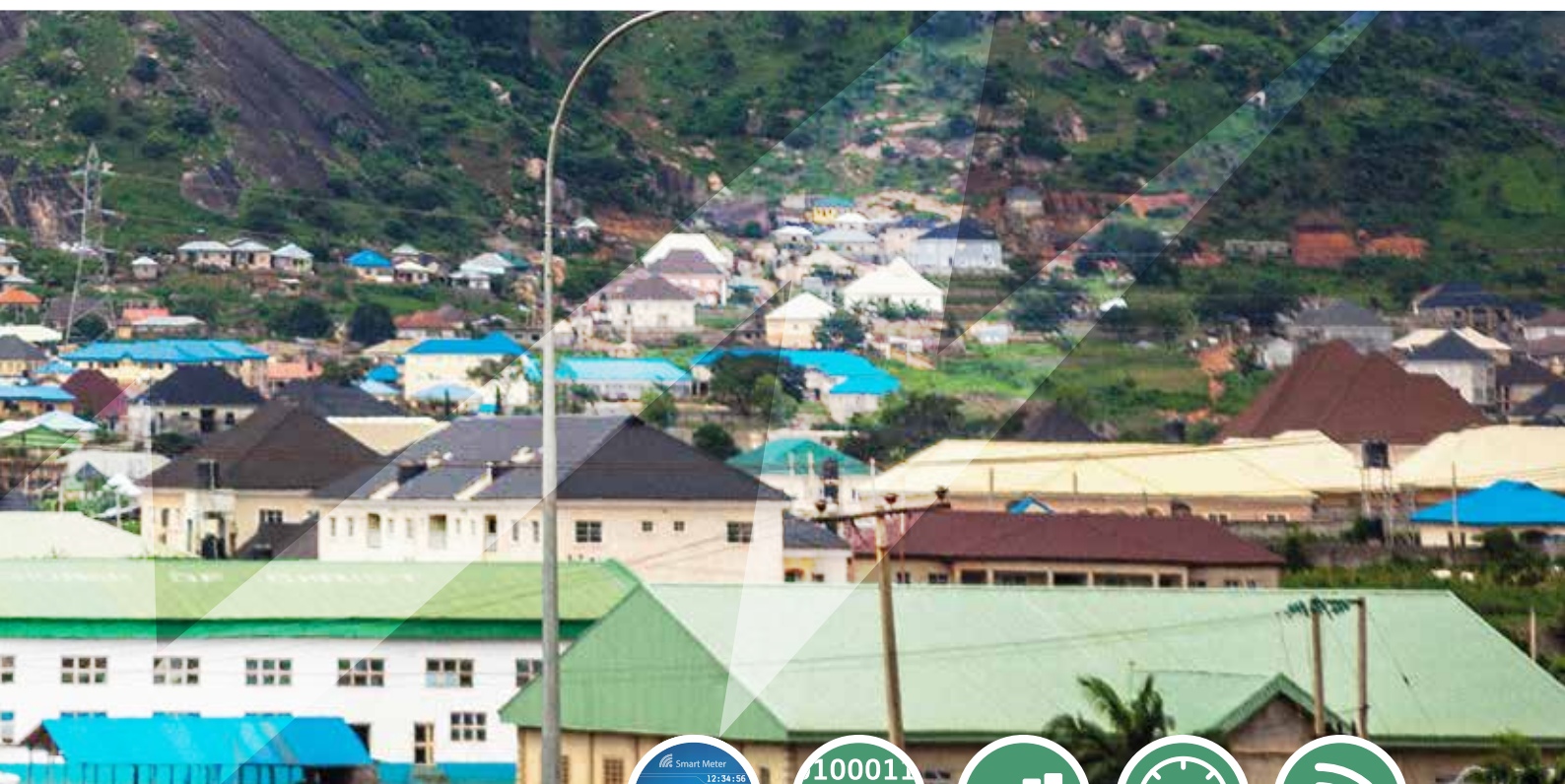




GUIDE FOR APPLICATION OF STANDARDS FOR **SMART METERING SYSTEMS IN AFRICA**

GUIDE D'APPLICATION DES NORMES POUR LES **SYSTÈMES DE COMPTAGE INTELLIGENT EN AFRIQUE**



Acknowledgements

The development of this guide was supported by PTB, Germany, and the STS Association. AFSEC also acknowledges the support of the IEC and SABS, South Africa by making available copies of the referenced standards and specifications for study purposes.

Remerciements

L'élaboration de ce guide a été réalisée avec la collaboration de PTB, Allemagne, et l'Association STS.

L'AFSEC témoigne également sa reconnaissance à l'IEC et au SABS, Afrique du Sud, qui ont mis à disposition des copies des normes et spécifications référencées à des fins d'étude.

Correspondence to be directed to/ Printed copies obtainable from

Correspondance à adresser à/ Copies imprimées disponibles au

AFSEC secretariat

email: secretariat@afsec-africa.org

Amendments issued since publication

Amendements mis en circulation depuis la publication

Amdt No. Numéro	Date	Text affected Texte affecté



Copyright reserved.

Droits D'auteur Reserves.

First printed in Kigali, Rwanda at the Third Africa Smart Grid Forum, October 2018.

Première impression à Kigali, Rwanda pour la 3ème Afrique Smart Grid Forum, octobre 2018.

GUIDE FOR APPLICATION OF STANDARDS FOR
SMART METERING SYSTEMS IN AFRICA

GUIDE D'APPLICATION DES NORMES POUR LES
**SYSTÈMES DE COMPTAGE INTELLIGENT
EN AFRIQUE**

Contents

- FOREWORD6
- INTRODUCTION8
- Scope10
- Normative references.....12
- Terms and definitions.....18
- Procurement and contracting of smart metering systems.....20
- IT infrastructure for smart metering systems22
- System architecture and integration testing22
- MDMS and HES specifications22
- IT hardware infrastructure requirements for meter data management.....26
- Smart metering infrastructure.....28
- Smart metering devices28
- Communication technologies for smart metering devices32
- Safety rules and regulations for smart devices and systems34
- Cyber security and data privacy36
- Compliance testing requirements, resources, and competencies36
- Annex A (informative)
- Typical network architecture for a smart metering system40
- Bibliography42
- Figure A.1 – Typical network architecture for a smart metering system40

Table des matières

AVANT-PROPOS	7
INTRODUCTION.....	9
Domaine d'application	11
Références normatives.....	13
Termes and définitions.....	19
Acquisition et passation de marchés des systèmes de comptage intelligent.....	21
Infrastructure informatique pour les systèmes de comptage intelligent.....	23
Architecture du système et tests d'intégration	23
Spécifications MDMS et HES.....	23
Exigences d'infrastructure de matériel informatique pour la gestion des données de compteurs	27
Infrastructure de comptage intelligent	29
Dispositifs de comptage intelligent.....	29
Technologies de communication pour les compteurs intelligents.....	33
Règles et réglementations de sécurité pour les appareils et systèmes intelligents	35
Cybersécurité et confidentialité des données	37
Exigences de test de conformité, ressources et compétences	37
Annexe A (informative) Architecture de réseau typique pour un système de comptage intelligent.....	41
Bibliographie.....	42
Tableau A.1 - Architecture de réseau typique pour un système de comptage intelligent	41

Foreword

The African Electrotechnical Standardization Commission (AFSEC) was established inter alia to promote the application of common standards on the entire continent in order to improve access to electricity and hence the wellbeing of African populations in support of the Sustainable Development Goals (SDGS) and Agenda 2063. AFSEC, through the development and harmonization of standards and promotion of appropriate conforming assessment systems will contribute to the implementation of the African Continental Free Trade Area (AfCFTA).

Recognising the need for appropriate standards for the new generation of electricity metering systems (“smart metering”) being deployed in Africa, AFSECTC 13, which mirrors the work of IECTC 13, has developed this guide, taking account of the publications of recognised standards bodies, notably the IEC and other specifications developed by stakeholders in Africa.

The first edition was published in 2018.

This guide was prepared by AFSEC/TC 13 PT1 Project Team comprising the following members and invited experts:

MEMBER	COUNTRY
Ackim Zulu	ZM
Alain Konzi Mpiana	CD
Bukari Danladi	GH
Casmir Nyirinkindi	RW
Charles Ndungu	KE
Didi Kleingunther	NA
Gerhard Wilsnach	ZA
Habiballa Elbagir	SD
Ibrahim Amany	SD
John Bature	NG
Jona Hambata	NA
Joseph Malama	ZM
Mafuta Zalete	CD
Olivier Mukeshimana	RW
Oumar Bakayoko	CI
Phillip Chindara	ZW
Randa Rezk Shehata	EG
Roland Hill	ATC 13 Chair
Shawn Papi	ZA
Souleymane Ndiaye	SN

INVITED EXPERT	COUNTRY
Dave Tarr	ZA
Don Taylor	STSA
Edison Makwarela	ZA
Franco Pucci	STSA
Harold Hayes	ZA
Henri Groenewald	ZA
Jimmy O’Kennedy	ZA
Karel Steyn	ZA

Avant-Propos

La Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation (AFSEC) a été créée notamment pour promouvoir l'application de normes communes sur l'ensemble du continent afin d'améliorer l'accès à l'électricité et donc le bien-être des populations africaines en appui aux Objectifs de Développement Durable (ODD) et à l'Agenda 2063. L'AFSEC, grâce au développement et à l'harmonisation des normes et à la promotion de systèmes d'évaluation appropriés, contribuera à la mise en œuvre de la Zone de Libre-échange Continentale pour l'Afrique (ZLECA).

Reconnaissant la nécessité de normes appropriées pour la nouvelle génération de systèmes de comptage d'électricité (« comptage intelligent ») déployés en Afrique, le TC 13 de l'AFSEC, qui reflète les travaux du TC 13 de l'IEC, a élaboré ce guide en tenant compte des publications d'organismes de normalisation reconnus, notamment l'IEC et d'autres spécifications élaborées par des parties prenantes en Afrique.

La première édition a été publiée en 2018.

