarification, exprimée en km.
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

$$\text{Easp} = \text{Easm} \times [1 + \text{Cjt} + (\text{Cjlb} \times \text{Llb}) + (\text{Cjlh} \times \text{Llh}) + (\text{Cjlhb1} \times \text{Llhb1}) + (\text{Cjlhb2} \times \text{Llhb2})] + (\text{Pft} \times \text{Tfs})$$

En période d'injection d'énergie active

$$\text{Eaip} = \text{Eaim} \times [1 - \text{Cjt} - (\text{Cjlb} \times \text{Llb}) - (\text{Cjlh} \times \text{Llh}) - (\text{Cjlhb1} \times \text{Llhb1}) - (\text{Cjlhb2} \times \text{Llhb2})] - (\text{Pft} \times \text{Tfi})$$

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

Définitions :

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

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

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

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

Tgp : tangente au point d'application de la tarification (Point de Livraison).

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

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

Prm : puissance réactive mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kVar.

Erm : énergie réactive mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage), exprimée en kVarh.

Tgm : tangente mesurée par le dispositif de comptage (Point de Comptage).

Ktg : coefficient de correction de tangente.

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\mathbf{Erp = Eap \times [(Erm / Eam) + Ktg]}$$

$$\mathbf{\text{En période d'injection d'énergie active :} \quad Prp = Pap \times [(Prm / Pam) - Ktg]}$$

$$\mathbf{Erp = Eap \times [(Erm / Eam) - Ktg]}$$

4.4.5 Valeurs usuelles des coefficients de correction

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

4.4.5.1.1 Informations fournies par l'utilisateur du réseau au GRD

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

Afin d'assurer la meilleure précision possible des corrections qui sont appliquées aux mesures d'énergie et utilisées pour la facturation de ces énergies, l'utilisateur du réseau a le devoir de fournir au GRD le procès-verbal d'essais de chacun des transformateurs de puissance du site concerné. Il a également le devoir d'informer le GRD 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-verbal d'essai des transformateurs de puissance par l'utilisateur du réseau vaut acceptation par celui-ci de l'emploi par le GRD d'autres valeurs de référence qui peuvent s'avérer être moins favorables pour cet utilisateur du réseau.

4.4.5.1.2 Cas des transformateurs de puissance d'ancienne génération

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

A défaut de présentation de ce procès-verbal d'essais au GRD par l'utilisateur du réseau, il est obligatoire d'utiliser les valeurs typiques de référence fournies au chapitre « 0 » intitulé « Annexe 4 - Valeurs typiques usuelles de la puissance des pertes fer et du coefficient de pertes Joules des transformateurs de puissance HTA / BT d'ancienne génération ». Celles-ci sont les valeurs communément admises par les professionnels du domaine.

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

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

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

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

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

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

Pour définir la valeur du coefficient Cjt de pertes Joules du transformateur de puissance, il convient de se reporter à la valeur indiquée sous la mention « PCC » dans les informations de « Résultats » du paragraphe

intitulé « Mesure des pertes dues à la charge ». La valeur de la grandeur PCC est généralement indiquée en Watt. Pour obtenir la valeur du coefficient C_{jt} 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 C_{jt} égal à 0,01 (exprimé en unité), soit 1 %.

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

Pour les lignes et câbles HTB₂, il est retenu la valeur typique suivante du coefficient de pertes Joules HTB₂.

$$C_{jlhb2} = 0,03 \% / \text{km}$$

Pour les lignes et câbles HTB₁, il est retenu la valeur typique suivante du coefficient de pertes Joules HTB₁.

$$C_{jlhb1} = 0,1 \% / \text{km}$$

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

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

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

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

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

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

La valeur retenue par le GRD 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 Joules en lignes BT si celles-ci correspondent à une perte d'énergie inférieure à 0,2% de l'énergie transitant entre le site considéré et le réseau de distribution. Avec la valeur typique du coefficient 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.

$$K_{tg-HTB1/HTA} = 0,09$$

$$K_{tg-HTB2/HTB1} = 0,05$$

La valeur retenue par le GRD 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.

4.5 Précisions concernant les traitements de prise en compte des pertes

4.5.1 Coefficients utilisés pour les calculs

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

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

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

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

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

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

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

Les tableaux ci-dessous sont issus de l'application des formules décrites au chapitre « 2.4.3.6.2.3 ». Les valeurs inscrites en souligné sont les valeurs sélectionnées par le GRD parmi les valeurs retenues par la norme NF EN 60044-1 de novembre 2000.

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 souscrite 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 des valeurs des tableaux ou en utilisant les formules décrites au chapitre « 2.4.3.6.2.3 ».

