

STRATEGIE D'ACCOMPAGNEMENT AU RENFORCEMENT DES CAPACITES (RC) DES OPERATEURS DANS LE CADRE DE LA DIGITAL ENERGY FACILITY COMPOSANTE 1B

**Contrat n°
AFD/ENU/EGI/2021/CC/BHKN°29**

**Rapport de Benchmark sur les systèmes de
comptage chez les distributeurs d'électricité**



Version 1.0

28 octobre 2024

SYNTHESE

Le rôle du compteur d'énergie électrique a évolué au fil des ans. Si à l'origine son but était de mettre les index à disposition du distributeur pour facturer l'énergie consommée par ses clients, il est aujourd'hui également une composante « Smartgrid » essentielle du système de distribution dans le domaine BT.

Le compteur électromécanique développé au début du 20^{ème} siècle est toujours largement utilisé dans le monde, parallèlement au compteur électronique qui pour sa part a gagné en intelligence à partir des années 2000, en restant économiquement compétitifs avec les compteurs plus anciens.

Les compteurs électroniques télérelevés, intégrant les fonctions de prépaiement, puis communiquant et interopérables avec le développement des structures de communication AMI, ont contribué à une évolution de la décentralisation massive de l'intelligence.

Parallèlement, les installations de comptage ont profité de ces évolutions technologiques pour renforcer des standards de raccordement visant à limiter les pertes non techniques (et particulièrement les fraudes à la consommation).

Les quatre opérateurs de ce benchmark évoluent dans un contexte économique et social, une approche métier, et surtout avec des ressources et moyens souvent différents. Les choix retenus tant sur les aspects technologiques qu'opérationnels par ces opérateurs ont contribué (pour certains d'entre eux) à l'amélioration de leur performance :

ENEDIS (France)

Enedis (anciennement ERDF) est le gestionnaire du réseau électrique dans le cadre d'une délégation de service public. Filiale à 100 % d'EDF, l'entreprise distribue l'électricité à 37,5 millions de clients.

Tous les compteurs (Linky) sont télérelevés et télé-opérables. Le taux de pertes globales est de moins de 6%.

ENERGISA (Brésil)

Le groupe ENERGISA opère dans le secteur de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation d'énergie. Il s'agit du cinquième groupe de distribution d'énergie au Brésil et du plus grand groupe privé.

Il contrôle actuellement neuf distributeurs d'électricité au Brésil et alimente 8,4 millions de clients (10 % de la population brésilienne). Plus de dix mille employés directs et indirects travaillent dans ses entreprises.

Le taux de pertes non techniques consolidé est de moins de 4%.

ONEE (Maroc)

L'ONEE est née du regroupement en 2012 de l'Office National de l'Électricité (ONE) créé en 1963 et de l'Office National de l'Eau Potable (ONEP).

L'ONEE – Branche Électricité alimente plus de 7 millions de clients.

En tant que 1^{er} distributeur d'électricité du pays, ses 10 Directions Régionales couvrent (fin 2023) aussi bien les zones urbaines que rurales.

Le taux de pertes non techniques peut dépasser 30% sur certaines régions.

EDM (Mozambique)

Electricidade Do Moçambique est une entreprise publique de production, de transport, de distribution et de commercialisation d'électricité au Mozambique. Elle alimente 3,2 millions de clients (mais seulement 46% de la population a accès à l'électricité). Le comptage à prépaiement est généralisé sur son périmètre en basse tension.

Le taux de pertes globales est de 26%.

Les standards de comptages

	Standard	Points forts	Contrainte / risques	Approche PNT
ENEDIS	<ul style="list-style-type: none"> - Compteur communicant Linky généralisé sur 100% de la concession - Comptage en post-paiement - 100% télérelevés et téléopérables. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gains sur l'activité de relève et de coupures pour impayés (interopérabilité). - Pas de modification de l'installation de comptage chez le client. - Composante smartgrid majeure sur le réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> - Rentabilité conditionnée à l'absence de relève manuelle sur le même périmètre. - Le coût de la généralisation. 	"Contrôler pour Corriger".
ENERGISA	<ul style="list-style-type: none"> - Différents standards développés en fonction des risques PNT: faible, modéré, élevé. - Télérelève et télé-opérabilité développée en fonction du risque PNT. - Pas de prépaiement 	<ul style="list-style-type: none"> - Maitrise des coûts d'installation 	<ul style="list-style-type: none"> - Ressources pour accompagner le développement continu de solutions adaptées 	<ul style="list-style-type: none"> - Adaptée selon le risque: "Contrôler pour corriger" "Prévenir pour Empêcher" "Surveillance"
ONEE	<ul style="list-style-type: none"> - Standard unique avec: <ul style="list-style-type: none"> - compteurs électromécanique ou de nouvelle génération en BT - compteur nouvelle génération en HTA - Prépaiement en développement en zones rurales. 	Uniformisation des standards	<ul style="list-style-type: none"> - Conditions d'exploitation perfectibles. - Sécurité des tiers - Non adapté au risque PNT 	"Contrôler pour Corriger".
EDM	<ul style="list-style-type: none"> - 2 standards: en installation intérieure et sur support du réseau (sécurisé PNT). - 100% des compteurs en prépaiement sur la BT 	<ul style="list-style-type: none"> - Gains sur l'activité de relève et de coupures pour impayés. - Standards adaptés au risque PNT 	<ul style="list-style-type: none"> - Condition d'exploitation perfectibles. - Sécurité des tiers 	<ul style="list-style-type: none"> - Adaptée selon le risque: "Contrôler pour corriger" "Prévenir pour Empêcher"

Chaque standard doit répondre aux besoins et contraintes de l'opérateur. La compatibilité d'un standard dans un autre contexte chez un autre opérateur peut présenter des incompatibilités et des risques. Par exemple :

Développer la technologie Linky d'ENEDIS sur les standards de raccordement de l'ONEE sans sécuriser les installations dégraderait fortement le taux PNT de cet opérateur.

Les réseaux hautement sécurisés d'ENERGISA, sans réseau BT, ne sont d'aucune utilité chez les opérateurs européens.

La relève

La télérelève est une tendance qui se généralise pour les contrats à post-paiement.

Si ENEDIS a définitivement abandonné la relève physique en adoptant le compteur communicant, d'autres opérateurs ont fait des choix différents :

ENERGISA a généralisé le compteur communicant pour ses gros clients BT et HTA ainsi que pour les zones à risque PNT. Des compteurs de nouvelles génération, évolutifs à terme vers la télérelève sont cependant installés à l'occasion de nouveaux raccordements pour les clients BT résidentiels.

L'ONEE a généralisé le compteur communicant pour ses gros clients BT et HTA mais continue de les relever manuellement.

Chez EDM, le compteur à prépaiement avec un display déporté présente quant à lui de nombreux avantages pour peu que le compteur ne soit pas accessible au client.

Réduction des coûts opérationnels (relève, facturation, coupure, ...),

Contrôles des installations est simplifiés et leur fréquence réduite.

La maintenance des installations

La maintenance préventive a un coût et il est normal pour un opérateur de prioriser les actions de maintenance à valeur ajoutée en qualité et rentabilité. Aussi, la priorité est principalement donnée aux réseaux amonts (HTA, puis BT).

La maintenance sur les installations de comptage est donc essentiellement corrective (dépannage ou mise à niveau imposée) chez les opérateurs de ce benchmark.

Pour autant, une maintenance conditionnelle est envisageable et réalisable selon des critères d'interventions et des degrés d'urgence clairement définis par l'opérateur.

Les données d'entrées pour alimenter cette maintenance conditionnelle sont les « remontées d'anomalies » venant des releveurs.

Dans le cas d'une généralisation du compteur à prépaiement, les anomalies sont en principes relevées dans le cadre des visites périodiques de contrôle des installations.

GLOSSAIRE

Code	Description
AD	Accompagnement Disjoncteur. Concerne la typologie des fusibles installés en amont du compteur BT.
AGDP	Appareil Général de Commande et Protection. C'est le disjoncteur principal installé en aval du compteur (dénomination ENEDIS)
AMI	Advanced Metering Infrastructure. C'est un système qui permet de gérer à distance la consommation d'électricité des clients en utilisant des compteurs intelligents et des réseaux de communication bi-directionnelle pour collecter et transmettre les données.
AMR	Automated Meter Reading : C'est une infrastructure de collecte automatisée. Elle est unidirectionnelle du client vers le fournisseur.
BT/TC	Basse-tension /Transformateur de courant. Type de comptage utilisé pour les fortes puissances en basse-tension. Le compteur mesure l'énergie à partir de transformateurs de courant raccordés sur les 3 phases.
CPL	Courant Porteur en Ligne.
DRD	Direction Régionale Distribution. C'est l'entité régionale de distribution de l'eau et de l'électricité chez ONEE/ Maroc.
EURIDIS	Les protocoles EURIDIS est un protocole mis à disposition de certains compteurs électriques afin de relever des données telles que l'énergie instantanée consommée, la puissance maximum autorisée, le dépassement de cette puissance maximum, ...
GSM	Global System for Mobile communication est une norme de seconde génération pour la téléphonie mobile.
HPC	Haut Pouvoir de Coupure. Le pouvoir de limitation est la propriété que possède un fusible à cartouche à limiter l'intensité du défaut et donc les effets électrodynamiques et thermiques du courant.
HTA	Haute-Tension catégorie A (Moyenne Tension).
INMETRO	Institut national de métrologie, de normalisation et de qualité industrielle est l'organisme de certification agréé par le gouvernement brésilien. Pour accéder au marché brésilien, les appareils électroménagers et les produits électroniques de consommation doivent obtenir la certification d'un laboratoire accrédité INMETRO, porter la mention du laboratoire ainsi que la marque INMETRO.
MERCURI	Mise En seRvice des CompteURs Industriels.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

	C'est l'outil mobile unique de programmation des compteurs industriels chez ENEDIS.
PDL	Point De Livraison.
PME-PMI	Petite et Moyenne Entreprises / Petites et Moyennes Industries.
PNT	Pertes Non Techniques.
RFR	Relève-Facturation-Recouvrement (processus commercial).
RTC	Correspond au réseau historique des téléphones fixes, dans lequel un poste d'abonné est relié à un commutateur du réseau public.
TC	Transformateur de courant. Utilisé pour les comptages indirects sur les grosses puissances en BT et en HTA.
TSP	Terminal de saisie Portable. Appareil contenant les données nécessaires à la collecte des relevés d'index sur le terrain.
UTE C-18-510	Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique établi par l'UTE (Union Technique de l'Électricité).

TABLE DES MATIERES

SYNTHESE	2
GLOSSAIRE.....	5
TABLE DES MATIERES	7
TABLE DES FIGURES.....	10
1. Contexte	12
2. L'évolution des systèmes de comptages	12
2.1. Les évolutions technologiques des comptages.....	13
2.1.1. La génération des compteurs électromécaniques	13
2.1.1. La génération des compteurs électroniques	14
2.1.2. Les compteurs communicants	14
2.2. Les nouvelles opportunités technologiques.....	16
2.2.1. L'exploitation des réseaux	16
2.2.2. La recherche de solutions adaptées au risque PNT	17
3. Les données clés des distributeurs	17
3.1. Le choix des distributeurs	17
3.1.1. ENEDIS (Groupe EDF /France).....	17
3.1.2. Groupe ENERGISA (Brésil).....	18
3.1.3. ONEE (Maroc)	20
3.1.4. Electricidade de Moçambique (Mozambique)	21
4. Les standards de matériels et raccordements utilisés.....	22
4.1. Les standards ENEDIS / France	22
4.1.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage.....	22
4.1.2. Client alimenté en BT ≤ 36 kVA.....	23
4.1.3. Client alimenté en BT > 36 KVA et ≤ 250 kVA	28
4.1.4. Client alimenté en HTA	31
4.2. Les standards ENERGISA /Brésil.....	38
4.2.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage.....	38
4.2.2. Client alimenté en BT	38
4.2.3. Client alimenté en HTA	42
4.2.4. Les standards adaptés aux risques PNT « Modéré » à « Élevé » au Brésil.....	45
4.3. Les standards ONEE /Maroc	54
4.3.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage.....	54
4.3.2. Client alimenté en BT	55

4.3.3.	Client alimenté en HTA	56
4.4.	Les standards EDM (Electricidade de Moçambique) /Mozambique	57
4.4.1.	Segmentation de la clientèle en matière de comptage.....	58
4.4.2.	Client alimenté en BT:	58
4.5.	Comparaisons des standards entre les différents distributeurs.....	62
4.5.1.	Le raccordement du point de livraison (PDL).....	62
4.5.2.	La vulnérabilité des standards face au risque PNT	64
5.	Le traitement des relevés d'index	67
5.1.	Le traitement manuel des données de relève.....	67
5.1.1.	Le traitement de la relève physique chez ENEDIS (avant la généralisation de Linky) 67	
5.1.2.	Le traitement de la relève physique chez ENERGISA	71
5.1.3.	Le traitement de la relève physique chez ONEE.....	73
5.1.4.	Le traitement de la relève physique chez EDM	74
5.2.	La télétransmission des données de relève.....	75
5.2.1.	Le traitement de la télérelève chez ENEDIS.....	75
5.3.	Comparaison de la relève des index chez les opérateurs.....	77
6.	La mise en et hors service des installations	78
6.1.	La mise en et hors service chez ENEDIS.....	78
6.1.1.	Clients < 36 kVA.....	78
6.1.2.	Mise en service de clients BT > 36 kVA et clients HTA.....	78
6.2.	La mise en et hors service chez ONEE	79
7.	Le processus de facturation / Recouvrement	80
7.1.	ENEDIS.....	80
7.1.1.	La facturation	80
7.1.2.	Le recouvrement.....	80
7.2.	ENERGISA	81
7.2.1.	La facturation	81
7.2.2.	Le recouvrement.....	81
7.3.	ONEE	81
7.3.1.	La facturation	81
7.3.2.	Le recouvrement.....	82
7.4.	EDM.....	82
7.5.	Comparaison des Distributeurs sur la facturation et le recouvrement.....	84
7.5.1.	Le recouvrement.....	84
8.	Maintenance et politique de renouvellement	84

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

8.1.	Le dépannage des installations de branchements	84
8.1.1.	ENEDIS.....	84
8.1.2.	ONEE	85
8.2.	Maintenance préventive et mise à niveau des installations.....	85
8.2.1.	ENEDIS.....	85
8.2.2.	ENERGISA	86
8.2.3.	ONEE	86
8.2.4.	EDM.....	87
8.2.5.	Remarques générales sur la maintenance des installations de comptage.....	87
	Annexe 1 – Exemple de carte Autorelevé « Carte T »	89
	Annexe 2 – Attestation de conformité CONSUEL	90
	Annexe 3 : Fluxogramme – Procédure de raccordement de clients BT 36 à 250 kVA.....	96
	Annexe 4 : Fluxogramme – Procédure de raccordement de clients BT 1 à 50 kV.....	98

TABLE DES FIGURES

Figure 1- Segmentation des clients ENEDIS	22
Figure 2- Sécurisation du coffret BT ENEDIS	26
Figure 3- ENEDIS- Limite d'accès aux comptages BT <36kVA	26
Figure 4- ENEDIS Raccordement d'un branchement BT> 36kVA Cas N°1	28
Figure 5- ENEDIS Raccordement d'un branchement BT > 36 kVA / Cas N°2.....	29
Figure 6 -ENEDIS Exemple de branchement BT > 36 kVA	29
Figure 7- ENEDIS Détermination des TC et fusibles HPC par palier de puissance.....	30
Figure 8- ENEDIS Dimensionnement des câbles de branchement par puissance souscrite	30
Figure 9- ENEDIS Schéma installation HTA avec comptage sur la HTA	34
Figure 10- ENEDIS Poste client HTA avec comptage HTA / Droits d'accès.....	35
Figure 11- ENEDIS Schéma Installation HTA avec comptage sur la BT	36
Figure 12- ENEDIS Client HTA avec comptage en BT / Droits d'accès (cas 1).....	37
Figure 13- ENEDIS Client HTA avec comptage en BT / Droits d'accès (cas 2).....	37
Figure 14- Segmentation des clients ENERGISA.....	38
Figure 15- ENERGISA Limite d'accès aux comptages BT	38
Figure 16- ENERGISA Standard de raccordement BT conventionnel.....	40
Figure 17- ENERGISA Standard de raccordement BT conventionnel / Collectif.....	41
Figure 18- ENERGISA Standard de raccordement HTA conventionnel.....	42
Figure 19- ENERGISA Schéma de raccordement d'un poste client HTA.....	44
Figure 20- ENERGISA Standard de raccordement BT sur zones à risque PNT modéré	47
Figure 21- ENERGISA Standard de communication sur zone à haut risque de fraude.....	48
Figure 22- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / schéma sans réseau BT.....	49
Figure 23- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / schéma avec réseau BT sécurisé.....	50
Figure 24- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / exemple de structures	50
Figure 25- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / exemple de structures	51
Figure 26- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / les compteurs.....	52
Figure 27- ENERGISA Comptage HTA sécurisé.....	53
Figure 28- Segmentation des clients ONEE.....	54
Figure 29- ONEE Limite d'accès aux comptages BT	55
Figure 30- ONEE Exemple de coffret de raccordement BT	55
Figure 31- ONEE Branchement BT - Anomalies	56
Figure 32- ONEE Schéma de raccordement d'un client HTA avec comptage sur la BT.....	57
Figure 33- ONEE Schéma de raccordement d'un client HTA avec comptage sur la HTA.....	57
Figure 34- Segmentation des clients EDM	58
Figure 35- EDM Limite d'accès aux comptages BT conventionnels	59
Figure 36- EDM Limite d'accès aux comptages BT sécurisés.....	59
Figure 37- EDM Comptage BT à prépaiement conventionnel.....	60
Figure 38- EDM Comptage BT à prépaiement en collectif	60
Figure 39- EDM Comptage BT à prépaiement sécurisé	61
Figure 40- EDM Détail du compteur à prépaiement.....	61
Figure 41- Fonctionnalité du CCPI	62
Figure 42- ENEDIS Evolution des outils de relève	68

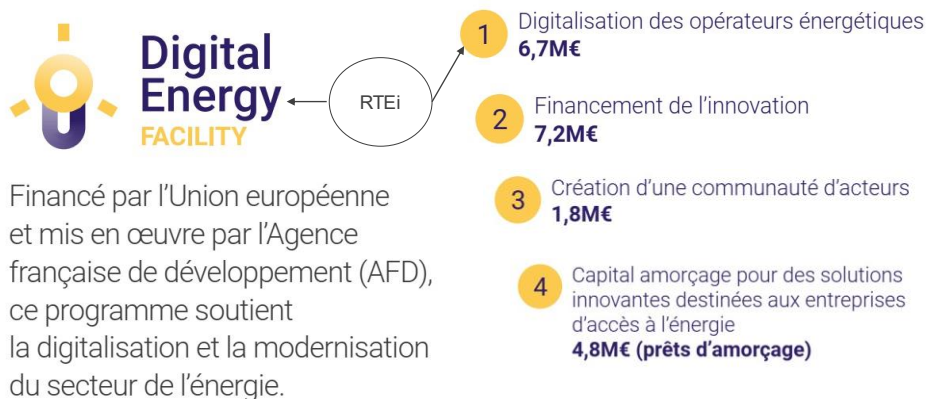
Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

Figure 43- ENEDIS Architecture de relève	69
Figure 44- ENEDIS Cycle de relève-facturation	69
Figure 45- ENERGISA présentation de la facture au moment de la relève.....	72
Figure 46- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève Linky	75
Figure 47- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève (client BT >36 kVA)	76
Figure 48- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève (client HTA)	76

1. CONTEXTE

La Digital Facility Energy (DEF), est un programme portant sur la prise en compte de la digitalisation pour l'amélioration l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique, de l'accès à l'énergie électrique, et des performances des sociétés d'électricité tout en réduisant les pertes techniques et commerciales. Ce programme est financé par l'Union européenne et mis en œuvre par l'Agence Française de Développement.

RAPPELS SUR LA DEF ET SES QUATRE COMPOSANTES



RTE international a été mandaté par l'Agence Française de Développement pour travailler sur la composante 1b. Cette composante vise à renforcer les capacités des sociétés d'électricité en matière de numérisation.

Dans cet optique, trois thématiques ont été définis :

- Commun,
- Télécommunication,
- Client.

La prestation demandée par ces termes de référence s'inscrit dans un des trois ateliers.

2. L'EVOLUTION DES SYSTEMES DE COMPTAGES

Le rôle du compteur d'énergie électrique a évolué au fil des ans. Si à l'origine son but était de mettre les index à disposition du distributeur pour facturer l'énergie consommée par ses clients, il est aujourd'hui également une composante « Smartgrid » essentielle du système de distribution dans le domaine BT, tant pour garantir la qualité de fourniture de l'électricité que pour contribuer à la recherche de pannes sur le réseau.

Des solutions technologiques visant à mieux contrôler le risque PNT sur les matériels de comptage et sur les outils de gestion commerciale ont également été développées ces vingt dernières années.

Du simple contrôle des scellés sur le compteur, le distributeur dispose aujourd'hui d'outils de surveillance « online » des installations.

L'analyse des variations de consommations des clients est aujourd'hui complétée de criblages paramétrés précis. Une balance énergétique permet par ailleurs de suivre le taux de pertes globales sur les zones à risque.




2.1. Les évolutions technologiques des comptages

Le développement des compteurs électroniques dans les années 90 a initié un changement majeur dans l'évolution du réseau en permettant la décentralisation massive de l'intelligence. Couplés à un système de télérelève, ces compteurs devenus économiquement compétitifs avec les compteurs électromécaniques classiques offrent en plus un potentiel de fonctions nouvelles considérable : relevé des compteurs à distance, télé programmation du comptage, changement de tarif en temps quasi réel, information sur les caractéristiques du point de livraison (tenue de tension, qualité...), nouveaux services au client.



Entre les années 90 et 2000, de nombreuses expérimentations ont été engagées sans pourtant déboucher sur une industrialisation de masse du fait du poids des investissements nécessaires et de l'incertitude des bénéfices. Les compteurs intelligents constituaient ainsi la première opportunité d'introduire des fonctions évoluées en aval du réseau HTA. Ils nécessitaient également le déploiement d'un système de communication entre tous les points de livraison équipés et un site central de traitement de l'information.

Un des challenges techniques qui devra être maîtrisé sera celui de la cohabitation entre des équipements électrotechniques de longue durée de vie (30 à 40 ans) avec des systèmes électroniques, de télécommunications et informatiques dont la durée de vie n'excédera pas 5 à 10 ans. Cette durée de vie devra d'ailleurs bien être prise en compte dans les études de rentabilité.

2.1.1. La génération des compteurs électromécaniques

<p>Le compteur à aiguilles</p> 	<p>Utilisé depuis les années 30 jusqu'aux années 60 chez ENEDIS.</p>
<p>Le compteur à roues</p>  <p>années 60</p>  <p>actuel</p>	<p>Remplace le compteur à aiguilles à partir des années 60. Une option à double cadran permet de souscrire un abonnement double-tarif heures pleines/heures creuses (EDF).</p> <p>Ce compteur est toujours installé dans de nombreux pays compte-tenu de son faible coût.</p>

2.1.1. La génération des compteurs électroniques

<p>Compteur BT</p>  <p>début des années 1990</p>	<p>Ce compteur intègre des fonctions de tarifications. Il mémorise également toute tentative de démontage du capot (risque PNT). Utilisé chez ENEDIS avant Linky sous l'appellation CBE (Compteur Bleu Électronique).</p>
<p>Compteur à prépaiement</p> 	<p>Les clients effectuent des paiements anticipés pour l'achat de kWh, ce qui maintient un flux de trésorerie sain pour l'entreprise (mais il est sans effet sur la réduction du risque PNT).</p> <p>Avant l'arrivée des « smartmeters », le prépaiement était réalisé à partir d'une carte rechargeable ou de codes à insérer. Le prépaiement n'est pas utilisé en France à ce jour. Au Brésil, il n'est pas autorisé par le Régulateur malgré de fortes demandes des opérateurs.</p> <p>Les compteurs à prépaiement disponibles aujourd'hui sur le marché sont tous « communicants (voir ci-dessous).</p>





2.1.2. Les compteurs communicants


Le compteur communicant est équipé de technologies AMR (Automated Meter Reading) qui mesure en différé ou en temps réel la consommation. La transmission des données s'effectue par ondes radio ou par CPL au Distributeur.

Les compteurs communicants servent à produire des factures basées sur la consommation réelle, à repérer des anomalies de qualité de fourniture, des déséquilibres de charges, et facilitent le contrôle et l'accompagnement de la balance énergétique des zones à risque PNT.

Ils peuvent éventuellement informer le distributeur de microcoupures ou de pannes sur les réseaux électriques.

Si le compteur est programmable à distance et équipé d'un appareil de coupure à distance, il est dit « AMI » (Advanced Metering Infrastructure). Ces fonctions sont à la base de l'évolution des réseaux vers les réseaux intelligents (dits « smartgrids »).

<p>Compteur BT Linky (Enedis/France)</p> 	<p>Il permet de transmettre des informations à distance en utilisant la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL) pour les puissances de 3 à 36 kVA.</p> <p>Utilise la technologie AMI : les coupures et mises en service sont réalisées à distance (breaker intégré).</p>
<p>Compteur BT Pinky</p> 	<p>Le compteur Pinky est l'équivalent du compteur Linky, à ceci près qu'il se destine exclusivement aux collectivités et non aux particuliers. ENEDIS a mis au point ces compteurs communicants afin d'améliorer la gestion énergétique à l'échelle des immeubles.</p> <p>De manière générale, les informations collectées sont beaucoup plus fines que sur un compteur Linky.</p> <p>Pinky est en effet capable de connaître :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les niveaux de tension, • Les intensités du courant, • La température ambiante, • La charge des transformateurs.
<p>Compteur BT triphasé (ONEE / Maroc)</p> 	<p>Compteur communicant avec fonction AMI activable (et prévu à court terme en 2024).</p>
<p>Compteur BT à prépaiement monophasé (EDM / Mozambique)</p> 	<p>Il est équipé d'un boîtier de communication (via CPL) permettant l'accès aux index, l'achat de kWh, l'ouverture du breaker...</p> <p>Le compteur peut donc être installé séparément dans un coffret inaccessible au client.</p>

<p>Le compteur PME-PMI utilisé pour les puissances de 36 à 1250 kVA /ENEDIS</p> 	<p>Le compteur PME-PMI est le compteur communicant destiné aux installations de consommation et/ou de production d'électricité de 36 kVA jusqu'à 250 kVA.</p> <p>Le compteur PME-PMI récolte les données de consommation électrique d'une entreprise par le biais d'un modem. Celui-ci peut fonctionner grâce à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Une technologie GPRS / GSM, - Un réseau radio, - Une technologie Courant Porteur de Ligne (CPL), - Une liaison filaire, etc.
<p>Compteurs SAPHIR et ICE</p>	<p>Exclusivement pour les comptages en HTA. Les fonctionnalités sont comparables à celles du compteur PME-PMI.</p>

Un nouveau compteur d'électricité (Linky Pro) fera son apparition sur le réseau public de distribution d'électricité à partir de fin 2026. Seuls les professionnels raccordés aux réseaux basse tension (BT) et haute tension A (HTA), et dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, se verront installer un Linky Pro lors des opérations de maintenance ou de dépannage. Linky Pro sera doté d'un boîtier IP et bénéficiera de tests de cybersécurité renforcés. Il est amené à remplacer progressivement tous les types de compteurs historiques du marché d'affaires supérieur à 36 kVA : PME-PMI, Saphir et ICE.

2.2. Les nouvelles opportunités technologiques

2.2.1. L'exploitation des réseaux

Jusqu'à présent, le réseau électrique de distribution était essentiellement un réseau de puissance, simple, robuste, comportant le minimum de systèmes complexes, et dont les fonctions étaient limitées au transfert de l'énergie de l'amont, (donc du réseau de transport) vers l'aval du système électrique (donc vers les clients).

Progressivement, de nouvelles fonctions ont cependant été déployées sur les réseaux HTA : télécommandes et automatismes pour limiter les interruptions de fourniture des clients lors des incidents, systèmes de surveillance à distance du réseau... Tous ces déploiements visaient à réduire les temps de réalimentation en cas de défaut et les coûts d'interventions. Ainsi, le nombre d'interventions sur le défaut a considérablement décru du fait de l'amélioration globale des infrastructures, ce qui a conduit à réduire le nombre d'agents d'intervention, à allonger les distances d'interventions par suite des regroupements d'équipes.

La gestion à distance des équipements a constitué une réponse adaptée à cette évolution. Les équipements de téléconduite en réseau s'ajoutant à ceux déjà existant dans les postes sources ont conduit à enrichir les fonctions offertes par les SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et on a vu apparaître des outils nouveaux : DMS (Distribution Management System), EMS (Energy Management System), OMS (Outage Management System).

Et sur les réseaux BT ?

Les compteurs intelligents sur les réseaux BT ont été la première opportunité d'introduire des fonctions évoluées en aval du réseau HTA. Ils nécessitaient également le déploiement d'un système de communication entre tous les points de livraison équipés et un site central de traitement de l'information.

Tous ces développements ont fait évoluer le réseau électrique vers un système à 3 niveaux utilisés de façon conjointe et en synergie forte dans un contexte de forts développements du véhicule électrique et de la production photovoltaïque en BT :

- Un réseau de puissance traditionnel,
- Un réseau de communication entre les points clé du réseau de puissance et un système centralisé de commande et de contrôle,
- Un système de traitement et de supervision informatique.

2.2.2. La recherche de solutions adaptées au risque PNT

Le risque PNT est un souci permanent du distributeur qui doit chercher des solutions efficaces dans la durée et adaptées au risque encouru. Les technologies de compteurs contribuent bien sûr au contrôle et à la surveillance des installations, mais elles doivent être associées à des standards de raccordements sécurisés adaptés aux situations rencontrées.

Nous pouvons considérer trois principaux niveaux de risques :

Risque faible : le taux de PNT est maîtrisé / sous contrôle (en général inférieur à 4%). Pour autant, l'installation doit être sécurisée de manière préventive : pose de scellés sur le compteur et équipements en amont. C'est le concept « Contrôler pour corriger ».

Risque modéré : l'installation est entièrement sécurisée, y compris en amont du compteur. La mise en œuvre d'outils/procédures de contrôle est nécessaire. Nous sommes dans un concept « Prévenir pour empêcher ».

Risque élevé / généralisé : le développement de solutions innovantes basées sur la technologie smartmeters et des réseaux sécurisés/surveillés est incontournable. Nous sommes dans un concept « Surveiller pour empêcher ».

3. LES DONNEES CLES DES DISTRIBUTEURS

3.1. Le choix des distributeurs

Les distributeurs proposés dans ce benchmark évoluent respectivement dans des contextes très différents en termes :

- Environnementaux et économiques,
- De niveau de développement technologique et opérationnel,
- De risque PNT.

Leur approche en termes de gestion du processus Relève-Facturation-Recouvrement (RFR), de choix techniques des matériels de comptages, de gestion des risques PNT est bien entendue différente... tout comme les résultats.

3.1.1. ENEDIS (Groupe EDF /France)

Enedis (anciennement ERDF) est le gestionnaire du réseau électrique dans le cadre d'une délégation de service public. Filiale à 100 % d'EDF, l'entreprise assure 95 % de cette distribution sur le territoire français métropolitain. D'autres entreprises locales, minoritaires, assurent également cette activité.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

Nombre de clients	37,5 millions (dont 0,3 % en HTA)	
Périmètre opérationnel	95% du territoire de France continentale	
Consommation globale sur 12 mois (GWH) <small>(Source : Enedis / Bilan_Electrique_Enedis_Analyse_Mensuelle_202310)</small>	324.000	
Technologie de comptage en BT (<36 kVA)	Smartmeters (LINKY)	100% du parc de compteurs installé. Technologie AMI via CPL
Technologie de comptage en BT (>36 kVA)	Compteur électronique	Communicant
Technologie de comptage en HTA	Compteur électronique	Communicant
Taux de perte globales	5,6%	
Taux de de pertes non techniques	<3%	
Nombre d'employés	40.000	

Tableau 1- Données générales ENEDIS

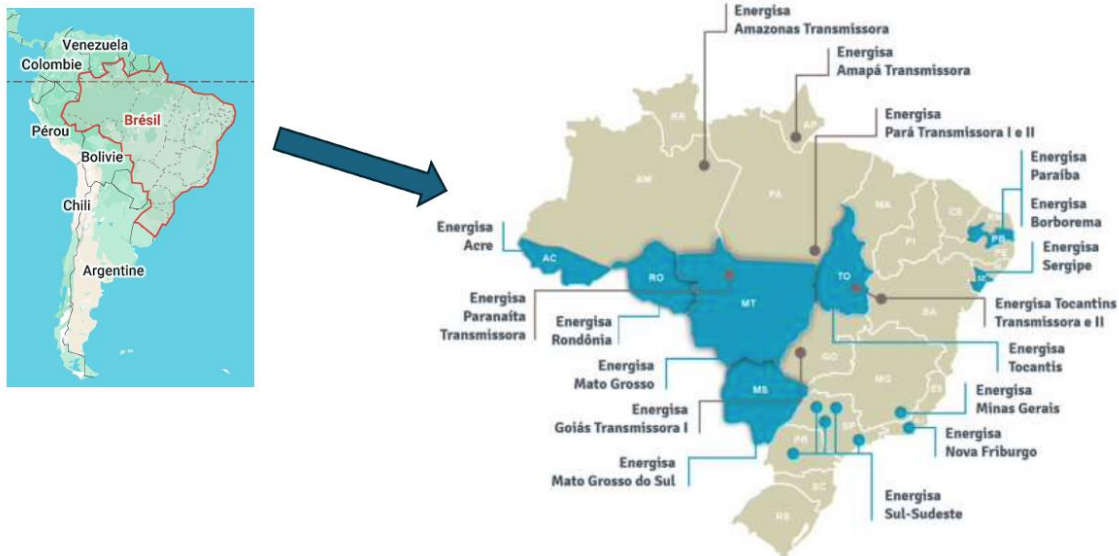
3.1.2. Groupe ENERGISA (Brésil)

Le groupe ENERGISA est une société holding qui opère dans le secteur de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation d'énergie. Il s'agit du cinquième groupe de distribution d'énergie au Brésil et du plus grand groupe privé.