Ce guide a été préparé par l'Équipe de Projet « AFSEC/TC 13 PT1 » comprenant les membres suivants et les experts invités :

MEMBRE	PAYS
Ackim Zulu	ZM
Alain Konzi Mpiana	CD
Bukari Danladi	GH
Casmir Nyirinkindi	RW
Charles Ndungu	KE
Didi Kleingunther	NA
Gerhard Wilsnach	ZA
Habiballa Elbagir	SD
Ibrahim Amany	SD
John Bature	NG
Jona Hambata	NA
Joseph Malama	ZM
Mafuta Zalete	CD
Olivier Mukeshimana	RW
Oumar Bakayoko	CI
Phillip Chindara	ZW
Randa Rezk Shehata	EG
Roland Hill	ATC 13 Chair
Shawn Papi	ZA
Souleymane Ndiaye	SN

EXPERTS INVITÉS	PAYS
Dave Tarr	ZA
Don Taylor	STSA
Edison Makwarela	ZA
Franco Pucci	STSA
Harold Hayes	ZA
Henri Groenewald	ZA
Jimmy O'Kennedy	ZA
Karel Steyn	ZA

Introduction

The objective of this guide is to provide guidance to utilities in Africa in respect of open international standards to ensure interoperability for smart metering systems. Referencing the international standards themselves is not sufficient to achieve an open standards system and interoperability. The objective of using this guide is to allow African utilities and their suppliers of smart metering systems to establish an agreed core system architecture and set of functions that will represent an African “companion specification” based on the relevant international standards. The South African industry’s companion specification NRS 049 is referenced in this guide and may be considered as a reference for other African countries if no such other specification has been developed.

The operation and maintenance of a smart metering system is relatively new to most African countries, and requires the establishment of additional safety rules and regulations in the local metering industries. Particularly, to address the new features introduced by smart metering technologies and provide the framework conditions for safe operation of the system to promote smart metering roll-out across the continent.

This guide therefore recognizes the need for regulations to promote smart metering and address users’ safety concerns. Essentially, the regulations should address such issues as the conditions for remote load management, the use of open architecture hardware and software standards for smart metering systems to enable interoperability of metering devices and communication assets, privacy policy and data security and define minimum service requirements.

Introduction

L'objectif de ce guide est de fournir des conseils aux services publics en Afrique en ce qui concerne les normes internationales ouvertes pour assurer l'interopérabilité des systèmes de comptage intelligent. Référencer les normes internationales elles-mêmes ne suffit pas pour parvenir à un système de normes ouvertes et à l'interopérabilité. L'objectif de l'utilisation de ce guide est de permettre aux services publics africains et à leurs fournisseurs de systèmes de compteurs intelligents d'établir une architecture de base et un ensemble de fonctions qui représenteront une « spécification d'accompagnement » africaine basée sur les normes internationales pertinentes. La spécification complémentaire NRS 049 de l'industrie sud-africaine est référencée dans ce guide et peut être considérée comme une référence pour d'autres pays africains si aucune autre spécification n'a été développée.

L'exploitation et la maintenance d'un système de comptage intelligent sont relativement nouvelles dans la plupart des pays africains et nécessitent la mise en place de règles et de réglementations de sécurité supplémentaire dans les industries de comptage locales. En particulier, aborder les nouvelles fonctionnalités introduites par les technologies de comptage intelligent et fournir les conditions d'encadrement pour un fonctionnement sûr du système afin de promouvoir le déploiement de compteurs intelligents sur le continent.

Ce guide reconnaît donc la nécessité de réglementations pour promouvoir les compteurs intelligents et répondre aux préoccupations de sécurité des utilisateurs. Essentiellement, les réglementations doivent aborder des questions telles que les conditions de gestion du chargement à distance, l'utilisation de normes matérielles et logicielles d'architecture ouverte pour les systèmes de comptage intelligents afin de permettre l'interopérabilité des appareils de mesure et des ressources de communication, la politique de confidentialité et la sécurité des données et définir des exigences de service minimales.

1. Scope

This AFSEC guide provides an overview of standards for technologies used in smart metering systems suitable for application in electrification in Africa. It takes into account existing open standards for metering and communication interfaces.

This document should be used in conjunction with international standards, national standards and regulations.

NOTE:

This guide does not substitute technical manuals for equipment provided by manufacturers.

1. Domaine d'application

Ce guide de l'AFSEC donne un aperçu des normes relatives aux technologies utilisées dans les systèmes de comptage intelligent adaptés à l'électrification en Afrique. Il prend en compte les standards ouverts existants pour les interfaces de comptage et de communication.

Ce document doit être utilisé conjointement avec les normes internationales, les normes et réglementations nationales.

NOTE :

Ce guide ne remplace pas les manuels techniques des équipements fournis par les fabricants.

2. Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this guide. All normative documents are subject to revision and, since any reference to a normative document is deemed to be a reference to the latest edition of that document, parties to agreements based on this guide are encouraged to take steps to

ensure the use of the most recent editions of the normative documents indicated below. Information on currently valid national and international standards and specifications can be obtained from the appropriate national standards organization.

EN50065-1 Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances

ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories

IEC Guide 110 Home control systems - Guidelines relating to safety

IEC 60950-1 Information technology equipment - Safety - Part 1: General requirements

IEC 61968-6 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 6: Interfaces for maintenance and construction

IEC 61968-8 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 8: Interfaces for customer operations

IEC 61968-9 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 9: Interfaces for meter reading and control

IEC 61968-11 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 11: Common information model (CIM)

IEC 62052-11 Electricity metering equipment (ac) - General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment

IEC 62052-21 Electricity metering equipment (ac) - general requirements, tests and test conditions - Part 21: Tariff and load control equipment

IEC 62052-31 Electricity metering equipment (AC) - General requirements, tests and test conditions - Part 31: Safety requirements

IEC 62053-11 Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 11: Electro-mechanical meters for active energy (classes 0,5, 1 and 2)

IEC 62053-21 Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)

IEC 62053-22 Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)

IEC 62053-23 Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)

IEC 62053-24 Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 24: Static meters for reactive energy at fundamental frequency (classes 0,5 S, 1 S and 1)

IEC 62053-41 Electricity metering equipment (dc) - Particular requirements - Part 41: Static meters for direct current energy (classes 0,2, 0,5 and 1)

IEC 62055-21 TR Electricity metering - Payment systems - Part 21: framework for standardization

2. Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par leur référence dans ce texte, constituent les dispositions du présent guide. Tous les documents normatifs sont sujets à révision et, toute référence à un document normatif étant considérée comme une référence à la dernière édition de ce document, les parties liées par des accords fondés sur ce guide sont encouragées à prendre des mesures pour assurer l'utilisation de la plus récente édition des documents normatifs indiqués ci-dessous. Des informations sur les normes et spécifications nationales et internationales en vigueur

peuvent être obtenues auprès des organismes nationaux de normalisation appropriés.

NOTE :

Les titres des références normatives ont été traduits en français. Cependant, la plupart des documents ne sont pas disponibles en français.

EN50065-1 Transmission de signaux sur les réseaux électriques basse tension dans la bande de fréquences de 3 kHz à 148,5 kHz - Partie 1 : règles générales, bandes de fréquences et perturbations électromagnétiques

ISO/IEC 17025 Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais

Guide IEC 110 Systèmes de contrôle résidentiel - Lignes directrices relatives à la sécurité

IEC 60950-1 Matériels de traitement de l'information - Sécurité - Partie 1 : exigences générales

IEC 61968-6 Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 6 : interfaces de maintenance et de construction

IEC 61968-8 Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 8 : interfaces pour l'assistance à la clientèle

IEC 61968-9 Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 9 : interface pour le relevé et la commande des compteurs

IEC 61968-11 Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 11 : modèle d'information commun (CIM)

IEC 62052-11 Équipement de comptage de l'élec-

tricité (c.a.) - Prescriptions générales, essais et conditions d'essai - Partie 11 : équipement de comptage

IEC 62052-21 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions générales, essais et conditions d'essai - Partie 21 : équipement de tarification et contrôle de charge

IEC 62052-31 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Exigences générales, essais et conditions d'essai - Partie 31 : exigences sur la sécurité

IEC 62053-11 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 11 : compteurs électromécaniques d'énergie active (classes 0,5, 1 et 2)

IEC 62053-21 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 21 : compteurs statiques d'énergie active (classes 1 et 2)

IEC 62053-22 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 22 : compteurs statiques d'énergie active (classes 0,2 et 0,5 S)

IEC 62053-23 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Prescriptions particulières - Partie 23 : compteurs statiques d'énergie réactive (classes 2 et 3)

IEC 62053-24 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Exigences particulières - Partie 24 : compteurs statiques d'énergie réactive à la fré-

2. Normative references

IEC 62055-31 Electricity metering - Payment systems - Part 31: Particular requirements - Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)

IEC 62055-41 Electricity metering - Payment systems - Part 41: Standard transfer specification (STS) - Application layer protocol for one-way token carrier systems

IEC 62055-51 Electricity metering - Payment systems - Part 51: Standard transfer specification (STS) - Physical layer protocol for one-way numeric and magnetic card token carriers

IEC 62056-1-0 Electricity metering data exchange - Part 1-0: Smart metering standardization framework

IEC 62056-4-7 Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control- Part 47: COSEM transport layers for IPv4 networks

IEC 62056-5-3 Electricity Data Exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 5-3: DLMS/COSEM application layer

IEC 62056-6-1 Electricity metering data exchange -The DLMS/COSEM suite - Part 6-1: Object identification system (OBIS)

IEC 62056-6-2 Electricity metering data exchange -The DLMS/COSEM suite - Part 6-2: COSEM interface classes

IEC/TS 62056-6-9 Electricity metering data exchange - Part 6-9: Mapping between the Common Information Model message profiles (IEC 61968-9) and DLMS/COSEM (IEC 62056) data models and protocols

IEC 62056-7-3 ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 7-3: Wired and wireless M-Bus communication profiles for local and neighbourhood networks

IEC 62056-7-5 ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 7-5: Local data transmission profiles for Local Networks (LN)

IEC 62056-7-6 Electricity metering data exchange -The DLMS/COSEM suite - Part 7-6: The 3-layer, connection-oriented HDLC based communication profile

IEC 62056-8-3 Electricity metering data exchange -The DLMS/COSEM suite - Part 8-3: PLC S-FSK communication profile for neighbourhood networks

IEC 62056-8-4 Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 8-4: Communication profiles for narrow-band OFDM PLC PRIME neighbourhood networks

IEC 62056-8-5 ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 8-5: Narrow-band OFDM G3-PLC communication profile for neighbourhood networks

IEC 62056-8-6 ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 8-X: DMT PLC profile for neighbourhood networks

IEC 62056-8-8 ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE - THE DLMS/COSEM SUITE - Part 8-8: Communication profile for ISO/IEC 14908 series networks

IEC 62056-8-20 Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 8-20: Mesh communication profile for neighbourhood networks

IEC/TS 62056-9-1 Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 9-1: Communication profile using web-services to access a DLMS/COSEM server via a COSEM Access Service (CAS)

IEC 62056-9-7 Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 9-7: Communication profile for TCP-UDP/IP networks

IEC 62056-21 Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 21: Direct local data exchange

IEC 62056-46 Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control- Part 46: Data link layer using HDLC protocol

2. Références normatives

quence fondamentale (classes 0,5 S, 1 S et 1)

IEC 62053-41 Équipement de comptage de l'électricité (dc.) - Exigences particulières - Partie 41 : compteurs statiques d'énergie en courant continu (classes 0,2, 0,5 and 1)