Livraison en HTA avec comptage en HTA et Un = 20 000 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
<u>600/5</u>	<u>3866</u>	<u>7732</u>	<u>19329</u>
<u>400/5</u>	<u>2577</u>	<u>5154</u>	<u>12886</u>
<u>300/5</u>	<u>1933</u>	<u>3866</u>	<u>9665</u>
250/5	1611	3222	8054
<u>200/5</u>	<u>1289</u>	<u>2577</u>	<u>6443</u>
<u>150/5</u>	<u>966</u>	<u>1933</u>	<u>4832</u>
125/5	805	1611	4027
<u>100/5</u>	<u>644</u>	<u>1289</u>	<u>3222</u>
<u>75/5</u>	<u>483</u>	<u>966</u>	<u>2416</u>
60/5	387	773	1933
<u>50/5</u>	<u>322</u>	<u>644</u>	<u>1611</u>
40/5 (a)	258	515	1289
<u>30/5</u> (a)	<u>193</u>	<u>387</u>	<u>966</u>
25/5 (a)	161	322	805
<u>20/5</u> (a)	<u>129</u>	<u>258</u>	<u>644</u>
15/5 (a)	97	193	483
<u>10/5</u> (a)	<u>64</u>	<u>129</u>	<u>322</u>
7,5/5 (a)	48	97	242
<u>5/5</u> (a)	<u>32</u>	<u>64</u>	<u>161</u>

(a) : se reporter aux précisions ci-dessous concernant la disponibilité des matériels

Disponibilité des matériels :

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

Livraison en HTA avec comptage en HTA et Un = 15 000 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
<u>600/5</u>	<u>2899</u>	<u>5799</u>	<u>14497</u>
<u>400/5</u>	<u>1933</u>	<u>3866</u>	<u>9665</u>
<u>300/5</u>	<u>1450</u>	<u>2899</u>	<u>7248</u>
250/5	1208	2416	6040
<u>200/5</u>	<u>966</u>	<u>1933</u>	<u>4832</u>
<u>150/5</u>	<u>725</u>	<u>1450</u>	<u>3624</u>
125/5	604	1208	3020
<u>100/5</u>	<u>483</u>	<u>966</u>	<u>2416</u>
<u>75/5</u>	<u>362</u>	<u>725</u>	<u>1812</u>
60/5	290	580	1450
<u>50/5</u>	<u>242</u>	<u>483</u>	<u>1208</u>
40/5 (a)	193	387	966
<u>30/5 (a)</u>	<u>145</u>	<u>290</u>	<u>725</u>
25/5 (a)	121	242	604
<u>20/5 (a)</u>	<u>97</u>	<u>193</u>	<u>483</u>
15/5 (a)	72	145	362
<u>10/5 (a)</u>	<u>48</u>	<u>97</u>	<u>242</u>
7,5/5 (a)	36	72	181
<u>5/5 (a)</u>	<u>24</u>	<u>48</u>	<u>121</u>

(a) : se reporter aux précisions ci-dessous concernant la disponibilité des matériels

Disponibilité des matériels :

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

Livraison en HTA avec comptage sur la basse tension 230/400 V			
Rapport de transformation	Valeur de la puissance souscrite en kW		
	Minimale		Maximale
	TC classe 0,2S	TC classe 0,5	
<u>2000/5</u>	<u>258</u>	<u>515</u>	<u>1289</u>
1500/5	193	387	966
1250/5	161	322	805
<u>1000/5</u>	<u>129</u>	<u>258</u>	<u>644</u>
750/5	97	193	483
600/5	77	155	387
<u>500/5</u>	<u>64</u>	<u>129</u>	<u>322</u>
400/5	52	103	258
300/5	39	77	193
250/5	32	64	161
<u>200/5</u>	<u>26</u>	<u>52</u>	<u>129</u>
150/5	19	39	97
<u>100/5</u>	<u>13</u>	<u>26</u>	<u>64</u>
75/5	10	19	48
<u>50/5</u>	<u>6</u>	<u>13</u>	<u>32</u>
30/5	4	8	19

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

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

Nota :

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

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

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

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

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

A Règle générale

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

Exemple :

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

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

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

B Cas particuliers

Tension et de classe de précision de valeurs atypiques

Les valeurs de puissance fournies dans les tableaux du chapitre « 0 » 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 « 2.4.3.6.2.3 ».

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

Nouvelle installation de production

Afin d'assurer la meilleure précision possible pour la mesure de l'énergie injectée, pour déterminer le rapport de transformation à retenir pour une nouvelle installation de production, il est recommandé d'appliquer les règles générales en tenant compte de la puissance de raccordement de l'installation, mais également de la tangente de fonctionnement lorsque celle-ci est connue (application des formules décrites au chapitre « 2.4.3.6.2.3 » avec le cosinus-phi propre à l'installation en remplacement de la valeur par défaut du cosinus-phi).