L'activité principale du groupe ENERGISA est la distribution d'électricité. Il contrôle actuellement neuf distributeurs d'électricité au Brésil, dans les États de Paraíba (Energisa Paraíba), Sergipe (Energisa Sergipe), Minas Gerais (Energisa Minas Gerais), Mato Grosso (Energisa Mato Grosso), Mato Grosso do Sul (Energisa Mato Grosso do Sul), Tocantins (Energisa Tocantins), Acre (Energisa Acre), Rondônia (Energisa Rondônia), Paraná et São Paulo (Energisa Sul-Sudeste), fournissant des services à 8,4 millions de consommateurs et à une population de 20 millions d'habitants dans 862 municipalités, ce qui représente 10 % de la population brésilienne. Plus de dix mille employés directs et indirects travaillent dans ses entreprises.

Energisa dispose d'une zone de concession de 2 034 000 kilomètres carrés, soit 24% du territoire national.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage



Les principales données¹:

Nombre de clients	8,4 millions	
Dont Clients résidentiels / conventionnels	5,4 millions	
Dont Clients résidentiels / bas revenus	1,8 millions	
Périmètre opérationnel	2 034 000 kilomètres carrés, soit 24% du territoire national brésilien	
Consommation globale sur 12 mois (GWH)	43 500	
Technologie de comptage en BT	Adaptée au risque PNT	<ul style="list-style-type: none"> - Électromécanique avec installation sécurisé, - Électronique, - Comptages centralisés AMI, - ...
Technologie de comptage en HTA	Compteur électronique	Communicant
Taux de perte globales	12,6% en moyenne	Année 2023 (Voir tableau ci-dessous)
Taux de de pertes non techniques	4,5% en moyenne	
Nombre d'employés	16 000	

¹ Source : <https://ri.energisa.com.br/divulgacoes-e-resultados/central-de-resultados/>

Tableau 2 - Données générales ENERGISA

Les pertes par opérateur du groupe Energisa :

Opérateur % Energie injectée (12 mois)	Pertes techniques(%)			Pertes non techniques (%)			Pertes totales (%)		
	déc-22	sept-23	déc-23	déc-22	sept-23	déc-23	déc-22	sept-23	déc-23
EMR	8,71	8,23	8,38	-0,86	0	-0,05	7,85	8,23	8,33
ESE	7,76	7,71	7,77	2,5	2,29	2,41	10,26	10	10,17
EPB	8,18	8,2	8,22	3,66	3,66	3,78	11,84	11,87	12
EMT	8,9	8,87	8,86	4,62	5	5,23	13,52	13,88	14,09
EMS	8,67	7,9	7,95	2,75	3,79	3,52	11,42	11,69	11,47
ETO	10,52	10,25	10,01	1,07	0,91	0,99	11,59	11,16	11
ESS	5,61	5,6	5,55	0,03	0,5	0,35	5,64	6,09	5,9
ERO	8,88	8,01	7,65	13,58	13,68	14,58	22,46	21,7	22,23
EAC	9,97	9,63	9,46	4,98	4,92	5,22	14,95	14,55	14,69
Energisa Consolidée %	8,41	8,2	8,15	3,97	4,33	4,47	12,38	12,53	12,63
Energisa Consolidée - GWh	3 885,20	3 938,60	4 080,00	1 831,40	2 080,50	2 239,30	5 716,60	6 019,20	6 319,30

Au cours de la dernière décennie, le Brésil n'a guère connu d'amélioration en ce qui concerne les pertes non techniques. Depuis 2010, les taux réels sont restés proches de 15 %.

Pour autant, les opérateurs du groupe Energisa ont mis en place une organisation et des moyens techniques et opérationnels adaptés pour maintenir dans la durée un niveau très acceptable de PNT compte tenu du contexte économique et social brésilien. Cette approche sera largement commentée dans ce benchmark.

Le tableau ci-dessous présente un historique des PNT sur la période 2019 à 2023 pour l'ensemble des opérateurs du groupe :

	2019	2020	2021	2022	2023	juin-24
Pertes Non Techniques	4,23%	4,34%	4,07%	3,96%	4,47%	4,72%
Pertes Techniques	9,24%	9,38%	8,82%	8,41%	8,15%	8,22%
Pertes totales	13,48%	13,74%	12,89%	12,38%	12,63%	12,94%

3.1.3. ONEE (Maroc)

L'ONEE est née du regroupement en 2012 de l'Office National de l'Électricité (ONE) créée en 1963 et l'Office National de l'Eau Potable (ONEP).

L'ONEE, Branche Électricité, avec 9 256 collaborateurs et 7 156 517 clients (fin 2023) exerce des activités centrées sur les métiers de l'électricité : Production, Transport et Distribution de l'énergie électrique.

Premier distributeur d'électricité du pays, ses dix Directions Régionales couvraient (fin 2023) aussi bien les zones urbaines que rurales².

² Ce périmètre est appelé à évoluer en 2024, conformément aux dispositions de la loi n° 83.21 relative aux Sociétés Régionales Multiservices (SRM) qui confie la gestion des installations de distribution d'eau potable, d'électricité et d'assainissement liquide dans un périmètre territorial spécifié.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

Nombre de clients	7,2 millions	
Dont Clients / résidentiels	6,3 millions	
Dont Clients / tertiaire	0,6 millions	
Périmètre opérationnel	Territoire national	Sauf certains périmètres urbains sous concessions privées (Casablanca, Tanger, Rabat...)
Ventes sur 12 mois (GWH)	34 312	
Technologie de comptage en BT	Électromécanique et Prépaiement (électronique)	Les compteurs à prépaiement sont évolutifs (fonctions AMI intégrées).
Technologie de comptage en HTA (> 40 kVA)	Électronique	Télé relevable (mais la fonction n'est pas utilisée)
Taux de perte globales (2019)	De grands écarts en fonctions des DRD	DRD-Tanger : 34,06 DRD-Agadir : 7,92
Taux de de pertes non techniques (2019)		DRD-Tanger : >30% DRD-Agadir : <3%
Nombre d'employés	9256	

Tableau 3 - Données générales ONEE

3.1.4. Electricidade de Moçambique (Mozambique)

EDM est une entreprise publique de production, de transport, de distribution et de commercialisation d'électricité au Mozambique. Elle a été créée en 1995 à la suite de la privatisation de l'entreprise publique Electricidade de Moçambique, qui avait été créée en 1977 par le nouveau gouvernement de la République populaire du Mozambique, deux ans après l'indépendance du Mozambique.

La société est née en 1977 de la fusion de vingt-cinq unités de production et/ou de distribution dispersées dans tout le Mozambique.

Nombre de clients	3,2 millions													
Périmètre opérationnel	100% du territoire	46% de la population est raccordé au réseau d'électricité.												
Ventes sur 12 mois (GWH)	6 848 (dont export : 1900 GWH)	Réparties comme suit : <table border="1"> <tr> <td>Particulier</td> <td>44.9%</td> </tr> <tr> <td>Industrie</td> <td>37.5%</td> </tr> <tr> <td>Commercial</td> <td>15.0%</td> </tr> <tr> <td>Agriculture</td> <td>0.9%</td> </tr> <tr> <td>Éclairage public</td> <td>1.4%</td> </tr> <tr> <td>Consommation EDM</td> <td>0.2%</td> </tr> </table>	Particulier	44.9%	Industrie	37.5%	Commercial	15.0%	Agriculture	0.9%	Éclairage public	1.4%	Consommation EDM	0.2%
Particulier	44.9%													
Industrie	37.5%													
Commercial	15.0%													
Agriculture	0.9%													
Éclairage public	1.4%													
Consommation EDM	0.2%													
Technologie de comptage en BT	Prépaiement (électronique)	Les compteurs à prépaiement sont évolutifs (fonctions AMI)												

		intégrées), mais les infrastructures de communication n'ont pas été développées.
Taux de perte globales	26%	
Nombre d'employés	4 100	

Tableau 4 - Données générales EDM

Source: EDM / relatorios e contas- annual report 2023

4. LES STANDARDS DE MATERIELS ET RACCORDEMENTS UTILISES

4.1. Les standards ENEDIS / France

4.1.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage

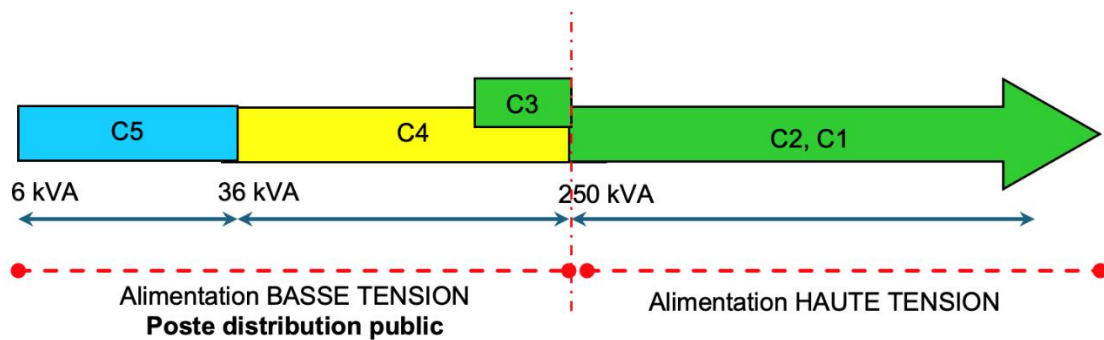


Figure 1- Segmentation des clients ENEDIS

Le tableau suivant précise les compteurs devant équiper tout Dispositif de Comptage en soutirage.

Domaine de tension du point de livraison	Puissance maximale	Fréquence minimale de transmission des données	Compteurs de référence	Transformateurs de mesures
HTA	C2 : >250 kW	Mensuelle	Saphir, ICE-2Q ou PME-PMI	TC et TT le cas échéant
BT	C3 : <250 kW	Mensuelle	PME-PMI	TC
BT	>36 kVA	Mensuelle	PME-PMI	TC
	19 à 36 kVA	Bimestrielle	Linky triphasé	
		Semestrielle	CBE triphasé (*)	
	1 à 18kVA	Bimestrielle	Linky monophasé ou triphasé	
Semestrielle		CBE monophasé ou triphasé (*)		

(*) : avant généralisation de Linky

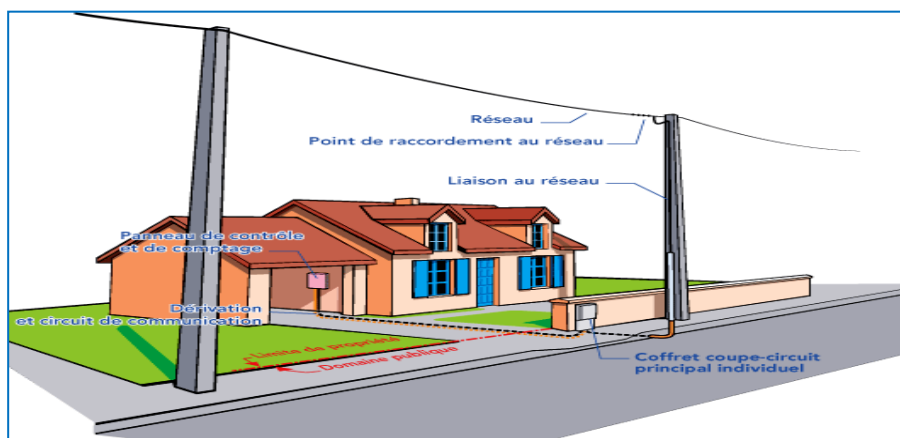
4.1.2. Client alimenté en BT \leq 36 kVA

Le comptage est direct et propriété d'Enedis. Il est posé dans un coffret avec des fusibles AD dans les logements individuels et sur des tableaux dans les immeubles collectifs.

Le Dispositif de Comptage de référence effectue la mesure et enregistre les données relatives à l'énergie active injectée ou soutirée (exprimée en kWh).

Le comptage permet la lecture des énergies consommées sur plusieurs cadrans ou affichage selon le contrat souscrit (deux cadrans pour les heures creuses).

Le compteur est associé à un disjoncteur propriété d'ENEDIS plombé et qui est réglé à la valeur de la puissance souscrite par le client. Ce disjoncteur dispose d'une fonction différentielle 500 mA pour la protection des défauts phase-terre de l'installation du client.



4.1.2.1. Branchement à puissance limitée

Pour une installation en BT de puissance souscrite entre 3 et 36 kVA, la limitation de la puissance est effectuée soit par le « breaker » intégré au compteur Linky, soit au moyen d'un disjoncteur propriété d'ENEDIS, sur les installations avant Linky.

Le point de livraison se trouve aux bornes aval de l'appareil général de commande et de protection (AGCP / Disjoncteur), placé chez l'utilisateur.

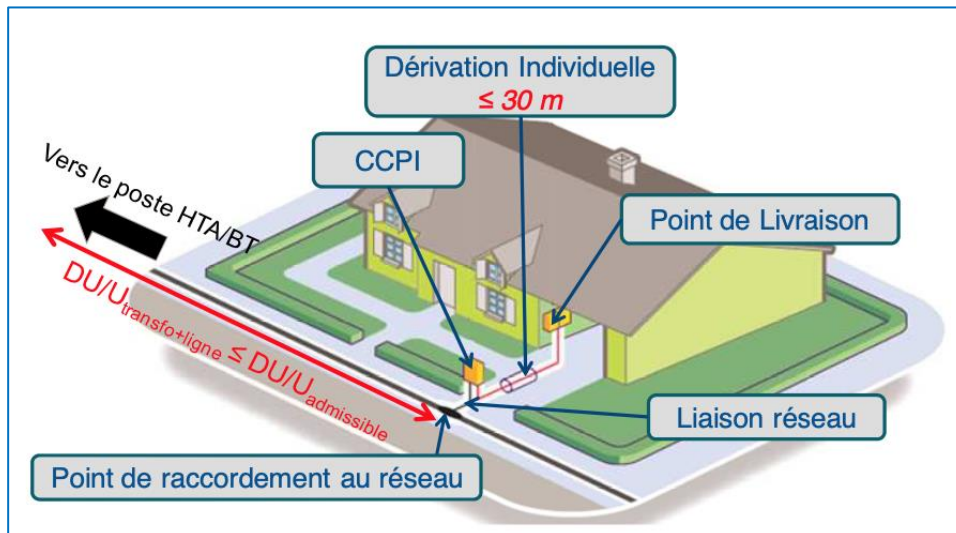
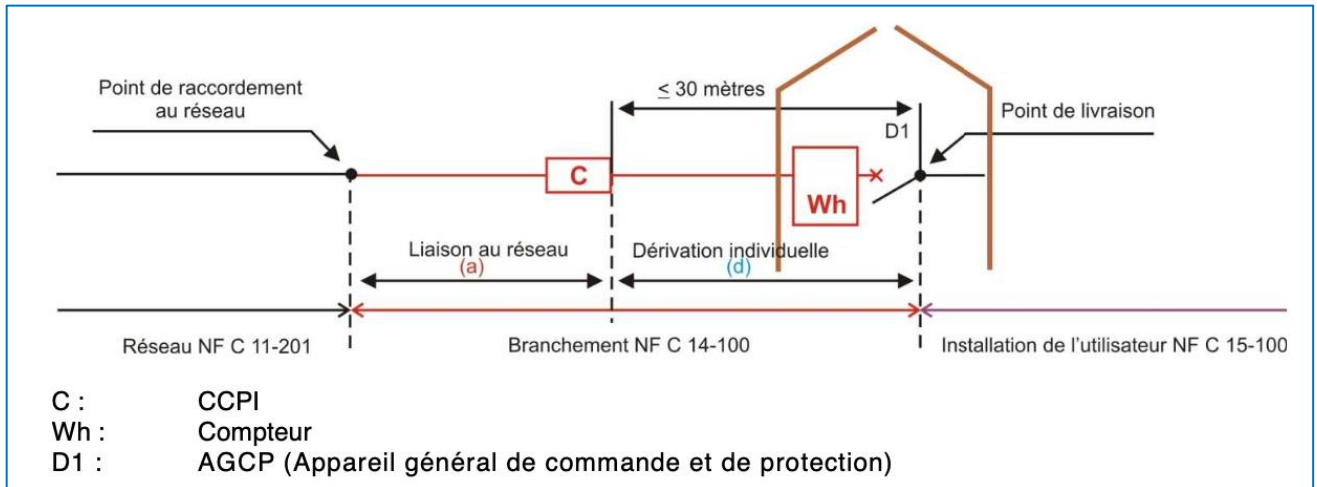
Pour les branchements individuels à puissance limitée la longueur de la dérivation individuelle entre le coupe-circuit principal individuel (CCPI) et le point de livraison ne doit pas dépasser 30 mètres.

Cette limite conduit à définir deux types de branchements individuels à puissance limitée.

- Schéma électrique d'un branchement de type 1

La disposition des lieux permet de placer le point de livraison dans les locaux de l'utilisateur sans que la longueur de la dérivation individuelle excède 30 mètres. La figure ci-après illustre cette situation.

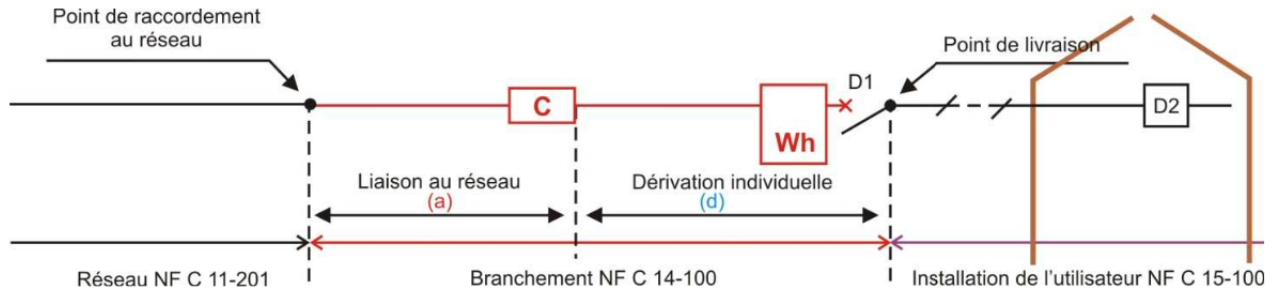
Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage



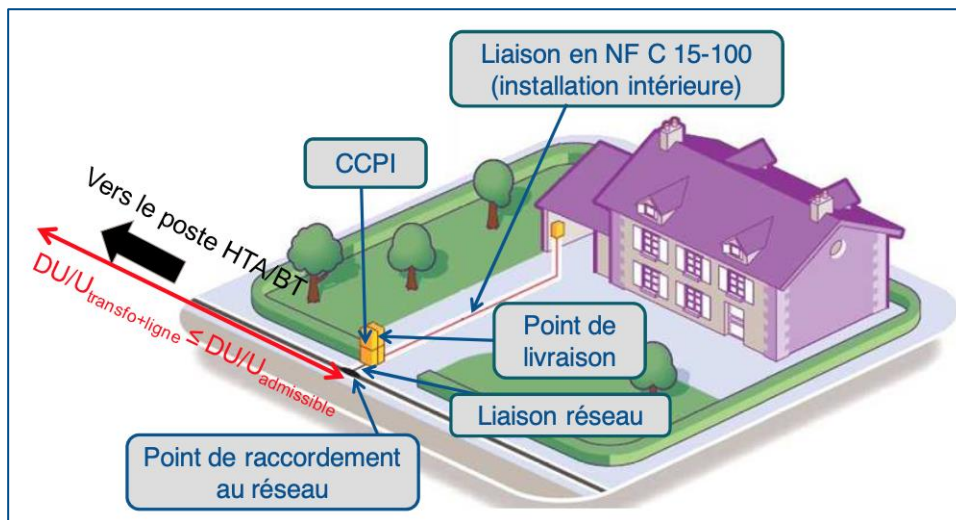
- Schéma électrique d'un branchement de type 2

La disposition des lieux ne permet pas d'installer l'AGCP (D1) dans les locaux de l'utilisateur ; ce dernier est alors placé en général à proximité du CCPI et un dispositif D2 est installé dans les locaux de l'utilisateur afin d'assurer la coupure d'urgence et le sectionnement. La figure ci-après illustre cette situation.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage



- C : CCPI
Wh : Compteur
D1 : AGCP (Appareil général de commande et de protection)
D2 : Dispositif assurant la coupure d'urgence et le sectionnement



4.1.2.2. Sécurisation du panneau de comptage

L'installation des matériels et le câblage sont réalisés de sorte à :

- Minimiser le risque électrique pour les tiers,
- Réduire et contrôler le risque PNT suite à manipulation frauduleuse sur l'installation.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

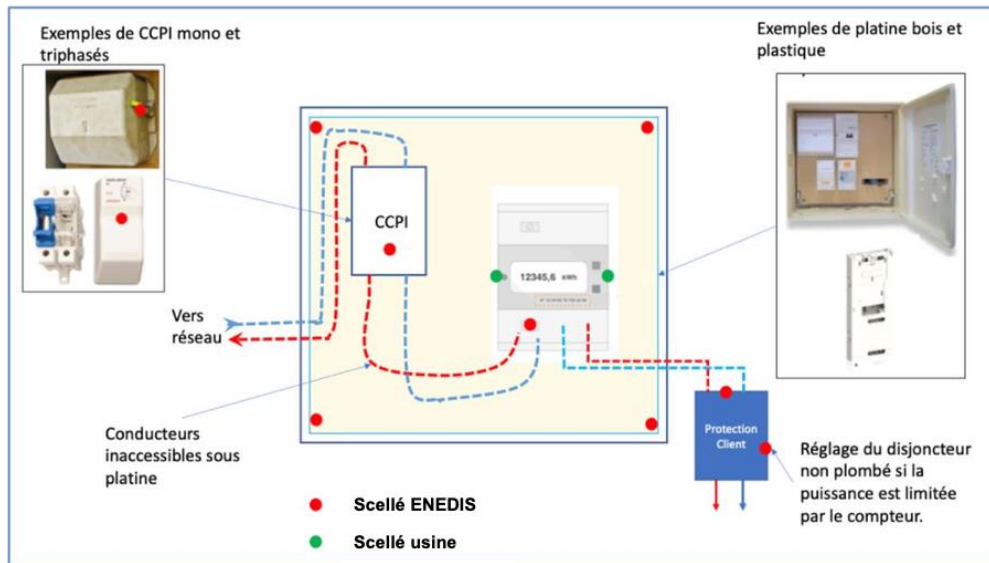


Figure 2- Sécurisation du coffret BT ENEDIS

On peut alors visualiser les limites d'accès aux installations à partir du schéma suivant :

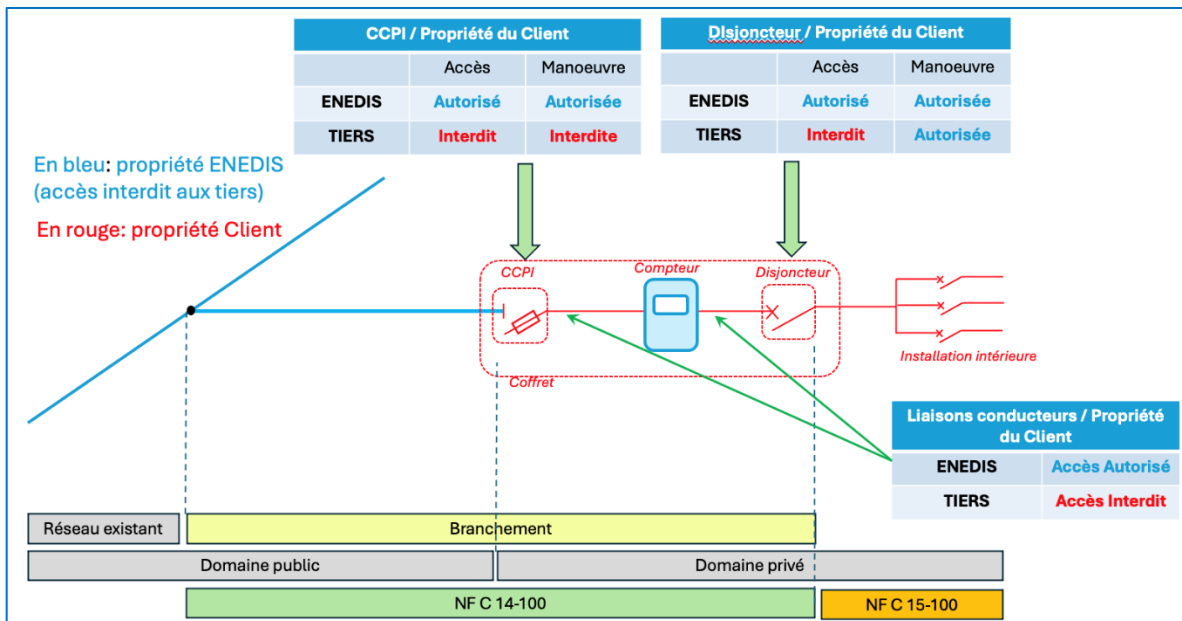


Figure 3- ENEDIS- Limite d'accès aux comptages BT <36kVA

4.1.2.3. Le réglage du disjoncteur en fonction de la puissance souscrite (paliers des puissances standardisées)

Le compteur est associé à un disjoncteur propriété Enedis plombé et qui est réglé à la valeur de la puissance souscrite par le client. Ce disjoncteur dispose d'une fonction différentielle 500 mA pour la protection des défauts phase-terre de l'installation du client.

La structure du prix payé par le client est fonction en partie de la puissance souscrite se décompose en deux parts :

Une part fixe, qui correspond à un abonnement, exprimé en € par an. Son montant est variable en fonction de la puissance souscrite par le client (exprimée en kVA),

Une part variable, correspondant au volume d'énergie consommée (ainsi que les taxes).

Le réglage du disjoncteur est défini selon le tableau suivant :

Abonnement	Monophasé		Triphasé	
	Disjoncteur	Réglage	Disjoncteur	Réglage
3 kVA	15 / 45	15 A	-	-
6 kVA	15 / 45 30 / 60	30 A	10 / 30	10 A
9 kVA	15 / 45 30 / 60	45 A	10 / 30	15 A
12 kVA	30 / 60 60 / 90	60 A	10 / 30	20 A
15 kVA	60 / 90	75 A	10 / 30	25 A
18 kVA	60 / 90	90 A	10 / 30 30 / 60	30 A
24 kVA	-	-	30 / 60	40 A
30 kVA	-	-	30 / 60	50 A
36 kVA	-	-	30 / 60	60 A

Par exemple, pour un client souscrivant un abonnement monophasé de 9 KVA, le disjoncteur sera réglé sur 45A.

Si le client est alimenté en triphasé pour la même puissance souscrite, le disjoncteur sera réglé sur 15A (15A x 3 phases = 45A).

Le tableau ci-après indique, pour une intensité assignée au disjoncteur, le calibre du fusible AD qui doit être installé dans le CCPI se trouvant en amont du compteur.

Branchement	Réglage du disjoncteur	Intensité assignée au disjoncteur	Fusible AD associé
Monophasé	15/30/45 A	45 A	45 A
	30/45/60 A	60 A	60 A
	60/75/90 A	90 A	90 A
Triphasé	10/15/20/25/30 A	30 A	45 A
	30/40/50/60 A	60 A	60 A

Les cartouches fusibles AD sont utilisées en accompagnement du disjoncteur installé sur la dérivation individuelle d'un branchement. Elles réalisent la coupure pour les courants de court-circuit élevés et ménagent ainsi la durée de vie du disjoncteur associé, qui n'est pas sollicité jusqu'à ses limites.

4.1.3. Client alimenté en BT > 36 KVA et <= 250kVA

Propriété d'ENEDIS et posé dans un coffret avec sectionneur, le comptage est sur réducteur (Transformateur de courant / TC). Le point de livraison se trouve aux bornes aval du sectionneur.

C'est un branchement à puissance surveillée en kVA. Il facture :

La puissance souscrite en kVA,

L'énergie active consommée,

Les dépassements de puissance apparente (moyennés 5 minutes, glissant 1minute).

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

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

Le seul compteur de référence utilisé dans ce cas est le compteur PME-PMI.

Les compteurs sont télérelevés par CPL, RTC ou GSM.

4.1.3.1. Les différents principes de raccordement d'un branchement BT > 36 kVA

Le comptage est sur réducteur (BT/TC), il est posé dans un coffret avec sectionneur, il est la propriété d'ENEDIS.

Raccordement sur réseau BT existant

Pour un palier de puissance de 36 à 120 kVA (100 à 200A), le raccordement est réalisé « plein câble » sur le réseau BT existant (cas n°1).

Le coffret intègre un appareil de sectionnement et de protection amont (maximum 200A).

Le coffret est placé en limite de propriété pour des facilités d'accès et de contrôle.

Il existe une variante de ce raccordement (avec interrupteur intégré). Dans ce cas, un CCPI avec fonction de sectionnement/protection est installé en limite de propriété.

Cas N°1

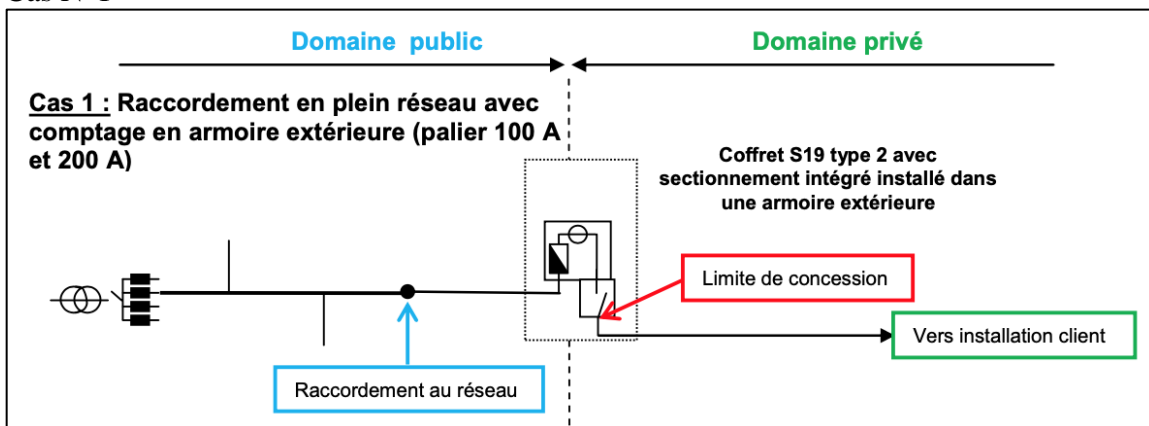


Figure 4- ENEDIS Raccordement d'un branchement BT > 36kVA Cas N°1

Raccordement sur un départ BT direct (départ dédié)

Si la puissance du branchement est susceptible d'évoluer à terme vers le palier 400A, le raccordement est réalisé aux bornes du poste HTA/BT avec un départ BT dédié et des barrettes de sectionnement sont installées en lieu et place des fusibles HPC.

Comme pour le cas n°1, il existe une variante avec le coffret installé dans un local utilisateur. La pose d'un CCPI en limite de propriété avec barrettes de sectionnement est réalisée en limite de propriété.

Cas N°2

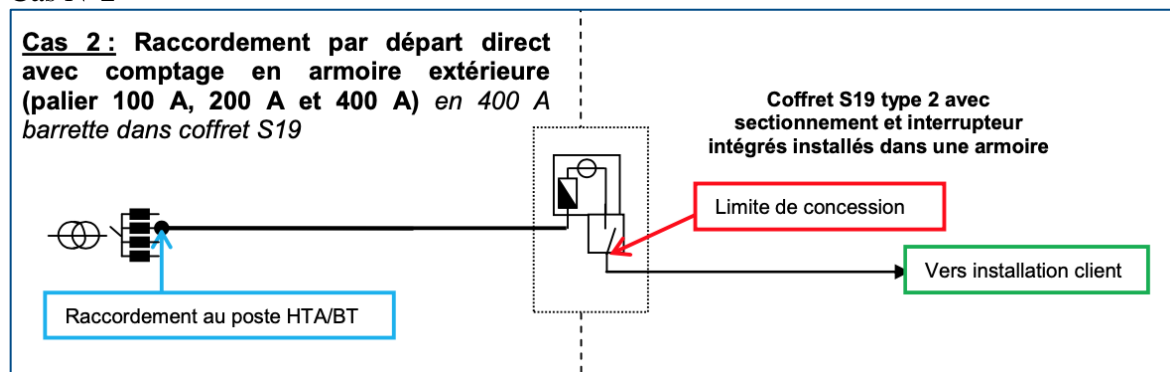


Figure 5- ENEDIS Raccordement d'un branchement BT > 36 kVA / Cas N°2

Exemple de coffret S19 équipé :



Figure 6 -ENEDIS Exemple de branchement BT > 36 kVA

4.1.3.2. Le dimensionnement des installations

Le dimensionnement des réseaux et branchements alimentant les clients à puissance surveillée (Puissance de raccordement en BT supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA) se fait dans le cadre de cohérence suivant :

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

Tableau de détermination des transformateurs de courant et des fusibles HPC																												
Palier de puissance en kVA		37	42	48	54	59	60	66	72	78	84	90	96	102	108	119	120	126	132	144	156	168	180	192	204	216	228	240
Dimensionnement du branchement		100 A					200 A										400 A											
Sélection pour une platine TC tri-rapport	100 / 5	Valeur préconisée					Valeur possible										Non autorisé											
	200 / 5	Non autorisé					Valeur préconisée										Valeur possible											
	500 / 5	Non autorisé					Valeur possible										Valeur préconisée											
TC de coffret 100 A		Valeur préconisée					Valeur possible										Non autorisé											
Dispositif de sectionnement / protection	Fonction	Protection					Protection										Sectionnement											
	Equipement	Fusible HPC100A Taille 00 (*)					Fusible HPC 200 A taille 2										Barrette de sectionnement taille 2											
Départ BT du poste HTA / BT	Equipement du départ BT	Fusible HPC 200 A minimum					Fusible HPC 400 A										Fusible HPC 400 A											

Sélection pour une platine TC tri-rapport	Valeur préconisée	Valeur possible		Non autorisé	
	Valeur possible	Valeur préconisée		Non autorisé	
	Non autorisé	Valeur possible		Valeur préconisée	

Figure 7- ENEDIS Détermination des TC et fusibles HPC par palier de puissance

4.1.3.3. Le raccordement et la coordination des protections

Le tableau ci-dessous détaille la relation entre les puissances souscrites, le dimensionnement du câble de branchement et le calibre des fusibles à associer.

