

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	166
INTRODUCTION.....	168
1 Domaine d'application	169
2 Références normatives	170
3 Termes, définitions et termes abrégés	171
3.1 Termes et définitions	171
3.2 Termes abrégés	171
4 Modèles de référence et d'informations	171
4.1 Approche générale de l'exploitation du réseau	171
4.2 Modèle de référence	172
4.3 Modèle d'interface de référence	173
4.4 Fonctions et composants d'exploitation du réseau	173
4.5 Modèle statique d'informations	175
4.5.1 Généralités	175
4.5.2 Classes connexes à l'exploitation du réseau	175
5 Charges utiles de messages d'exploitation du réseau	175
5.1 Généralités	175
5.2 Charge utile OperationsConfiguration (Configuration d'exploitation)	176
5.2.1 Généralités	176
5.2.2 Charge utile de message	176
5.3 Charge utile MeasurementsAndControls (Mesurages et commandes)	177
5.3.1 Généralités	177
5.3.2 Measurement (Mesurage)	178
5.3.3 Controls (Commandes)	179
5.3.4 Charge utile de message	179
5.4 Charge utile TemporaryNetworkChanges (Modifications temporaires de réseau)	182
5.4.1 Généralités	182
5.4.2 Charges utiles de messages	183
5.5 Charge utile SwitchingPlan (Plan de commutation)	188
5.5.1 Généralités	188
5.5.2 Charge utile de message	189
5.6 Charge utile OperationalTags (balises opérationnelles)	197
5.6.1 Généralités	197
5.6.2 Charge utile de message	198
5.7 Charge utile TroubleTicket (Fiche incident)	199
5.8 Charge utile Incident	200
5.8.1 Généralités	200
5.8.2 Charge utile de message	202
5.9 Charge utile Outage (interruption)	203
5.9.1 Généralités	203
5.9.2 Charge utile de message	205
5.10 Charges utiles de messages Metering (Comptage)	206

5.10.1	EndDeviceEvent (Événement de dispositif terminal).....	206
5.10.2	MeterReading (Relevé de compteur)	206
5.11	Charges utiles de messages Work (Travail)	207
5.11.1	WorkOrder (Bon de travail).....	207
5.12	SwitchingOrder (Bon de commutation).....	208
5.12.1	Généralités	208
5.12.2	Charge utile de message	209
5.13	TroubleOrder (Bon d'incident).....	210
5.13.1	Généralités	210
5.13.2	Charge utile de message	211
5.14	OutageSchedule (Programme d'interruption).....	212
5.14.1	Généralités	212
5.14.2	Charge utile de message	213
6	Conventions du document	216
6.1	Diagrammes UML	216
6.2	Définitions de charges utiles de messages.....	216
6.2.1	Généralités	216
6.2.2	Obligatoire/Facultatif	216
6.3	Messages synchrones/asynchrones	216
6.4	Échanges de messages	216
Annexe A	(informative) Cas d'utilisation.....	217
A.1	Généralités	217
A.2	FLISR	217
A.2.1	Vue d'ensemble	217
A.2.2	FLISR pour l'interruption détectée par SCADA, commutation SCADA	217
A.2.3	FLISR pour Trouble Call (appel sur incident) et interruption d'AMI, commutation par l'équipe	219
A.3	Interruption planifiée	223
A.3.1	Interruption planifiée pour maintenance – Processus manuel.....	223
A.3.2	Interruption planifiée pour maintenance – Commutation par l'équipe.....	225
Annexe B	(normative) Schémas XML des charges utiles de messages	230
B.1	Généralités	230
B.2	Charge utile de message Incidents	230
B.3	Charges utiles de messages MeasurementsAndControls	237
B.4	Charges utiles de messages OperationalTags	244
B.5	Charges utiles de messages OperationsConfig	247
B.6	Charges utiles de messages OutagesAndFaults	249
B.7	Charges utiles de messages OutageSchedules	258
B.8	Charges utiles de messages SwitchingOrders	279
B.9	Charge utile de message SwitchingPlans	285
B.10	Charge utile de message TemporaryNetworkChanges	302
B.11	Charge utile de message TroubleOrders	312
Bibliographie		322