IEC 62055-21 TR Comptage de l'électricité - Systèmes de paiement - Partie 21: encadrement de normalisation

IEC 62055-31 Equipements de comptage de l'électricité - Systèmes à paiement - Partie 31 : prescriptions particulières - Compteurs statiques à paiement d'énergie active (classes 1 et 2)

IEC 62055-41 Comptage de l'électricité - Systèmes de paiement - Partie 41: Spécification de transfert normalisé (STS) - Protocole de couche application pour les systèmes de supports de jeton unidirectionnel

IEC 62055-51 Comptage de l'électricité - Systèmes de paiement - Partie 51: Spécification de transfert normalisé (STS) - Protocole de couche physique pour les supports de jetons de cartes numériques et magnétiques unidirectionnels

IEC 62056-1-0 Échange des données de comptage de l'électricité - Partie 1-0 : encadrement de normalisation du comptage intelligent

IEC 62056-4-7 Comptage de l'électricité - Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 4-7 : couche transport DLMS/COSEM pour réseaux IPv4

IEC 62056-5-3 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM Partie 5-3 : Couche application DLMS/COSEM

IEC 62056-6-1 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 6-1 : Système d'identification des objets (OBIS)

IEC 62056-6-2 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 6-2 : Classes d'interface COSEM -

IEC/TS 62056-6-9 Échange des données de comptage de l'électricité - Partie 6-9 : Mappage

entre les profils de message Common Information Model (IEC 61968-9) et DLMS / COSEM (IEC 62056)

IEC 62056-7-3 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 7-3 : Profils de communication M-Bus câblés et sans fil pour les réseaux locaux et de voisinage

IEC 62056-7-5 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM Partie 7-5 : profils de transmission de données locales pour réseaux locaux (Local networks - LN)

IEC 62056-7-6 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 7-6 : profil de communication à 3 couches, connexion orientée et basée sur HDLC

IEC 62056-8-3 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 8-3 : profil de communication pour réseaux de voisinage CPL S-FSK

IEC 62056-8-4 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 8-4 : Profils de communication pour réseaux de voisinage OFDM PLC PRIME

IEC 62056-8-5 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM Partie 8-5 : profil de communication OFDM G3-CPL à bande étroite pour les réseaux de voisinage

IEC 62056-8-6 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 8-X : Profil de DMT PLC pour les réseaux de voisinage

IEC 62056-8-8 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 8-8 : Profil de communication pour les réseaux de la série ISO/IEC 14908

IEC 62056-8-20 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 8-20 : Profil de communication maillée pour les réseaux de voisinage

IEC/TS 62056-9-1 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/CO-

2. Normative references

IEC 62058-11 Electricity metering equipment (AC) - Acceptance inspection - Part 11: General acceptance inspection methods

IEC 62059-11 Electricity metering equipment - Dependability - Part 11: General concepts

IEC 62059-21 Electricity metering equipment - Dependability - Part 21: Collection of meter dependability data from the field

IEC 62059-31-1 Electricity metering equipment - Dependability - Part 31-1: Accelerated reliability testing - Elevated temperature and humidity

IEC 62059-32-1 Electricity Metering Equipment - Dependability - Part 32-1: Durability - Testing of the stability of metrological characteristics by applying elevated temperature

IEC 62059-41 Electricity metering equipment - Dependability - Part 41: Reliability prediction

NRS 048-9 Electricity supply - Quality of supply Part 9: Load reduction practices, system restoration practices, and critical load and essential load requirements under system emergencies

NRS049 Advanced metering infrastructure requirement for smart metering system

NRS055 Revenue protection

SANS 474 Code of practice for electricity metering

SANS 1524-1 Electricity payment systems - Part 1: Payment meters

SANS 1524-6-10 Electricity payment systems - Part 6-10: Interface standards - Online vending server - Vending clients

SANS 1524-9 Electricity payment systems - Part 6-10: Implementing electricity vending systems

STS 101-2 ELECTRICITY METERING - PAYMENT SYSTEMS - Standard Transfer Specification - Physical Layer Protocol for a two-way virtual token carrier for remote connection over DLMS/COSEM

STS 406-3 COP for the management of secure modules

STS 600-4-2 STANDARD TRANSFER SPECIFICATION - Companion Specification - Key Management System

SANS, STS and NRS specifications are obtainable at the following addresses:

- For SANS specifications: at <https://store.sabs.co.za>;
- For STS specifications: at <http://www.sts.org.za>;
- For NRS specifications: at <https://scot.eskom.co.za> or contact the AFSEC secretariat.

2. Références normatives

SEM - Partie 9-1 : Profil de communication utilisant des services Web pour accéder à un serveur DLMS/COSEM via un service d'accès COSEM (CAS)

IEC 62056-9-7 Échange des données de comptage de l'électricité - La suite DLMS/COSEM - Partie 9-7 : profil de communication pour réseaux TCP-UDP/IP

IEC 62056-21 Équipement de mesure de l'énergie électrique - Échange des données pour la lecture des compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge - Partie 21 : échange des données directes en local

IEC 62056-46 Équipement de mesure de l'énergie électrique - Échange des données pour la lecture des compteurs, le contrôle des tarifs et de la charge - Partie 46 : Couche liaison de données utilisant le protocole HDLC

IEC 62058-11 Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) - Contrôle de réception - Partie 11 : méthodes générales de contrôle de réception

IEC 62059-11 Équipements de comptage de l'électricité - Sûreté de fonctionnement - Partie 11 : concepts généraux

IEC 62059-21 Équipements de comptage de l'électricité - Sûreté de fonctionnement - Partie 21 : collecte des données de sûreté de fonctionnement des compteurs à partir du terrain

IEC 62059-31-1 Équipements de comptage de l'électricité - Sûreté de fonctionnement - Partie 31-1 : essais de fiabilité accélérés - Température et humidité élevées

IEC 62059-32-1 Appareils de comptage d'électricité - Sûreté de fonctionnement - Partie 32-1 : durabilité - Contrôle de stabilité des caractéristiques métrologiques en appliquant une température élevée

IEC 62059-41 Appareils de comptage d'électricité - Sûreté de fonctionnement - Partie 41 : Prévision de fiabilité

NRS 048-9 Fourniture d'électricité - Qualité de l'approvisionnement - Partie 9 : Pratiques de ré-

duction de la charge, pratiques de restauration des systèmes et charges critiques et charges essentielles dans les situations d'urgence du système

NRS049 Besoins en infrastructure de comptage avancés pour le système de comptage intelligent

NRS055 Protection du revenu

SANS 474 Code de pratique pour le comptage de l'électricité

SANS 1524-1 Systèmes de paiement de l'électricité - Partie 1 : Compteurs de paiement

SANS 1524-6-10 Systèmes de paiement de l'électricité - Partie 6-10 : Normes d'interface - Serveur de vente en ligne - Clients distributeurs

SANS 1524-9 Systèmes de paiement de l'électricité - Partie 6-10 : Mise en oeuvre de systèmes de vente d'électricité

STS 101-2 Comptage de l'électricité - Systèmes de paiement - Spécification de transfert standard - Protocole de couche physique pour un support de jetons virtuel bidirectionnel pour une connexion à distance via DLMS/COSEM

STS 406-3 CP (Coefficient de Performance) pour la gestion des modules sécurisés

STS 600-4-2 Spécification de transfert normalisé - Spécifications complémentaires - Système de gestion clé

Les spécifications SANS, STS et NRS sont disponibles aux adresses suivantes :

- Pour spécifications SANS : à <https://store.sabs.co.za>;
- Pour spécifications STS : à <http://www.sts.org.za>;
- Pour spécifications NRS : à <https://scot.eskom.co.za> ou contacter le Secrétariat de l'AFSEC.

3. Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 62056-5-3, IEC 62056-6-1, IEC 62056-6-2, IEC 62055-21, IEC 62055-31, IEC 62055-41, SANS 1524-1 and the following apply.

- **AMI**
Advanced Metering Infrastructure
Infrastructure de Comptage Avancée
- **AMS**
Advanced Metering System
Système de Mesure Avancé
- **ALT**
Accelerated Life-cycle Test
Contrôle du Cycle de Vie Accéléré
- **BPL**
Broadband Powerline
Powerline à large bande
- **CIM**
Common Information Model
Model d'Information Commun
- **CIS**
Customer Information System
Système d'Information Client
- **CIU**
Customer Interface Unit
Unité d'Interface Client
- **COSEM**
Companion Specification for Energy Metering
Spécification d'accompagnement pour le comptage d'énergie
- **DLMS**
Device Language Message Specification
Spécification du Dispositif de Communication des Langages
- **DC**
Data Concentrator
Concentrateur de Données
- **DER**
Distributed Energy Resource
Ressource d'Énergie Distribuée
- **EN**
European Norm
Norme Européenne
- **EMC**
Electromagnetic Compatibility
Compatibilité électromagnétique
- **ERPS**
Enterprise Resource Planning System
Système de planification des ressources d'entreprise
- **FSK**
Frequency-shift Keying
Modulation par déplacement de fréquence
- **IEC**
International Electrotechnical Commission
Commission Électrotechnique Internationale
- **IP**
Internet Protocol
Protocole Internet
- **GIS**
Geographical Information System
Système d'information géographique
- **HDLC**
High-level Data Link Control
Contrôle de liaison de données de haut niveau
- **HES**
Head-End System
Système de Tête de Réseau
- **ILAC**
International Laboratory Accreditation Cooperation
Coopération internationale sur l'agrément des laboratoires d'essais

3. Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans IEC 62056-5-3, IEC 62056-6-1, IEC 62056-6-2, IEC 62055-21, IEC 62055-31, IEC 62055-41, SANS 1524-1 et les suivants s'appliquent.

- **IoT**
Internet Of Things
L'Internet des Objets - IdO
- **ISO**
International Organization for Standardization
Organisation Internationale de Normalisation
- **IT**
Information Technology
Technologies de l'Information
- **Mbus**
Meter Bus
M-Bus
- **MDM[S]**
Meter data management [system]
Système de Gestion de Données de Comptage
- **OBIS**
OBject Identification System
Système de Gestion de Données
- **OSGP**
Open Smart Grid Protocol
Protocole ouvert de Réseaux Intelligents
- **POS**
Point of Sale
Point de Vente
- **PLC**
Powerline Communication
Communication par Courant Porteur
- **PV**
Photo-voltaic
Photovoltaïque
- **RF**
Radio Frequency
Fréquence radio
- **SANS**
South African National Standard
Normes nationales sud-africaines
- **SOA**
Service-oriented Architecture
Architecture Orientée Services
- **STS**
Standard Transfer Specification
Spécification de Transfert Standardisée
- **TCP**
Transport Control Protocol
Protocole de contrôle de transmission
- **TOU**
Time Of Use
Période d'utilisation
- **UDP**
User Datagram Protocol
Protocole de Datagramme Utilisateur

4. Procurement and contracting of smart metering systems

While the detailed requirements differ from country to country (e.g. local content, previous experience, full turn-key, local presentations etc.), the below factors are to be considered when deciding on smart metering contracts.