	PUISSANCES SOUSCRITES EN kVA																											
	42	48	54	60	66	72	78	84	90	96	102	108	120	126	132	144	156	168	180	192	204	216	228	240				
Intensité	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	200	210	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400				
Plage de puissance	36 à 59 kVA			60 à 119 kVA									120 à 250 kVA															
Dimensionnement du branchement	100 A			200 A									400 A															
Souterrain Alu C33-210																												
50 mm ²	Valeur préconisée			Valeur possible									Non autorisé															
95 mm ²	Valeur possible			Valeur préconisée									Non autorisé															
150 mm ²	Valeur possible			Valeur préconisée									Non autorisé															
240 mm ²	Valeur possible			Valeur préconisée									Non autorisé															
Aérien Torsadé C33-209																												
70 mm ²	Valeur possible			Valeur préconisée									Non autorisé															
150 mm ²	Valeur possible			Valeur préconisée									Non autorisé															
Coffret CC limite propriété	Fusibles HPC 125A			Fusibles HPC 200 A									Barettes de sectionnement 400 A															
Raccordement	En réseau												Direct depuis le poste															
Fusibles HPC du départ BT du poste	400 A												400 A															

Valeur préconisée	Valeur possible		Non autorisé	
Valeur possible	Valeur préconisée		Non autorisé	

Nota : on peut accepter des fusibles 125 A sur les coffrets en 200 A et 400 A, utilisés au palier 100 A. (interdit sur les coffrets spécifiques 100A)

Figure 8- ENEDIS Dimensionnement des câbles de branchement par puissance souscrite

4.1.4. Client alimenté en HTA

Le client est raccordé sur un poste HTA/BT dont il est propriétaire.

ENEDIS distingue deux types de modes de comptage :

Selon la puissance du client,

Selon le nombre de transformateurs utilisés.

L'armoire de comptage et le compteur appartiennent à ENEDIS :

Les transformateurs de mesures de tension et de courant sont fournis par le client selon une liste des transformateurs de mesures autorisés d'emploi,

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

4.1.4.1. Les comptages utilisés en courbe de mesure

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

L'énergie active soutirée ou injectée au réseau est exprimée sous forme d'index et formulée en kWh. Elle est également enregistrée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kW et calculées pour chaque pas de temps 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 enregistrées dans le compteur. L'ensemble de ces valeurs est appelé courbe de mesure du Site.

L'énergie réactive soutirée ou injectée au réseau est enregistrée sous forme d'index et formulée en kVARh. Pour certains compteurs (types SAPHIR, ICE-4Q et PME-PMI), elle est également enregistrée sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de puissances moyennes formulées en kVA et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes.

La tension de fourniture au Point de Livraison est un enregistrement effectué uniquement par les compteurs de types SAPHIR et ICE-4Q. Il est réalisé sous forme de courbe de mesure composée d'un ensemble de tensions moyennes formulées en Volt et calculées pour chaque pas de temps d'une durée usuellement fixée à 10 minutes.

4.1.4.2. Les comptages utilisés en index

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

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

A l'énergie active soutirée ou injectée, qui est exprimée en kWh et dont les valeurs des énergies actives sont déterminées par les index d'énergie active du Dispositif de Comptage dans les différentes classes temporelles du tarif réseau (consommateur et producteur) et du tarif de fourniture (consommateur),

A la puissance active, exprimée en kW,

A l'énergie réactive soutirée ou injectée, qui est exprimée en kVARh et enregistrée sous forme d'index.

Le contrôle du respect de la puissance souscrite en soutirage, et de la puissance de raccordement en injection, dans les différentes classes temporelles est assuré par le Dispositif de Comptage

au moyen d'une mesure de la puissance active à période d'intégration de dix minutes (valeur usuelle).

4.1.4.3. Les limites normatives

Plusieurs limites coexistent entre les normes applicables aux matériels de distribution d'énergie électrique des installations privées. Elles permettent de définir notamment les rôles et responsabilités de chaque acteur.

Limites de l'installation raccordée

La limite amont du point de livraison (AM)

- Quel que soit le type de comptage (HTA ou BT), la limite entre le poste de livraison client et le Réseau Public de Distribution est située au niveau du point de raccordement au Réseau Public de Distribution HTA (extrémités de raccordement du câble HTA au tableau HTA, amont des chaînes d'ancrage de la ligne aérienne, ...).

La limite aval du point de livraison (AV)

- La limite entre le poste de livraison client et l'installation intérieure du client est située au niveau de l'organe de sectionnement « S » situé en aval du dispositif de comptage du point de livraison. Cet organe/dispositif de sectionnement obligatoire permet de séparer électriquement l'installation client afin de permettre aux intervenants de réaliser les opérations hors tension selon les règles de sécurité imposées par l'UTE C 18-510.

Limite de propriété de l'installation raccordée

Les limites de propriété entre le gestionnaire du Réseau Public de Distribution Enedis et le client privé coïncident généralement avec les limites d'installation précitées. Dès lors, il appartient :

- Au propriétaire du poste d'assurer la prise en charge des coûts d'entretien jusqu'à la fin de la durée de vie du poste. À ce titre, toute modification des dispositions initiales du poste de livraison client doit être soumise pour approbation au gestionnaire du réseau public de distribution,
- Au gestionnaire du Réseau Public de Distribution Enedis de supporter le coût de toute modification /mise en conformité des ouvrages en concession (article 10 du cahier des charges de concession).

Limites d'exploitation

Enedis assure l'exploitation des ouvrages dont il a la concession en application des dispositions du cahier des charges de concession. La convention d'exploitation, signée par les parties, fixe pour chaque poste de livraison les règles d'exploitation de l'ouvrage à respecter et notamment les points de limitation d'accès résumés ci-après pour lesquels Enedis doit disposer d'un droit d'accès libre et permanent (24h/24) au poste pour :

Réaliser des manœuvres ou des accès sur la ou les unités fonctionnelles d'alimentation du poste (unité(s) d'arrivée interrupteur ou disjoncteur) dont il a la manœuvre exclusive,

Intervenir sur le dispositif de comptage, y compris :

- Le dispositif de sectionnement aval, les Transformateurs de Courant et de Tension,
- Les protections (contrôle du bon fonctionnement des relais).

Le chef d'établissement exploitant du poste n'a accès aux équipements ci-dessus qu'en présence du gestionnaire du Réseau Public de Distribution.

Cette limitation d'accès est réalisée par :

Des cadenas et/ou scellés de condamnation pour des raisons d'exploitation. Ils sont généralement présents notamment au niveau de(s) organe(s) de commande (manuelle et/ou électrique) des unités fonctionnelles HTA d'alimentation du poste constituant les appareils de sectionnement Haute Tension, des dispositifs de protection et de découplage,

Des cadenas et/ou scellés pour des raisons de sécurisation du dispositif de comptage. Ils sont généralement posés sur :

- **Le(s) organe(s) de commande de l'unité fonctionnelle HTA « Transformateurs de Tension »,**
- **Sur les portes/capots d'accès aux TC-HTA ou TC-BT,**
- **Sur le compartiment BT de l'unité TT (Transformateur de Tension),**
- **Sur les matériels du dispositif de comptage.**

Même si le client n'a pas accès aux valeurs de réglages des protections associées à son organe de protection générale (disjoncteur, interrupteur fusibles combinés, ...), la commande d'ouverture et de fermeture de cet appareil reste en permanence accessible au chef d'établissement exploitant du poste de livraison.

Ce dernier assure en outre, l'exploitation et l'entretien des installations électriques intérieures privées dont il a l'usage.

4.1.4.4. Les différents principes de raccordement d'un branchement en HTA (>250 kVA)

En règle générale, le comptage à Haute Tension (HTA) est réservé aux installations dont la puissance est supérieure à 1 250 kVA et aux installations disposant de plusieurs transformateurs HTA/BT.

Le poste (préfabriqué ou non) est à couloir de manœuvre alimenté par une canalisation HTA souterraine.

Point de Livraison HTA avec comptage en HTA en coupure d'artère

Le poste est alimenté en passage sur une artère de réseau située généralement entre deux Postes Sources HTB/HTA. Ce type d'alimentation implique un fonctionnement de l'artère HTA en boucle ouverte permettant d'établir au besoin une liaison entre deux départs HTA. Les temps de coupure suite à incidents sont réduits au temps nécessaire à la manœuvre des interrupteurs en vue de la reprise du réseau.

Détail du comptage en HTA

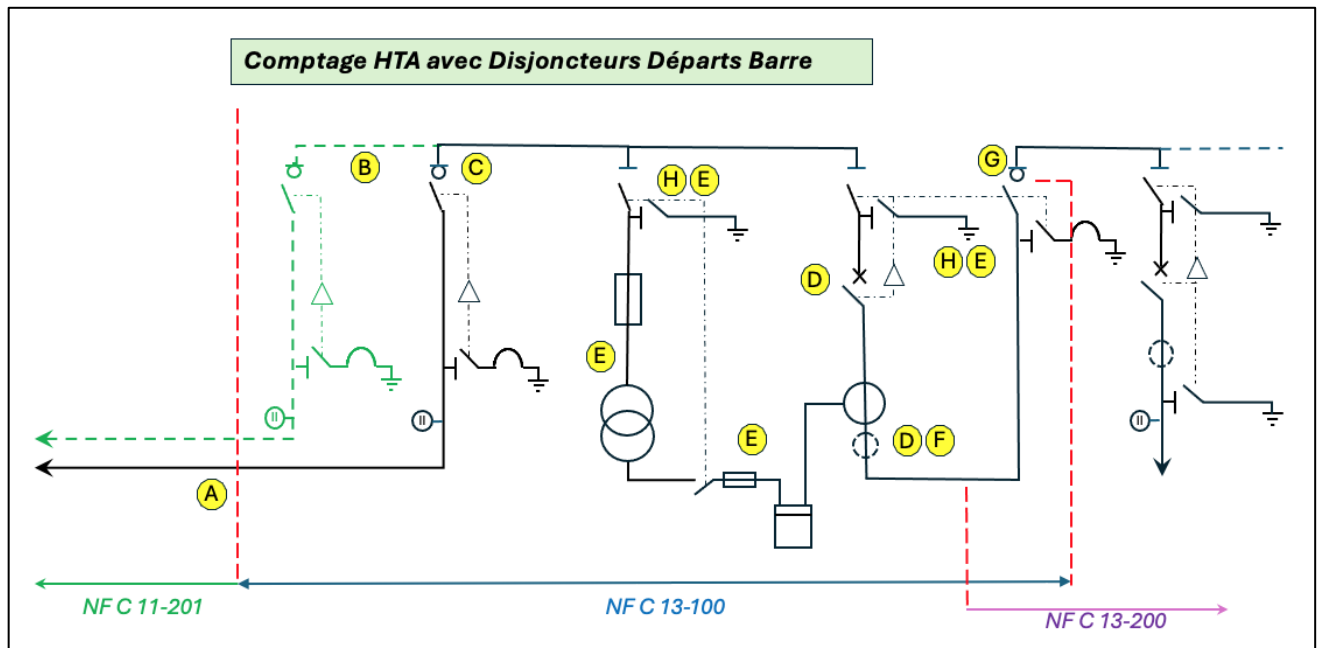


Figure 9- ENEDIS Schéma installation HTA avec comptage sur la HTA

Ce type d'installation se compose pour une ou deux arrivées (A) :

D'un tableau HTA intégrant :

- Une (ou deux) unité(s) interrupteur d'arrivée (B-C) associée à des automatismes éventuels,
- Une unité « Transformateur de Tension » pour les dispositifs de comptage et protection,
- Une unité de protection de l'installation de type « Disjoncteur » (D) intégrant le(s) transformateur(s) de courant et permettant éventuellement l'extension du tableau HTA du domaine intérieur HTA C 13-200,
- Des dispositifs de mise à la terre et en court-circuit (H).

D'un dispositif de protection de découplage pour les installations de production (F),

D'un tableau de comptage associé à des réducteurs de mesure (Transformateurs de Courant et de Tension) (E),

D'un dispositif de sectionnement HTA (G) pouvant être intégré directement à l'unité de protection.

Le mode de raccordement en HTA et les droits de manœuvres

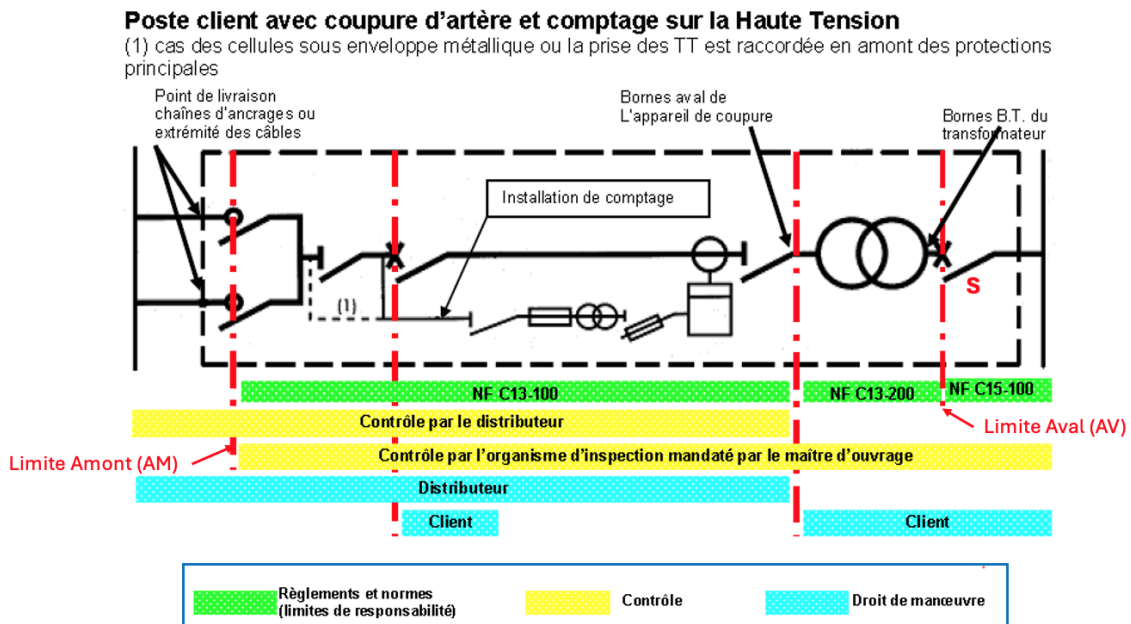


Figure 10- ENEDIS Poste client HTA avec comptage HTA / Droits d'accès

Point de Livraison HTA avec comptage en BT

En règle générale, pour une installation dont la tension secondaire assignée est de 230/400 V, cela correspond à une puissance normalisée de transformation inférieure ou égale à 1 250 kVA sous 20 kV.

Selon la nature du réseau d'alimentation et la puissance demandée, quatre types de postes HTA/BT sont disponibles :

Le poste (préfabriqué ou non) à couloir de manœuvre (puissance de 160 à 1 250 kVA) alimenté par une canalisation HTA souterraine.

Le poste préfabriqué au sol simplifié (puissance de 100 à 250 kVA) alimenté par une canalisation HTA souterraine.

Le poste sur poteau (puissance de 50 à 160 kVA) alimenté directement par un réseau aérien

Détail du comptage en BT

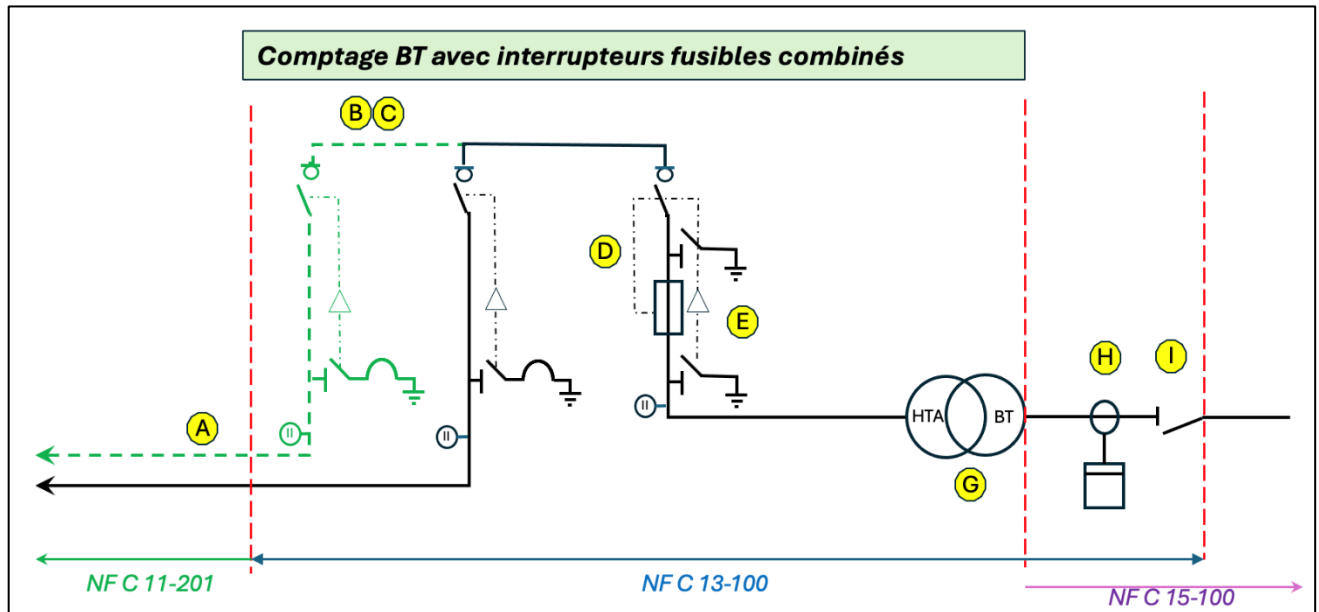


Figure 11- ENEDIS Schéma Installation HTA avec comptage sur la BT

Ce type d'installation se compose :

Eventuellement, d'un tableau HTA intégrant une (ou deux) unité(s) d'arrivée (B - C) et une unité de protection du transformateur (D),

D'un dispositif de protection de découplage pour les installations de production,

D'un seul et unique transformateur HTA/BT (G). En l'absence de tableau HTA, le transformateur sera de type auto-protégé (TPC) et un dispositif de mise à la terre et en court-circuit (E) est à prévoir coté HTA,

D'un tableau de comptage avec réducteur de mesure (Transformateur de Courant) (H),

D'un dispositif de sectionnement Basse Tension (I).

Les modes de raccordement et droits de manœuvres

Cas 1 : Raccordement en souterrain avec double alimentation HTA (Coupure d'artère, utilisée en zone Urbaine et péri-urbaine).

Poste client avec coupure d'artère et comptage sur la Basse Tension

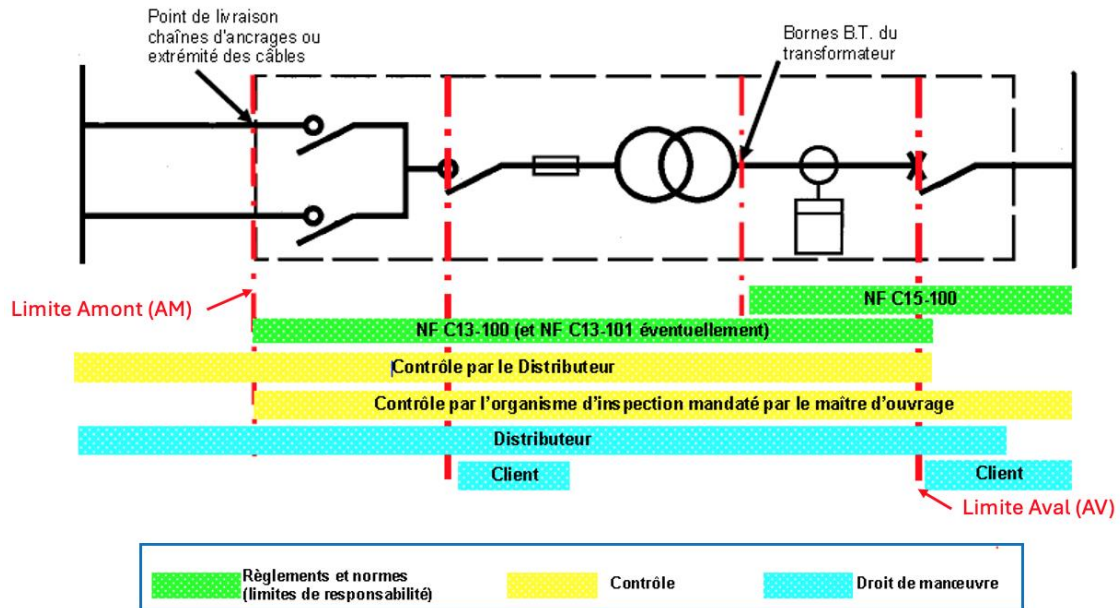


Figure 12- ENEDIS Client HTA avec comptage en BT / Droits d'accès (cas 1)

Cas 2 : Raccordement en aérien HTA (en antenne)

Le poste est alimenté par un seul câble sans possibilité de secours. Pour les postes privés dits sensibles (centre hospitalier, clinique, industrie sidérurgique, pétrochimique, ...) ce type d'alimentation en antenne est à proscrire car, outre l'absence de secours immédiat, les temps de coupure sur défaut peuvent éventuellement être longs car liés au temps de réparation du défaut.

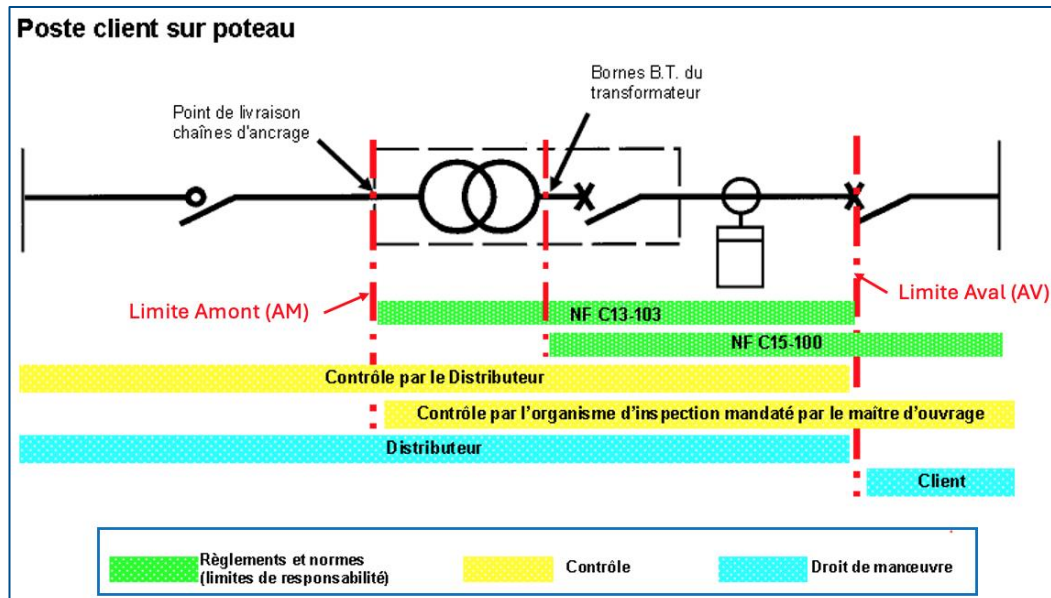


Figure 13- ENEDIS Client HTA avec comptage en BT / Droits d'accès (cas 2)

4.2. Les standards ENERGISA /Brésil

4.2.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage

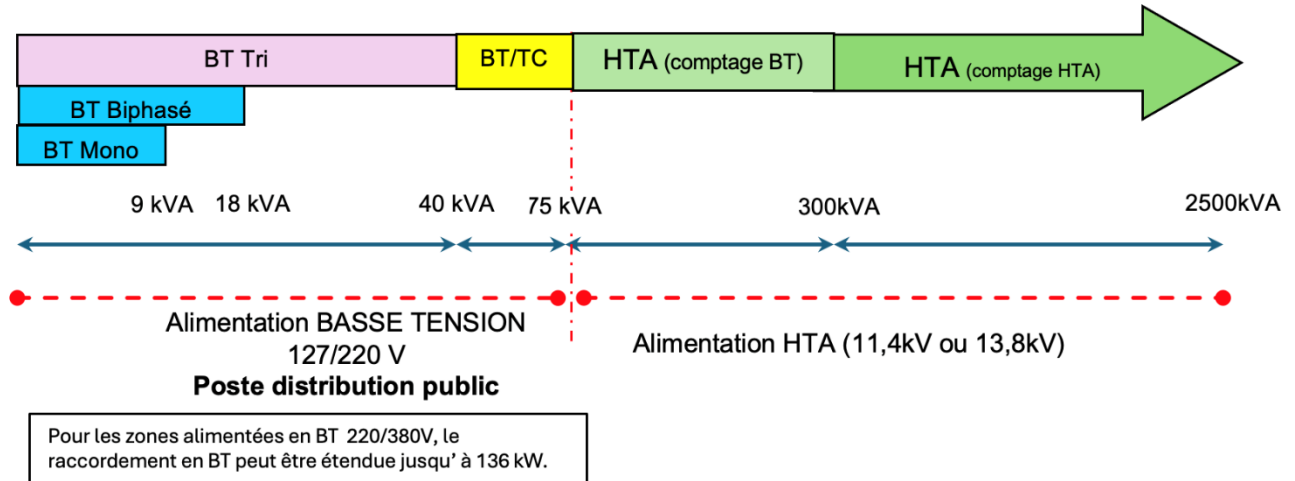


Figure 14- Segmentation des clients ENERGISA

4.2.2. Client alimenté en BT

Plusieurs standards coexistent dans les différentes segmentations de la clientèle, en fonction du risque PNT.

4.2.2.1. Sécurisation du panneau de comptage

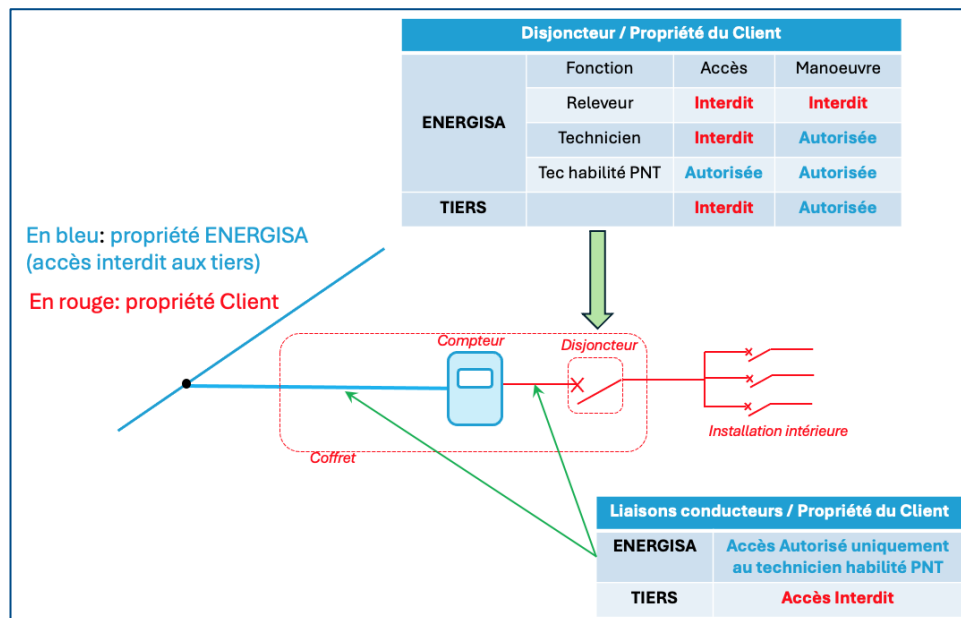


Figure 15- ENERGISA Limite d'accès aux comptages BT

4.2.2.2. Le standard BT monophasé pour les clients à faible revenus

Le risque PNT est existant mais avec une faible probabilité. Le standard disponible doit être peu onéreux et surtout facile à installer et à contrôler par l'opérateur.

C'est le concept « Contrôler pour Corriger » qui est adopté.

Ce type de raccordement est réalisé dans les communautés rurales à bas revenus et pour la régularisation de branchements clandestins à faible consommation.



Le raccordement est en câble coaxial monophasé.

Le compteur est installé dans un coffret en polycarbonate, fermé avec des scellés et une vis à tête fusible ouvrable uniquement avec une clé spécifique à l'opérateur.

Le coffret est fixé sur un poteau métallique, en limite de propriété

Avantages

Solution permettant de régulariser des zones à forte densité de branchements clandestins et à faible consommation individuelle sans modification notable du réseau BT. Envisageables si le risque de fraude est contrôlable.

Faible coût unitaire de raccordement.

Inconvénients

La fraude reste possible en amont du comptage (mais le retour d'expérience d'ENERGISA montre que la fraude reste gérable pour ces clients ruraux et isolés, qui bénéficient d'un tarif préférentiel avec une consommation limitée).

4.2.2.3. Le standard BT monophasé/triphasé en résidentiel individuel

Faible risque PNT → Concept « Contrôler pour corriger ».

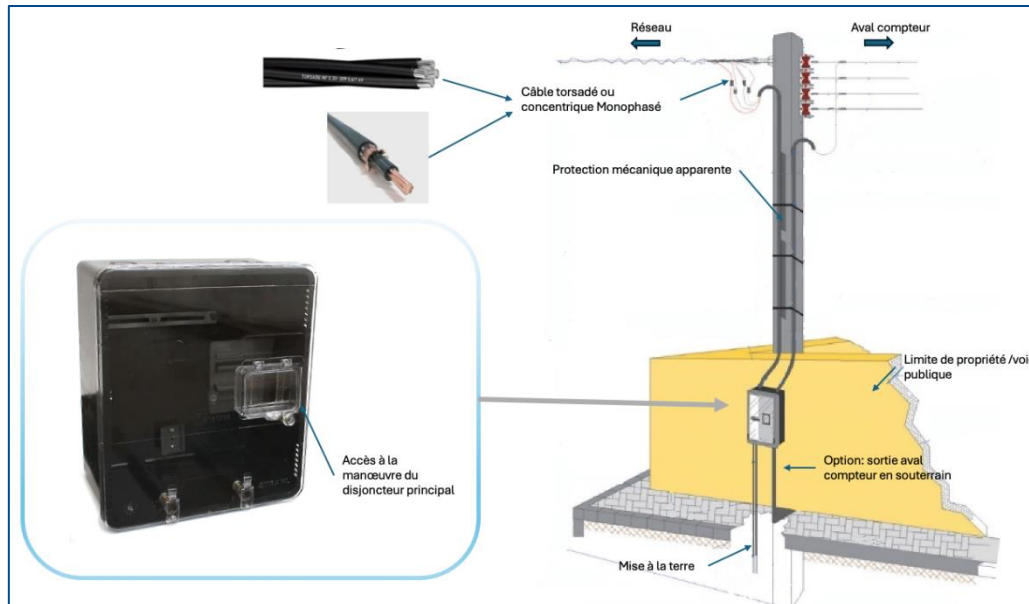


Figure 16- ENERGISA Standard de raccordement BT conventionnel

Le comptage est installé en limite de propriété.

Pour faciliter le contrôle de l'installation par l'opérateur :

Le cheminement du câble et sa protection mécanique avant compteur sont apparents,

Le raccordement au réseau est réalisé avec du câble coaxial sur lequel il est plus difficile de réaliser une fraude provisoire sans laisser de trace de manipulation,

Le compteur est fixé sous un capot en polycarbonate transparent, scellé et fixé avec une vis accessible uniquement par l'opérateur avec un outil approprié,

Le client a accès uniquement à la lecture de ses index ainsi qu'à la manœuvre du disjoncteur principal,

L'accès au disjoncteur peut être bloqué par scellé en cas d'impayé, sans accéder au compteur,

L'accès au compteur n'est autorisé qu'au personnel habilité PNT.



Coffret disjoncteur avec possibilité d'interdiction de manœuvre (scellé) par le client en cas de coupure pour impayé.

Une variante de coffret existe avec deux coffrets distincts (comptage et disjoncteur). Ce standard est particulièrement utilisé sur les raccordements en collectif.

Avantages

Des installations facilement contrôlables par les équipes en charge de la relève : vérification des scellés, de la vis de fixation du coffret, des raccordements du compteur à travers le capot transparent,

Des installations relativement bien sécurisées pour des zones à faible risque PNT.