C Prise en compte des évolutions potentielles de la puissance souscrite

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

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

Puissance du transformateur installé (Pt en kVA)
--

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

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

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

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

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

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

Rappel : dans le cas des dispositifs de comptage existants, en cas de remplacement de compteurs électromécaniques par un compteur électronique de type ICE-2Q, SL7000 ou PME-PMI, ou en cas de rénovation des circuits de mesure de courant du dispositif de comptage, un transformateur de courant dont la puissance de précision est différente des valeurs de référence définies au chapitre « 2.4.3.3 » peut éventuellement être conservé, sous réserves qu'il satisfasse aux conditions de rapport de transformation et de classe de précision définies au chapitre « 2.4.3.6 » 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**.

A 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.

1 Puissance de charge du circuit de mesure de courant du compteur

La puissance de charge du circuit de mesure de courant d'un seul compteur électronique de type ICE-2Q, ICE-4Q ou PME-PMI et de son tableau (boîte d'essai et connectique comprise) est estimée comprise entre

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

2 Puissance de charge du câble du circuit de mesure

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

La consommation linéique des câbles du circuit de mesure de courant utilisé est estimée à 0,115 VA par mètre pour un câble de section de 4 mm² et 0,077 VA par mètre pour un câble de section de 6 mm². Ces valeurs sont calculées pour un courant assigné de 5A d'après les caractéristiques de résistance linéique définies pour les câbles conformes à la spécification HN-33-S-34 qui sont prescrits pour cet usage (4,61 ohm/km en 4 mm² et 3,08 ohm/km en 6 mm²).

Cette méthode permet de définir :

- pour un câble de section de 4 mm² ;
 - une valeur minimale $S_{\text{min-câble}}$ égale à : $L \times 0,115 \text{ VA}$;
 - une valeur maximale $S_{\text{max-câble}}$ égale à : $2 \times L \times 0,115 \text{ VA}$;
- pour un câble de section de 6 mm² ;
 - une valeur minimale $S_{\text{min-câble}}$ égale à : $L \times 0,077 \text{ VA}$;
 - une valeur maximale $S_{\text{max-câble}}$ 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).

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

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.

B 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 ampéremétrique),
- 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 5A est à calculer par la formule suivante :

$$S_{\text{mesurée}} = U_m / I_m \times 25.$$

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 (5A) du circuit de mesure, c'est-à-dire au moins égale à 1 A.

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

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

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

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

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

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

Conformément à la norme NF EN 60044-1 de novembre 2000 (chapitre « 11.2 »), cette précision n'est garantie que si **la puissance de charge du circuit de mesure de courant du dispositif de comptage est comprise entre 25% et 100% de la puissance de précision P_p du transformateur de courant**. Cette condition obligatoire est notifiée dans les précisions et le tableau ci-dessous.

En outre, le commentaire du chapitre 552.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001 recommande que **la puissance de charge de l'ensemble des équipements raccordés sur le circuit secondaire d'un transformateur de courant ne dépasse pas une valeur égale à 75% de la puissance de précision P_p assignée du transformateur**. Cette recommandation est notifiée comme telle (non obligatoire) dans les précisions et le tableau ci-dessous.

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

S_{min} (ou à défaut S_m) supérieur ou égal à 25% de P_p

S_{max} (ou à défaut S_m) inférieur ou égal à 100% de P_p (recommandé : 75% de P_p)

avec :

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

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

Celui-ci indique les valeurs de puissance de précision 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 552.2 de la norme NF C 13-100 d'avril 2001

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)	3,75	3,75 ou 7,5		
	De 3,75 à 7,5 (R = 5,62)	(a)		7,5	7,5 ou 15	
	De 7,5 à 15 (R = 11,25)	(a)			15	15 ou 30
	De 15 à 30 (R= 22,50)	(a)				30

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 « 11.2 » de la norme NF EN 60044 -1 de novembre 2000.

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

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

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

Séries construites avant 1969

Puissance du transformateur (en kVA)	Puissance des Pertes fer Pft (en kW)		Coefficient de Pertes Joules 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 Joules Cjt (en %)
	Norme C 52 112	Norme C 52 113	
25	0,12	0,12	3
50	0,19	0,19	2
100	0,32	0,32	2
160	0,46	0,46	1
250	0,65	0,65	1
400	0,93	0,93	1
630	1,30	1,30	1
800	1,55	1,95	1
1000	1,85	2,3	1

Séries Européennes à partir de 1987

	Bain d'huile norme C 52-112-1	Sec norme C 52-115
--	-------------------------------	--------------------

Transformateur (en kVA)	Puissances des Pertes fer Pft (en kW)	Coefficient de Pertes Joules Cjt (en %)	Puissances des Pertes fer Pft (en kW)	Coefficient de Pertes Joules 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