With respect to smart metering solutions, it is recommended that three or four tenders are issued as follows:

- Meter Data Management System (MDMS) if required;
- Head-end Systems (HES) with smart metering devices;
- Meter enclosures [kiosks] (if required – see note);
- Device installations, including site audits, site clean-up.

Recognising that the above elements of a smart metering system will require installation, commissioning and maintenance staff to have new skills, training of the utility staff on all aspects of the technology should be a mandatory part of the procurement contract.

NOTE:

This guide does not cover standards for meter enclosures.

4. Acquisition et passation de marchés des systèmes de comptage intelligent

Bien que les exigences détaillées diffèrent d'un pays à l'autre (par exemple, contenu local, expérience antérieure, formule clés en main complète, présentations locales, etc.), les facteurs ci-dessous doivent être pris en compte lors de la conclusion de contrats de comptage intelligent.

En ce qui concerne les solutions de comptage intelligent, il est recommandé d'émettre trois ou quatre offres comme suit :

- Meter Data Management System (MDMS) si nécessaire;
- Head-end Systems (HES) avec des appareils de mesure intelligents;
- Boîtiers de compteurs [kiosques] (si nécessaire – voir note);
- Installations de dispositifs, y compris audits de sites, nettoyage de sites.

Reconnaissant que les éléments ci-dessus d'un système de comptage intelligent nécessiteront de nouvelles compétences du personnel chargé de l'installation, de la mise en service et de la maintenance, la formation du personnel des services publics à tous les aspects de la technologie devrait être obligatoire dans le cadre d'un marché.

NOTE :

Ce guide ne couvre pas les normes pour les boîtiers de compteurs.

5. IT infrastructure for smart metering systems

5.1 System architecture and integration testing

A typical system architecture for a smart metering system is shown in Annex A.

With respect to system architecture and integration testing, it is noted that such integration testing should be performed by the utility and its vendor of choice.

The following standards and specifications are relevant:

- NRS 049 South African industry specification for smart metering systems, architecture, data exchange and companion specification for COSEM functions;
- IEC 61968 series for application integration between Enterprise Resource Planning Systems (ERPS), MDMS, HES and other external systems;
- IEC 62056-1-0 framework for smart metering communications architecture;
- IEC 62056 series for communication protocols between HES and smart metering devices;
- IEC 62055 series for prepayment meters;
- SANS 1524-6-10 for prepayment token vending systems.

5.2 MDMS and HES specifications

5.2.1 General requirements

The requirements for MDMS and HES are defined as a set of functionalities that the utility can select to suit their needs. In all cases, the functionality mentioned should refer to existing IEC and national specifications where they exist and are applicable.

5.2.2 HES functional requirements

The functions of the HES should typically include the following:

- **Set reading and push profiles in Data Concentrators (DC);**
The HES should be able to configure a set of meter registers or logs as part of a reading profile and a push profile that defines the frequency that the collected data or information will be pushed up by the DC to the HES.
- **Be the master of date and time for devices;**
The HES should be the master of time synchronisation for the DC and the metering and control devices.
- **Adding devices;**
 - The system should allow the import of DC devices;
 - The system should allow the import of metering devices that are allowed to report meter data to the HES. The DC should automatically discover the metering devices on the network and report them to the HES.
- **Collection of metering data;**
The HES should support the automatic collection of metering data by the DC as well as on-demand reading of metering data or information such as event logs.
- **Create control groups;**
The HES should enable the creation of control groups, which contain one or more controls or special DLMS/COSEM commands.

5. Infrastructure informatique pour les systèmes de comptage intelligent

5.1 Architecture du système et tests d'intégration

Une architecture de système typique pour un système de comptage intelligent est présentée à l'annexe A.

En ce qui concerne l'architecture du système et les tests d'intégration, il est à noter que ces tests d'intégration doivent être effectués par l'entreprise de distribution d'électricité et son vendeur de choix.

Les normes et spécifications suivantes sont pertinentes :

- NRS 049 Spécification de l'industrie sud-africaine pour les systèmes de comptage intelligent, l'architecture, l'échange de données et les spécifications associées pour les fonctions COSEM;
- IEC 61968 Des séries pour l'intégration d'applications entre les systèmes ERPS (Enterprise Resource Planning Systems), MDMS, HES et d'autres systèmes externes;
- IEC 62056-1-0 Encadrement pour l'architecture de communications des compteurs intelligents ;
- IEC 62056 Série de protocoles de communication entre HES et les compteurs intelligents;
- IEC 62055 Série pour les compteurs à prépaiement;
- SANS 1524-6-10 pour les systèmes de paiement à jeton prépayé.

5.2 Spécifications MDMS et HES

5.2.1 Exigences Générales

Les exigences pour MDMS et HES sont définies comme un ensemble de fonctionnalités que l'utilitaire peut sélectionner pour répondre à leurs besoins. Dans tous les cas, la fonctionnalité mentionnée doit se référer aux spécifications IEC et nationales existantes lorsqu'elles existent et sont applicables.

5.2.2 Exigences de fonctionnement HES

Les fonctions du HES doivent généralement inclure les éléments suivants :

- **Définir les profils de lecture et de poussée dans les concentrateurs de données (DC);**
Le HES devrait être en mesure de configurer un ensemble de registres ou systèmes de suivi dans le cadre d'un profil de lecture et d'un profil push définissant la fréquence à laquelle les données ou informations collectées seront transmises par le DC au HES.
- **Être le maître de la date et de l'heure pour les appareils;**
Le HES devrait être le maître de la synchronisation de l'heure pour le courant continu et les appareils de mesure et de contrôle.
- **Ajout de dispositifs;**
 - Le système devrait permettre l'importation de dispositifs à courant continu;
 - Le système doit autoriser l'importation de dispositifs de mesure autorisés à transmettre des données de compteur au HES. Le DC doit automatiquement détecter les périphériques de mesure sur le réseau et les signaler au HES.
- **Collecte de données de comptage;**
Le HES doit prendre en charge la collecte automatique de données de mesure par le DC, ainsi que la lecture à la demande de données de mesure ou d'informations telles que la traçabilité des événements.
- **Créer des groupes de contrôle;**
Le HES doit permettre la création de groupes de contrôle, qui contiennent un ou plusieurs contrôles ou commandes spéciales DLMS/COSEM.

- **Create unit groups;**
The HES should enable the creation of unit groups, which contain one or more metering or control devices assigned to such groups.
- **Create and schedule tasks;**
The HES should enable the creation of tasks for the unit groups and selected control groups. The tasks should be able to be scheduled on certain days and times.
- **Status of tasks (completed and success or failure of task);**
The HES should show the status of scheduled tasks and should additionally support self-clearing groups, which allows the HES Administrator to see which tasks were not successfully completed or which metering devices were not able to receive the special commands.
- **Reading tasks on demand;**
The HES should support on-demand reading of register values; billing and load profiles and event profiles, and where required, import- and export energy registers.
- **Control tasks on demand;**
The HES should support a range of control tasks including meter supply control switch disconnect and reconnect, sending an STS prepayment token to the meter, configuration of the meter's demand or fuse supervision thresholds and configuration of TOU table information.
- **Firmware updates to the DC;**
The HES should support the remote firmware update of the DC devices.
- **Firmware updates for metering devices;**
The HES should support the remote firmware update of the metering devices.
- **Search facility for devices;**
The HES should support a facility to search for any device on the network.
- **Advanced find facility;**
The HES should support reporting or advanced find feature that allows the user to search for devices according to a range of available fields or criteria.
- **Interfaces to external systems.**
The HES should support the import and export of information to external systems (e.g. MDMS and ERPS) in compliance with clause 5.2.

5.2.3 MDMS functional requirements

With respect to MDMS requirements for African utilities, reference is made to the following existing and applicable standards and specifications:

- NRS 049 where applicable;
- IEC 61968 series for information exchange between MDMS, ERPS, HES and any other external system.

With respect to MDMS functional requirements, reference should be made to the following:

- **As a common data collection point;**
The MDM solution should serve as the connective system that binds all utility disparate data collection points, interfaces, and systems together in order to create usable and accurate data that can be used for revenue and system planning purposes.
- **Common Information Model (CIM)-standards;**
The MDMS interfaces should be based on IEC 61968 series and should offer at minimum, a common integration point, a common repository of validated data, a translator of data into a common format, a common source for proactively sending metering alarms to the business and a common engine that will enable smart grid management.

- **Créer des groupes de modules;**
Le HES doit permettre la création de groupes de modules contenant un ou plusieurs appareils de mesure ou de contrôle affectés à ces groupes.
- **Créer et planifier des tâches;**
Le HES devrait permettre la création de tâches pour les groupes de modules et les groupes de contrôle sélectionnés. Les tâches doivent pouvoir être programmées certains jours et heures.
- **L'état des tâches (achevé et réussite ou échec de la tâche);**
Le HES doit afficher l'état des tâches planifiées et prendre en charge également les groupes d'auto-nettoyage, ce qui permet à l'Administrateur HES de voir quelles tâches n'ont pas été exécutées correctement ou quels appareils de mesure n'ont pas pu recevoir les commandes spéciales.
- **Tâches de lecture à la demande;**
Le HES devrait soutenir la lecture à la demande des valeurs de registre; les profils de facturation et de charge et les profils d'événement et, le cas échéant, les registres d'énergie d'importation et d'exportation.
- **Contrôler les tâches à la demande;**
Le HES doit prendre en charge une série de tâches de contrôle, y compris la déconnexion et la reconnexion du contrôle d'alimentation du compteur, l'envoi d'un jeton STS au compteur, la configuration des seuils de supervision de la demande ou du fusible et la configuration des informations du tableau de temps d'utilisation (TOU).
- **Mises à jour du micrologiciel sur le DC;**
Le HES doit prendre en charge la mise à jour du microprogramme à distance des périphériques DC.
- **Mises à jour du micrologiciel pour les appareils de mesure;**
Le HES doit prendre en charge la mise à jour du micrologiciel à distance des appareils de mesure.
- **Fonction de recherche pour les appareils;**
Le HES doit prendre en charge une fonctionnalité permettant de rechercher tout périphérique sur le réseau.

- **Installation de recherche avancée;**
Le HES doit prendre en charge la fonctionnalité de rapport ou de recherche avancée qui permet à l'utilisateur de rechercher des périphériques en fonction d'une série de champs ou de critères disponibles.
- **Interfaces vers des systèmes externes.**
Le HES doit prendre en charge l'importation et l'exportation d'informations vers des systèmes externes (par exemple, MDMS et ERPS) conformément à la clause 5.2.