Inconvénients

Le point de raccordement du branchement sur le réseau en hauteur reste un point faible pour la réalisation de fraudes provisoires hors heures ouvrables.

Le releveur n'est pas toujours compétent pour analyser les traces de manipulation sur le raccordement du branchement avant compteur (en hauteur).

4.2.2.4. Le standard BT monophasé/triphasé en résidentiel collectif

Faible risque PNT → Concept « Contrôler pour corriger ».

Le même type de coffret est utilisé, permettant ainsi un contrôle de l'environnement du compteur sans dépose des couvercles des coffrets.

Le panneau de comptage reste à l'identique et est rendu inaccessible par un blindage métallique sécurisé. On distinguera sur l'exemple ci-dessous à titre d'exemple :

Les zones sécurisées PNT,

Les coffrets de protections individuelles en aval compteur permettant de réaliser la coupure pour non-paiement.

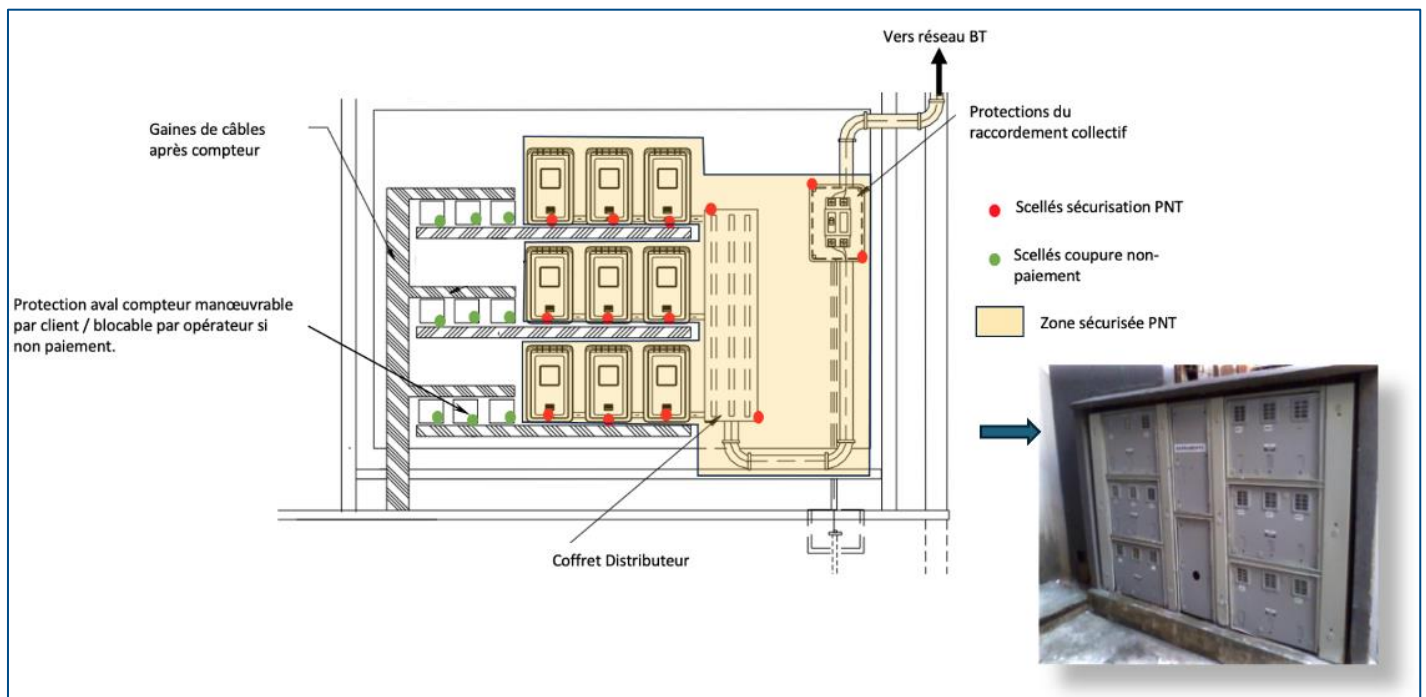


Figure 17- ENERGISA Standard de raccordement BT conventionnel / Collectif

Ce standard est utilisé par la majorité des opérateurs brésiliens sur les panneaux de comptages existants (immeubles).

La liaison amont compteur en partie privative est réalisée sous protection mécanique avec des coffrets de tirage de câbles (scellés) tous les 5 mètres pour faciliter le contrôle des installations.

Avantages

Un coût modéré de sécurisation.

Dans le cas de sécurisation d'un raccordement collectif existant, il n'y a pas de modification de l'installation à prévoir (donc pas d'autorisation des propriétaires pour réaliser l'intervention).

La lecture des index est réalisable sans démonter le capot du compteur.

Les accès pour coupure par l'opérateur sont indépendants de l'accès au compteur.

Inconvénient

Dans le cas de sécurisation d'un raccordement collectif existant, la vérification d'absence de fraude sur l'ensemble du panneau de comptage et sa liaison amont est nécessaire.

4.2.3. Client alimenté en HTA

La totalité des clients alimentés en HTA sont équipés de compteurs électroniques télérelevés. En plus du compteur, l'opérateur fournit les TC et TP dimensionnés en accord avec la puissance installée.

Faible risque PNT → Concept « Contrôler pour corriger ».

Le client n'a pas accès aux installations avant compteur. L'ensemble de l'installation est sous scellés et seule la manœuvre du disjoncteur général est autorisée. Pour autant, compte-tenu des volumes d'énergie consommés, les contrôles sont fréquents et tracés.

4.2.3.1. Point de Livraison HTA <= 300 kVA avec comptage en BT

La liaison HTA du réseau au point de livraison ne peut excéder 50 mètres

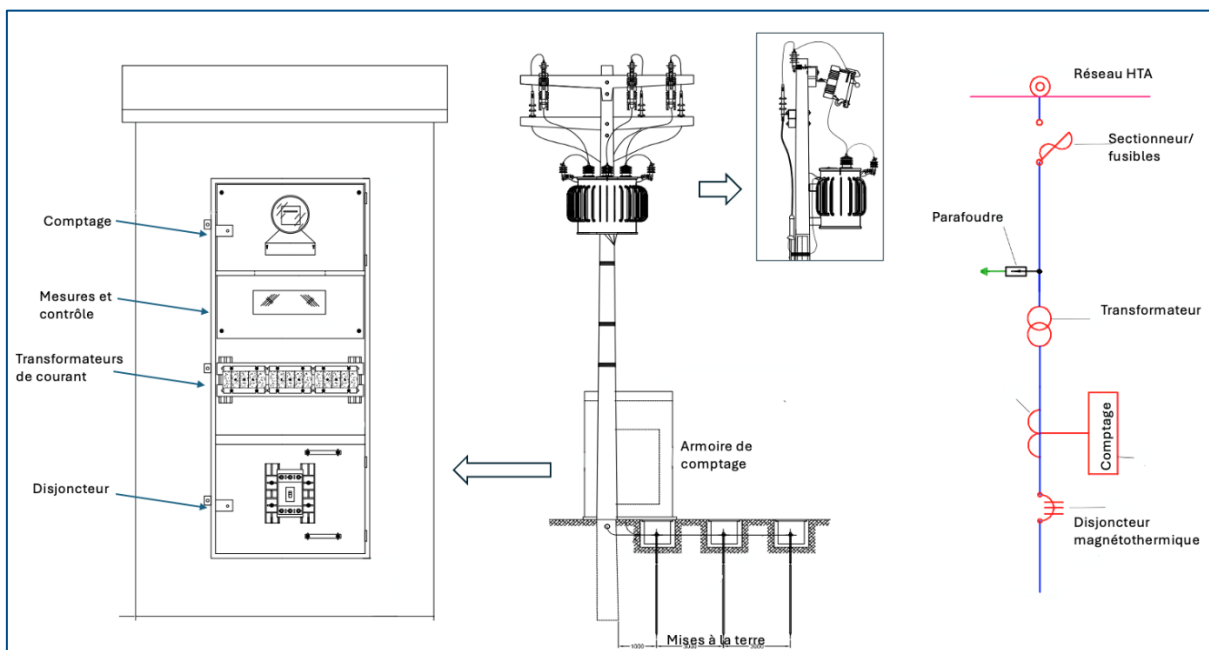


Figure 18- ENERGISA Standard de raccordement HTA conventionnel

Les types de compteurs et protections standardisés

Pour une utilisation BT de 380 / 220V

Transformateur (kVA)	Comptage		Disjoncteur magnétothermique (Icc: 10kA)
	Compteur	Rapport des TC	
75	Comptage direct tri/ 120A	-	125 A
112,5	Comptage direct tri/ 200A	-	175 A
150	Comptage secondaire tri	200 / 5	225 A
225	Comptage secondaire tri	250 / 5	350 A
300	Comptage secondaire tri	400 / 5	450 A

Pour une utilisation BT de 220 /127V

Transformateur (kVA)	Comptage		Disjoncteur magnétothermique (Icc: 10kA)
	Compteur	Rapport des TC	
75	Comptage direct tri/ 200A	-	200 A
112,5	Comptage secondaire tri	200 / 5	300 A
150	Comptage secondaire tri	400 / 5	400 A
225	Comptage secondaire tri	400 / 5	600 A
300	Comptage secondaire tri	600 / 5	800 A

4.2.3.2. Point de Livraison HTA >300 kVA avec comptage en HTA

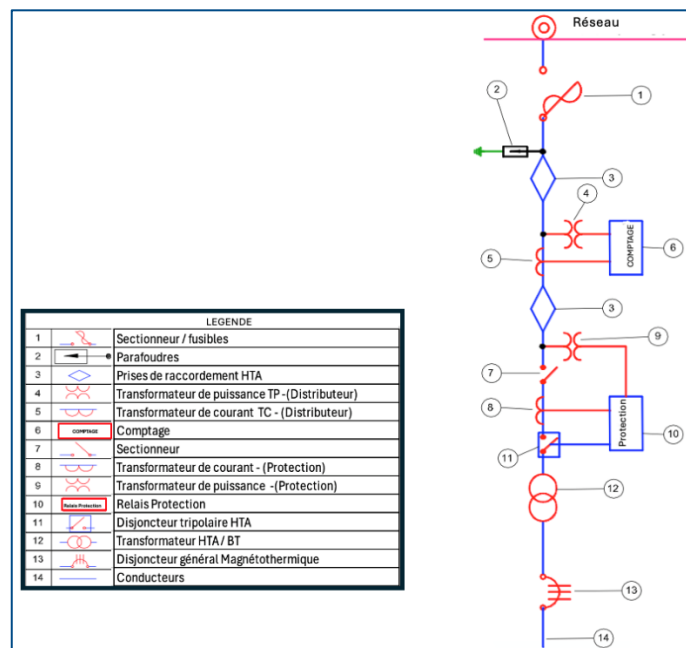


Figure 19- ENERGISA Schéma de raccordement d'un poste client HTA

Dimensionnement des TC et TP

Dimensionnement des transformateurs de courant (TC)

Rapport	Facteur Thermique=1,5		Facteur Thermique=2	
5 - 5	Jusqu'à 100		Jusqu'à 150	
10 - 5	de 100	à 200	de 100	à 400
15 - 5	de 150	à 400	de 150	à 600
20 - 5	de 200	à 600	de 200	à 800
25 - 5	de 250	à 750	de 250	à 1000
30 - 5	de 300	à 900	de 300	à 1200
40 - 5	de 400	à 1200	de 400	à 1600
50 - 5	de 500	à 1500	de 500	à 2000
75 - 5	de 750	à 2250	de 750	à 3050
100 - 5	de 1500	à 3000	de 1500	à 4000
150 - 5	de 2250	à 4500	de 2250	à 6000
200 - 5	de 3000	à 6000	de 3000	à 8000
300 - 5	de 4500	à 9000	de 4500	à 12000
400 - 5	de 6000	à 12000	de 6000	à 16000

Dimensionnement des transformateurs de puissance (TP)

Tension (kV)	Rapport de transformation	Mesure
11,4	60 / 1	à 3 éléments
13,8	70 / 1	à 3 éléments
22	110 / 1	à 3 éléments
34,5	300 / 1	à 3 éléments

4.2.4. Les standards adaptés aux risques PNT « Modéré » à « Élevé » au Brésil

Ces standards ont été repensés avec des mises à niveau adaptées au risque PNT, mais aussi à la compatibilité des nouveaux matériels (en particulier les compteurs) sur les installations existantes. Ils concernent en priorité les branchements en basse-tension.

La totalité des installations HTA est sous surveillance et ne représente pas à ce jour un risque important. Il existe cependant des solutions préventives pour les cas particuliers.

Nous distinguerons deux catégories de standards PNT :

1- Les branchements individuels et collectifs à risque PNT modéré.

- Le coût de la solution mise en œuvre pour empêcher la fraude est adapté au risque et prend en compte l'historique de fraude du client ainsi que le volume potentiel de l'énergie qui pourrait être consommée hors facture,
- Le branchement entre dans la catégorie « Prévenir pour empêcher » avec des solutions composées de barrières physiques pour accéder au compteur.

2- Les branchements sur des zones de fraudes généralisées et difficilement contrôlables.

- Cela concerne essentiellement les zones rurales en difficultés économiques, les zones commerciales à haut risque de fraude, les favelas ...
- Le standard mis en œuvre s'inscrit dans un concept « Surveiller pour empêcher la fraude », avec un monitoring on-line de la zone et des actions correctives immédiates.

4.2.4.1. Le branchement BT individuel et collectif à risque modéré

Le comptage « haut de poteau »

L'objectif est d'éloigner le compteur de la limite de propriété en l'installant à une hauteur dissuasive de 3 à 6 mètres sur le support de réseau BT le plus proche du point de livraison. Développé dans les années 2000, ce standard compatible avec les compteurs électromécaniques, un peu moins onéreux que les compteurs électroniques, reste à ce jour une option retenue par les opérateurs brésiliens qui n'envisagent pas à moyen terme de solution AMI.

Le compteur est installé dans un coffret scellé (avec des identifiants propres à l'installation) et muni d'une loupe qui permet la lecture des index à distance. Les coffrets sont développés en différents standards pouvant accueillir de 1 à 8 compteurs, ce qui rend cette solution adaptable au raccordement collectif.

Le CCPI (disjoncteur magnétothermique) est installé en aval de l'installation et sa manœuvre est accessible au client.

Avantages

Des coûts d'installation et de sécurisation réduits,

Compatible avec les compteurs électromécaniques,

Installations facilement contrôlables dans le cadre d'une surveillance périodique de la balance énergétique de la zone.

Inconvénients

Le réseau BT reste accessible en amont du compteur. La solution n'est pas adaptée en cas de dégradation des PNT (fraudes provisoires hors heures ouvrables, fraudes généralisées...),

Le coffret se situant sur la voie publique, la responsabilité du client est contestable en cas de dégradation de ce dernier,

Une esthétique discutable...

La maintenance de l'installation impose l'utilisation d'une échelle (travaux en hauteur).

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

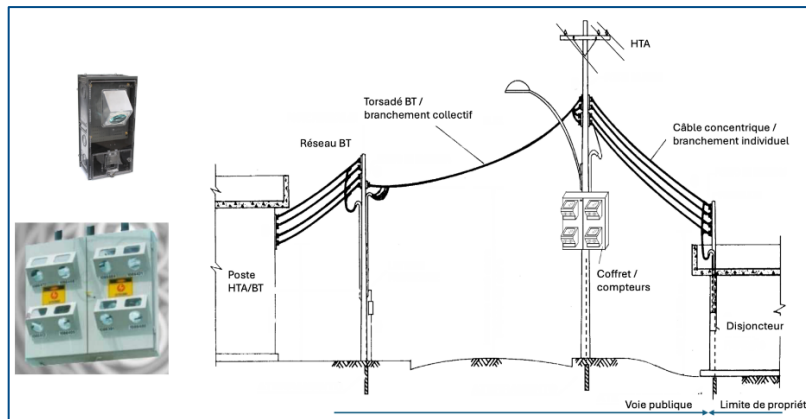


Figure 20- ENERGISA Standard de raccordement BT sur zones à risque PNT modéré

4.2.4.2. Les branchements BT sur des zones de fraudes généralisées

Le concept du « Système de Distribution Sécurisé ».

Puisque les principaux points de raccordement des fraudes se situent sur les ouvrages BT avant compteur, les opérateurs brésiliens ont conçu un système sans ouvrage BT (ou réduit à son strict minimum et difficilement accessible).

Tout ce qui est accessible en BT est en aval compteur (donc mesuré/facturé),

Si la pose d'un réseau BT avant compteur est incontournable (pas de voie d'accès aux engins de levage ni aux nacelles permettant la mise en œuvre et l'exploitation de l'ouvrage), elle doit être réalisée selon un standard sécurisé ne permettant les raccordements qu'avec des moyens lourds et des compétences professionnelles disponibles essentiellement chez un opérateur de réseau,

Un système de communication intégré permet de réaliser une balance énergétique périodiquement. Il interrompt également la fourniture en énergie en cas de tentative d'accès aux installations sensibles et informe l'opérateur en cas d'absence de tension (HTA ou BT),

Comme un système n'est jamais infaillible, sa performance dépend aussi de la capacité de surveillance de l'opérateur. Outre l'analyse des données des comptages, l'opérateur planifie des visites périodiques et doit être très réactif en cas de remontées d'anomalies.

Point important : un module/interface de coupure/rétablissement à distance est intégré, complétant ainsi le processus « Relève-Facturation-Recouvrement ».

La variante en prépaiement (interdite à ce jour au Brésil par le Régulateur) est également envisageable.

Le système utilise des compteurs électroniques regroupés dans un ou des concentrateurs secondaires (CS) reliés à un concentrateur primaire (CP). Ce dernier est associé au transformateur HTA/BT pour la balance énergétique et a la charge de communiquer avec l'unité responsable des PNT.

Ces équipements sensibles sont fixés sur une structure d'armement HTA déportée qui est installée sur un support de 10 à 12 mètres (selon le risque PNT), rendant l'accès aux compteurs et au réseau BT (lorsqu'il est installé) beaucoup plus compliqué.

Le système de communication :

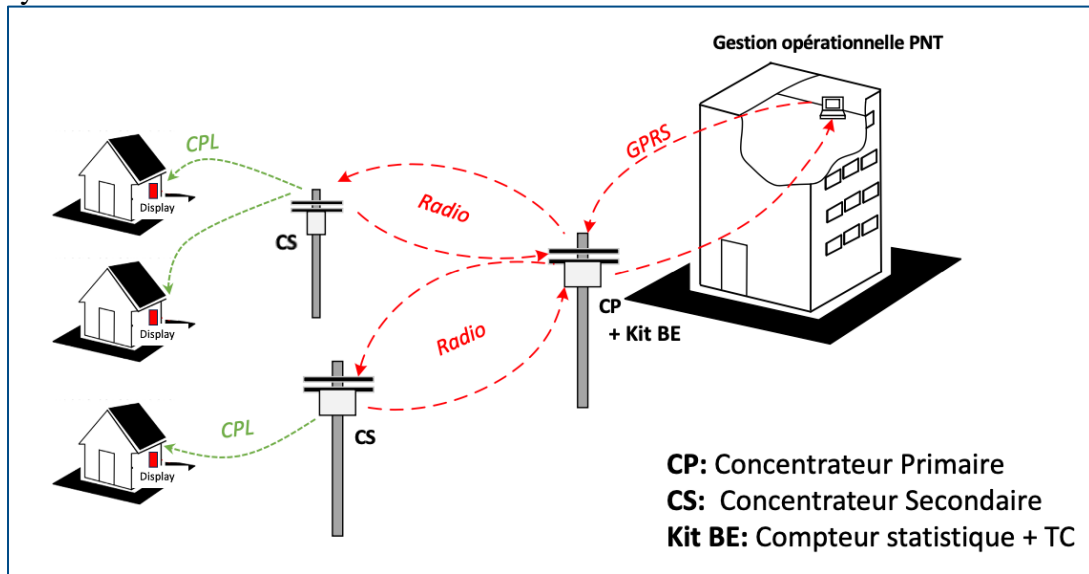


Figure 21- ENERGISA Standard de communication sur zone à haut risque de fraude

Deux systèmes sont envisageables en fonction de la densité de clients, le risque PNT et le coût de la solution :

Une structure sans réseau BT,

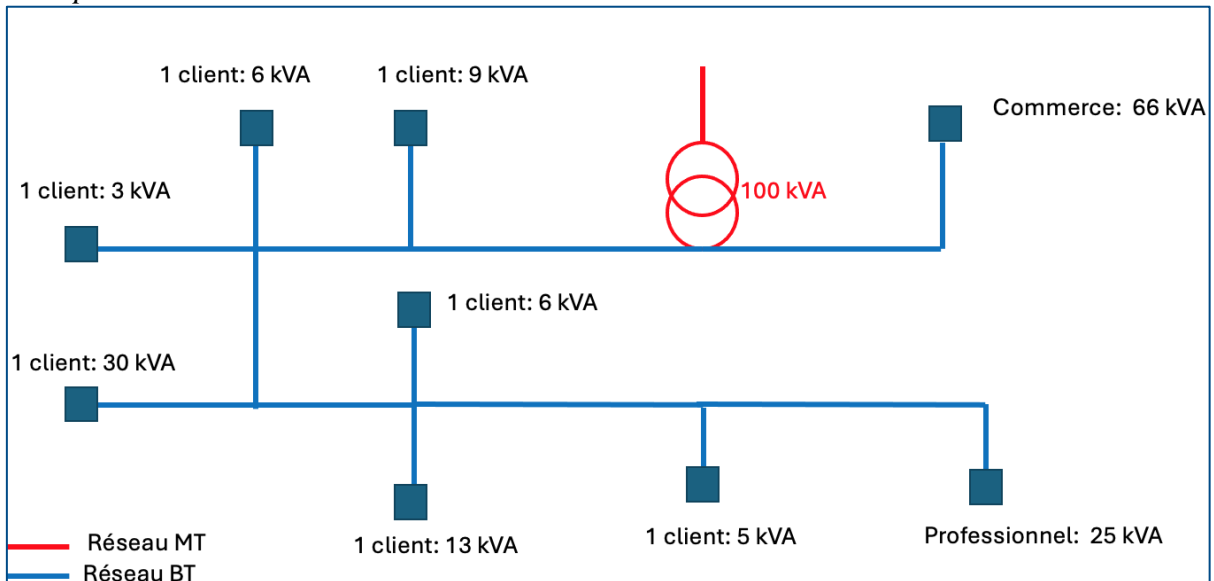
Une structure mixte HTA et BT sécurisée.

Structure sécurisée sans réseau BT

C'est la solution la plus sécurisée qui est employée chaque fois que possible, notamment en zone urbaine à haut risque de fraude. Les comptages groupés sont installés en hauteur dans un coffret sécurisé, au plus près du transformateur HTA/BT.

Seule une liaison BT blindée existe entre le transformateur et le coffret de comptage. Ce dernier est sous surveillance permanente (alarme ouverture de porte, absence de tension en amont, balance énergétique...).

Exemple de schéma de réseau BT traditionnel :



Exemple de schéma sécurisé, sans réseau BT :

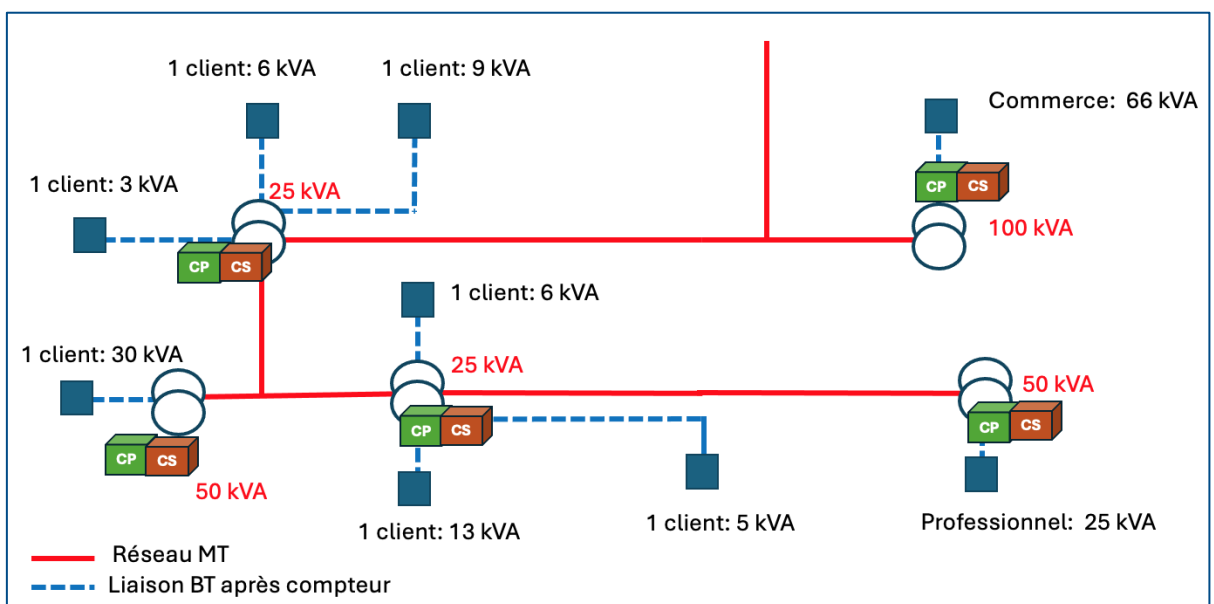


Figure 22- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / schéma sans réseau BT

Structure mixte sécurisée regroupant le réseau HTA et BT

C'est une alternative à envisager quand la densité de branchement est plus faible. Moins coûteuse que la solution sans réseau BT, elle nécessite cependant des structures de réseau BT « innovantes » pour limiter l'accès au réseau par les tiers.

De ce fait, les coûts opérationnels de maintenance du réseau BT pour l'opérateur seront également impactés dans la mesure où les interventions ne pourront être réalisées qu'avec

une nacelle (le réseau déporté et à grande hauteur n'est plus accessible à l'échelle), mais ce surcoût est largement compensé par les gains sur les pertes.

Exemple de schéma, avec un réseau BT sécurisé :

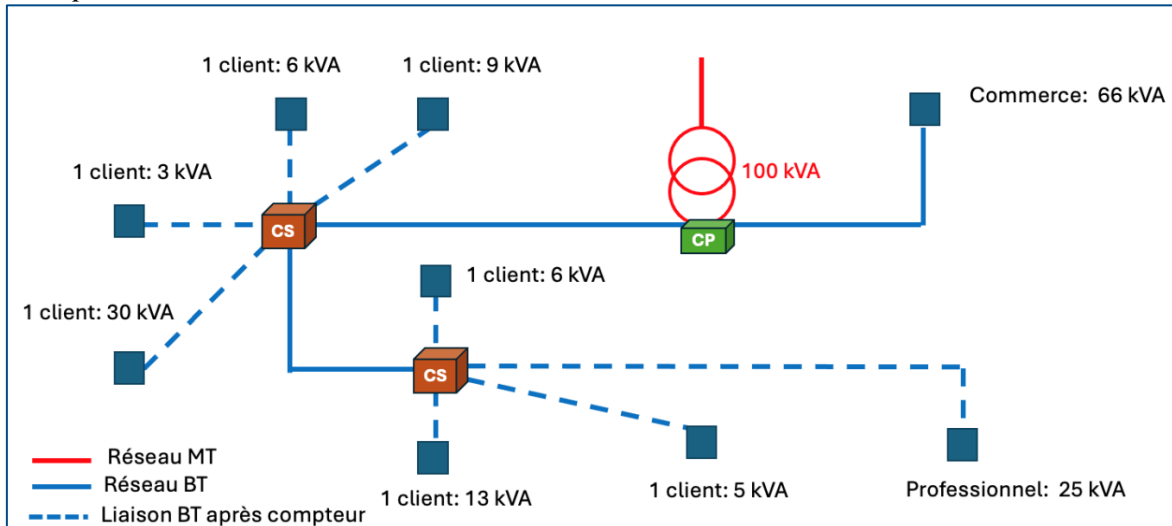


Figure 23- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / schéma avec réseau BT sécurisé

Plusieurs configurations de supports/structures sont envisageables pour solution intégrant du réseau BT sécurisé

Structure mixte HTA et BT sécurisée

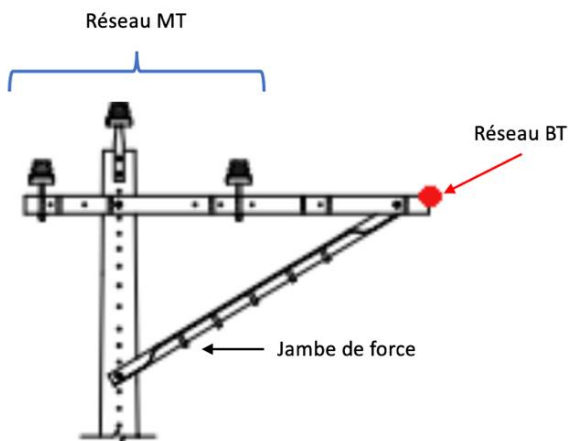


Figure 24- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / exemple de structures

Structure mixte sécurisée avec transformateur.

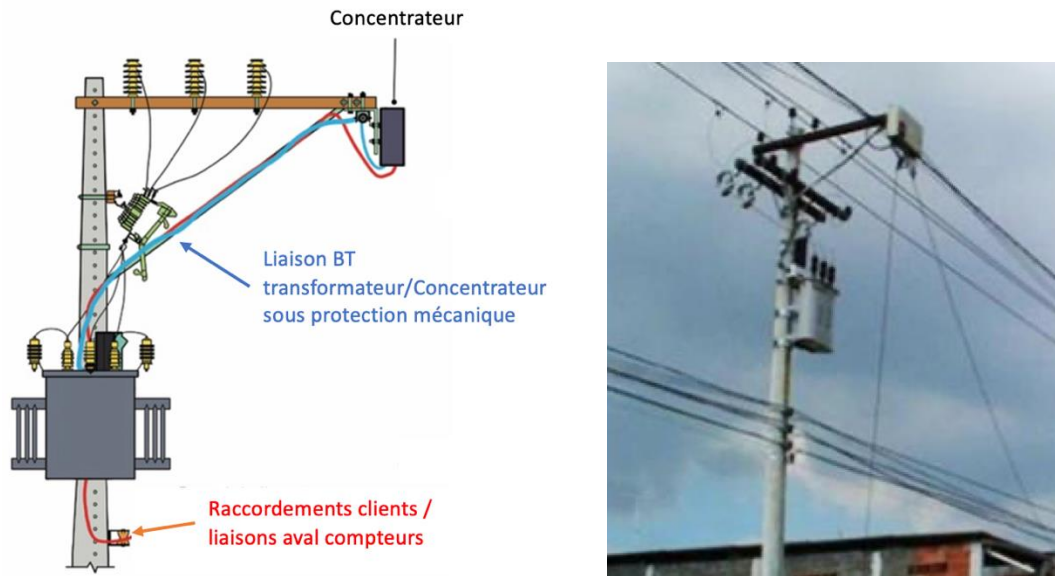


Figure 25- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / exemple de structures

L'exploitation de ce type de structure impose l'utilisation d'une nacelle adaptée (et donc d'une voie/chemin accessible à la nacelle).

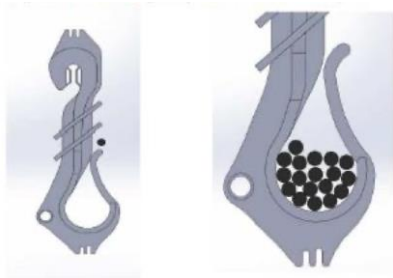
Structure simple pour les extensions de branchements BT

En général, la structure de supports d'origine du réseau BT est conservée pour supporter les extensions de branchements BT « aval compteurs ». Ces dernières sont en général constituées de câbles coaxiaux regroupés en torons pour des facilités de montage sur une même portée.

Ces extensions sont nécessaires pour :

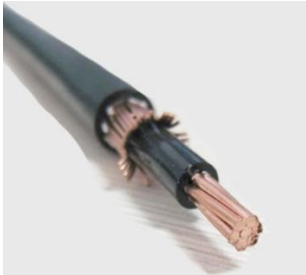
Limiter le nombre de concentrateurs en regroupant un maximum de compteurs dans un même coffret,

En cas d'impossibilité d'implantation de structure sécurisée de grande hauteur, notamment à cause des difficultés d'accès de la nacelle.



Voir ci-dessous un exemple de câble de branchement concentrique (phase/âme et neutre périphérique) monophasé 6mm² / 1000V). Son intensité admissible est de 36A (soit environ 8kW) ce qui est suffisant pour la plupart des clients à faible revenus.

Pour des puissances supérieures, l'utilisation du câble torsadé classique est privilégiée.



Le concentrateur secondaire (CS)

C'est le coffret dans lequel sont installés les compteurs individuels (environ 12 compteurs selon les fabricants) montés sur rail DIN. Les concentrateurs secondaires sont raccordés au réseau BT et sont également équipés :

D'un système radio associé à une CPU qui transfère les données au concentrateur primaire (alarme et consommations),

D'une alarme « ouverture de porte » avec ouverture du disjoncteur principal dans le concentrateur primaire,

D'une alarme « absence de tension » à l'arrivée du concentrateur, avec ouverture du disjoncteur principal dans le concentrateur primaire,

D'une alimentation interne avec batterie de secours,

Et selon les cahiers des charges définis avec le fournisseur :

- Un terminal de recharges ou de lecture des index pour les clients, au pied du support où est installé le concentrateur secondaire,
- Ou d'un boîtier individuel par client qui communique par CPL (ou radiofréquence) avec le CS pour l'accès aux index, télépaiement, etc...