Figure 1 – Domaine d'application de l'IEC 61968-3	170
---	-----

Figure 2 – Modèle de référence de l'IEC 61968-3	172
Figure 3 – Charge utile de message OperationsConfiguration (configuration d'exploitation)	177
Figure 4 – MeasurementsAndControls (Mesurages et commandes)	178
Figure 5 – Charge utile de message MeasurementsAndControls (Mesurages et commandes)	180
Figure 6 – Charge utile de message MeasurementsAndControls , détails d' AnalogValue	181
Figure 7 – Charge utile de message MeasurementsAndControls , détails de SetPoint (AnalogControl)	182
Figure 8 – TemporaryNetworkChanges (Modifications temporaires de réseau)	183
Figure 9 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges (Modifications temporaires de réseau)	184
Figure 10 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges , détails de Clamp	184
Figure 11 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges , détails de Cut	185
Figure 12 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges , détails d' EnergySource	186
Figure 13 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges , détails de Ground	187
Figure 14 – Charge utile de message TemporaryNetworkChanges , détails de Jumper	188
Figure 15 – Switching Plan (Plan de commutation)	189
Figure 16 – Charge utile de message SwitchingPlans (Plans de commutation)	190
Figure 17 – Charge utile de message SwitchingPlans , détails de SafetyDocument	191
Figure 18 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de ClearanceAction	192
Figure 19 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de GenericAction	193
Figure 20 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails d' EnergySourceAction	193
Figure 21 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de CutAction	194
Figure 22 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de GroundAction	195
Figure 23 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de JumperAction	195
Figure 24 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de SwitchingAction	196
Figure 25 – Charge utile de message SwitchingPlan , détails de TagAction	197
Figure 26 – Tags (Balises)	198
Figure 27 – Charge utile de message OperationalTags (Balises opérationnelles)	199
Figure 28 – Trouble Ticket (Fiche incident)	200
Figure 29 – Incident	201

Figure 30 – Charge utile de message Incident	202
Figure 31 – Outage (interruption)	203
Figure 32 – Charge utile de message OutagesAndFaults (Interruptions et pannes)	205
Figure 33 – End Device Event (Événement de dispositif terminal)	206
Figure 34 – Meter Reading (Relevé de compteur)	207
Figure 35 – Work Order (Bon de travail)	208
Figure 36 – Switching Order (Bon de commutation)	209
Figure 37 – Charge utile de message SwitchingOrder (Bon de commutation)	210
Figure 38 – Trouble Order (Bon d'incident)	211
Figure 39 – Charge utile de message TroubleOrder (Bon d'incident)	212
Figure 40 – Outage Schedule (Programmation d'interruption)	213
Figure 41 – Charge utile de message OutageSchedule (Programmation d'interruption)	214
Figure 42 – Charge utile de message OutageSchedule , détails de PlannedOutages	215
Figure A.1 – FLISR pour l'interruption détectée par SCADA, commutation SCADA	219
Figure A.2 – FLISR pour Trouble Call (appel sur incident) et interruption d'AMI, commutation par l'équipe	222
Figure A.3 – Interruption planifiée pour maintenance – Processus manuel	225
Figure A.4 – Interruption planifiée pour maintenance – Commutation par l'équipe	227
Tableau 1 – Fonctions métier et composants abstraits	174
Tableau 2 – Interprétation des fonctions métier d'exploitation du réseau	175
Tableau 3 – Classes connexes à l'exploitation du réseau	175
Tableau A.1 – Flux de messages FLISR pour interruption détectée par SCADA, commutation SCADA	219
Tableau A.2 – Flux de messages FLISR pour Trouble Call (appel sur incident) et interruption d'AMI, commutation par l'équipe	222
Tableau A.3 – Flux de messages correspondant à l'interruption planifiée pour maintenance, Commutation par l'équipe	228