5.2.3 Exigences de fonctionnement MDMS

En ce qui concerne les exigences du MDMS pour les services publics africains, il est fait référence aux normes et spécifications existantes et applicables suivantes :

- NRS 049 le cas échéant;
- Série IEC 61968 pour l'échange d'informations entre MDMS, ERPS, HES et tout autre système externe.

En ce qui concerne les exigences de fonctionnement du MDMS, il convient de faire référence à ce qui suit :

- **Comme point commun de collecte de données;**
La solution MDM doit servir de système de connexion qui lie tous les points disparates de collecte de données, interfaces et systèmes des services publics afin de créer des données utilisables et précises pouvant être utilisées à des fins de planification des systèmes et du revenu.
- **Les normes CIM (Common Information Model – Modèle d'Information Commun);**
Les interfaces MDMS devraient être basées sur les séries IEC 61968 et offrir au minimum un point d'intégration commun, un référentiel commun de données validées, un traducteur de données dans un format commun, une source commune pour envoyer des alarmes de mesure à l'entreprise et un mécanisme commun qui permettra la gestion intelligente du réseau.

- **Web Services;**
 - The MDMS should utilise Web Services and queues based on IEC 61968 series;
 - The interface approach should aim to provide near real-time interaction between the systems and is the preferred approach to integration. For meter reading systems, that do not support an SOA-based architecture, secure flat file transfers may optionally be used.
- **Validating, estimating and editing;**

The MDMS should offer validation engines for register and interval data to ensure highly-accurate data for both the modest but critical population of large commercial and industrial accounts, as well as for the much larger population of mass residential accounts.
- **Control and commands;**

The MDMS should offer built-in support for command and control, providing utility personnel with the ability to perform a real-time (on-demand) meter read, power status check and remote connect/disconnect functions.
- **Data synchronization;**
 - The MDMS master data synchronisation should consist of message structures specified in the IEC 61968 series and a Web Service based synchronisation interface, for master data synchronization with utility systems such as CIS, AMS and GIS;
 - Master data synchronisation should include the ability to replicate customer, account and meter information into the MDMS for use in the core business processes, such as exception management, virtual metering and generating billing data.
- **Revenue protection;**
 - The MDMS should be able to identify suspect usage across the meter installed base and should utilise AMI/smart meter events and transformer data and correlate this against typical usage patterns and should support energy balancing functionality that enables the utility to compare check metering data with actual consumption data for the purpose of energy auditing;
 - Prepayment vending systems transaction information is typically exchanged with the ERPS billing system;
 - The ERPS is typically the master for selecting the tariff structure and pricing for customers, while the MDMS then typically relays any changes to the customers' meters via the HES.
- **Billing determinants.**

The MDMS should provide clean, framed billing determinants to the utility CIS and/or billing applications based on the billing cycle and the rate structures pertinent to each service point. This capability should be configurable via parameters and settings and should be based on the specific utility's policies.

5.3 IT hardware infrastructure requirements for meter data management

IT hardware infrastructure requirements are an IT consideration that the utility and their vendor of choice must plan for and manage, according to the size of the meter park and the volume of data assumed to be read and stored, taking account of any minimum storage period required by local regulations.

Reference the IEC 61968 series for the CIM message structure, which aids interfacing to external systems.

- **Services Web;**
 - Le MDMS devrait utiliser des services Web et des files d’attente basés sur les séries IEC 61968;
 - L’approche de l’interface devrait viser à fournir une interaction en temps quasi réel entre les systèmes et constitue l’approche privilégiée de l’intégration. Pour les systèmes de lecture de compteur qui ne prennent pas en charge une architecture SOA, des transferts de fichiers plats sécurisés peuvent éventuellement être utilisés.
- **Validation, estimation et édition;**

Le MDMS devrait proposer des moteurs de validation pour les données de registre et d’intervalle afin de garantir des données extrêmement précises pour la population modeste mais essentielle des grands comptes commerciaux et industriels, ainsi que pour la population beaucoup plus grande des comptes résidentiels de lieux d’implantation en masse.
- **Contrôle et commandes;**

Le MDMS devrait offrir un support intégré pour la commande et le contrôle, permettant au personnel de l’entreprise de distribution d’électricité d’effectuer une lecture en temps réel (à la demande), une vérification de l’état d’alimentation et des fonctions de connexion/déconnexion à distance.
- **Synchronisation des données;**
 - La synchronisation des données de base MDMS doit comprendre des structures de message spécifiées dans la série IEC 61968 et une interface de synchronisation basée sur un service Web, pour la synchronisation des données de base avec des systèmes utilitaires tels que CIS, AMS et SIG;
 - La synchronisation des données de base doit inclure la possibilité de répliquer les informations relatives aux clients, aux comptes et aux compteurs dans le MDMS pour les utiliser dans les processus essentiels des activités des entreprises, tels que la gestion des exceptions, le comptage virtuel et la génération de données de facturation.
- **Protection des revenus;**
 - Le MDMS devrait pouvoir identifier les utilisations suspectes sur la base du compteur installé et utiliser les événements AMI/compteurs intelligents et les données du transformateur et les corréliser avec les schémas d’utilisation typiques et prendre en charge la fonctionnalité d’équilibrage de l’énergie permettant au distributeur de comparer les données de comptage avec les données de consommation actuelle à des fins d’audit de l’énergie;
 - Les informations sur les transactions des systèmes de prépaiement sont généralement échangées avec le système de facturation ERPS;
 - L’ERPS est généralement le maître de la sélection de la structure tarifaire et de la tarification des clients, tandis que le MDMS relaie généralement les modifications apportées aux compteurs des clients via le HES.
- **Déterminants de facturation.**

Le MDMS doit fournir des déterminants de facturation propres et définis à l’utilitaire CIS et/ou aux applications de facturation en fonction du cycle de facturation et des structures tarifaires pertinentes pour chaque point de service. Cette fonctionnalité doit être configurable via des paramètres et des réglages et doit être basée sur les règles spécifiques de l’entreprise de distribution d’électricité.

5.3 Exigences d’infrastructure de matériel informatique pour la gestion des données de compteurs

Les exigences en matière d’infrastructure informatique constituent une considération informatique que le distributeur et son fournisseur doivent choisir et gérer en fonction de la taille du parc de compteurs et du volume de données supposées être lues et stockées, en tenant compte de toute période de stockage minimale requise par la réglementation locale.

Référence la série IEC 61968 pour la structure de message CIM, qui facilite l’interfaçage avec les systèmes externes.

6. Smart metering infrastructure

6.1 Smart metering devices

6.1.1 Meter type testing

Refer to the following standards:

- IEC 62052 and IEC 62053 series for metrological and environmental requirements of smart meters;
- IEC 62055-31 for prepayment meters.

Utilities should request vendors to provide evidence of tests conducted from an accredited test laboratory (i.e. a national accreditation body recognized by ILAC and should comply with the requirements of ISO/IEC 17025).

6.1.2 Acceptance and inspection methods

Refer to the following standards:

- IEC 62058-11 for acceptance and inspection methods for metering devices.

6.1.3 Prepayment meters

Refer to the following standards:

- IEC 62055-41 and IEC 62055-51 for STS prepayment meters;
- NRS 049 for STS combined with DLMS/COSEM smart meters.

Utilities should request vendors to provide evidence of STS compliance through certification by the STS Association.

6.1.4 Vending systems and key management

Refer to the following standards:

- SANS 1524-9 for implementing electricity vending systems;
- SANS 1524-6-10 for on-line vending protocols;
- IEC 62055-41 and IEC 62055-51 for STS vending systems;
- STS 600-4-2 for STS-compliant key management;
- STS 406-3 for management of STS secure modules;
- STS 101-2 for vending STS tokens to DLMS/COSEM smart meters;
- NRS 049 for mobile payment services and options to be considered for any specific system;
- NRS 049 for tariff design and implementation in vending systems;
- NRS 055 for revenue protection recommendations.

Utilities should request vendors to provide evidence of STS compliance through certification by the STS Association.

Utilities should request vendors to provide evidence that complex tariff structures can be implemented in the vending system in those cases where the prepayment meter accepts only kWh tokens (see note in clause 6.1.3).

NOTE:

The STS provides options to vend using kilowatt hours or currency tokens. In the case of kWh tokens, the tariff resides in the vending system. In the case of the currency token, the tariff is stored in the meter.

6. Infrastructure de comptage intelligent

6.1 Dispositifs de comptage intelligent

6.1.1 Test de type de compteur

Se référer aux normes suivantes :

- Séries IEC 62052 et IEC 62053 pour les exigences métrologiques et environnementales des compteurs intelligents;
- IEC 62055-31 pour les compteurs à prépaiement.

Les entreprises de distribution doivent demander aux fournisseurs de fournir des preuves de tests effectués par un laboratoire de test accrédité (c'est-à-dire un organisme national d'accréditation reconnu par ILAC et conforme aux exigences de la norme ISO/IEC 17025).

6.1.2 Méthodes d'acceptation et d'inspection

Se référer aux normes suivantes :

- IEC 62058-11 pour les méthodes d'acceptation et d'inspection des appareils de mesure.

6.1.3 Compteurs à prépaiement

Se référer aux normes suivantes :

- IEC 62055-41 et IEC 62055-51 pour les compteurs à prépaiement STS;
- NRS 049 pour STS combiné avec les compteurs intelligents DLMS/COSEM.

Les services publics doivent demander aux fournisseurs de fournir des preuves de la conformité aux normes STS au moyen d'une certification de l'association STS.

6.1.4 Systèmes de distribution automatique et gestion des clés

Se référer aux normes suivantes :

- SANS 1524-9 pour la mise en œuvre de systèmes de vente d'électricité;
- SANS 1524-6-10 pour les protocoles de vente en ligne;
- IEC 62055-41 et IEC 62055-51 for STS pour les systèmes de vente STS;
- STS 600-4-2 pour la gestion des clés conforme à STS;
- STS 406-3 pour la gestion des modules sécurisés STS;
- STS 101-2 pour vente de jetons STS à des compteurs intelligents DLMS/COSEM;
- NRS 049 pour les services de paiement mobiles et les options à prendre en compte pour tout système spécifique;
- NRS 049 pour la conception et la mise en œuvre des tarifs dans les systèmes de vente automatique;
- NRS 055 pour recommandations de protection des revenus.

Les entreprises de distribution doivent demander aux fournisseurs de fournir des preuves de la conformité aux normes STS au moyen d'une certification de l'association STS.

Les services publics doivent demander aux fournisseurs de fournir la preuve que des structures tarifaires complexes peuvent être mises en œuvre dans le système de vente automatique lorsque le compteur à prépaiement n'accepte que les jetons kWh (voir la remarque au paragraphe 6.1.3).