Figure 26- ENERGISA Sécurisation des zones à risque PNT généralisé / les compteurs



Le concentrateur primaire (CP)

Installé sur le même support que le transformateur, il intègre :

Une alarme « ouverture de porte » avec ouverture du disjoncteur principal,

Une alarme « absence de tension » à l'arrivée du concentrateur, avec ouverture du disjoncteur principal,

Une alimentation interne avec batterie de secours,

Les protections du réseau BT (en général un disjoncteur) avec possibilité (ou non) de fermeture à distance,

Un comptage /TC pour la mesure de l'énergie distribuée en sortie du transformateur,

Un système radio pour la communication avec les concentrateurs secondaires,

Une CPU (central processing unit) intégrant les interfaces de communication avec les équipements de la CP (manœuvre du disjoncteur sur alarmes, système radiofréquence, GPRS...),

Un système GPRS pour la communication des données au système de gestion de l'opérateur.



Ce système permet de mesurer en instantané l'énergie mesurée en sortie du transformateur et sur chaque compteur, ceci afin de réaliser une balance énergétique précise au niveau du transformateur :

Les concentrateurs secondaires recueillent la somme des énergies mesurées par les différents compteurs qui leurs sont rattachés. Les index sont transmis au concentrateur primaire via radio,

Le comptage dans le concentrateur primaire représente la consommation des clients alimentés par le réseau plus les pertes techniques.

4.2.4.3. Les branchements HTA sécurisés

Compteur HTA encapsulé



Figure 27- ENERGISA Comptage HTA sécurisé

Il est constitué d'un comptage avec TC encapsulés dans le corps d'un transformateur sec.

Utilisé pour les clients HTA à risque élevé de fraude.

Installé sur la voie publique au plus près du réseau HTA, ce standard sur support aérien est couramment utilisé au Brésil chez LIGHT, AMPLA et ENERGISA.

Avantages

Facilité de contrôle pour l'opérateur,

Facilité de pose.

Inconvénients

La fraude reste possible par un professionnel ayant des compétences en TST-MT pour la pose d'un by-pass temporaire (relativement rare, mais constaté quelquefois),

Ce système est adapté uniquement au réseau aérien.

4.3. Les standards ONEE /Maroc

4.3.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage

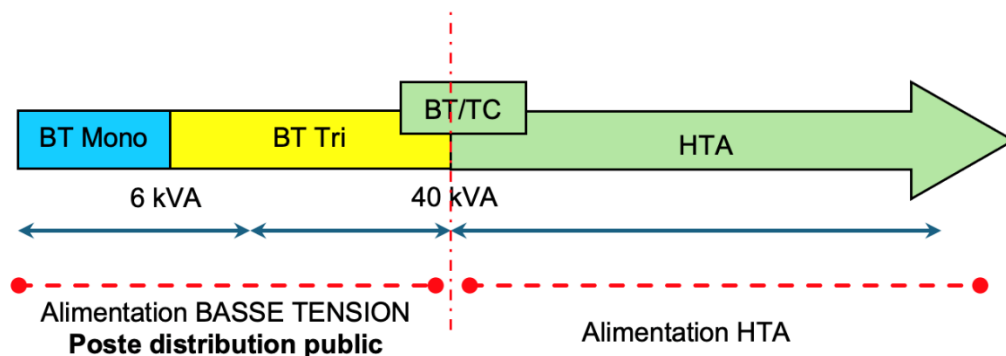


Figure 28- Segmentation des clients ONEE

La segmentation de la clientèle/comptages présentent des particularités favorables du point de vue des pertes techniques et non techniques.

En BT le segment des clients de fortes puissance (BT/TC) est pratiquement inexistant : au-delà de 40 kVA (voire 80 kVA dans certains cas) la clientèle est alimentée en HTA (pour EDF/Enedis c'est 250 kVA),

Dès 6 kVA, les clients sont alimentés en triphasé (EDF/Enedis alimente en monophasé jusqu'à 18 kVA (90 A),

Les comptages des clients alimentés en HTA sont tous électroniques (comme chez tous les benchmarks), le comptage est au primaire dès 630 kVA (1250 kVA pour EDF/Enedis).

Mais également des points moins favorables :

En BT la quasi-totalité des comptages sont électromécaniques,

En MT, il n'existe pas encore d'infrastructure AMI (en cours de développement) contrairement à la plupart des opérateurs.

4.3.2. Client alimenté en BT

4.3.2.1. La sécurisation du panneau de comptage

4.3.2.2.

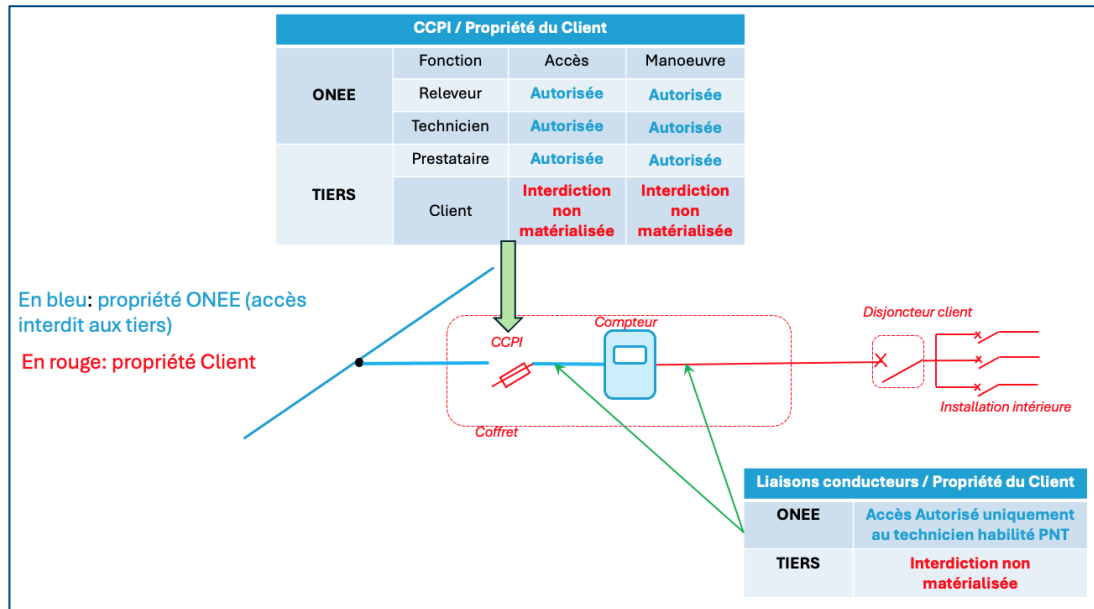


Figure 29- ONEE Limite d'accès aux comptages BT

4.3.2.3. Le standard BT mono et triphasé BT

Toutes les installations de comptages sont en limite de propriété et comprennent le CCPI et le compteur. Le disjoncteur du client est situé à l'intérieur de l'habitation.

Le coffret dispose d'un capot muni d'une fenêtre permettant la lecture des index sans dépose du capot. Ce dernier pourrait être scellé pour limiter les risques de fraudes. Dans les faits, il ne l'est jamais.

Le même standard de raccordement est utilisé pour les compteurs pré et post-paiement.

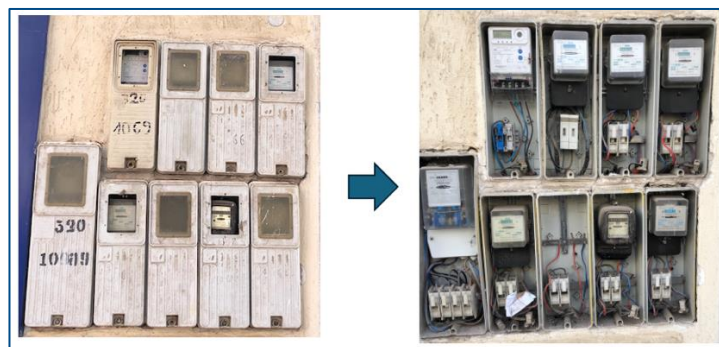


Figure 30- ONEE Exemple de coffret de raccordement BT

Principaux écarts sur les comptages en BT

Le vieillissement des coffrets de branchements, conjugué à une évolution technologique des compteurs contribuent aujourd'hui à dégrader la performance de la relève sur le terrain et surtout à rendre l'installation beaucoup plus vulnérable aux fraudes.

Le plexiglas au lieu de polycarbonate utilisé pour la fenêtre de lecture s'est progressivement dégradé par l'exposition continue au soleil et la relève pour les compteurs à post-paiement n'est devenue possible qu'en effectuant la dépose/repose du couvercle du coffret, augmentant de ce fait le temps moyen de relève,

La généralisation du comptage numérique a contribué à rendre systématique l'ouverture du coffret pour accéder au bouton de sélection des index du compteur électronique.

Le coffret n'étant pas scellé, y compris pour les comptages à prépaiement, l'accès aux installations « avant compteur » est rendu possible. Le client peut intervenir au niveau du CCPI pour remplacer les fusibles... ou réaliser une manipulation frauduleuse.

Quelques exemples d'anomalies chroniques

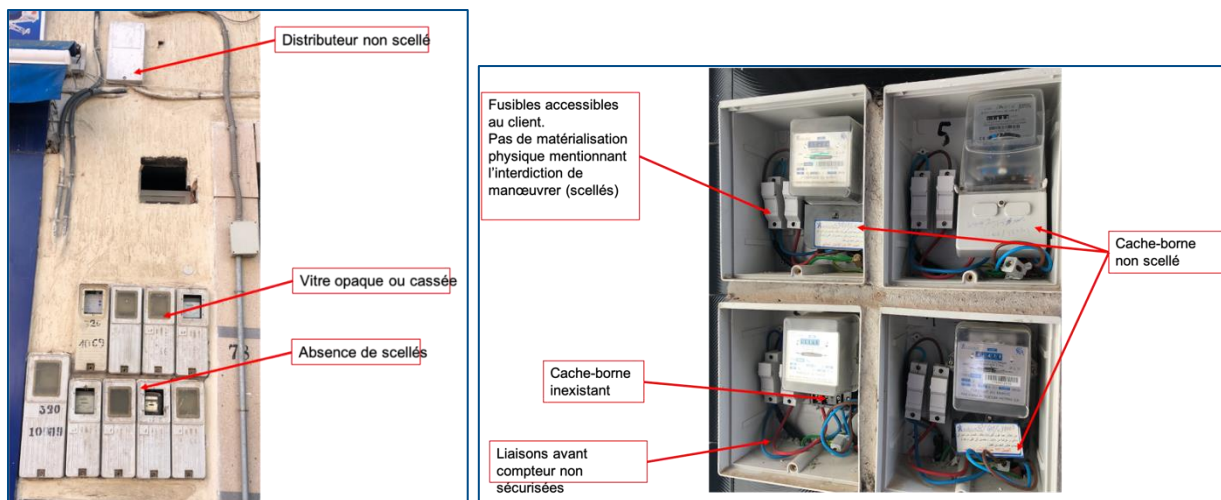


Figure 31- ONEE Branchement BT - Anomalies

Le compteur à prépaiement en BT

Il s'agit d'un système de gestion basé sur la technologie du prépaiement utilisant un compteur numérique qui permet au client rural de procéder à l'achat de kWh selon ses capacités financières et en fonction de ses besoins, de contrôler au préalable sa consommation, de l'adapter à son budget, et de réduire les contraintes de gestion actuelle (déplacements mensuels à l'agence pour le paiement de la facture).

Vu de l'opérateur, le prépaiement va améliorer le taux de recouvrement et réduire les coûts opérationnels liés à la relève des compteurs, la distribution des factures et aux coupures pour non-paiement.

Mais il n'améliorera pas pour autant le taux de PNT... bien au contraire.

Dans un environnement sensible au risque de fraude, et sans contrôle périodique des installations lors de la relève des index, la probabilité de dégradation augmente si :

Aucune action préventive n'est mise en œuvre pour sécuriser l'installation contre le risque de manipulation : pose de scellés, accès impossible à l'énergie avant compteur, etc...

Aucun contrôle ciblé et périodique n'est réalisé.

4.3.3. Client alimenté en HTA

On distingue deux types de coffrets de comptage, extérieur (installé sur poteau) et intérieur (installé à l'intérieur d'une cabine maçonnée). Le coffret métallique est constitué d'un châssis support

d'équipements de comptage et d'une enveloppe protégeant l'ensemble et doté d'un système de fermeture à base d'une serrure batteuse condamnable par l'ONEE. Les réducteurs de courant sont installés dans un coffret séparé du coffret de comptage pour le type intérieur.

Le dispositif de comptage est composé du compteur, des transformateurs de mesures, des appareils de protection, du tableau de comptage, des éléments de relevés et des boîtes d'essais.

Le distributeur ONEE fournit et installe l'ensemble des équipements des dispositifs de comptage « client HTA », quel que soit le domaine de tension. Ils sont la propriété de l'ONEE.

Dans l'architecture d'un point de livraison d'un client MT, il existe deux configurations possibles :

- **Point de livraison < 630 KW : Comptage MT raccordé sur le circuit secondaire de l'installation client. (Comptage B10). La tension de fourniture est située dans le domaine basse tension (U = 400 V).**

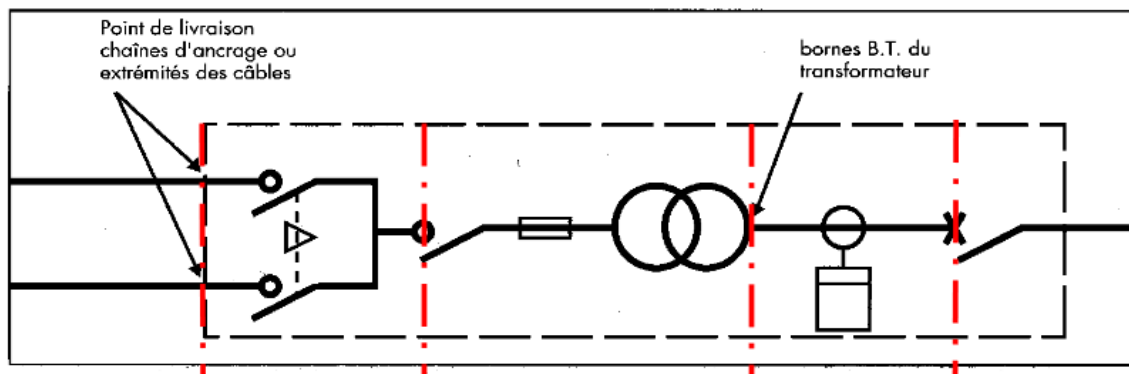


Figure 32- ONEE Schéma de raccordement d'un client HTA avec comptage sur la BT

- **Point de livraison > 630 KW : Comptage MT raccordé sur le circuit primaire de l'installation client. (Comptage B11). La tension de fourniture est située dans le domaine Moyenne tension (U = 22000 v).**

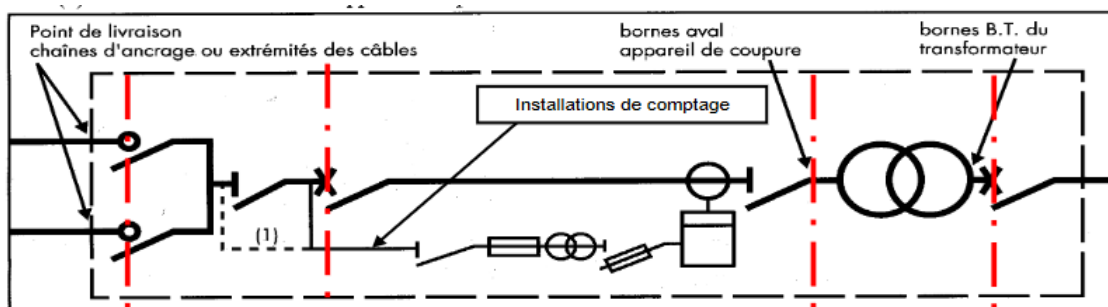


Figure 33- ONEE Schéma de raccordement d'un client HTA avec comptage sur la HTA

4.4. Les standards EDM (Electricidade de Moçambique) /Mozambique

La généralisation du compteur à prépaiement à l'ensemble des clients BT est une particularité de ce distributeur. Le benchmark s'est focalisé sur cette segmentation de clientèle, la plus largement représentée à l'échelle de cet opérateur.

4.4.1. Segmentation de la clientèle en matière de comptage

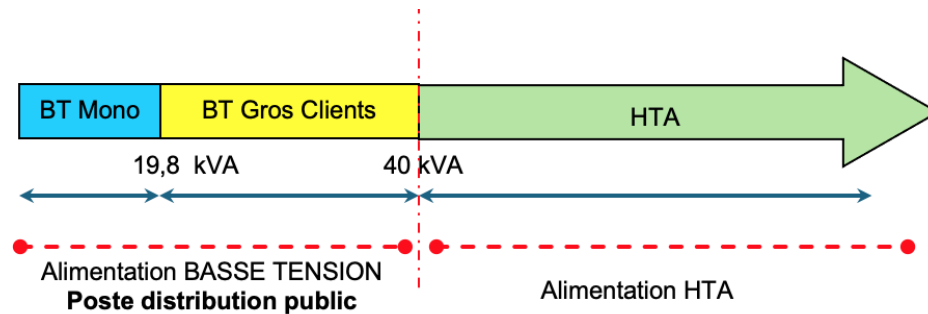


Figure 34- Segmentation des clients EDM

4.4.2. Client alimenté en BT:

Le compteur à prépaiement est généralisé sur le périmètre EDM. Il présente comme avantage pour le client :

Une meilleure gestion de l'utilisation de l'énergie avec la possibilité d'effectuer des achats en fonction des besoins et des capacités,

Élimination des coupures de fourniture d'énergie pour cause de retard ou d'absence de paiement,

Pas d'amendes en cas de retard de paiement.

Il suffit au client d'acheter sa recharge d'énergie par les différents canaux mis à sa disposition par EDM (points de vente, ATM, POS, téléphone mobile, internet, vente dans la rue...)

La recharge en kWh est réalisée à partir de codes à insérer dans les compteurs.

Pour l'opérateur, les difficultés liées au processus « Relève-Facturation-Recouvrement (RFR) sur les systèmes de comptages classiques en post-paiement ne sont alors plus d'actualité :

Plus de relève sur site ni d'envoi de facture,

Plus de coupure / Rétablissement pour non-paiement.

Deux standards coexistent : le standard « historique » avec le comptage installé en partie privative et le standard sécurisé en hauteur sur le support du réseau BT.

4.4.2.1. Sécurisation du panneau de comptage

Le standard historique

Seul le compteur comporte des scellés matérialisant l'interdiction d'accès aux bornes de raccordement. Le CCPI et les liaisons en amont du compteur sont accessibles sans matérialisation de l'interdiction d'accès offrant de nombreuses possibilités de manipulations frauduleuses.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

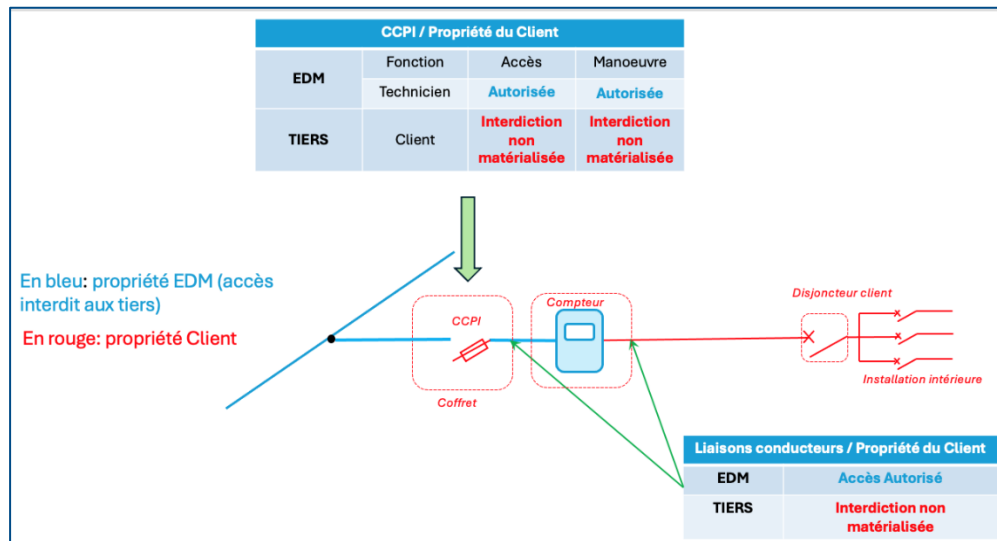


Figure 35- EDM Limite d'accès aux comptages BT conventionnels

Le standard sécurisé :

Dans cette configuration, la position du compteur en haut du support sur la voie publique matérialise l'interdiction d'accès. EDM a opté pour ne pas poser de scellés sur les coffrets. Le compteur intègre une protection interne justifiant l'absence de CCPI en amont du compteur.

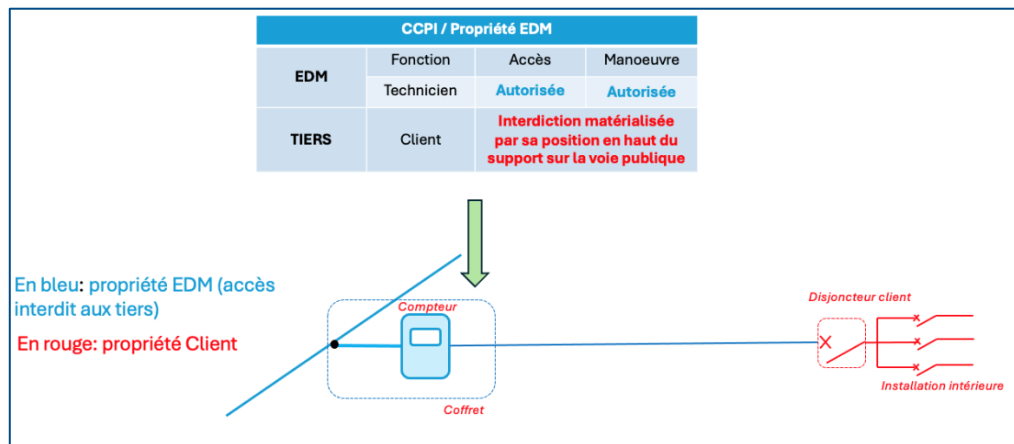


Figure 36- EDM Limite d'accès aux comptages BT sécurisés

4.4.2.2. Les standards de comptages BT

Le standard historique / comptage individuel

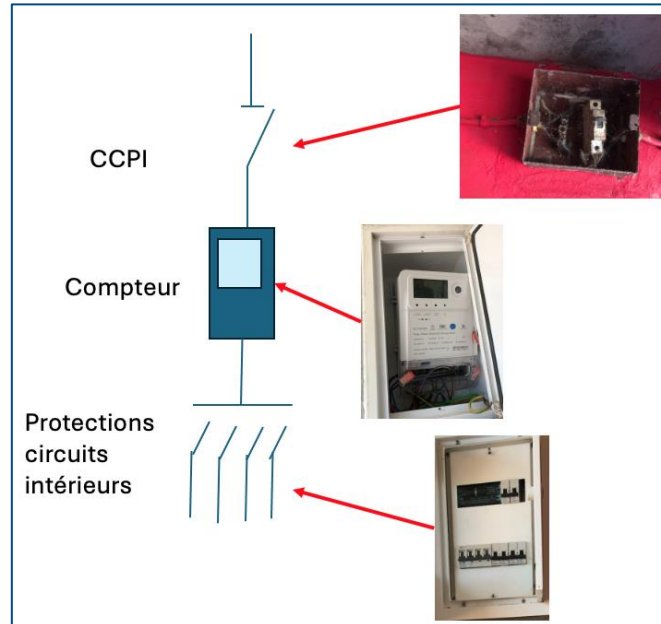


Figure 37- EDM Comptage BT à prépaiement conventionnel

Le standard historique / comptage collectif

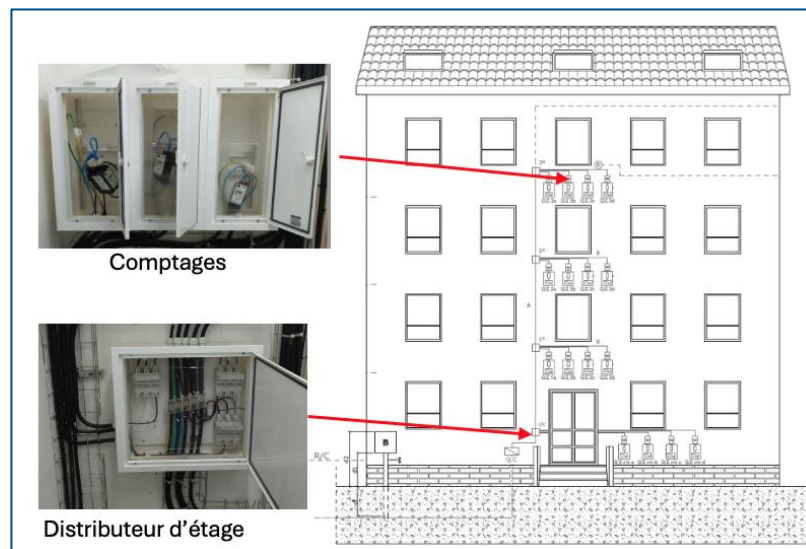


Figure 38- EDM Comptage BT à prépaiement en collectif

Le standard sécurisé / comptage haut de support.

Installé au plus près du réseau basse tension, entre 5 et 6 mètres de hauteur sur la voie publique, le coffret peut intégrer plusieurs compteurs monophasés et /ou triphasés.

Son accès nécessite des moyens d'élévation (échelle ou nacelle) et complique toute tentative de manipulation sur le compteur, même si le risque subsiste toujours.

C'est le standard utilisé en remplacement du standard existant suite au constat ou suspicion d'une fraude. Il est également généralisé sur les zones sensibles à haut risque de fraude.

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

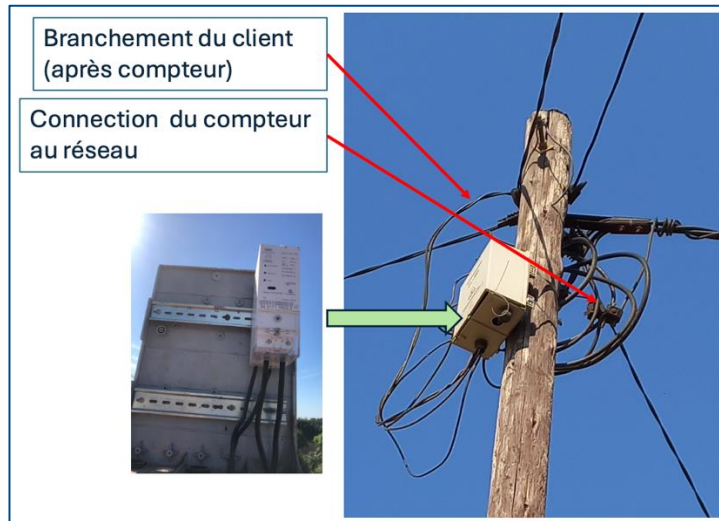


Figure 39- EDM Comptage BT à prépaiement sécurisé



4.4.2.3. Les fonctionnalités du compteur à prépaiement

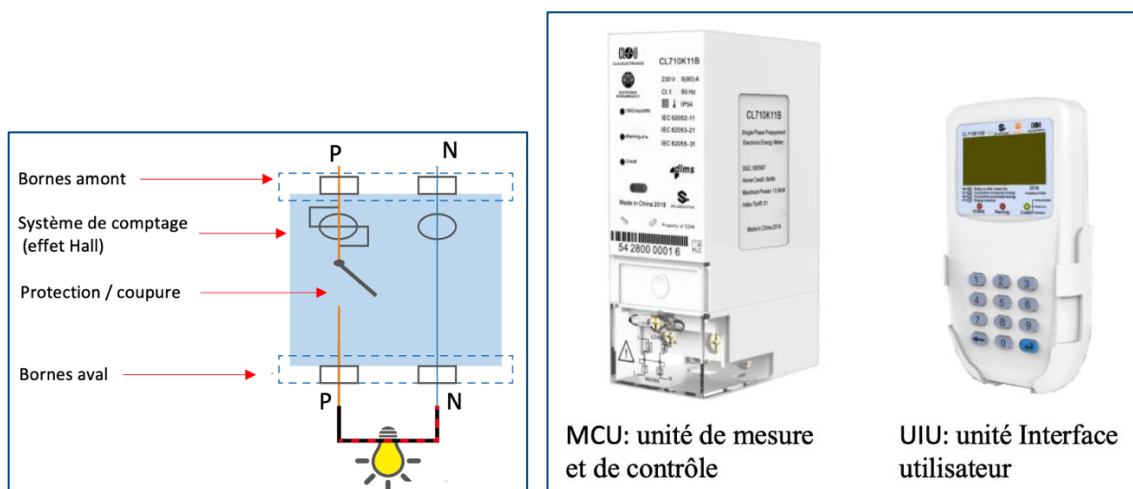


Figure 40- EDM Détail du compteur à prépaiement

Le compteur à prépaiement utilise les courants porteurs en ligne (CPL) pour sa communication.

Le comptage est composé de deux éléments : la MCU (unité de mesure et de contrôle) et l'UIU (unité d'interface utilisateur).

Le MCU contient les circuits de mesure et de contrôle ainsi que le dispositif de déconnexion, L'UIU (Unité d'interface utilisateur) installée chez le client, fournit une interface conviviale. Un écran LCD fournit de nombreuses informations pour le client, mais aussi pour l'opérateur dans le cadre d'un contrôle de l'installation.

Pour le client :

Collecte des codes pour le chargement des kWh,

Vérification du crédit de kWh en cours,

Historique de consommation sur une période mensuelle (ou par cycle de chargement de kWh).

Pour l'opérateur :

Historique des charges et consommations sur 12 mois,

Courant et puissances instantanées par phases,

Déclenchement pour essai du dispositif de déconnexion,

Signalement d'une tentative de manipulation du compteur.

4.5. Comparaisons des standards entre les différents distributeurs.

4.5.1. Le raccordement du point de livraison (PDL)

4.5.1.1. Fonctionnalités du CCPI sur les branchements BT

Le CCPI n'est pas systématiquement présent dans les standards de branchements BT des opérateurs.

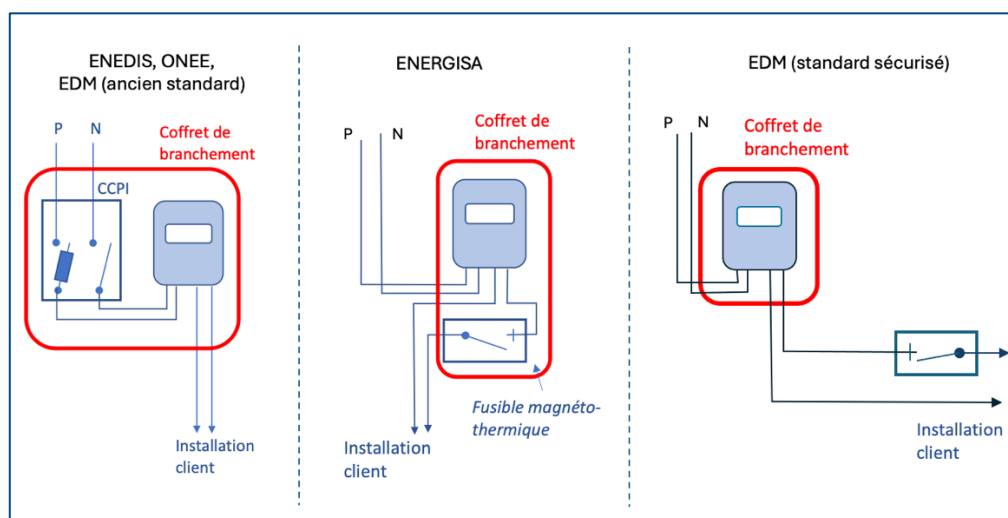


Figure 41- Fonctionnalité du CCPI

Le CCPI est équipé de cartouches fusibles de type AD qui réalisent la coupure pour les courants de court-circuit élevés et ménagent ainsi la durée de vie du disjoncteur associé en aval compteur, qui n'est alors pas sollicité jusqu'à ses limites. Standardisés chez ENEDIS, ONEE et les opérateurs européens (et également Hydro-Québec sur le continent nord-américain), ce matériel est absent chez les ENERGISA (et autres opérateurs brésiliens), ainsi que chez EDM.

Mais son rôle ne s'arrête pas là...

La coupure pour impayé : elle est réalisée en déposant les fusibles et en condamnant l'accès au coffret porte-fusible par la fermeture du couvercle du CCPI suivi de la pose de scellés matérialisant l'interdiction d'accès au client.

C'était la procédure réalisée par ENEDIS avant Linky. Dorénavant, la coupure est réalisée à distance par le compteur Linky.

Chez ONEE, le CCPI ne dispose pas de couvercle permettant d'interdire l'accès aux fusibles. Le client considère que cet équipement lui appartient et repose lui-même des fusibles en cas de coupure pour impayé (voire pour réaliser des fraudes provisoires, puisque l'installation amont compteur est accessible) comme le montre l'exemple ci-dessous.



Chez ENERGISA, Le CCPI est placé en aval compteur (Disjoncteur magnétothermique). Ce n'est donc plus un point sensible aux fraudes. Le client a accès uniquement à la manœuvre du disjoncteur. La coupure pour impayée est faite en condamnant ouvert le disjoncteur avec la pose de scellés.

Chez EDM, avec l'utilisation du prépaiement, la coupure pour impayé n'existe plus.