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES –
INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE LA DISTRIBUTION –****Partie 3: Interface pour l'exploitation du réseau****AVANT-PROPOS**

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61968-3 a été établie par le comité d'études 57 de l'IEC: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Le texte de cette Norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/1810/FDIS	57/1841/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition, parue en 2004. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) Liste de mesures remplacée par Mesurage et Commandes.
- b) OperationalRestriction remplacé par Tag.
- c) OutageRecord remplacé par Outage.
- d) SafetyDocument remplacé par ClearanceDocument.
- e) SwitchingSchedule remplacé par SwitchingOrder.
- f) SwitchingPlan ajouté.
- g) Temporary Network Change ajouté.
- h) TroubleTicket ajouté.
- i) Incident ajouté.
- j) TroubleOrder ajouté.
- k) Cas d'utilisation et diagrammes de séquence ajoutés.

Dans cette norme, les caractères d'imprimerie suivants sont utilisés:

– **jetons: en arial black**

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61968, publiées sous le titre général: *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de la distribution* peut être consultée sur le site Web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. A cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61968 a pour objet de définir une norme relative à l'intégration de systèmes d'exploitation du réseau les uns avec les autres et avec d'autres systèmes, ainsi que les fonctions métier relevant du domaine d'application de l'IEC 61968. Les détails particuliers des protocoles de communication utilisés par ces systèmes sont hors du domaine d'application de la présente partie de l'IEC 61968. La présente partie de l'IEC 61968 prend en considération et modélise plutôt les capacités générales que peuvent potentiellement fournir des systèmes d'exploitation du réseau. Ainsi, la spécification, le développement et/ou le déploiement de la génération suivante de systèmes d'exploitation du réseau n'auront aucune incidence sur la présente partie de l'IEC 61968, tant par l'utilisation de normes que par celle de moyens propriétaires.

La série de normes IEC 61968 est prévue pour faciliter l'intégration interapplications, par opposition à l'intégration intra-applications. L'intégration intra-applications concerne l'interrelation de programmes au sein d'un même système, qui communiquent généralement au moyen de logiciels intermédiaires (intergiciels) intégrés dans leur environnement d'exécution sous-jacent et tendent à être optimisés dans le cadre de connexions proches, en temps réel et synchrones, et des interrogations/réponses interactives ou des modèles de communication conversationnels. Par conséquent, ces normes d'interfaces interapplications sont appropriées pour les applications faiblement couplées avec une plus grande hétérogénéité dans le langage, les systèmes d'exploitation, les protocoles et les outils de gestion. Cette série de normes est prévue pour supporter des applications qui nécessitent l'échange de données toutes les secondes, minutes ou heures, plutôt que d'attendre un traitement de nuit par lot. Cette série de normes, qui est destinée à être mise en œuvre avec des services de logiciels intermédiaires, qui échangent des messages parmi des applications, complétera, mais ne remplacera pas les centrales de données de l'entreprise de distribution, les passerelles de base de données et les archives opérationnelles.

Au sens de l'IEC 61968, un Système de Gestion de la Distribution (DMS – Distribution Management System) se compose de divers composants d'application distribués permettant à l'entreprise de distribution de gérer les réseaux de distribution électriques. Ces possibilités incluent la surveillance et la commande des équipements de fourniture d'énergie, les processus de gestion qui assurent la fiabilité du système, la gestion de la tension électrique, la gestion de la demande collatérale, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la cartographie automatisée et la gestion des équipements. Des interfaces normalisées sont définies pour chaque classe d'applications identifiée dans le Modèle d'Interface de Référence (IRM – Interface Reference Model), qui est décrit dans l'IEC 61968-1.

INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES – INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE LA DISTRIBUTION –

Partie 3: Interface pour l'exploitation du réseau

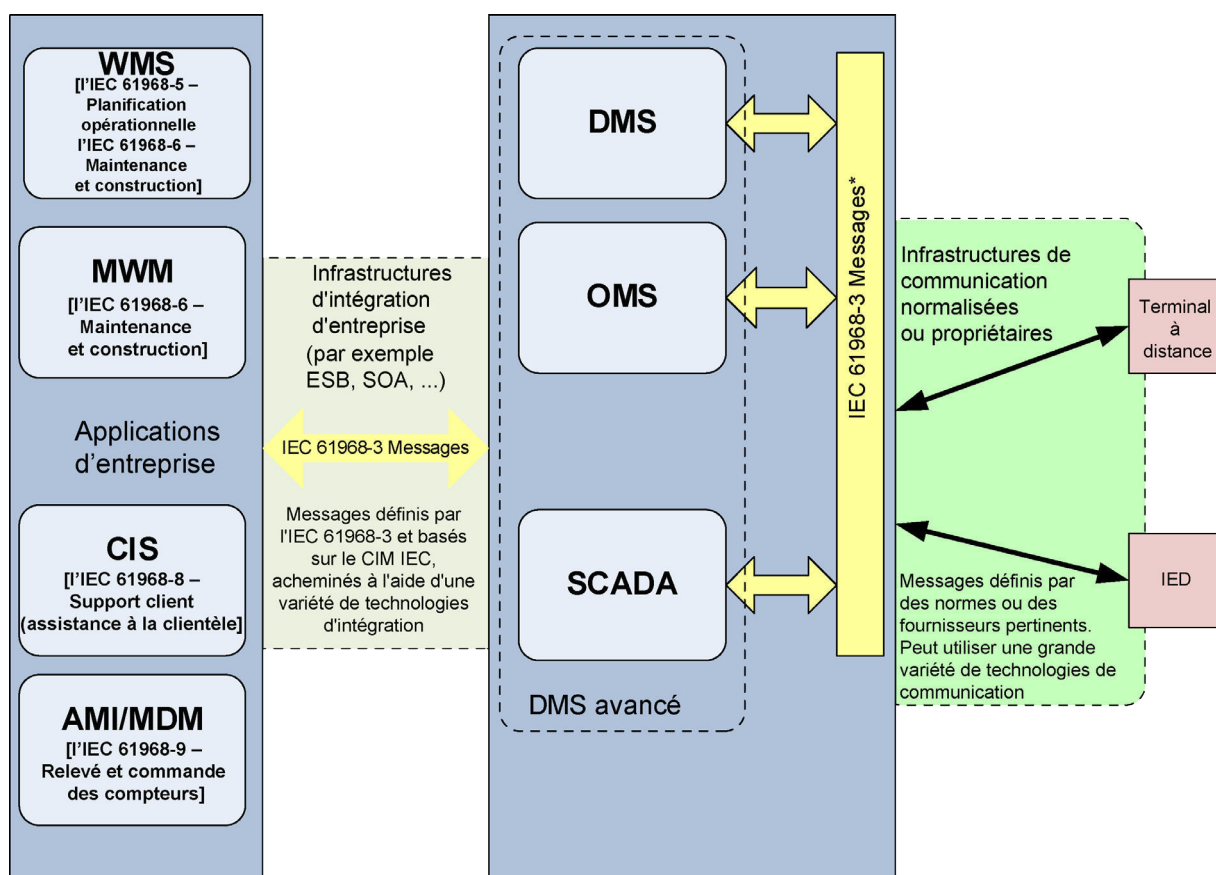
1 Domaine d'application

Conformément à l'IEC 61968 Modèle d'Interface de Référence, la Fonction d'exploitation du réseau définie dans la présente partie de l'IEC 61968 donne aux entreprises de distribution les moyens de surveiller la topologie de poste principale (état de disjoncteur et d'organe de coupure) et le statut d'équipement de commande. Elle fournit également les moyens pour gérer l'état de charge et de connectivité du réseau. Enfin, elle rend possible la localisation des plaintes téléphoniques des clients et la surveillance de la localisation des équipes de terrain.