NOTE :

Le STS propose des options de vente en kilowattheures ou en jetons de devise. Dans le cas des jetons kWh, le tarif réside dans le système de vente. Dans le cas du jeton de devise, le tarif est enregistré dans le compteur.

6.1.5 Environment and climatic requirements relevant to metering devices in Africa

Refer to the following standards:

- IEC 62052-11 for indoor classification and environmental requirements;
- NRS 049 specifies the temperature operating range from -10°C to +55°C and limit of operation temperature of 65°C for meters installed in enclosures outside buildings for African conditions, as a deviation from the temperature ranges in the IEC standards.

NOTE:

Irrespective of whether the meter is installed inside the house or outside the house in a suitable meter enclosure, it is still deemed to be an indoor metering device according to IEC standards.

6.1.6 Extended national requirements

Where country-specific extended conditions apply to the IEC standards referenced in this guide, these should be specified in relevant national standards.

6.1.7 Safety requirements

Refer to the following standards:

- IEC 62052 series and IEC 62053 series metrology standards reference safety requirements specified in IEC 62052-31.

NOTE:

In future the safety requirements in IEC 62052-31 could become regulatory requirements in some countries.

6.1.8 Meter dependability requirements

Refer to the following standards:

- IEC 62059 series and relevant parts for accelerated life testing (ALT).

NOTE 1:

IEC 62059 parts 11, 21, 31-1 and 41 are the most relevant.

NOTE 2:

ALT will typically take several months to perform.

NOTE 3:

Specialized test facilities are required for ALT. For example, in South Africa, the Eskom ALT facility and KEMA (Netherlands) in respect to IEC 62059-31-1.

It is recommended that utilities request vendors (after contract award) to provide evidence of conducted ALT.

6.1.5 Environnement et exigences climatiques applicables aux appareils de mesure en Afrique

Se référer aux normes suivantes :

- IEC 62052-11 pour la classification intérieure et les exigences environnementales;
- NRS 049 spécifie la plage de températures de fonctionnement de -10°C à +55°C et la température limite de fonctionnement de 65°C pour les compteurs installés dans des enceintes extérieures aux bâtiments pour des conditions africaines, en tant que déviation des plages de température des normes IEC.

NOTE :

Indépendamment du fait que le compteur soit installé à l'intérieur de la maison ou à l'extérieur de la maison dans un boîtier de compteur approprié, il est toujours considéré comme un dispositif de mesure intérieur conformément aux normes IEC.

6.1.6 Exigences nationales étendues

Lorsque des conditions étendues spécifiques à un pays s'appliquent aux normes IEC citées dans ce guide, celles-ci doivent être spécifiées dans les normes nationales pertinentes.

6.1.7 Exigences de sécurité

Se référer aux normes suivantes :

- Les normes de métrologie des séries IEC 62052 et IEC 62053 font référence aux exigences de sécurité spécifiées dans la norme IEC 62052-31.

NOTE :

À l'avenir, les exigences de sécurité de la norme IEC 62052-31 pourraient devenir des exigences réglementaires dans certains pays.

6.1.8 Exigences de fiabilité du compteur

Se référer aux normes suivantes :

- Série IEC 62059 et parties pertinentes pour le test de durée de vie accélérée (ALT).

NOTE 1 :

IEC 62059 parties 11, 21, 31-1 et 41 sont les plus pertinentes.

NOTE 2 :

ALT prendra typiquement plusieurs mois pour fonctionner.

NOTE 3 :

Des installations de test spécialisées sont requises pour ALT. Par exemple, en Afrique du Sud, l'installation Eskom ALT et KEMA (Pays-Bas) en ce qui concerne IEC 62059-31-1.

Il est recommandé aux entreprises de distribution de demander aux fournisseurs (après l'attribution du contrat) de fournir l'évidence d'avoir effectué ALT.

6.1.9 Import and export metering functionality

Refer to the following standards:

- NRS 049 deals with import and export metering of grid-connected distributed energy resources (DER);
- NRS 049 also references IEC 6205-6-1 and IEC 6205-6-2 for DLMS/COSEM definitions for implementing import and export metering functionality.

6.1.10 Remote disconnect and reconnect functionality

Refer to the following standards:

- NRS 049 specifies this functionality by reference to IEC 6205-6-1 and IEC 6205-6-2;
- NRS 049 also specifies demand/response and load limiting options and relevant messaging to the end customer.

6.1.11 Split type meter configuration

Split meter configuration (metering device and customer interface unit (CIU) are separate parts) should be specified in order to mitigate the risk of fraud. For example: the metering device installed in a secure enclosure outside of the customer's premises and the CIU inside the customer's premises.

The requirements for secure enclosures (e.g. pole –mounting or street-box enclosures) should be agreed in the purchase contract according to the utilities specific needs, taking account of the local environmental conditions.

6.1.12 Data concentrator functionality

Refer to the following standards:

- NRS 049 for communication protocols between the HES and DC;
- NRS 049 also specifies the functions of the DC by reference to IEC 6205-6-1 and IEC 6205-6-2 as a companion specification;
- If a country requires additional or different functionality as that specified in NRS 049, such functionality should be specified in a national companion specification by reference to IEC 6205-6-1 and IEC 6205-6-2.

6.2 Communication technologies for smart metering devices

6.2.1 General considerations

IEC 62056-1-0 specifies the communications framework for DLMS/COSEM technologies.

6.2.2 Use of narrowband PLC and BPL technologies

Refer to the following standards:

- EN50065-1, CENELEC A band for narrowband PLC, unless country specific regulations require otherwise.

Broadband power line (BPL) communications are not covered by IEC standards, therefore any BPL installations for smart metering would be proprietary systems, which might not meet EMC requirements.

NOTE 1:

Local regulatory requirements in respect of power line and radio frequency spectrum will need to be taken into account.

NOTE 2:

The PLC could be subject to interference from for example DC/AC inverters installed in solar PV systems. Thus measures should be put in place to protect frequency bands used for PLC communication (e.g. CENELEC A) through the definition and implementation of appropriate emission limits.

6.1.9 Importation et exportation de la fonctionnalité de mesure

Se référer aux normes suivantes :

- NRS 049 traite du comptage des importations et des exportations de ressources énergétiques distribuées raccordées au réseau (DER);
- NRS 049 fait également référence aux normes IEC 6205-6-1 et IEC 6205-6-2 pour les définitions DLMS/COSEM pour la mise en œuvre de la fonctionnalité de mesure des importations et des exportations.

6.1.10 Fonctionnalité de déconnexion et de reconnexion à distance

Se référer aux normes suivantes :

- NRS 049 spécifie cette fonctionnalité en référence aux normes IEC 6205-6-1 et IEC 6205-6-2;
- NRS 049 spécifie également les options de demande/réponse et de limitation de charge et la messagerie pertinente pour l'utilisateur final.

6.1.11 Configuration de compteur fractionné

La configuration des compteurs fractionnés (dispositif de mesure et unité d'interface client (CIU) sont des parties distinctes) doit être spécifiée afin d'atténuer le risque de fraude. Par exemple : le dispositif de mesure installé dans un boîtier sécurisé à l'extérieur des locaux du client et le CIU dans les locaux du client.

Les exigences relatives aux enceintes sécurisées (par exemple, montages sur poteau ou boîtiers dans la rue) doivent être convenues dans le contrat d'achat en fonction des besoins spécifiques des services publics, en tenant compte des conditions environnementales locales.

6.1.12 Fonctionnalité du concentrateur de données

Se référer aux normes suivantes :

- NRS 049 pour les protocoles de communication entre HES et DC;
- NRS 049 spécifie également les fonctions du DC en référence aux normes IEC 6205-6-1 et IEC 6205-6-2 en tant que spécification d'accompagnement;
- Si un pays requiert des fonctionnalités supplémentaires ou différentes de celles spécifiées dans la norme NRS 049, cette fonctionnalité doit être spécifiée dans une spécification d'accompagnement nationale par référence aux normes IEC 6205-6-1 et IEC 6205-6-2.

6.2 Technologies de communication pour les compteurs intelligents

6.2.1 Considérations générales

IEC 62056-1-0 spécifie le cadre de communication pour les technologies DLMS/COSEM.

6.2.2 Utilisation des technologies PLC et BPL à bande étroite

Se référer aux normes suivantes :

- EN50065-1, CENELEC A Bande pour PLC à bande étroite, sauf dispositions contraires du pays.

Les communications par ligne électrique à large bande (BPL) ne sont pas couvertes par les normes IEC. Par conséquent, toutes les installations BPL destinées aux compteurs intelligents seraient des systèmes propriétaires, qui pourraient ne pas répondre aux exigences CEM – Compatibilité Électromagnétique.

NOTE 1 :

Les exigences réglementaires locales concernant le spectre des lignes électriques et des fréquences radioélectriques devront être prises en compte.

NOTE 2 :

Le PLC pourrait être sujet à des interférences provenant, par exemple, d'onduleurs DC/AC installés dans des systèmes photovoltaïques. Des mesures devraient donc être mises en place pour protéger les bandes de fréquences utilisées pour la communication PLC (par exemple, le CENELEC A) en définissant et en appliquant des limites d'émission appropriées.

6.2.3 Interface between CIU and metering devices

Refer to the following standards:

- NRS 049 specifies interface protocols between CIU and metering devices.

6.2.4 Interoperability of metering devices

Refer to the following standards for interoperability in the application layer:

- IEC 62056-5-3, application layer protocol;
- IEC 62056-6-1 OBIS codes;
- IEC 62056-6-2 COSEM interface classes,

Refer to the following standards for interoperability in the local network:

- IEC 62056-7-3, MBUS
- IEC 62056-7-5, Local data exchange
- IEC 62056-7-6, HDLC networks

Refer to the following standards for interoperability in the neighbourhood network:

- IEC 62056-8-3, S-FSK PLC networks;
- IEC 62056-8-4, PRIME PLC OFDM;
- IEC 62056-8-5, G3 PLC OFDM;
- IEC 62056-8-6, High speed PLC;
- IEC 62056-8-8, OSGP;
- IEC 62056-8-20, MESH networks (see NOTE1);
- IEC 62056-9-1, Web-services;
- IEC 62056-9-7, TCP-UDP/IP networks.

NOTE 1:

IEC 62056-8-20 allows for the application of Wi-SUN and RF mesh technologies, which facilitates routing in the network layer. Network layer routing makes use of the IP addresses and is compatible with developing IoT technology.

NOTE 2:

In order to ensure interoperability, the above referenced standards need to be selected and referenced as a coherent set of requirements for a particular implementation in a 'companion specification', which could be developed at a utility or national level. Such a companion specification has been developed as NRS 049 for application in South Africa, and could be considered as a companion specification in other countries, taking note that it is necessary to select the device features required.