La protection du réseau amont en cas de défaut sur le compteur : Cette protection est justifiée pour les compteurs d'anciennes générations (électromécaniques), un défaut sur le compteur pouvant générer un incendie sur le tableau de comptage. Aujourd'hui, les compteurs de nouvelle génération sont équipés d'une protection interne et le risque de défaut sur le compteur est quasi inexistant.

Visionner une coupure visible en cas de séparation de l'installation pour travaux : ce point de coupure « au plus près du compteur » est d'autant plus important si le client ne dispose pas d'autres points de coupures en aval sur son installation intérieure. Cette coupure au plus près du compteur peut cependant être envisagée en aval compteur :

C'est le cas des standards ENEDIS et ONEE qui prévoient un AGDP (Disjoncteur) en aval de l'installation de comptage en plus du CCPI,

Chez ENERGISA, un disjoncteur magnétothermique en aval compteur, dans le coffret de branchement, est accessible au client uniquement pour la manœuvre,

Chez EDM, le client dispose d'un code pour couper l'installation à partir du display (UIU). Le standard prévoit également un disjoncteur principal sur l'installation du client (c'est une des conditions à la mise en service de l'installation).

Dimensionner la puissance du branchement : les fusibles du CCPI sont prévus limiter la puissance du branchement compte tenu de ses composants (câbles, connectique, compteur...) et le rôle des fusibles était pleinement justifié sur les compteurs d'ancienne génération.

Les compteurs de nouvelles générations intègrent cette limitation de puissance.

En conclusion, peut-on se passer du CCPI, principal point de raccordement des fraudes provisoires ?

Pour les opérateurs d'électricité exposés aux risques de fraudes, le choix de s'affranchir d'un équipement de manœuvre et de protection en amont du compteur s'est justifié pour les raisons suivantes :

Si un point de coupure avec protection est toujours nécessaire au plus près du compteur, son raccordement :

- En amont compteur ne se justifie plus,
- En aval compteur, il renforce la sécurisation en termes de PNT, et la pose d'un disjoncteur au lieu de fusibles permet au client de remettre en service l'installation en toute sécurité en cas de déclenchement.

4.5.1.2. La localisation et l'accessibilité du compteur

Positionner le comptage en limite de propriété a toujours été une option retenue par la grande majorité des opérateurs pour faciliter l'accès à la relève des index et pour limiter les tentatives de fraudes.

Pour ENEDIS, qui n'est pas impacté fortement par les PNT, la pose du compteur « électronique ancienne génération » en partie privative a toujours été une option possible dans la mesure où un boîtier de téléreport situé en limite de propriété (avec le CCPI) permet la collecte des index depuis la voie publique.

Pour ENERGISA (et autres opérateurs sud-américains) et ONEE, la pose du coffret de comptage en limite de propriété est un minimum obligatoire.

Pour EDM, le standard avec un compteur en partie privative est courant. Le standard « haut de support » est prévu en cas de fraude suspectée ou avérée.

4.5.2. La vulnérabilité des standards face au risque PNT

4.5.2.1. La vulnérabilité des compteurs

Les compteurs électromécaniques en BT /comptage direct.

Les compteurs électromécaniques ont toujours été vulnérables et les inspections visuelles périodiques par les releveurs son un minima avec une procédure de remontées d'anomalies efficiente. Parmi les principales anomalies, nous noterons :

La dépose/coupure des scellés du cache-borne. Une fois le cache borne déposé :

- Une manipulation de la vis d'excitation de la bobine tension permet d'arrêter le disque d'entraînement des roues d'index,
- La pose d'un shunt entre l'entrée et la sortie du compteur permettant de dévier de l'énergie non facturée.

La dépose/coupure des scellés usine. Une fois le capot déposé, il est possible d'intervenir sur la pignonnerie interne pour réduire la volume de kWh comptabilisés,

Le blocage du disque en introduisant une aiguille à travers le capot (un trou discret est préalablement percé sur la partie latérale du capot).

L'arrivée du compteur électronique ancienne génération a considérablement réduit la fraude au compteur. La dépose des capots entraine systématiquement l'émission d'une alarme repérable lors de la relève d'index.

L'installation de compteur AMI permet l'envoi l'une alarme (en temps réel ou différé) aux services compétents pour traitement de l'anomalie :

Chez ENEDIS, le compteur Linky est sécurisé avec la technologie AMI. Un scellé est également posé au niveau du cache-bornes,

Chez ENERGISA, le compteur est scellé au niveau du cache-bornes puis encapsulé sous scellé,

Chez ONEE, qu'il soit à prépaiement ou post-paiement, et bien que la pose de scellés sur le cache-borne soit standardisé, sa mise en œuvre est loin d'être systématique. Le compteur est vulnérable et la réalisation de fraudes est facilitée,

Chez EDM, la pose de scellés est systématique sur les compteurs installés en partie privative. Les scellés sont absents sur les comptages en haut de support.

Les compteurs à comptage indirect

Ils sont utilisés pour les gros clients BT et les clients HTA.

Dans le cadre des évolutions des systèmes de comptage vers des standards de nouvelle génération télécommunicant, les distributeurs ont priorisé les opérations de mise à niveau sur les clients à forte demande en énergie (> 36 kVA). Le risque de manipulation sur le compteur reste donc très faible.

4.5.2.2. La vulnérabilité des panneaux de comptage BT

Le panneau de comptage ENEDIS

Le taux de PNT chez ENEDIS est sous contrôle et ne justifie pas d'engager des actions lourdes sur ses standards existants. Pour autant, des règles de sécurisation minimales des installations ont toujours existées afin de faciliter les contrôles à l'occasion de la relève d'index (avant Linky), lors de constats d'écarts de consommation...etc.

C'est le concept « Contrôler pour corriger » qui impose certaines règles (voir figure 2 plus haut) :

Le câble de branchement (entre le réseau et le point de livraison) :

- Sur le réseau BT aérien, le câble torsadé est apparent mais ne doit pas être accessible. Si ce n'est pas le cas, le tronçon « à risque » du câble est protégé sous gaine apparente,
- Sur le réseau souterrain, le branchement est en câble armé.

Tous les éléments avant compteurs (CCPI et conducteurs) sont protégés/scellés de sorte que chaque tentative de fraude provisoire avant compteur puisse être identifiée par identification de la rupture des scellés et donner lieu à l'établissement d'un constat de fraude,

Les liaisons CCPI/compteur sont inaccessibles derrière une platine, elle-même fixée avec des vis de fixations scellées.

Les scellés son tracés avec un numéro de série (un numéro pour 500 unités) permettant une traçabilité régionale. La notion de pince à plomber n'existe plus.

Le By-pass » (raccordement de l'installation avant compteur) est aujourd'hui le principale type de fraude rencontré sur les compteurs Linky chez ENEDIS mais rester sous contrôle. La vérification des installations suspectées est facilitée par le contrôle des scellés. Ces derniers sont également des marqueurs importants pour le constat des fraudes provisoires.

Le panneau de comptage ENERGISA

ENERGISA adapte son standard au risque PNT.

Sur les zones à faible risque PNT, le panneau de comptage en limite de propriété est encapsulé sous un capot transparent sous scellé, donc inaccessible sans laisser de trace. C'est le concept « Contrôler pour corriger ».

Sur les zones à risque modéré, à savoir :

Des clients ayant un historique de fraude,

Une zone avec un taux de PNT non stabilisé...

Des profils professionnels à risques, etc...

ENERGISA applique un standard de raccordement à sécurité renforcé en ajoutant de l'inaccessibilité physique avec la pose du coffret en hauteur. Le panneau de comptage est toujours encapsulé sous un capot sous scellés, donc inaccessible sans laisser de trace. C'est le concept « Prévenir pour Empêcher ».

Enfin, pour les zones à risque élevé /généralisé de fraude, ENERGISA regroupe les comptages sur un seul et même coffret. La notion de panneau de comptage individuel n'existe plus. Les coffrets sont sous monitoring permanent avec des télé-actions à distance en cas d'anomalie. Au concept « Prévenir pour Empêcher » s'ajoute le concept de « Surveillance ».

Les scellés sont tracés avec un numéro individuel et un code couleur.

Chaque scellé est associé à un point de livraison dans le SI, et sa traçabilité est réalisée depuis son achat en usine jusqu'à sa pose, incluant le passage dans les magasins d'agences et l'employé qui a reçu et posé le scellé. La notion de pince à plomber n'existe plus.

Le panneau de comptage ONEE

C'est le concept « Contrôler pour Corriger » qui est adopté sur l'ensemble de son territoire, mais le contrôle manque d'efficacité sur les zones à risque PNT.

Bien que situé sur la limite de propriété, le panneau de comptage et ses composants n'ont pas de scellés. Les scellés, quand ils sont posés, sont marqués à la pince à plomber, facilement copiable.

L'accessibilité au tableau permet donc de :

**Réaliser des fraudes provisoires ou définitives (by-pass sur les conducteurs avant compteur, ...),
S'attribuer une puissance supérieure à la puissance contractuelle (en augmentant le calibre des fusibles du CCPI).**

Le taux de PNT n'est plus sous contrôle sur plusieurs zones, rurales et semi-urbaines, et ONEE travaille sur la mise en œuvre de solutions adaptées au risque de fraude, en particulier sur les zones de fraudes généralisées.

Le panneau de comptage EDM

Le concept « Contrôler pour Corriger » est appliqué sur les standards EDM dans le cadre des mises en service de nouvelles installations de comptage en partie privative.

Si les compteurs à prépaiement sont en majorité scellés au niveau du cache bornes sur les compteurs posés en partie privative, les installations en amont restent accessibles au niveau du CCPI et sur les liaisons avant compteur.

Le concept « Prévenir pour empêcher » est alors appliqué en cas de suspicion ou constat de fraude.

Le compteur est ramené au niveau du support à la hauteur du réseau. Le tableau de comptage et le CCPI se retrouvent en aval compteur éliminant ainsi tout risque de fraude.

4.5.2.1. La vulnérabilité des panneaux de comptage des gros clients HTA et BT

Dans leur grande majorité, les panneaux de comptages sur TC en BT et en HTA sont correctement sécurisés avec une attention particulière sur les TC.

Les droits d'accès sont matérialisés par des scellés posés par les équipes « comptages » de l'opérateur en charge des contrôles périodiques des installations.

Les câbles en amont du comptage sont sous protection mécanique limitant le risque de manipulation.

Dans les cas extrêmes où des clients mal venants seraient amenés à réaliser des by-pass sur la HTA, les opérateurs brésiliens disposent d'une solution de comptage HTA encapsulée et installée sur un support aérien en limite de propriété.



5. LE TRAITEMENT DES RELEVES D'INDEX

5.1. Le traitement manuel des données de relève

5.1.1. Le traitement de la relève physique chez ENEDIS (avant la généralisation de Linky)

Avec la généralisation du compteur LINKY, la télérelève des clients BT < 36kVA chez ENEDIS a progressivement pris le pas sur la relève traditionnelle des index. De manière anticipée et pour la période transitoire (coexistence du compteur traditionnel et du compteur LINKY), ENEDIS a dû gérer la baisse progressive de son activité Relève qui était en partie réalisée avec ses ressources propres en la transférant vers des prestataires, tout en assurant le pilotage de cette activité stratégique.

Les clients BT \geq 36 kVA et des clients HTA sont relevés par télétransmission des index depuis plusieurs années.

5.1.1.1. Les grands principes de la relève manuelle avant Linky

Tous les compteurs sont relevés deux fois par an et cette activité est confiée à des prestataires conformément à un Cahier des Clauses Techniques Particulières et aux Conditions Particulières d'Achat.

Les prestataires forment et habilitent leurs employés à cette activité. ENEDIS assure des revues mensuelles et des évaluations post-relevé, et transmet les « lots » de clients à relever, au rythme du calendrier de relève.

Pour le fournisseur historique (EDF), une facture estimée est éditée bimensuellement. Les corrections sur l'énergie consommée sont réalisées semestriellement suite à la relève physique.

L'évolution technologique du relevé d'index



Figure 42- ENEDIS Evolution des outils de relève

5.1.1.2. Le parcours-Client

L'activité Relève d'ENEDIS s'appuie sur la parcours client, en distinguant d'une part le parcours client avec **relevé accessible**, le plus simple car il ne nécessite pas la présence du client, et le parcours client pour les **compteurs inaccessibles**, qui s'appuie sur :

L'envoi d'une information « Annonce du Passage du releveur » pour index non accessible hors présence d'un client ou d'un tiers,

Le relevé à pied (qui aboutit ou non à la collecte de l'index),

En cas de non relevé des index pour absence du client, une carte autorelevé dite carte « T » (voir annexe 1) est déposée pour la collecte par le client. En cas de relève des index par autorelevé sur une période supérieure à 2 ans, une relève réelle doit être réalisée par ENEDIS (ou son prestataire).

Zoom sur les compteurs inaccessibles :

30% des compteurs sont concernés

Environ 22 millions de courriers « Annonce Passage du releveur » adressés en 2012 .

La carte « T » précise les canaux pour communiquer les index : Web, Serveur Vocal Interactif, envoi poste de la carte T.

5.1.1.3. L'architecture de relève

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

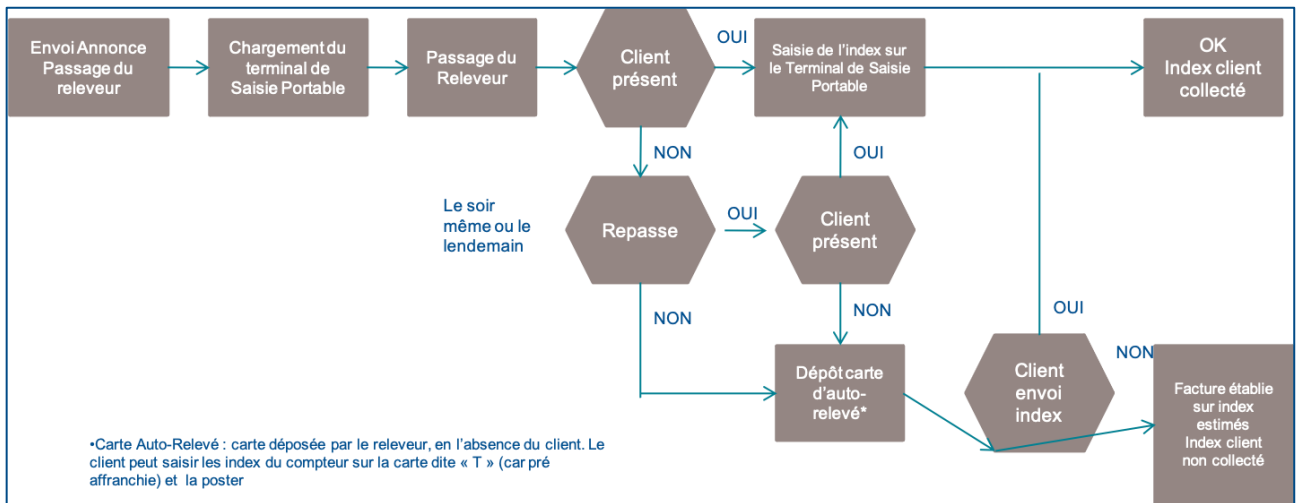


Figure 43- ENEDIS Architecture de relève

5.1.1.4. La Relève par les prestataires chez ENEDIS

Le Périmètre des prestations englobe l'acquisition des index des compteurs relevés semestriellement et la détection des Pertes Non Techniques.

Les Prestations attendues du prestataire sont :

La planification des relevés, les modalités de prise en charge des Terminaux de Saisie Portables et le déchargement des index relevés sur sites ENEDIS,

La Détection des Pertes Non Techniques.

La durée des contrats est généralement de quatre ans, avec des évolutions périodiques, conséquence du déploiement de LINKY. Le contrat fixe les prix de la prestation de relevé et de la prestation de la détection des Pertes Non Techniques. Il définit également la variation des prix pendant la durée du marché ainsi que les montants de bonus/malus liés aux indicateurs de résultats.

Les principes du calendrier de facturation avec la relève réalisée par les prestataires

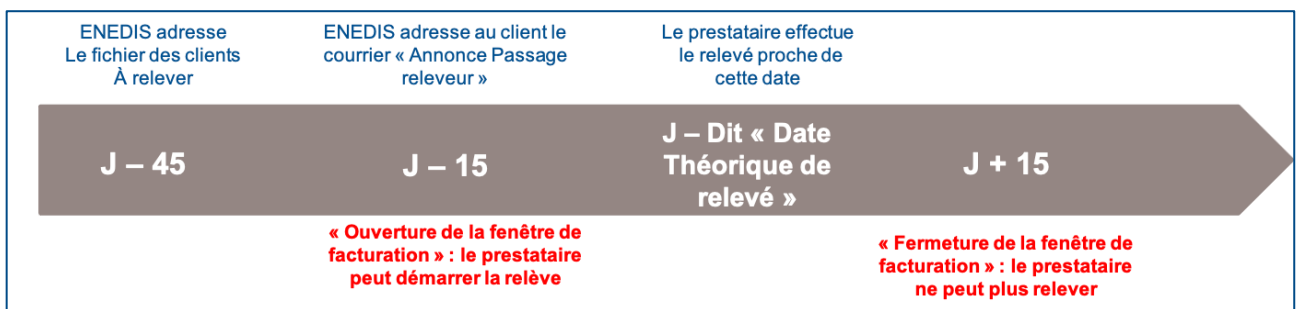


Figure 44- ENEDIS Cycle de relève-facturation

5.1.1.5. L'organisation de la relève

Chaque releveur, le matin, charge son « circuit » pour la journée, via le Terminal de Saisie Portable. Il est classé de manière à optimiser le déplacement du prestataire.

Les circuits sont constitués par les références / adresses / nom des clients, mais aussi par ce qui est appelé « la Nature d'Urbanisme ». C'est cette Nature d'Urbanisme qui différencie les relevés en rural, en urbain, en immeuble, en lotissement, en individuel ...

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

La nature d'urbanisme permet d'optimiser le circuit du releveur, en tenant compte des zones concernées. Elles sont paramétrées au sein de chacune des Directions Régionales. Quelques exemples de natures d'urbanisme :

Urbain (ville, agglomération) : forte densité de compteurs à relever sur un périmètre restreint,

Rural : densité de compteurs à relever sur un large périmètre,

Gaine technique : immeubles dont le relevé est accessible,

Immeuble : le relevé est inaccessible,

Maison individuelle.

A chaque nature d'urbanisme est associée une cadence de nombre de compteurs à relever, en accessible et en inaccessible. Voir ci-dessous quelques exemples de cadence :

Urbain : 280 compteurs en accessible et 200 compteurs en inaccessible,

Rural : 160 compteurs en accessible et 120 compteurs en inaccessible,

Gaine : 480 compteurs,

Pavillon : 280 compteurs en accessible et 200 compteurs en inaccessibles.

Le circuit est constitué de Points de Livraison à relever sur une durée définie, calculée en fonction du paramétrage « nature d'urbanisme/cadence » (à chacun des Points de Livraison est associée une nature d'urbanisme). Voir ci-dessous un exemple de circuit : 58 compteurs en rural, à relever en 3,3 heures.

Numéro	Secteur – Tournée	Début folio	Fin folio	Nombre de compteurs	Nature urbanisme	Durée
1	131302	001	550	55	RU	3,2
2	231302	001	550	3	RU	0,1
Global circuit				58		3,3

5.1.1.6. L'acte de Relevé

Le releveur se déplace chez les clients, en fonction de l'Annonce de son passage (APR : Annonce Passage Releveur), adressée antérieurement.

Si le client est absent lors du passage, il est demandé au releveur d'assurer une « repasse » afin d'optimiser la saisie d'index.

En cas d'absence du client à la repasse, le releveur dépose une Carte Autorelevé (voir annexe 1), que le client devra adresser à ENEDIS avant une date définie.

Le client a également la possibilité soit :

D'afficher les index sur la porte de son logement, le jour annoncé par l'APR, pour prise en compte par le prestataire,

De communiquer ses index sur le site internet dédié à cet effet.

5.1.1.7. Les missions de la cellule de Pilotage de la Relève

La Cellule Pilotage Relève assure l'organisation et la programmation des circuits de la relève semestrielle sur l'intégralité d'une région. Elle met à disposition chaque mois l'ensemble des résultats

et les indicateurs nécessaires au pilotage de l'activité et au traitement de la facturation et participe aux différentes actions concourant à l'atteinte des objectifs.

Elle assure également le pilotage du traitement des anomalies. La majorité des anomalies sont à traiter avant la « fermeture de la fenêtre de facturation », afin de facturer la consommation réelle et éviter ainsi des estimations, source d'insatisfaction pour le client.

Les revues mensuelles

Elle réunit la cellule de Pilotage et le prestataire pour acter le bilan quantitatif et qualitatif du mois écoulé (incluant les bonus/malus). Indicateurs évalués :

Indicateurs de résultats de la prestation

- Taux de compteurs relevés par le prestataire,
- Qualité de la collecte des index : pénalités, réclamation de clients, relevés falsifiés, redressements...

Indicateurs de Qualité de la prestation

- Respect des consignes de planification,
- Exécution de la prestation de base : respect du RDV, prise en charge du TSP ...
- Respect des consignes annexes de la prestation : dépose carte autorelevé, information « consommation sur compteur inactif », détection des dysfonctionnements, PNT...

Réactivité du prestataire : suite à une réclamation, ou mise ne place d'un plan d'action suite à dysfonctionnement.

Points de contrôle suite à un contrôles des prestations

- Approche de la Sécurité par le prestataire,
- Image de marque,
- Appréciation globale.

5.1.2. Le traitement de la relève physique chez ENERGISA

La loi brésilienne impose une relève mensuelle pour tous les clients. Les systèmes de comptage par prépaiement n'ont toujours pas été validés par le régulateur local (ANEEL).

Les clients HTA puis les clients BT/TC ont progressivement basculé sur la télé relève.

Les zones résidentielles en « supervision PNT » équipés de comptage centralisé sont également télérelevés.

5.1.2.1. La relève physique chez ENERGISA

Comme pour la grande majorité des Opérateurs brésiliens, la relève sur le terrain était sous-traitée jusqu'au début des années 2000. Compte-tenu du caractère stratégique de l'activité, ENERGISA a opté pour réinternaliser cette activité chez ses opérateurs à risque. Le « TSP » connecté envoie les index « on-line », et un retour peut -être fait immédiatement en cas d'anomalie.

Par ailleurs, les PDL son géolocalisés pour optimiser les circuits de relève.

Les coûts d'édition/transmission des factures sont considérablement élevés, particulièrement en milieu rurale où faute d'adresse postale précise, des tournées de distribution de facture doivent être organisées. Aussi, depuis 2012, afin de simplifier les procédures de facturation et réduire les délais de paiement, ENERGISA a mis en place la « Relève-Facture ». Le releveur est équipé d'une imprimante associée au TSP lui permettant d'éditer la facture et de la remettre au client (sous enveloppe).



Figure 45- ENERGISA présentation de la facture au moment de la relève

Quand le compteur n'est pas accessible au releveur (anciennes installations), le client a la possibilité de faire un autorelevé via une application smartphone dédiée ou par téléphone. Trois autorelevés consécutifs sont possibles entre deux relevés physiques par ENERGISA.

5.1.2.2. La relation Client chez ENERGISA

Les clients peuvent entrer en contact avec le service clientèle d'ENERGISA via le portail internet de l'opérateur, ou sur une ligne téléphonique dédiée et gratuite 24h/24 et 7 jour/7.

Compte-tenu du contexte socio-économique des clients et des difficultés liées à la ruralité, ENERGISA a opté pour un accueil physique en priorité.

Ce choix a permis de mettre en place une relation personnalisée entre l'agent d'accueil et le Client. L'agent d'accueil devient alors un acteur majeur du recouvrement des impayés de sons portefeuille, et est intéressé financièrement sous forme de prime en fonction des factures recouvertes. Un grand nombre de clients a opté pour un paiement de ses factures directement à l'agence locale de l'opérateur.

5.1.3. Le traitement de la relève physique chez ONEE

Tous les clients de l'ONEE sont relevés périodiquement sur le terrain.

Les gros clients BT et les clients HTA son tous équipés de compteurs télé relevables qui, à terme, ne devraient plus faire l'objet de relève physique.

Les fréquences de relève sont distinctes en fonction de la typologie de clients :

Clients	Fréquence de relève
Clients BT autres que administratifs	Bimensuelle
Clients BT administratifs	Trimestrielle
Clients MT	Mensuelle
Clients MT administratifs	Mensuelle (et facturation trimestrielle)
Clients prépaiement	Semestriel

Remarque 1 : l'ONEE a fait le choix de ne pas inclure les clients résiliés dans les tournées de relève et a opté pour les traiter dans le cadre d'inspections spécifiquement dédiées.

Ce n'est pas le choix fait par la majorité des opérateurs qui souhaitent maîtriser le risque « consommation hors-contrat » et qui incluent l'ensemble des PDL (actifs et inactifs) dans les circuits de relève.

Remarque 2 : le choix de visiter les clients à prépaiement semestriellement permet de s'assurer du bon fonctionnement de l'installation de comptage :

Cohérence de la consommation avec les équipements du client,

Absence de fraude ou de trace de manipulation sur le compteur ou en amont de celui-ci.

5.1.3.1. La sous-traitance de la relève

La sous-traitance de la relève en BT s'est progressivement mise en place sur le périmètre ONEE pour pallier le déficit de ressources internes d'une part, et pour répondre d'autre part à une exigence des clients de passer à une relève mensuelle sur l'ensemble du territoire marocain.

Cette mensualisation est devenue une pratique courante chez la plupart des opérateurs marocains et aujourd'hui, près de 78% de clients sont relevés mensuellement sur les deux DR.

L'organisation de la relève BT

Les circuits de relève correspondent aux circuits des réseaux BT pour chaque poste HTA/BT.

Un mois sur deux, les index BT sont relevés par les prestataires.

Les prestataires de relève ont également la charge de la distribution de l'ensemble des factures mensuelles (ainsi que des avis de coupure pour non-paiement).

La relève BT trimestrielle des administrations est toujours assurée par les releveurs de l'ONEE.

Les contrats de prestations de relève

La connaissance du périmètre de relève est un atout pour les prestataires disposant déjà d'un contrat de distribution des factures et des avis de coupures et des labels agréés par l'ONEE sont nécessaires pour réaliser la prestation.

Le contrat fixe les conditions et modalités d'exécution du relevé des index, la détection et le signalement des anomalies de comptage, ainsi que le traitement des index rejetés par le système. Des pénalités sont appliquées au contractant sur la base de contrôle par échantillonnage aléatoire en cas de relevé erroné ou de non-relève.

Remarque :

La mise en place de la sous-traitance sur des activités pouvant voir un impact sur les recettes doit être accompagné d'un accompagnement par des ressources internes qui maîtrisent l'ensemble du processus. Bien plus que du management de ressources externes, c'est un pilotage de processus avec un suivi permanent de la performance qui doit être mis en place.

L'organisation de la relève en HTA

Tous les clients HTA sont relevés mensuellement en interne sur support-papier en attendant le développement des équipements de télécommunication.

Au niveau de chaque DP, le service comptage accompagne la gestion des compteurs des clients MT et des comptages frontaliers inter régions pour l'ensemble des agences de son périmètre.

Le service est en charge :

De la configuration des comptages des nouveaux clients,

De la vérification annuelle du comptage MT sur l'ensemble de son territoire et en particulier :

- **Du contrôle de la bonne adéquation du calibre des TC à la puissance appelée,**
- **Du contrôle du bon fonctionnement du comptage avec un compteur étalon,**
- **Du contrôle de l'horodatage.**

5.1.4. Le traitement de la relève physique chez EDM

Sans objet dans le cadre d'une généralisation du compteur à prépaiement.

5.2. La télétransmission des données de relève

5.2.1. Le traitement de la télérelève chez ENEDIS

5.2.1.1. La télérelève des compteurs Linky (clients <36 kVA)

Le relevé à distance (aussi appelé « télérelevé ») est réalisé par courant porteur en ligne (CPL) depuis le PDL jusqu'au concentrateur installé dans le poste de distribution public.

La relève est synchrone (relève simultanée de tous les clients du poste), ce qui permet de réaliser à la demande une balance énergétique (et donc identifier le taux de pertes globales) avec le compteur Pinky si ce dernier est installé dans le poste.

La fréquence de télérelève définie par ENEDIS est de 1 fois/jour, mais des fréquences plus élevées (jusqu'à 30 minutes) peuvent être fournies au client sur demande, en particulier pour établir des courbes de charges.

La télétransmission des index est ensuite acheminée via le réseau GPRS au système de gestion des comptages selon le schéma suivant :

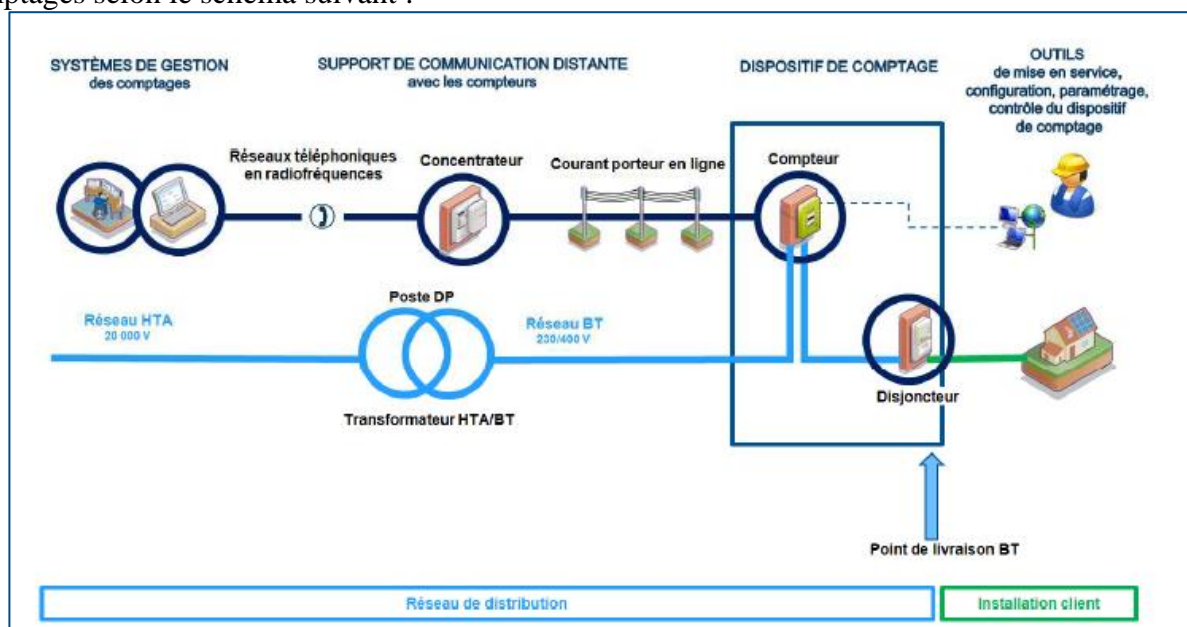


Figure 46- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève Linky

5.2.1.2. La télérelève des clients ≥ 36 kVA (BT et HTA)

Solution de référence

La solution de référence mise en œuvre par Enedis est la technologie de communication en radiofréquences (GSM-CSD, appelé aussi GSM-Data, ou, dans le futur, GPRS-UMTS).

A ce titre, Enedis équipe à ses frais les Dispositifs de Comptage de modems compatibles avec le compteur installé, ainsi que d'une antenne externe si nécessaire, et prend à sa charge les coûts d'abonnement.

Solution alternative

Dans les cas où la solution de communication en radiofréquences ne pourrait pas être durablement fiable (niveau de réception GSM trop faible, échecs répétés de communication, par exemple), Enedis étudie, en collaboration avec le Client et/ou son Fournisseur, la faisabilité d'une solution alternative. Si

cette solution s'avère réalisable, sa mise en œuvre fait l'objet d'une prestation d'Enedis facturée au Client et/ou à son Fournisseur.

La solution alternative usuelle est le Réseau Téléphonique Commuté (RTC). L'utilisateur aura alors la responsabilité de la réalisation de la ou des liaisons téléphoniques :

Mise à disposition des accès au réseau téléphonique commuté,

Validation des plans d'intervention et sécurité lors de la réalisation des travaux.

Le raccordement du ou des câble(s) et la mise en service coté Dispositif de Comptage sont réalisés sous la responsabilité d'Enedis.

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

Ces lignes téléphoniques RTC sont de type analogique.

Architecture d'un point de livraison d'un client BT > 36 kVA

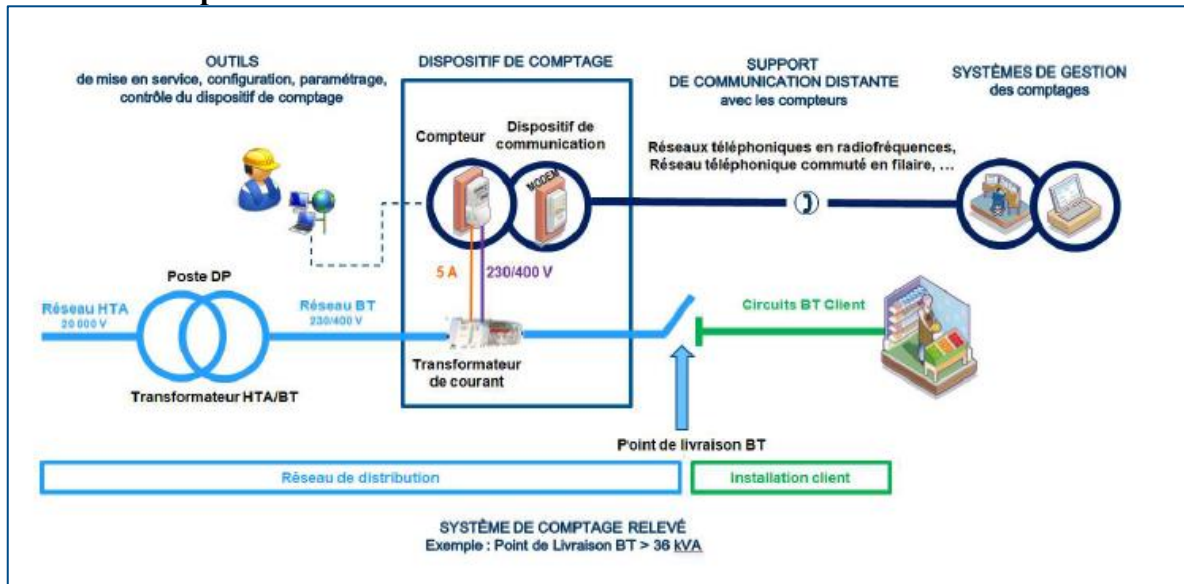


Figure 47- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève (client BT >36 kVA)

Architecture d'un point de livraison d'un client HTA avec comptage en BT

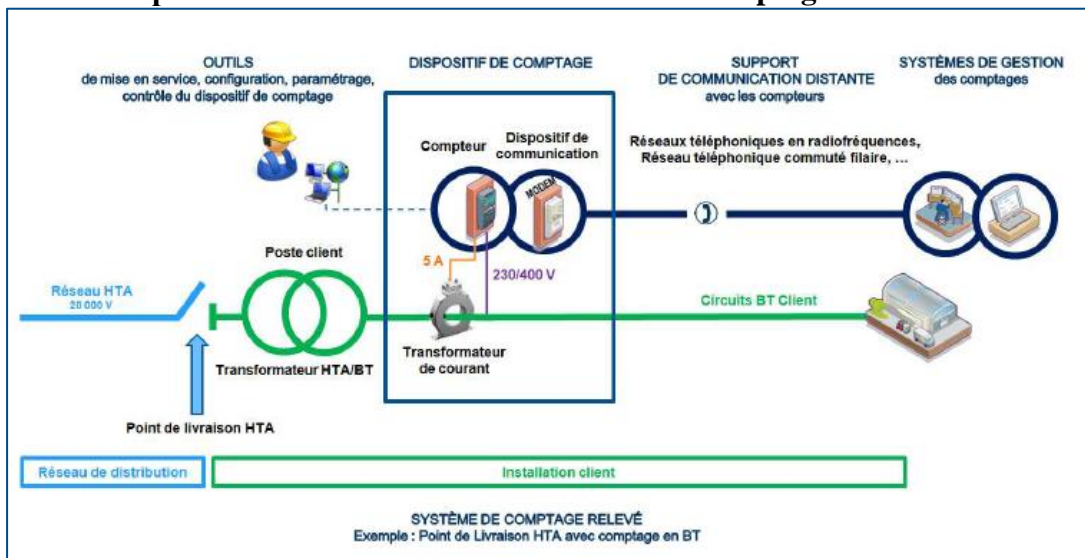
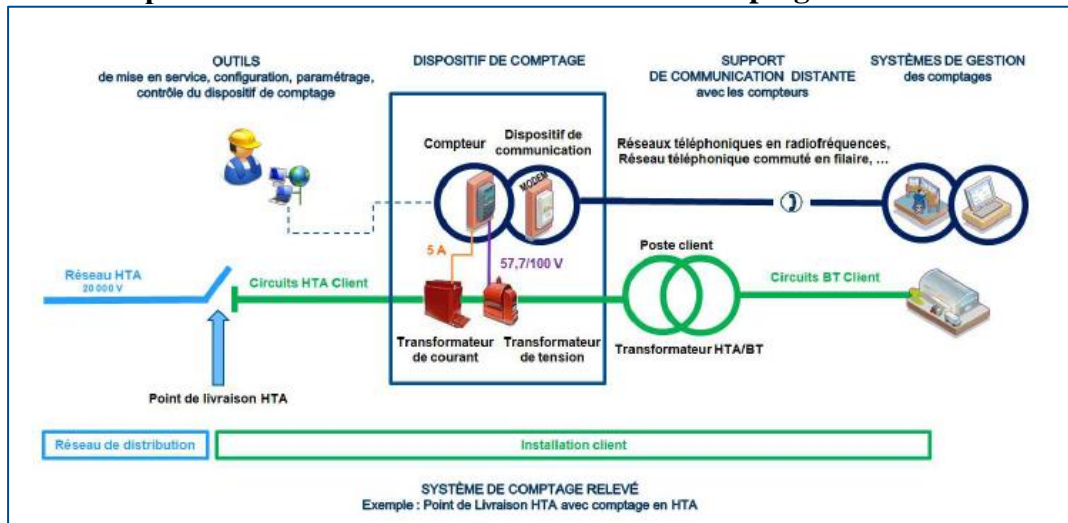


Figure 48- ENEDIS Synoptique de transmission des données de télérelève (client HTA)

Architecture d'un point de livraison d'un client HTA avec comptage en HTA



5.3. Comparaison de la relève des index chez les opérateurs

La télérelève sur les compteurs Linky a non seulement permis à ENEDIS de s'affranchir de la relève physique des compteurs avec des ressources internes, mais aussi de réaliser les mises en et hors service, ainsi que les coupures pour impayés à distance.

Cette configuration n'est envisageable et économiquement rentable que si l'ensemble (ou la totalité d'un périmètre géographique de l'opérateur) est télérelevé/téléopéré.

Ce modèle est-il adapté pour autant à des opérateurs qui doivent faire face à des pertes non techniques élevées ?

Pourquoi pas... mais avec une sécurisation renforcée des installations de comptages, voire du réseau BT en amont (→ standards sécurisés d'ENERGISA).

Rappelons que la télérelève et la télé-opérabilité sont sans impact sur les gains en PNT. À minima, le système fournira une balance énergétique indiquant une dérive des pertes globales du postes HTA/BT alimentant.

ENERGISA a su pour sa part s'adapter aux contraintes du régulateur sur la fréquence mensuelle de relève et l'interdiction d'installer le compteur à prépaiement dans les zones rurales en maintenant :

Des ressources en interne pour la relève et émission de facture simultanées,

Des points d'accueil décentralisés pour le paiement des factures.

ONEE pour sa part, dans un contexte PNT identique à ENERGISA, a opté pour la généralisation progressive du compteur à prépaiement sur les zones rurales. Les contraintes de relèves seront effectivement levées mais...

L'installation n'est pas sécurisée et, dans un contexte social défavorable, il y aura un risque accru de fraudes,

Le coût des contrôles et des actions répressives pourrait être supérieur aux dépenses internes dédiées à la relève physique) ...

... le taux de PNT risque de ne plus être contrôlé.

Comme ONEE, EDM a dans un premier temps généralisé le prépaiement sur les installations existantes non sécurisées en partie privative. Depuis 2023, face aux dérives PNT sur les installations intérieures, des programmes d'externalisation en masse des comptages (sur support du réseau) ont été engagés sur les zones sensibles avec des résultats satisfaisants.

6. LA MISE EN ET HORS SERVICE DES INSTALLATIONS

6.1. La mise en et hors service chez ENEDIS

6.1.1. Clients < 36 kVA

Pour les installations neuves ou en réhabilitation, la mise en service d'une installation par ENEDIS est conditionnée à la présentation d'une attestation de conformité (CONSUEL / COMité National pour la Sécurité des Usagers de l'Électricité, un modèle est présenté en annexe 2) délivré par un électricien agréé. Cette association d'utilité publique est chargée par l'État de vérifier les installations électriques. Suite à l'ouverture d'un contrat de fourniture avec son fournisseur, ENEDIS réalise la mise en service en accord avec les dispositions contractuelles de tarification et pose des scellés sur les équipements après avoir vérifié les conditions d'alimentation (Sécurité, PNT ...).

Dans le cas de mise en service suite à une résiliation antérieure, la mise en service est réalisée à distance après finalisation du contrat par le client (via internet ou par téléphone) avec le fournisseur de son choix.

Le fournisseur contacte ensuite ENEDIS qui connecte à distance le compteur Linky via les systèmes de communication GPRS / CPL.

La mise hors service est réalisée à distance après réalisation du contrat en suivant la même procédure : résiliation du contrat par le client avec son fournisseur, et coupure à distance du compteur Linky par ENEDIS à la demande du fournisseur.

À noter que le compteur n'est pas déposé à la mise hors service, et le branchement reste sous tension :

Le raccordement d'un nouveau contrat sur le PDL pourra ainsi être réalisé à distance et dans des délais inférieurs à la journée,

La dépose du compteur du compteur et la mise hors-tension du branchement inactif est programmée par ENEDIS après plusieurs semaines sans consommation.

6.1.2. Mise en service de clients BT > 36 kVA et clients HTA

La procédure de demande de raccordement est la première étape, suivie des travaux réalisés par ENEDIS (ex-ERDF) après paiement du devis.

La mise en service est réalisée ensuite par ENEDIS à la demande du fournisseur choisi par le client et sur présentation du « Consuel ».

Voir en Annexe les fluxogrammes mis à disposition par ENEDIS (diffusion libre) :

Pour les raccordements de clients BT > 36kVA (Annexe 3),

Pour les Clients HTA (Annexe 4).

Pour la mise en service, ENEDIS utilise le logiciel MERCURI (Mise En seRvice des CompteURs Industriels). C'est est outil mobile unique de programmation des compteurs industriels et d'intervention sur site des compteurs de type : Saphir, PME-PMI, ICE, ICE4Q, KLinky.

Il permet de réaliser en autres les activités suivantes :

**Programmation et relevé sur site des compteurs pour maintenance,
Programmation et relevé à distance (secours) pour maintenance des compteurs,
Programmation sur site des concentrateurs AMM (Linky) dans les postes HTA/BT,
Couplage avec les référentiels techniques et les outils de gestion des interventions sur les comptages.**

6.2. La mise en et hors service chez ONEE

Les points clés de la mise en service

La procédure de demande d'abonnement est commune à tous les types de raccordement BT et HTA. Les travaux de branchements sont réalisés par un électricien agréé par l'opérateur, choisi par le client. La pose du compteur est des protections en amont est réalisée par l'ONEE après vérification de l'installation.

À noter, que dans le cas des installations BT à comptage direct, aucun scellé n'est apposé sur les matériels avant comptage.

Les points clés de la Résiliation

Un contrôle systématique de l'historique du compte du client est effectué lors d'une demande volontaire de résiliation, ceci pour régulariser d'éventuels recouvrements/remboursements.

Le compteur est déposé si aucun successeur n'est identifié sur le PDL. Le compteur est maintenu en cas de successeur identifié (réabonnement).

Les fusibles du CCPI sont déposés, mais le PDL reste sous-tension. Dans la mesure où le CCPI reste accessible (sans scellé), le risque de consommation hors contrat est important.

Un client résilié n'apparaît plus dans les circuits de relève mensuels.

La résiliation de clients à prépaiement en cas de défaut de recharge

La procédure est la suivante :

60 jours sans recharge	« Plus de 60 jours sans règlement » s'affiche sur le moniteur de prépaiement et sur l'application de recharge.
168 jours sans recharge	Un message « plus de 168 jours sans règlement » s'affiche sur le moniteur de prépaiement et l'application de recharge. Génération de lettre de relance suite à cet événement.
183 jours sans recharge	Un message « non-paiement pendant 183 jours » s'affiche sur le moniteur de prépaiement et l'application de recharge pour informer l'agent ONEE et le client de ce blocage. Le client est affiché parmi les clients proposés à la résiliation.
350 jours sans recharge	Un message « plus de 350 jours sans recharge » s'affiche sur le moniteur de prépaiement. Facturation des frais de lettre de relance. Le client est affiché parmi les clients proposés à la résiliation.

365 jours sans recharge	Le client est affiché parmi les clients proposés à la résiliation. Un message bloqué « plus de 12 mois sans recharge » s'affiche sur le moniteur de prépaiement et l'application de recharge.
-------------------------	--

Constat : l'absence de consommation sur plusieurs mois quand le logement est occupé (et des équipements électriques visibles) est souvent associée à la présence de trace de manipulation avant compteur pour la réalisation de fraudes provisoires.



La résiliation doit dans ce cas être réalisée au point de raccordement du branchement sur le réseau (en hauteur) et doit faire l'objet de contrôles périodiques.

Le recours à la sous-traitance de l'activité

La grande ruralité du périmètre opérationnelle de l'ONEE entraîne des temps de déplacements sans valeur ajoutée à l'activité et la multiplication des sites opérationnels au plus près des clients impacterait des coûts élevés.

L'ONEE fait donc appel à des électriciens agréés en charge des interventions de premier niveau sur les installations des clients BT. Elles assurent ainsi sur ordre de l'ONEE et hors intervention sur compteur :

La mise en œuvre du raccordement (hors compteur),

Le dépannage de premier niveau (hors compteur et hors réseau).

7. LE PROCESSUS DE FACTURATION / RECOUVREMENT

7.1. ENEDIS

7.1.1. La facturation

La facturation des clients en France est de la responsabilité du fournisseur d'énergie (ENEDIS n'est donc pas concerné) et chaque fournisseur a ses modalités. La grande majorité des clients est domiciliée et la dématérialisation de la facture est quasi généralisée. Si besoin d'un adressage postal, cela ne pose aucun problème sur le territoire français.

7.1.2. Le recouvrement

ENEDIS intervient sur demande du fournisseur et dans les délais impartis.

La coupure pour non-paiement est réalisée :

Avant LINKY :

- **Au niveau du CCPI qui est ensuite scellé, sans dépose du compteur dans le collectif,**
- **Au niveau du point de raccordement du branchement au réseau aérien, sans dépose du compteur, si le CCPI n'est pas accessible au moment de la coupure, ou en cas d'auto-rétablissement par le client.**

Avec LINKY : par télé opération/CPL.

7.2. ENERGISA

7.2.1. La facturation

La facturation chez ENERGISA s'est adaptée aux contextes social et réglementaire.

La domiciliation est proposée et est relativement bien acceptée dans les zones urbaines à fort potentiel économique.

Faute de pouvoir proposer le prépaiement, interdit par le régulateur qui impose par ailleurs une facture mensuelle, l'opérateur a opté pour la multiplication de sites d'accueils et la mise à disposition immédiate des factures à l'occasion de la relève. Cette option est privilégiée quand la localisation du client est difficile à localiser pour un envoi de la facture par voie postale.

C'est une activité réalisée en interne pour un meilleur contrôle qualité sur une activité à risque sur les recettes.

7.2.2. Le recouvrement

La loi brésilienne précise que le client doit être informé au moins 15 jours avant la date effective de coupure. Et la coupure ne peut être réalisée à moins de 90 jours après la date d'échéance de la facture non soldée.

Selon ENERGISA, la multiplicité des agences commerciales dans toutes les municipalités et la relation personnalisée « Agent d'Accueil/ Client » a contribué à l'amélioration du recouvrement.

La coupure pour non-paiement

Quand cela est possible, la coupure est réalisée au point le plus en amont du branchement, par exemple : point de raccordement au support...

Dans tous les cas, un scellé spécifique de couleur « coupure pour non-paiement » est apposé sur l'installation. Le compteur n'est pas déposé dans un premier temps (il enregistrera les index si le client se réalimente).

Le contrat du client entre ensuite en mode « surveillance PNT » avec des cycles de visites de contrôle. En cas de résiliation, le contrat passe en mode « résilié » mais ses données et son historique restent accessibles pour les futurs contrôles :

A travers des requêtes ciblées d'investigation sur le terrain,

Lors de la souscription d'un nouveau contrat, sur le même PDL ou ailleurs à partir du nom du titulaire du contrat.

La coupure et le rétablissement sont réalisés par des ressources internes

7.3. ONEE

7.3.1. La facturation

Après un traitement des anomalies de relève bloquantes en back-office pouvant donner lieu à une relève contradictoire dans la fenêtre de facturation, les factures son éditées et transmises aux clients.

Acheminer les factures par voie postale n'est pas envisageable sur les territoires à fortes connotation rurale compte tenu des difficultés tant sur la précision de l'adresse que sur l'identification précise du client (plusieurs personnes peuvent porter le même nom).

Le choix de l'ONEE s'est donc porté sur la distribution des factures à domicile.

Ces factures sont distribuées par des prestataires qui pour certains, ont également la charge de la distribution des lettres de relance, des avis de coupure et parfois de la relève.

La remise en main propre des factures mensuelles aux clients BT de l'ONEE par des prestataires à un coût non négligeable reconnu par l'opérateur. Le développement du « prépaiement » sur la totalité des zones rurales associée à des contrôles rigoureux du suivi des consommations fait partie des options retenues à moyen terme.

7.3.2. Le recouvrement

La procédure est applicable à l'ensemble des clients MT et BT particuliers,

Exigibilité : Les factures BT et MT des clients particuliers sont exigibles 22 jours après date d'émission.

La coupure et le rétablissement pour les clients BT son réalisés par des ressources internes ou externes en fonction de la disponibilité des ressources.

Les niveaux de relance

Niveaux	Client BT particulier		Client HTA particulier	
	Échéance (jours)		Échéance (jours)	
1	22	Un message apparait au niveau de la facture suivante invitant le client à régler ses impayés	22	Un avis de coupure est adressé au client par lettre recommandée
2	22+18	L'installation doit être coupée	22+15	L'installation doit être coupée.
3	22+48	Un avis de résiliation est adressé au client par lettre recommandée.	22+21	Un avis de résiliation est adressé au client par lettre recommandée.
4	22+63	Le contrat doit être résilié d'office.	22+36	Le contrat doit être résilié d'office.

Remarques sur le recouvrement

Si le recouvrement est efficace pour les clients HTA, il l'est beaucoup moins pour les clients BT.

La procédure prévoit de réaliser la première coupure (niveau 2) au niveau du coupe-circuit situé dans le coffret CCPI en amont du compteur.

Aucun scellé n'étant apposé sur l'installation qui permettrait de matérialiser de manière officielle la coupure pour non-paiement, le client peut se sentir légitime pour se rétablir lui-même (il ne fraude pas puisque le compteur enregistre les consommations).

Il va souvent attendre le niveau 4 (résiliation avec dépose du compteur) pour régler la facture, entraînant des frais opérationnels pour l'opérateur tant sur le terrain (dépose/repose du compteur) qu'en back-office (gestion des relances...).

7.4. EDM

Rapport de Benchmark sur les systèmes de comptage

Bien que la totalité des clients BT à comptage direct soit en prépaiement, EDM accompagne les consommations téléchargées. Une baisse ou absence de consommation sur une période déterminée est signalée par le SI et peut entraîner une intervention pour contrôle sur site.

7.5. Comparaison des Distributeurs sur la facturation et le recouvrement

7.5.1. Le recouvrement

La dépose du compteur

Plus que la dépose du compteur, c'est la coupure de l'alimentation sans possibilité de se réalimenter qui est efficace :

Si le compteur est toujours présent et que le client se réalimente, le compteur enregistrera les consommations (ENEDIS, ENERGISA),

Si le compteur est déposé mais que le PDL est toujours alimenté sans matérialisation de la coupure avec des scellés, la possibilité de « consommation hors contrat » est réelle et ne peut être prouvée (ONEE).

Le Risque éthique

Couper un client pour non-paiement est une activité stratégique que la majorité des opérateurs préfèrent internaliser faute de pouvoir assurer un contrôle efficace des prestataires pour cette activité (ENEDIS, ENERGISA).

Ce risque est majoré si le prestataire qui distribue la facture et les avis de coupures est le même que celui qui coupe, ou s'il y a collusion frauduleuse entre le prestataire de distribution des factures et celui qui réalise les coupures (risque identifié chez ONEE).

8. MAINTENANCE ET POLITIQUE DE RENOUVELLEMENT

8.1. Le dépannage des installations de branchements

8.1.1. ENEDIS

Le dépannage des installations de branchement est une activité réalisée en interne avec des obligations contractuelles en termes de délais d'intervention et de réalimentation.

ENEDIS intervient 7 jours sur 7, en et hors heures ouvrables (avec une priorité donnée aux dépannages sur le réseau impactant plusieurs clients).

Le périmètre d'intervention d'une installation de branchement est matérialisé depuis le point de raccordement au réseau jusqu'aux bornes aval du disjoncteur.

L'intervention consiste à remettre l'installation dans sa configuration d'origine et deux niveaux d'interventions peuvent être nécessaires, notamment en urbain.

Le 1^{er} niveau est réalisé par un agent équipé de moyens légers (spécifiques aux interventions sur les tableaux de comptages BT),

Le 2^{ème} niveau est réalisé par une équipe dotée de matériels permettant les travaux en hauteur, par exemple.

Lors de l'appel du client, le Centre d'Appels Dépannage qualifie le type d'intervention à réaliser et met à disposition la ressource adaptée.

Deux cas de figure peuvent alors se produire :

- 1. L'intervention de 1^{er} niveau permet de remettre l'installation à l'identique → le dépannage est terminé,**
- 2. L'intervention de 1^{er} niveau ne permet pas de rétablir l'installation à l'identique :**
 - Si le technicien peut rétablir l'alimentation en mode provisoire en respectant les conditions de sécurité pour les tiers → la réalimentation est effectuée puis une équipe de 2^{ème} niveau est programmée la réparation définitive,

- Si le technicien ne peut rétablir l'alimentation en mode provisoire → le technicien met l'installation en sécurité puis le dépannage de 2^{ème} niveau est transféré immédiatement à une équipe spécialisée.

8.1.2. ONEE

Le dépannage des installations de branchement est une activité réalisée en interne sans obligations contractuelles en termes de délais d'interventions et de réalimentation.

ONEE intervient 7 jours sur 7 en et hors heures ouvrables.

Le périmètre d'interventions sur les installations de branchement est identique à celui d'ENEDIS.

En théorie, il n'y a pas de différenciation entre les équipes d'interventions. Toutes sont aptes à intervenir, tant sur le réseau que sur les installations, le dépannage, la maintenance préventive ou le raccordement de nouveaux clients. Cette polyvalence des interventions est justifiée par la forte ruralité du périmètre de l'ONEE,

Dans les faits, le client prend souvent l'initiative de faire appel à l'électricien local agréé qui intervient en dépannage sur le tableau de comptage (non scellé) sans règles ou conventions d'accès aux ouvrages établies avec l'opérateur.

8.2. Maintenance préventive et mise à niveau des installations

8.2.1. ENEDIS

8.2.1.1. Le contrôle des compteurs

La loi et la réglementation françaises placent ENEDIS face à des obligations en matière d'utilisation des compteurs dont il est détenteur et gestionnaire, pour exercer la mission « comptage » qui lui est assignée et doit notamment procéder au « contrôle en service » de ses compteurs.

Responsable du maintien en état réglementaire de son parc de compteurs, ENEDIS peut effectuer ce contrôle sur la base d'un contrôle statistique de lots (conformément au décret du 3 mai 2001 sur la base d'un échantillonnage statistique intitulé « Plan d'échantillonnage applicables en contrôle statistique »).

Le tableau ci-dessous récapitule les exigences :

Effectif du Lot	Contrôle Normal		Contrôle Renforcé	
	Effectif minimal de l'échantillon	Critère d'acceptation	Effectif minimal de l'échantillon	Critère d'acceptation
Moins de 10 000	56	5	206	20
10 000 inclus à 50 000 exclus	106	10	306	30
50 000 inclus à 100 000 exclus	206	20	406	40
100 000 ou plus	306	30	506	50

8.2.1.2. La maintenance préventive des installations de comptages

Aucune maintenance préventive n'est réalisée de manière délibérée sur les installations de comptages, sauf :

- En cas de constat d'anomalie sur l'installation, notamment liée à la sécurité,
- Si le compteur est en défaut et ne fournit plus d'index,
- Dans le cadre de programmes de mises à niveau ciblées, réalisés par opportunité à l'occasion d'une intervention de mise en service : remplacement de disjoncteur obsolète, par exemple.

8.2.2. ENERGISA

8.2.2.1. Le contrôle des compteurs

Le contrôle des compteurs est réalisé conformément aux exigences du régulateur brésiliens qui impose des contrôles ou remplacement des matériels selon une fréquence.

La durée de vie utile d'un compteur a été définie selon le régulateur avec les durées suivantes³ :

- 25 ans pour les compteurs électromécaniques,
- 13 ans pour les autres compteurs.

Un service dédié rattaché à la Direction des pertes est en charge de :

- L'homologation des fournisseurs de compteurs,
- La réception en usine des matériels,
- La gestion des compteurs retiré de l'exploitation (tri, essais métrologiques et mise au rebut),
- Gestion des compteurs envoyés à INMETRO (Institut national de métrologie brésilien).

8.2.2.2. La maintenance des installations de comptage

Comme pour ENEDIS, il n'y a pas de maintenance délibérée sur les installations de comptage sauf constat de dégradation pouvant entraîner un risque PNT ou dans le cas d'obligations réglementaires, concernant la durée de vie des compteurs, par exemple.

8.2.3. ONEE

8.2.3.1. Le contrôle des compteurs

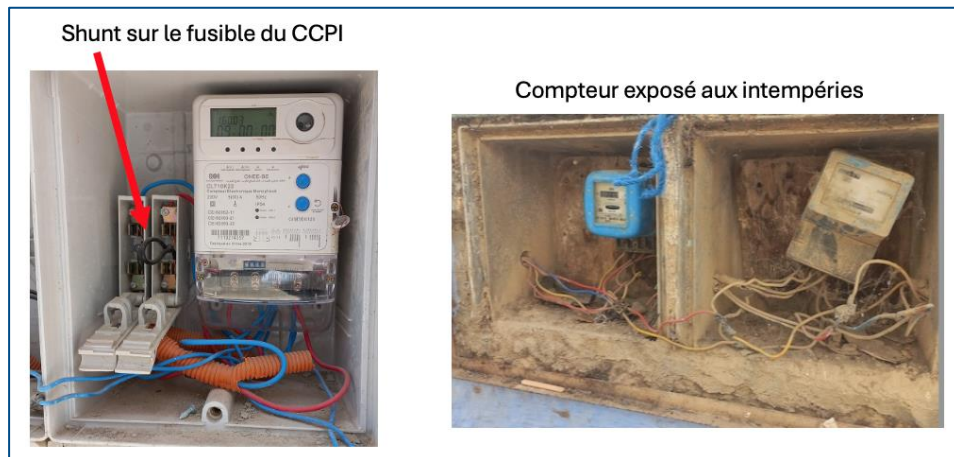
La procédure en vigueur chez ONEE ne précise pas les critères d'obsolescence (âge..) du compteur. Cependant, des contrôles par échantillonnage sont réalisés sur les compteurs âgés. Selon les agences, les compteurs de plus de 30 ans ne sont pas remis en circuit après dépose.

8.2.3.2. La maintenance des installations de comptage

Comme pour les autres opérateurs, il n'y a pas de maintenance préventive des installations de comptage, malgré les nombreuses anomalies remontées lors de la relève, certaines impactant la sécurité.

Enfin, l'adaptation de compteurs de nouvelles générations sur des coffrets qui ne sont plus adaptés peut devenir à terme un facteur aggravant pour la sécurité des tiers.

³ Resolução Normativa n° 674/2015 – Tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE - Código 295.



8.2.4. EDM

8.2.4.1. Le contrôle des compteurs

Le parc de compteurs à prépaiement est récent. Le contrôle des compteurs in situ est réalisé à l'occasion de recherches de fraudes, de dépannage ou de modification du raccordement.

8.2.4.2. La maintenance des installations de comptage

La maintenance des installations de comptage est principalement corrective.

Les remises à niveau des installations anciennes/intérieures est réalisé à l'occasion d'un changement de standard, en ramenant le comptage en hauteur sur le support du réseau BT.

8.2.5. Remarques générales sur la maintenance des installations de comptage

La maintenance préventive a un coût et il est normal pour un opérateur de prioriser les actions de maintenance à valeur ajoutée en qualité et rentabilité :

1. Les postes sources HTB/HTA et les réseaux HTA,
2. Les réseaux BT,
3. Les installations de branchements.

Pour autant, une maintenance conditionnelle est envisageable pour peu que les critères d'interventions et les degrés d'urgence soient clairement définis par l'opérateur et principalement :

Les risques,

- Le risque sur la sécurité pour les intervenants et les tiers,
- Le risque PNT,

Le degré d'urgence,

- Intervention immédiate,
- Intervention différée et à réaliser par opportunité.

Les données d'entrées pour alimenter son les remontées d'anomalies venant des releveurs.

Dans le cas d'une généralisation du compteur à prépaiement, les anomalies son en principes relevées dans le cadre des visites périodiques de contrôle PNT des installations.

ANNEXES

Annexe 1 – Exemple de carte Autorelevé « Carte T »

Annexe 2 – Fiche Consuel

Annexe 3 – Fluxogramme - Procédure de raccordement des clients BT de 36 à 250 kVA





Annexe 4 – Fluxogramme - Procédure de raccordement des clients HTA de 1 à 50 kV

Annexe 1 – Exemple de carte Autorelevé « Carte T »

Recto

<p>AUTO-RELEVÉ</p> <p>Absent lors du passage du technicien ? Simple, facile et rapide : effectuez vous même un auto-relevé.</p> <p>Notez les chiffres qui figurent sur vos compteurs et transmettez-les sous 48h :</p>  <p>en retournant par courrier cette carte sans l'affranchir</p>	<p>LETTE PRIORITAIRE</p> <p>T</p> <p>20 g Valable jusqu'au 30/11/2013</p> <p>ERDF GRDF UNITE CLIENTS ET FOURNISSEURS BRETAGNE AUTORISATION 60417 29199 QUIMPER CEDEX</p>
--	---

Verso

Civilité : <input type="checkbox"/> Mme <input type="checkbox"/> M.	VOTRE RELEVÉ DE CONSOMMATION URGENT réponse sous 48 h
<input type="text"/>	<p>Vous pouvez nous communiquer vos index sous 48h :</p> <ul style="list-style-type: none">✓ par internet, sites www.erdfdistribution.fr pour l'électricité et www.grdf.fr rubrique "Votre relevé en ligne" pour le gaz✓ par téléphone au N° Indigo 0 820 333 433 (0,118 TTC par minute)✓ par courrier en nous retournant cette carte T sans l'affranchir
Electricité	Vous pouvez nous communiquer vos index sous 48h :
 	HEURES CREUSES (HC) <input type="text"/>
	HEURES PLEINES (HP) <input type="text"/>
	Référence électricité <input type="text"/>
	* Si vous avez un compteur électronique, affichez les index en appuyant sur la touche défilement "D"
Gaz	
 	Référence gaz <input type="text"/>
	* Ne pas tenir compte des chiffres après la virgule

ERDF - SA à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros - Tour Winterthur 92085 La Défense Cedex - R.C.S. de Nanterre 444 608 442
GrDF - 6, rue Condorcet - 75009 PARIS - SA au capital de 1 800 000 000 euros - R.C.S. Paris 444 786 511

Annexe 2 – Attestation de conformité CONSUEL

J.1.4.2 - 07 - V3 PRESCRIPTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ Page 1/11

ERDF	RACCORDEMENT DES UTILISATEURS AU RESEAU GÉNÉRALITÉS	J.1.4.2 - 07
------	--	--------------

SéQuélec
Fiche n°7
« Attestation de Conformité CONSUEL »

Historique

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace
1	01/09/2007	Création	
2	01/02/2011	Mise à jour suite à la nouvelle modification du décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 mise en application le 24 mars 2010	
3	01/01/2016	Prise en compte de la dématérialisation des CONSUEL (QR code)	Version 2

Document(s) associé(s)
Fiche n°7.

Résumé

Cette fiche précise les différents cas de figure qui peuvent se présenter aux agents lors des demandes de mise en service (exigence ou pas de l'attestation de conformité CONSUEL de l'installation intérieure qui doit répondre aux exigences de la norme NF C15-100).

Elle mentionne la procédure des demandes d'attestation de conformité en précisant les supports à utiliser.

Elle se réfère au décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 modifié par le décret 2010-301 du 22 mars 2010 (JO du 23 mars 2010) et aux arrêtés du 17 octobre 1973 pris pour son application. Les conditions du décret s'appliquent à :

- toute nouvelle installation électrique à caractère définitif raccordée au réseau public de distribution d'électricité;
- toute installation de production d'électricité d'une puissance inférieure à 250 kVA raccordée au réseau public de distribution d'électricité et requérant une modification de l'installation intérieure d'électricité;
- toute installation électrique entièrement rénovée alimentée sous une tension inférieure à 63 kV, dès lors qu'il y a eu mise hors tension de l'installation par le distributeur à la demande de son client afin de permettre de procéder à cette rénovation.

Cette nouvelle version prend en compte la dématérialisation des CONSUEL (QR code)

Validation

Rédacteur(s)		Vérificateur(s)		Approbateur(s)		Date
Nom - Fonction	Visa	Nom - Fonction	Visa	Nom - Fonction	Visa	
Patrick DECARA		Jean-Marc COMBERNOUX		Alain MARTY Responsable du Pôle Processus Opérationnels		2/2/2016

Accessibilité Libre	© Copyright ERDF 2016	01/01/2016
---------------------	-----------------------	------------

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité

SéQuélec

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE • FFIE • SERCE • FEDELEC • UNA3E-CAPEB • FNCCR • CONSUEL

Attestation de Conformité CONSUEL Référence : fiche n°7

Contexte

Le Décret n°072-1120 du 14 décembre 1972 relatif au contrôle et à l'attestation de la conformité des installations électriques définitives (hors chantiers) aux règlements et normes de sécurité en vigueur a été modifié par le décret n° 2010-301 du 22 mars 2010 avec mise en application le 24 mars 2010.