6.3 Safety rules and regulations for smart devices and systems

6.3.1 Safety of switching consumer loads

The support for remote load management is one of the benefits of a smart metering system. Smart meters provide features capable of addressing how the electricity supply to identified critical and essential loads is managed to minimize the impact of load switching on the safety of the consumers in the event of shortfall in supply or threat to the network.

This guide recommends the establishment of regulations to specify minimum requirements for load shedding and associated practices for the management of electricity supply to critical and essential loads. The adoption of the requirements of NRS 048-9 is recommended as bases for the regulations on consumer loads switching and to specify the roles of stakeholders (i.e utilities and consumers).

6.2.3 Interface entre les CIU et les appareils de mesure

Se référer aux normes suivantes :

- NRS 049 spécifie les protocoles d'interface entre les CIU et les appareils de mesure.

6.2.4 Interopérabilité des appareils de mesure

Se référer aux normes suivantes pour l'interopérabilité dans la couche application :

- IEC 62056-5-3, protocole de couche d'application;
- IEC 62056-6-1 OBIS codes;
- IEC 62056-6-2 Classes d'interface COSEM;

Se référer aux normes suivantes pour l'interopérabilité dans le réseau local :

- IEC 62056-7-3, MBUS
- IEC 62056-7-5, Échange de données local
- IEC 62056-7-6, Réseaux HDLC

Se référer aux normes suivantes pour l'interopérabilité dans le réseau de voisinage :

- IEC 62056-8-3, Réseaux S-FSK PLC;
- IEC 62056-8-4, PRIME PLC OFDM;
- IEC 62056-8-5, G3 PLC OFDM;
- IEC 62056-8-6, PLC haute vitesse;
- IEC 62056-8-8, OSGP;
- IEC 62056-8-20, Réseaux MESH (voir NOTE1);
- IEC 62056-9-1, Services-Web;
- IEC 62056-9-7, Réseaux TCP-UDP/IP.

NOTE 1 :

IEC 62056-8-20 permet l'application de technologies de maillage Wi-SUN et RF, ce qui facilite le routage dans la couche réseau. Le routage de couche réseau utilise les adresses IP et est compatible avec le développement de la technologie IoT.

NOTE 2 :

Afin de garantir l'interopérabilité, les normes susmentionnées doivent être sélectionnées et référencées comme un ensemble cohérent d'exigences pour une implémentation particulière dans une «spécification d'accompagnement», qui pourrait être développée au niveau de l'entreprise de distribution d'électricité ou au niveau national. Une telle spécification d'accompagnement a été développée sous le nom de NRS 049 pour application en Afrique du Sud et pourrait être considérée comme une spécification complémentaire dans d'autres pays, en prenant note qu'il est nécessaire de sélectionner les fonctionnalités requises pour l'appareil.

6.3 Règles et réglementations de sécurité pour les appareils et systèmes intelligents

6.3.1 Sécurité de la commutation des charges de consommation

L'assistance pour la gestion des charges à distance est l'un des avantages d'un système de comptage intelligent. Les compteurs intelligents offrent des fonctionnalités capables de gérer la manière dont l'alimentation électrique des charges critiques et essentielles identifiées est gérée afin de minimiser l'impact de la commutation de charge sur la sécurité des consommateurs en cas de manque d'approvisionnement ou de menace pour le réseau.

Ce guide recommande l'établissement de réglementations précisant les exigences minimales en matière de délestage et les pratiques associées pour la gestion de l'électricité aux charges critiques et essentielles. L'adoption des exigences de la norme NRS 048-9 est recommandée comme base pour la réglementation sur la commutation des charges des consommateurs et pour spécifier les rôles des parties prenantes (à savoir les services publics et les consommateurs).

6.3.2 Safety of remote switching algorithms

The smart metering system could be used for switching consumer loads, and in addition be used to enable communication of AMI components with devices or gateways within the household or similar premises for demand-side management and the provision of energy efficiency functionalities.

The smart metering system should be designed to ensure that the remote switching algorithms are safe and secured to maintain network security. The smart metering system should be equipped with mechanisms capable of detecting unauthorized access to the system and take measures to handle these threats.

This guide therefore recommends the adoption of the safety requirements outlined in IEC Guide 110 for safety-related characteristics of systems intended for signal transmission.

6.3.3 Customer safety aspect of device design

The design of a smart metering system should take into account the need to provide for safeguards against the risks of injury to users, fire outbreak or damage to properties. This guide recommends the adoption of the requirements of IEC 60950-1 as applicable to the safety of electrical and electronic equipment in the smart meter regulation.

6.3.4 Public safety enhancement features of AMI systems

The smart metering system should be designed, installed and maintained in a manner that ensures public safety. Requirements on the environmental and health and safety requirements features for smart metering systems should be considered.

6.4 Cyber security and data privacy

The transmission of customer data through public networks increases the vulnerability of smart metering system to cyber-attack. This necessitates the need for security standards to mitigate the risk and ensure customer energy consumption data is not accessible to unauthorized parties.

Therefore privacy policy and data security standards are needed to ensure the integrity of the utilities' data and to protect the privacy of consumers who have smart meters.

The following standards and specifications should be referenced:

- IEC 62056 series for suitable security algorithms for use with smart metering devices;
- NRS 049 for key management requirements for use with the IEC 62056 series.

6.5 Compliance testing requirements, resources, and competencies

6.5.1 Surveillance testing and in-service testing requirements and sampling procedures

Inaccuracies and poor performance of energy meters installed in consumers' premises may result in commercial losses and inhibit the level of acceptance of the smart metering technology. It is imperative that smart meters are sturdy, reliable, accurate, and perform optimally throughout their service life.

6.3.2 Sécurité des algorithmes de commutation à distance

Le système de comptage intelligent pourrait être utilisé pour commuter les charges des consommateurs et permettre en outre la communication des composants AMI avec des dispositifs ou des passerelles au sein du domicile ou des locaux similaires pour la gestion de la demande et des fonctionnalités d'efficacité énergétique.

Le système de comptage intelligent doit être conçu pour garantir que les algorithmes de commutation à distance sont sûrs et sécurisés afin de préserver la sécurité du réseau. Le système de comptage intelligent devrait être doté de mécanismes capables de détecter l'accès non autorisé au système et de prendre des mesures pour faire face à ces menaces.

Ce guide recommande donc l'adoption des exigences de sécurité décrites dans le Guide IEC 110 pour les caractéristiques relatives à la sécurité des systèmes destinés à la transmission de signaux.

6.3.3 Aspects liés à la sécurité des clients dans la conception des appareils.

La conception d'un système de comptage intelligent doit tenir compte de la nécessité de prévoir des mesures de protection contre les risques de blessures pour les utilisateurs, d'incendie ou de dommages aux biens. Ce guide recommande l'adoption des exigences de la norme IEC 60950-1 applicables à la sécurité des équipements électriques et électroniques dans la réglementation des compteurs intelligents.

6.3.4 Fonctionnalités d'amélioration de la sécurité publique des systèmes AMI

Le système de comptage intelligent devrait être conçu, installé et entretenu de manière à garantir la sécurité du public. Les besoins relatifs aux exigences environnementales, à la santé et à la sécurité pour les systèmes de comptage intelligents doivent être pris en compte.

6.4 Cybersécurité et confidentialité des données

La transmission de données client via des réseaux publics augmente la vulnérabilité du système de comptage intelligent aux cyberattaques. Cela nécessite le besoin de normes de sécurité pour atténuer les risques et garantir que les données de consommation énergétique des clients ne sont pas accessibles aux parties non autorisées.

Par conséquent, des règles de confidentialité et des normes de sécurité des données sont nécessaires pour garantir l'intégrité des données des services publics et pour protéger la confidentialité des consommateurs disposant de compteurs intelligents.

Les normes et spécifications suivantes doivent être consultées :

- Série IEC 62056 pour des algorithmes de sécurité appropriés à utiliser avec les appareils de mesure intelligents;
- NRS 049 pour les principales exigences de gestion des clés pour utilisation avec la série IEC 62056.

6.5 Exigences de test de conformité, ressources et compétences

6.5.1 Exigences de test de surveillance et d'essai en service et procédures d'échantillonnage

Les imprécisions et les mauvaises performances des compteurs d'énergie installés dans les locaux des consommateurs peuvent entraîner des pertes commerciales et entraver l'acceptation de la technologie de comptage intelligent. Les compteurs intelligents doivent impérativement être robustes, fiables, précis et performants tout au long de leur durée de vie.

This guide recognizes the need for stringent post-installation performance monitoring and evaluation of all consumption meters to ensure their continuous fitness for purpose, especially accuracy. Smart meters may continue in-service for as long as they conform to the specified requirements, while meters that no longer conform will need to be removed from service to ensure that only meters that operate within the prescribed limits of accuracy are used for consumer billing.

In-service accuracy limits should be specified and monitored at regular intervals throughout the service life of the meter. The sampling and acceptance inspection methods specified in IEC 62058-11 is recommended (see also clause 6.1.2).

This guide recommends the development of a procedure specifying the recommend duration for in-service safety testing customer notification, documentation and information management, how in-service testing will be undertaken, traceability requirements for test equipment and personnel competence requirements.

6.5.2 In-service safety testing

This guide recommends the in-service safety testing of smart metering devices within defined intervals during their service life to ensure continued compliance to safety regulations and fitness for purpose. The guide recommends the establishment of national procedures for sampling, in-service safety testing of smart metering devices, repairs or refurbishment and acceptability criteria for reworked metering devices before they are placed back in-service.

The sampling and in-service safety testing should take into account the homogeneity of the meter populations. Smart meter sample population for in-service safety testing should have the same characteristics such as manufacturer, type or model, capacity or rating, year of manufacture and certification.

6.5.3 Certification and accreditation

It is required that all smart meters to be deployed by utilities should meet the minimum requirements specified in the national metering code and the specified standards. The establishment of conformity assessment systems is recommended to give assurance of compliance to standards.

Refer to the following standards:

- SANS 474, Code of practice for electricity metering.

6.5.4 Integrity of reporting and results

This guide recommends the development of a uniform reporting format for each of the recommended tests. Documentation of a test report on each tested meter, including accuracy tests and in-service safety tests should be maintained. The report should indicate the parameters, reference standards to which the meters are tested and the traceability of the test laboratory.

Ce guide reconnaît la nécessité d'un suivi et d'une évaluation rigoureux des performances après l'installation de tous les compteurs de consommation afin de garantir leur adéquation continue aux objectifs, en particulier la précision. Les compteurs intelligents peuvent continuer à fonctionner tant qu'ils se conforment aux exigences spécifiées, tandis que les compteurs qui ne sont plus conformes devront être retirés du service pour garantir que seuls les compteurs fonctionnant dans les limites de précision prescrites sont utilisés pour la facturation au consommateur.

Les limites de précision en service doivent être spécifiées et contrôlées à intervalles réguliers pendant toute la durée de vie du compteur. Les méthodes d'inspection par échantillonnage et par acceptation spécifiées dans la norme IEC 62058-11 sont recommandées (voir également la clause 6.1.2).

Ce guide recommande le développement d'une procédure spécifiant la durée recommandée pour la notification au client des tests de sécurité en service, la gestion de la documentation et des informations, la manière dont les tests en service seront effectués, les exigences de traçabilité pour les équipements et exigences de compétence du personnel.

6.5.2 Tests de sécurité en service

Ce guide recommande les tests de sécurité en service des compteurs intelligents dans des intervalles définis au cours de leur durée de vie afin de garantir la conformité continue aux règles de sécurité et à leur adéquation. Le guide recommande l'établissement de procédures nationales pour l'échantillonnage, les essais de sécurité en service des compteurs intelligents, les réparations ou les critères d'acceptabilité pour les appareils de mesure retravaillés avant leur remise en service.

L'échantillonnage et les tests de sécurité en service devraient tenir compte de l'homogénéité des populations de compteurs. La population d'échantillons de compteurs intelligents pour les tests de sécurité en service devrait avoir les mêmes caractéristiques, telles que le fabricant, le type ou le modèle, la capacité ou le calibre, l'année de fabrication et la certification.

6.5.3 Certification et accréditation

Tous les compteurs intelligents devant être déployés par les distributeurs d'électricité doivent satisfaire aux exigences minimales spécifiées dans le code de mesurage national et aux normes spécifiées. L'établissement de systèmes d'évaluation de la conformité est recommandé pour garantir la conformité aux normes.

Se référer aux normes suivantes :

- SANS 474, Code de pratique pour le comptage de l'électricité.

6.5.4 Intégrité de la présentation et des résultats

Ce guide recommande l'élaboration d'un format de rapport uniforme pour chacun des tests recommandés. La documentation d'un rapport de test sur chaque compteur testé, y compris les tests de précision et les tests de sécurité en service, doit être maintenue. Le rapport doit indiquer les paramètres, les normes de référence sur lesquelles les compteurs sont testés et la traçabilité du laboratoire de test.

Annex A (Informative)

Typical network architecture for a smart metering system

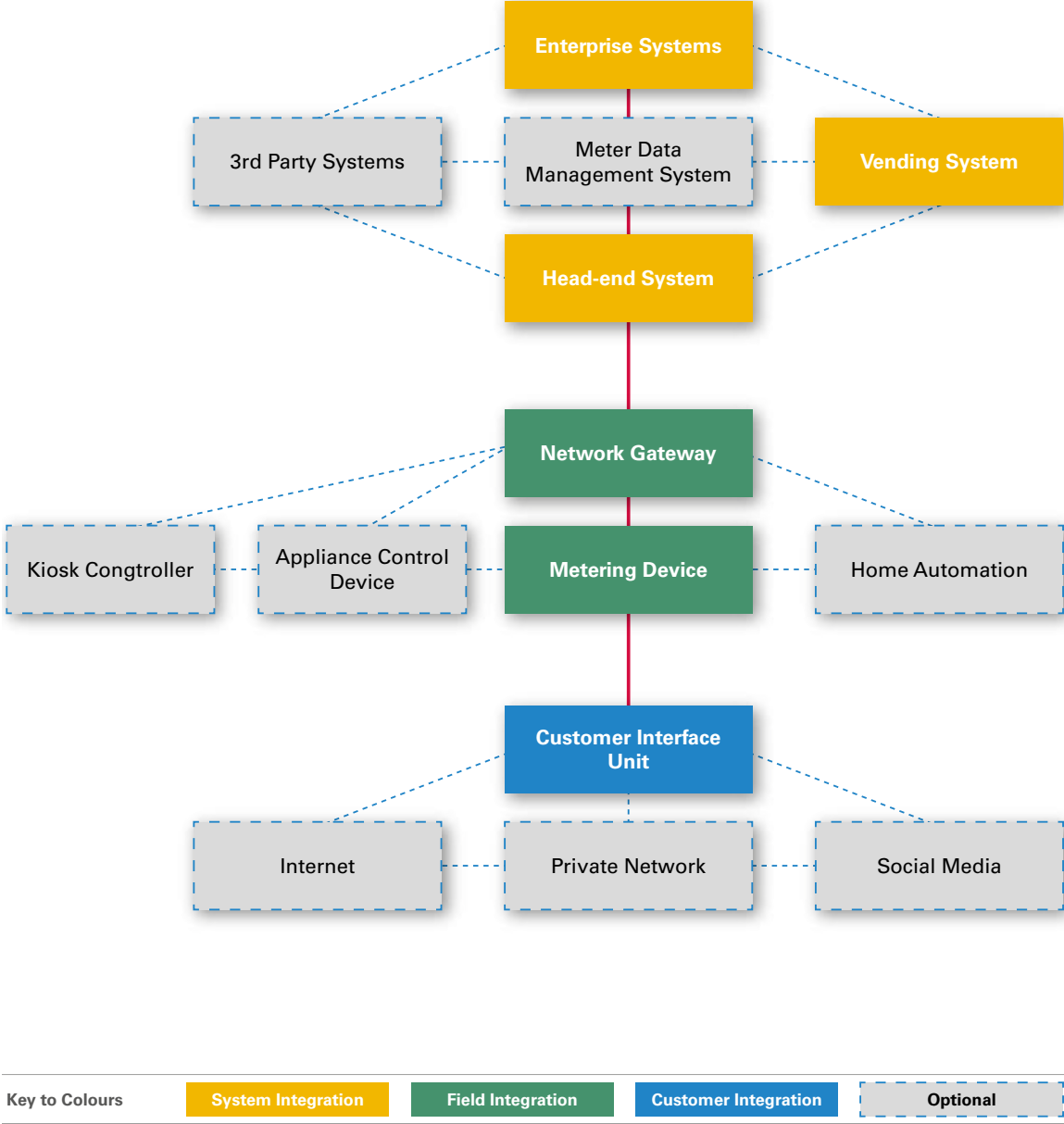


Figure A.1 – Typical network architecture for a smart metering system

Annexe A (Informative)

Architecture de réseau typique pour un système de comptage intelligent

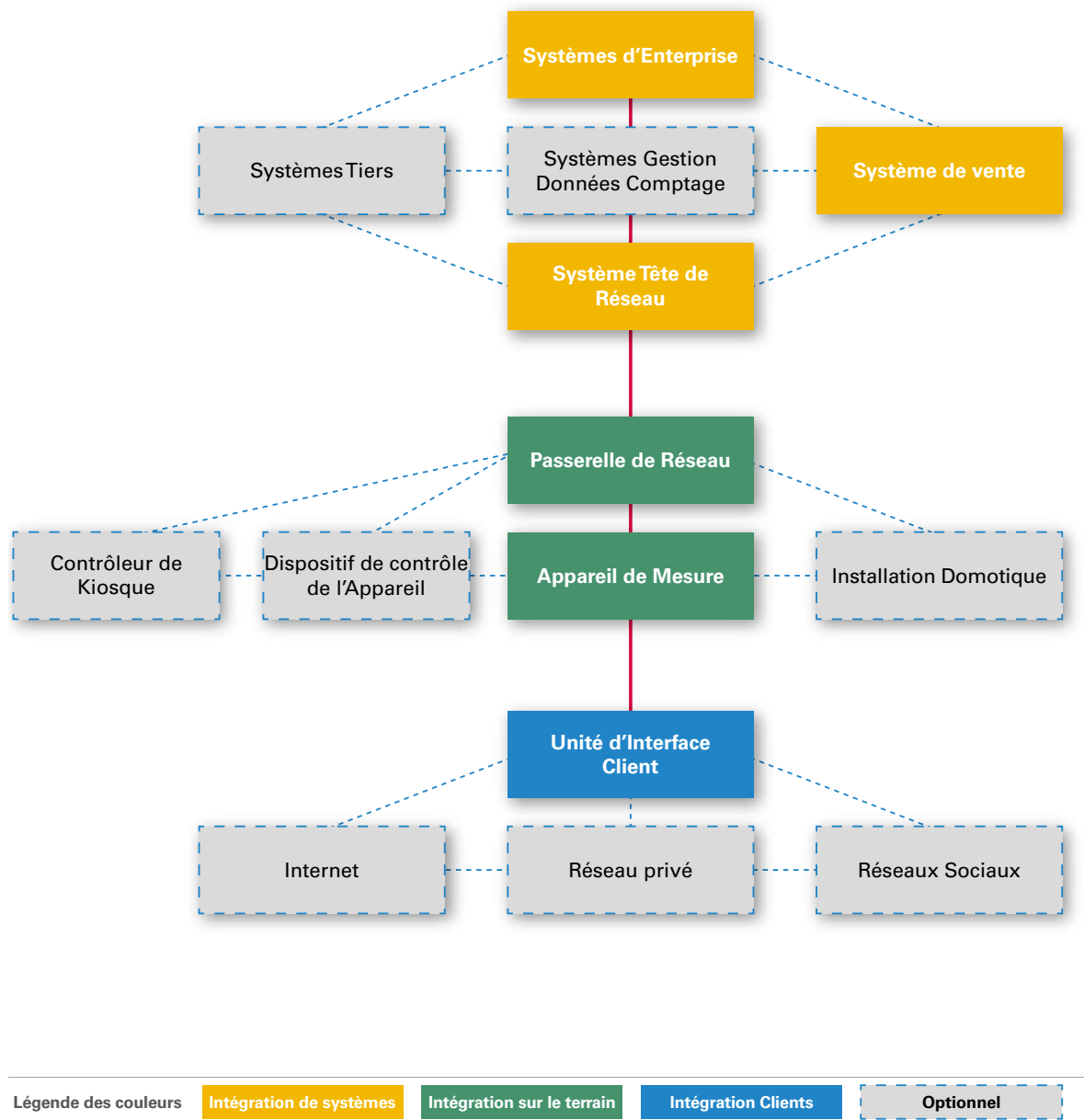


Figure A.1 – Architecture de réseau typique pour un système de comptage intelligent

Bibliography

Bibliographie

NRS 096-1 Electricity metering – Ancillary specifications – Part 1: The sealing of electricity meters.

IEC 62368-1 Audio/video, information and communication technology equipment – Part 1: Safety requirements

IEC 62053-52 Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 52: Symbols.

NRS 096-1 Comptage de l'électricité – Spécifications annexes – Partie 1 : L'étanchéité des compteurs d'électricité.

IEC 62368-1 Audio/video, matériel informatique et de communication – Partie 1 : Exigences de sécurité

IEC 62053-52 Équipement de comptage de l'électricité (AC) – Règles particulières – Partie 52 : Symboles.