♦ **art. 1**

Doit faire l'objet, préalablement à sa mise sous tension par un distributeur d'électricité, d'une attestation de conformité aux prescriptions de sécurité imposées par les règlements en vigueur pour le type d'installation considérée :

- toute nouvelle installation électrique à caractère définitif raccordée au réseau public de distribution d'électricité ;
- toute installation de production d'électricité d'une puissance inférieure à 250 kVA raccordée au réseau public de distribution d'électricité et requérant une modification de l'installation intérieure d'électricité ;
- toute installation électrique entièrement rénovée alimentée sous une tension inférieure à 63 kV, dès lors qu'il y a eu mise hors tension de l'installation par le distributeur à la demande de son client afin de permettre de procéder à cette rénovation.

Aspects réglementaires

- le décret n° 72-1120 du 14 déc. 1972 modifié par le décret n° 2001-222 du 6 mars 2001 et le décret n° 2010-301 du 22 mars 2010.
- l'arrêté du 17 octobre 1973 pris pour son application.
- l'arrêté du 29 mars 2010 pris en application du décret n°2008-386 du 23 avril 2008.
- arrêtés préfectoraux pour les départements 01, 02, 03, 11, 12, 16, 17, 18, 21, 22, 24, 27, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 41, 42, 45, 48, 56, 57, 58, 60, 61, 62, 63, 65, 68, 69, 72, 74, 76, 77, 78, 79, 80, 82, 84, 85, 87, 91, 92, 93, 94, 95, 97, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion, Mayotte.

Aspects matériels

Cerfa n°12506

AC Installations de consommation à usage domestique

- locaux d'habitation (maison, appartement),
- Bâtiment à usage domestique (garage, abri jardin, remise, piscine, dépendance, ...),
- Installation extérieure (piscine, éclairage, borne pour caravane, ...),
- Meublés, chambres d'hôtes recevant moins de 15 personnes (gîtes ruraux destinés à un accueil familial, ...),
- Unité de Vie des Foyer-Logement.

Cerfa n°12507


AC Installations de consommation de site soumis à Réglementation Particulière ou de Services Généraux / Parties communes d'immeuble collectif ou installations extérieures à usage non domestique

- Services généraux d'immeubles collectifs (chaufferie, dégagements, éclairage extérieur, ...),
- Etablissement recevant des travailleurs,
- Etablissement recevant du public,
- Immeuble de Grande Hauteur,
- Mines et Carrières,
- Installations extérieures à usage non domestique :
 - Installations extérieures sur la voie publique (éclairage public, édicules, signalisation, surveillance, cabine téléphonique, installations d'opérateurs en communication, panneaux publicitaires, etc.),
 - Installations extérieures dans le domaine privé (éclairage, station de pompage, etc.).

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 1 sur 10 fiche n° 07


Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité



Aspects matériels (suite)

Cerfa n°13960

AC Installations de production d'électricité



Installations de Production d'électricité :
(photovoltaïque, éolien, cogénération, hydroélectricité, etc.)

- livrant tout ou partie de leur production au réseau public d'électricité,
- ou couplées à ce réseau en étant susceptibles de lui livrer de l'énergie.

Recommandation

- Il faut à minima⁽¹⁾ une attestation de conformité par point de livraison (PDL)⁽²⁾ :
 - > pour les installations de consommation à usage domestique;
 - > pour les installations des sites soumis à réglementation particulière et pour les services généraux et parties communes d'immeuble collectif d'habitation ;
 - > pour les installations électriques de production d'électricité.

⁽¹⁾ Dans le cas de pluralité d'installateurs en aval d'un point de livraison, chaque installateur doit établir une attestation de conformité pour la partie d'installation électrique qu'il a réalisée.

⁽²⁾ Point de Livraison (PDL) : limite d'application entre les normes NF C 13-100, NF C 14-100, NF C 17-200 et NF C 15-100, elle est matérialisée en basse tension par les bornes aval de l'appareil général de coupure et de protection (disjoncteur de branchement) dans le cas du branchement à puissance limitée ou par les bornes aval de l'interrupteur à coupure visible pour un branchement à puissance surveillée.

- Le formulaire d'attestation de conformité doit être envoyé à CONSUEL dans les 12 mois maximums à compter de sa date d'émission.
- Tout dossier et/ou AC incomplet ou insuffisamment renseigné, est renvoyé à l'installateur pour être complété.
- Ne sont pas acceptées :
 - > les attestations de conformité inexploitable (illisibilité, nombreuses ratures,...) ;
 - > les photocopies ou fax d'attestations de conformité.
- Une attestation de conformité ne peut pas être :
 - > rétrocédée à un tiers ;
 - > utilisée dans le cadre des relations commerciales liant un installateur à son client.

Mise en œuvre


L'installateur doit adresser, a minima 20 jours avant la date prévue de mise en service, l'attestation de conformité à la délégation régionale du CONSUEL concernée par le site de l'installation, accompagnée des éléments ci-dessous :

- **Un plan de situation**, avec en cas d'adresse imprécise (lieu-dit, n° ou nom de voirie non attribués, lotissement neuf, installation en pleine nature,...) permettant de localiser l'installation par rapport à un lieu connu (mairie, stade, carrefour, etc.) ;
- **Les coordonnées GPS** si celles-ci sont connues ;
- **Nom et adresse des autres intervenants en électricité** en cas de pluralité d'installateurs ;
- **Les éléments du tableau ci-après :**

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015
2 sur 10
fiche n° 07

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité



	Cerfa n°12506 Consommation	Cerfa n°12507	Cerfa n°13960 Production	Documents à joindre		
Installation	Désignation	Puissance de raccordement au PDL ⁽²⁾	1 Schéma	2 Rapport	3 Dossier	
Consommation	Logements ou assimilés (maison, appartement, foyer-logement, meublé, etc.) Autre installation à usage domestique (dépendances, installations extérieures, etc.)	-	Non	Non		
	Parties communes et/ou Services généraux d'immeuble d'habitation	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui	Non Facultatif ①		☞
	E ^m recevant des travailleurs et/ou du public	-	Oui	Oui ① et/ou ②		
	Parties communes - services généraux d'immeuble de grande hauteur	-	Oui	Oui ③		
	Autres installations ⁽³⁾ (éclairage public, édicule, etc.)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui	Facultatif ④ Oui ④		
Production	Intégrée dans un logement ou située sur un terrain à usage domestique	< 250 kVA ≥ 250 kVA	Oui	Non Oui ④		☞
	Intégrée dans une opération collective d'habitation (lotissement ou immeuble)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui	Non Facultatif ①		☞ ☞
	Intégrée dans un site recevant des travailleurs et/ou du public	-	Oui	Oui ① et/ou ②		☞
	Intégrée dans un immeuble de grande hauteur	-	Oui	Oui ③		☞
	Autres installations ⁽³⁾ (installation extérieure dans le domaine public, etc.)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui	Non Oui ④		☞

⁽³⁾ Inclus les installations extérieures (site dépourvu de bâtiment, site non soumis au code de la construction et de l'habitation) à usage non domestique et non soumises à réglementation particulière.


Tableau des documents à fournir selon le type d'attestation de conformité :

1 Schéma	Schéma unifilaire de principe de l'installation électrique
2 Rapport	<p>Rapport établi par un organisme d'inspection mandaté par l'exploitant, l'employeur, le maître d'ouvrage ou l'installateur répondant aux conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ① organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des installations électriques des établissements recevant des travailleurs ou des lieux de travail. ② organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des établissements recevant du public. ③ organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des immeubles de grande hauteur. ④ organisme d'inspection accrédité par le COFRAC selon la norme NF EN ISO/CEI 17020 dans le domaine « Installations Electriques » pour la nature spécifique à ce type de contrôle. A défaut et uniquement pour les installations de puissance inférieure à 250 kVA au PDL⁽²⁾, il est admis que le vérificateur respecte les exigences suivantes : « le vérificateur doit avoir des connaissances approfondies dans le domaine de la prévention des risques électriques et exercer régulièrement des vérifications ». <p>En cas de non-conformité précisée sur le rapport établi par un vérificateur, l'installateur doit mettre en conformité l'installation et joindre une déclaration de mise en conformité précisant pour chaque non-conformité les travaux entrepris. Cette déclaration doit être approuvée par le vérificateur qui décide si un contrôle complémentaire est nécessaire ou non avant d'approuver cette déclaration.</p>
3 Dossier	<p>☞ valeur du courant de court-circuit maximal au point de livraison à porter sur l'attestation de conformité (non obligatoire si un rapport de contrôle est joint – voir ci-dessus - 2 Rapport).</p> <p>☞ dossier technique pour les installations de production au titre de l'article 3 de l'arrêté du 29 mars 2010 pris en application du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008. Ce dossier est communiqué sur demande et est téléchargeable à partir du site internet de CONSUEL.</p>

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015
3 sur 10
fiche n° 07

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité



Cerfa n°12506 Consommation		Cerfa n°12507 Production		Cerfa n°13960 Production			Documents à joindre		
Installation	Désignation	Puissance de raccordement au PDL (2)	1 Schéma	2 Rapport	3 Dossier				
Consommation	Logements ou assimilés (maison, appartement, foyer-logement, meublé, etc.) Autre installation à usage domestique (dépendances, installations extérieures, etc.)	-	Non	Non					
	Parties communes et/ou Services généraux d'immeuble d'habitation	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui Oui	Non Facultatif ①					
	E ^m recevant des travailleurs et/ou du public	-	Oui	Oui ① et/ou ②					
	Parties communes - services généraux d'immeuble de grande hauteur	-	Oui	Oui ③					
	Autres installations (3) (éclairage public, école, etc.)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui Oui	Facultatif ④ Oui ④					
Production	Intégrée dans un logement ou située sur un terrain à usage domestique	< 250 kVA ≥ 250 kVA	Oui Oui	Non Oui ④					
	Intégrée dans une opération collective d'habitation (lotissement ou immeuble)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui Oui	Non Facultatif ①					
	Intégrée dans un site recevant des travailleurs et/ou du public	-	Oui	Oui ① et/ou ②					
	Intégrée dans un immeuble de grande hauteur	-	Oui	Oui ③					
	Autres installations (3) (installation extérieure dans le domaine public, etc.)	≤ 36 kVA > 36 kVA	Oui Oui	Non Oui ④					

(3) Inclus les installations extérieures (site dépourvu de bâtiment, site non soumis au code de la construction et de l'habitation) à usage non domestique et non soumises à réglementation particulière.


Tableau des documents à fournir selon le type d'attestation de conformité :

1 Schéma	Schéma unifilaire de principe de l'installation électrique
2 Rapport	Rapport établi par un organisme d'inspection mandaté par l'exploitant, l'employeur, le maître d'ouvrage ou l'installateur répondant aux conditions suivantes : ① organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des installations électriques des établissements recevant des travailleurs ou des lieux de travail. ② organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des établissements recevant du public. ③ organisme d'inspection répondant aux conditions fixées par la réglementation pour le contrôle des immeubles de grande hauteur. ④ organisme d'inspection accrédité par le COFRAC selon la norme NF EN ISO/CEI 17020 dans le domaine « Installations Electriques » pour la nature spécifique à ce type de contrôle. A défaut et uniquement pour les installations de puissance inférieure à 250 kVA au PDL (2), il est admis que le vérificateur respecte les exigences suivantes : « le vérificateur doit avoir des connaissances approfondies dans le domaine de la prévention des risques électriques et exercer régulièrement des vérifications ». En cas de non-conformité précisée sur le rapport établi par un vérificateur, l'installateur doit mettre en conformité l'installation et joindre une déclaration de mise en conformité précisant pour chaque non-conformité les travaux entrepris. Cette déclaration doit être approuvée par le vérificateur qui décide si un contrôle complémentaire est nécessaire ou non avant d'approuver cette déclaration.
3 Dossier	☞ valeur du courant de court-circuit maximal au point de livraison à porter sur l'attestation de conformité (non obligatoire si un rapport de contrôle est joint – voir ci-dessus - 2 Rapport). ☞ dossier technique pour les installations de production au titre de l'article 3 de l'arrêté du 29 mars 2010 pris en application du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008. Ce dossier est communiqué sur demande et est téléchargeable à partir du site internet de CONSUEL.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 3 sur 10 fiche n° 07

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité




Mise en œuvre (suite)

CONSUEL procède ou non à une visite des installations sous un délai de 8 à 20 jours après réception du dossier complet. Dans le cas d'une visite sur site par CONSUEL, l'installateur est averti de la date et l'heure retenues sous un délai standard de 3 à 8 jours à compter de la date de réception du dossier complet.

Une annulation de visite par l'installateur, ou une installation non contrôlable même partiellement (chantier fermé, locaux inaccessibles, etc.) fait l'objet d'une 2^{ème} visite dont les frais, à la charge de l'installateur, sont fixés par barème.

Toute visite relevant des non-conformités aux prescriptions de sécurité en vigueur doit faire l'objet d'une déclaration de mise en conformité détaillée établie par l'installateur. Un règlement pour participation à une nouvelle visite peut être demandé par CONSUEL à l'installateur afin de vérifier les travaux de mise en conformité.

Le visa de toute attestation de conformité est matérialisé par un QR code qui peut être décodé par un lecteur classique de QR Code disponible sur smartphone ou à partir du site internet www.consuel.com. Ce décodage permet de vérifier la véracité du visa pour l'installation concernée.



Les installateurs, bénéficiant d'un espace client sur www.consuel.com, peuvent télécharger leur attestation de conformité visée pour la remettre au gestionnaire du Réseau Public de Distribution d'électricité. Ce document est accessible aux installateurs pendant 3 ans.

Les installateurs ne bénéficiant pas d'un espace client reçoivent leur attestation de conformité visée par courrier postal. En cas de perte de l'attestation de conformité visée, l'installateur doit écrire au CONSUEL pour obtenir un duplicata (toute demande concernant une attestation de conformité visée il y a plus de 3 ans ne sera pas instruite).

✓ **Cas Particuliers des mises en services par tranches** (réalisation des travaux en plusieurs phases) :
 pour les locaux recevant des travailleurs et/ou du public,
 pour les services généraux ou parties communes d'immeubles collectifs,
 pour les installations électriques extérieures à usage non-domestique.

Une attestation de conformité peut être visée par CONSUEL pour une 1^{ère} tranche de travaux, sous réserve d'une séparation physique et électrique des différentes tranches (par exemple locaux séparés) et d'un engagement établi par le maître d'ouvrage (formulaire disponible sur www.consuel.com).

Les autres tranches font l'objet d'un dossier à déposer à CONSUEL lorsqu'elles sont achevées sur le plan électrique.

Le rapport de vérification et l'attestation de conformité, de chaque tranche, concerne les locaux ou parties terminés de la tranche considérée.

En signant le formulaire d'engagement, le maître d'ouvrage s'engage à :

- présenter à la délégation régionale du CONSUEL, pour chaque tranche ultérieure, une attestation de conformité, établie par chaque installateur, dans un format et en nombre définis ci-après, accompagnée des éléments complémentaires ;
- faire consigner les départs de chaque tranche ultérieure et ne pas les mettre sous tension tant que l'attestation de conformité pour cette tranche, visée par CONSUEL, ne lui a pas été remise par l'installateur.

✓ **Principales normes applicables :**

☞ Les installations neuves ou totalement rénovées doivent satisfaire aux prescriptions de sécurité définies dans les normes ci-dessous :

- NF C 15-100 et ses guides d'application pour les installations en basse tension (tension ≤ 1000 V),
- NF C 13-200 pour les installations Haute Tension (tension > 1000 V),
- NF C 17-200 pour l'éclairage public.


☞ Pour les installations faisant l'objet d'une rénovation partielle, les parties existantes conservées doivent être compatibles avec les nouvelles caractéristiques des installations électriques neuves ou rénovées au sens des référentiels ci-dessous :

- les guides cités par la circulaire ministérielle du 13 déc. 82 pour installations électriques existantes des bâtiments d'habitation,
- NF C 15-100 et ses guides d'application pour les autres installations en basse tension.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 4 sur 10 fiche n° 07

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité



Type d'installations électriques soumises ou non à attestation de conformité (AC)

- ✓ **Type d'installations électriques soumises à attestation de conformité**
En plus des cas traités au § Recommandations :
 - toute installation électrique mise hors tension à la demande du client ou de son mandataire pour travaux nécessitant une remise en conformité ;
 - toute modification de branchement avec changement de domaine de tension : « BT en HTA » OU « HTA en BT » ;
 - toute majoration de 10% ou plus de la puissance installée d'une installation de production.
- ✓ **Type d'installations électriques non soumises à attestation de conformité :**
 - toute remise sous tension liée à un acte d'exploitation (séparation d'ouvrage, consignation d'ouvrage, dépannage, ...)
 - toute remise sous tension après mise hors tension à la demande du client ou de son mandataire ou du gestionnaire du réseau public de distribution pour acte d'exploitation (consignation, ...).

Installations de consommation à usage domestique :


Type d'installations électriques	Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Logement - Maison - Appartement	Logement neuf	Oui	AC "JAUNE" Installations de consommation à usage domestique Cerfa n°12506
	Logement existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - en cas de mise hors tension demandée par le client ou son installateur ; - dans les départements cités au § Aspects réglementaires ; - en cas de nouveau PDL.	
	Installation électrique rénovée totalement		
Bâtiment à usage domestique - Garage - Abri jardin - Remise - Piscine - Dépendance - Borne caravane -	Logement existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL.	AC "JAUNE" Installations de consommation à usage domestique Cerfa n°12506
	Installation électrique rénovée partiellement		
	Logement existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL.	

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

FFIE • SERCE • FEDELEC • UNASE-CAPEB • FNCCR • CONSUEL

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 5 sur 10 fiche n° 07

Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité



Installations de consommation à usage domestique (suite) :

Type d'installations électriques	Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Meublés Chambres d'hôtes recevant moins de 15 personnes Gîtes ruraux destinés à un accueil familial Unités de Vie des Foyer-Logement <i>Une unité de vie est un ensemble de pièces à usage domestique (chambre, salle d'eau, etc.) au sens de l'article 66 de l'arrêté du 31 janvier 1986 relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation</i>	Bâtiment neuf	Oui	AC "JAUNE" Installations de consommation à usage domestique Cerfa n°12506
	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - en cas de mise hors tension demandée par le client ou son installateur ; - dans les départements cités au § Aspects réglementaires ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	
	Installation électrique rénovée totalement		
Bâtiment existant Installation électrique rénovée partiellement	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	AC "VERTE" Installations de consommation Etablissement soumis à Réglementation Particulière Services Généraux Installations extérieures à usage non domestique Cerfa n°12507
	Installation électrique rénovée partiellement		
	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	

⁽⁴⁾ : Local contenant une baignoire ou une douche

Bâtiments collectifs d'habitation ou lotissement – Installation de consommation :

Type d'installations électriques	Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Services généraux d'immeubles d'habitation - Chauffage - Sur presseur - Eclairage extérieur -	Bâtiment neuf	Oui	AC "VERTE" Installations de consommation Etablissement soumis à Réglementation Particulière Services Généraux Installations extérieures à usage non domestique Cerfa n°12507
	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - en cas de mise hors tension demandée par le client ou son installateur ; - dans les départements cités au § Aspects réglementaires ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	
	Installation électrique rénovée totalement		
Parties communes d'immeubles d'habitation - Dégagements -	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	AC "VERTE" Installations de consommation Etablissement soumis à Réglementation Particulière Services Généraux Installations extérieures à usage non domestique Cerfa n°12507
	Installation électrique rénovée partiellement		
	Bâtiment existant	L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

FFIE • SERCE • FEDELEC • UNASE-CAPEB • FNCCR • CONSUEL

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 6 sur 10 fiche n° 07

SéQuébec

Etablissements soumis à réglementation particulière (LRP) – Installation de consommation :

Type d'installations électriques	Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Etablissement recevant des travailleurs - Ets industriel - Ets agricole - Ets commercial - Immeuble de bureaux - Bât. Communal - Bureau de poste - Entreprise publique - Etablissement recevant du public - Ets de spectacle - Hôtellerie - Restauration - Magasins de vente - Centres commerciaux - Ets de soin - Ets d'enseignement - Chambre de commerce - Chambre de métiers - Chambre d'agriculture - Ports - Aéroports - Gares - Banques - Immeuble de Grande Hauteur - Mines et Carrières	Bâtiment Neuf Oui Bâtiment existant L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - en cas de mise hors tension demandée par le client ou son installateur ; - dans les départements cités au § Aspects réglementaires ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Installation électrique rénovée totalement L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Bâtiment existant L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Installation électrique rénovée partiellement L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	Une AC "VERTE" par point de livraison Fournir aussi : • Une AC " JAUNE " par logement de fonction même si celui-ci est alimenté par le PDL de l'établissement.	AC "VERTE" Installations de consommation - Etablissement soumis à Réglementation Particulière - Services Généraux - Installations extérieures à usage non domestique - Cerfa n°12507

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuébec - octobre 2015 7 sur 10 fiche n° 07

SéQuébec

Installations de consommation extérieures à usage non domestique :

Type d'installations électriques	Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Installation extérieure sur la voie publique - éclairage public - édicules - signalisation - cabine téléphonique - panneaux publicitaires - installations d'opérateurs en communication - - Installation extérieure dans le domaine privé - éclairage - station de pompage - terrain de camping -	Installation neuve Oui Installation existante L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - en cas de mise hors tension demandée par le client ou son installateur ; - dans les départements cités au § Aspects réglementaires ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Installation électrique rénovée totalement L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Installation existante L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T. Installation électrique rénovée partiellement L'AC est obligatoire dans les cas suivants : - dans les départements cités au § Aspects réglementaires lors de subdivision de bâtiment en plusieurs locaux ; - en cas de nouveau PDL ; - en cas de changement de domaine de tension BT en HTA ou HTA en B T.	Une AC "VERTE" par point de livraison Si une installation de puissance inférieure ou égale à 36 kVA au PDL ⁽⁶⁾ , a été contrôlée par un organisme d'inspection, il est conseillé de joindre le rapport de contrôle permettant ainsi la réduction des délais de visa de l'attestation de conformité	AC "VERTE" Installations de consommation - Etablissement soumis à Réglementation Particulière - Services Généraux - Installations extérieures à usage non domestique - Cerfa n°12507

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuébec - octobre 2015 8 sur 10 fiche n° 07

✓ Cas Particulier de l'Eclairage Public rénové partiellement
 Si pour les installations d'éclairage public, un nouveau point de livraison est demandé par le gestionnaire de l'EP⁽⁵⁾, l'attestation de conformité est exigée pour la pose de nouveaux points lumineux.
 Dans ce cas l'attestation de conformité doit indiquer les parties nouvelles couvertes par l'attestation de conformité et doit indiquer les parties existantes conservées qui sont exclues de l'attestation de conformité⁽⁶⁾.
 Par contre s'il n'est pas posé de nouveaux points lumineux, l'attestation de conformité ne sera pas nécessaire sous réserve de la réception par ERDF d'un formulaire signé par le gestionnaire de l'EP⁽⁷⁾ confirmant que le nouveau point de livraison alimente exclusivement des points lumineux existants (sans rajout de nouveaux points lumineux).
⁽⁵⁾ Pour pallier à la saturation de point de livraison existant ou dédoublement d'un point de livraison existant.
⁽⁶⁾ Le point de connexion de la partie existante aux installations neuves doit être matérialisé sur le schéma de principe joint à l'AC. Préciser distinctement sur l'AC les parties existantes conservées et les parties neuves.
⁽⁷⁾ Le gestionnaire de l'EP est garant des travaux réalisés par l'entreprise de son choix.
Nota : Le formulaire est mis en annexe de la présente fiche.

SéQuélec

Installations de production d'électricité :

Type d'installations électriques		Attestation Obligatoire	Commentaires	Type d'attestation
Production Vente en totalité Ou Vente en surplus Ou Auto-consommation ⁽¹⁾	Installation neuve	L'AC est obligatoire sauf pour : - un appareil de production d'électricité, fabriqué et essayé en usine et raccordé sur un circuit d'alimentation (sans réalisation d'une installation électrique fixe sur site) ⁽²⁾ - une installation de puissance supérieure ou égale à 250 kVA au PDL.	Si le raccordement de consommation est existant avec rajout d'une production, l'attestation de couleur Bleu est suffisante.	AC "BLEUE" Installations de production d'électricité Cerfa n°13960
	Installation existante	L'AC est obligatoire dès lors que la puissance de production est majorée de 10% ou plus sauf pour : - une unité de production fabriquée, assemblée et essayée en usine (sans réalisation d'une installation électrique fixe sur site) ⁽²⁾ - une installation de puissance supérieure ou égale à 250 kVA au PDL.	Si l'installation de consommation doit faire l'objet d'une AC, l'installateur ayant procédé aux travaux sur l'installation de consommation doit également fournir celle-ci.	

⁽¹⁾ Une installation d'autoconsommation étant couplée au réseau et susceptible de lui livrer de l'énergie, celle-ci relève du décret n° 2008-386 du 23/04/2008 et de l'arrêté du 29/03/2010 imposant la remise au distributeur d'énergie d'une attestation de conformité visée par CONSUEL.

⁽²⁾ Pose d'une canalisation électrique et/ou d'un dispositif de protection contre les surintensités et/ou d'un dispositif différentiel.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 9 sur 10 fiche n° 07

SéQuélec

ANNEXE 1

Formulaire UEP 132 permettant la dispense d'une attestation de conformité Cerfa n°12507 (AC "VERTE") dans le cadre d'un nouveau point de livraison demandé par le gestionnaire de l'éclairage public sans ajout de nouveau point lumineux.

Ce formulaire doit être établi et signé par le gestionnaire de l'éclairage public et adressé au service local du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Attestation de dispense d'attestation de conformité Consuel

UEP 132

Je soussigné Représentant gestionnaire des installations électriques extérieures de certifie que le nouveau point de livraison basse tension référencé localisé à alimente uniquement des installations électriques extérieures existantes.

En complément au décret n°72-1120 du 14 décembre 1972 relatif aux attestations de conformité modifié par le décret n°2010-301 du 22 mars 2010, ce nouveau point de livraison est dispensé de la présentation d'une attestation de conformité Consuel pour sa mise en service.

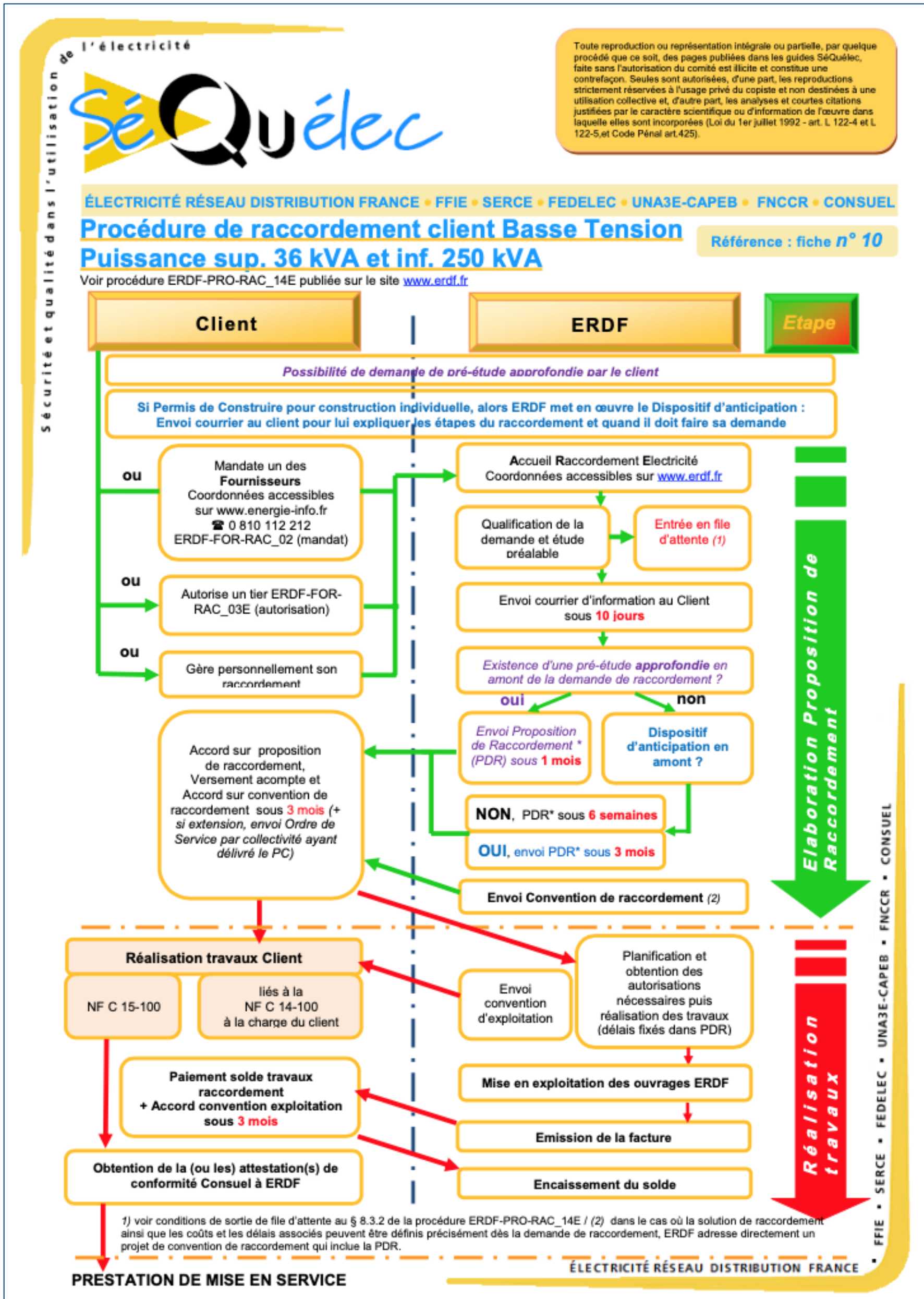
Fait à Le

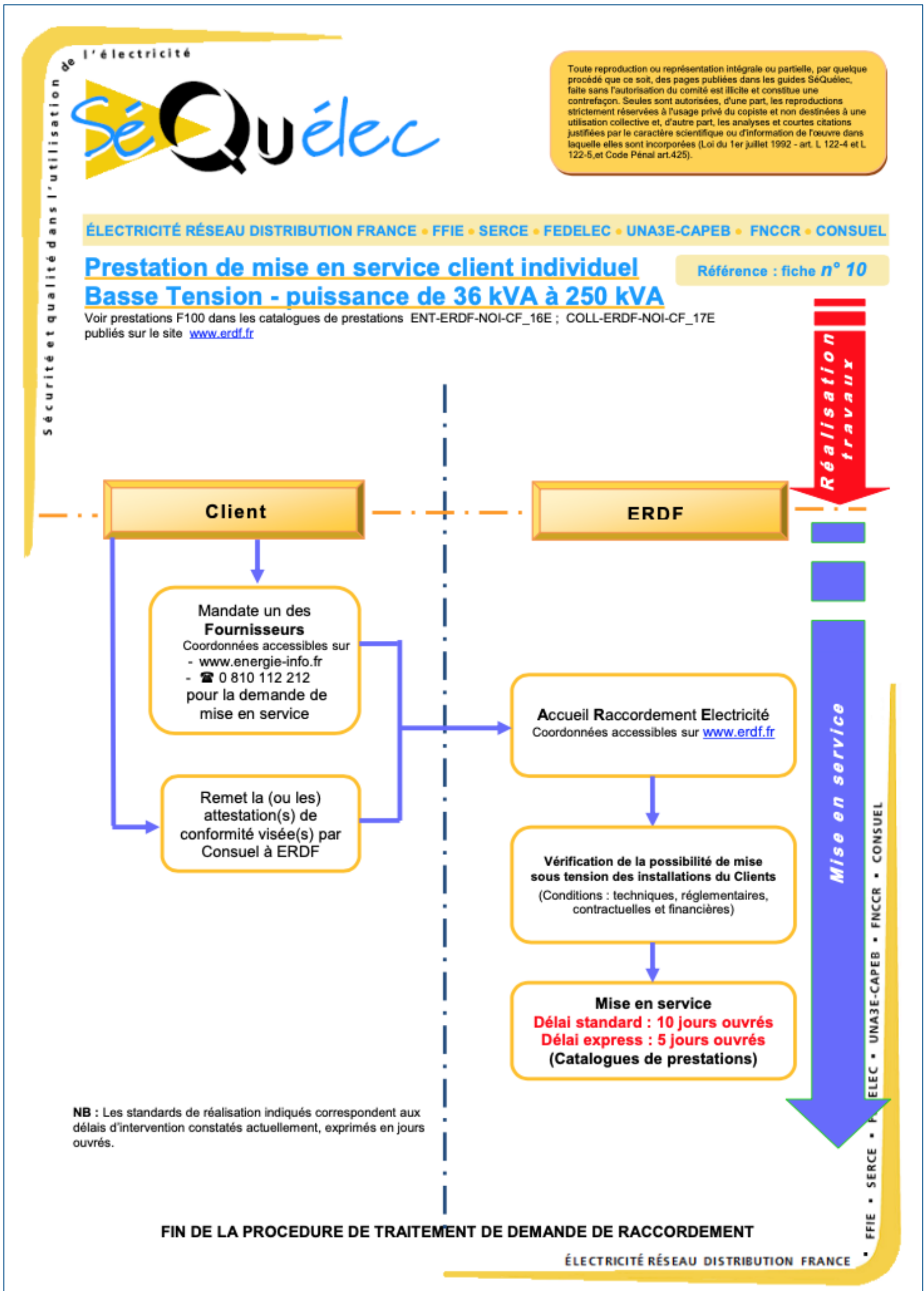
Signature :

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

© Copyright - SéQuélec - octobre 2015 10 sur 10 fiche n° 07

Annexe 3 : Fluxogramme – Procédure de raccordement de clients BT 36 à 250 kVA





Annexe 4 : Fluxogramme – Procédure de raccordement de clients BT 1 à 50 kV