L'IEC 61968-3 spécifie le contenu d'informations d'un ensemble de charges utiles de messages qui peuvent être utilisées pour prendre en charge la plupart des fonctions métier liées à l'exploitation du réseau. Les utilisations classiques des charges utiles de messages définies dans l'IEC 61968-3 incluent l'acquisition de données par des systèmes externes, l'isolement du défaut, le traitement des pannes, la gestion des dysfonctionnements, la maintenance des installations et la mise en service des installations.

Le diagramme de la Figure 1 représente la possibilité de mise en œuvre de la fonctionnalité de l'IEC 61968-3 soit comme un seul système de gestion de la distribution avancé intégré, soit comme un ensemble de fonctions distinctes (OMS, DMS et SCADA). Les entreprises de distribution peuvent choisir d'acheter ces systèmes auprès de différents fournisseurs et de les intégrer à l'aide des messages de l'IEC 61968-3. D'autre part, un seul fournisseur peut fournir au moins deux de ces composants dans un seul système intégré. Si plusieurs systèmes sont fournis par le même fournisseur, ce dernier peut choisir d'utiliser soit des extensions des messages de l'IEC 61968-3 soit un mécanisme d'intégration propriétaire pour améliorer la fonctionnalité par rapport à ce que la spécification de l'IEC 61968-3 exige/prend en charge.

Une autre partie de l'IEC 61968 présentera des scénarii d'intégration ou des cas d'utilisation, afin de représenter les différents moyens d'utiliser les charges utiles de messages définies dans le présent document, ainsi que les charges utiles de messages à définir dans d'autres parties de la série IEC 61968.



* Noter qu'en fonction de la configuration du système, il peut également s'agir d'interfaces propriétaires (par exemple, un système qui couvre DMS et SCADA en un seul produit)

IEC

Figure 1 – Domaine d'application de l'IEC 61968-3

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 61968-1, *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution – Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales*

IEC TS 61968-2, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary* (disponible en anglais seulement)

IEC 61968-100, *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution – Partie 100: Profils de mise en œuvre*

IEC 61970-301, *Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API) – Partie 301: Base de modèle d'information commun (CIM)*

3 Termes, définitions et termes abrégés

3.1 Termes et définitions

Aucun terme n'est défini dans le présent document.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.2 Termes abrégés

Pour les besoins du présent document, les abréviations données dans l'IEC 61968-2, ainsi que les suivantes, s'appliquent.

NOTE Voir le Vocabulaire électrotechnique international, IEC 60050, pour les définitions générales du glossaire.

FLISR Fault Location, Isolation and Service Restoration (Localisation de défaut, isolement et restauration de services)

WMS Work Management System (Système de gestion des travaux)

4 Modèles de référence et d'informations

4.1 Approche générale de l'exploitation du réseau

Traditionnellement, il existe deux types de systèmes de gestion des opérations de distribution: les systèmes de gestion de la distribution (DMS) et les systèmes de gestion des interruptions (OMS). La plupart du temps, un DMS fait office d'extension d'un système SCADA, mais certains DMS peuvent être un ensemble autonome d'applications de distribution sans SCADA.

Les systèmes de gestion des interruptions sont très largement utilisés dans le monde entier (souvent dans des territoires de service étendus et avec une grande quantité de conducteurs aériens primaires) pour gérer leurs systèmes de distribution. Ces systèmes de distribution sont généralement configurés de manière radiale et couvrent des distances importantes. C'est la raison pour laquelle la surveillance de l'état du système de distribution s'est révélée historiquement onéreuse, particulièrement à l'extérieur du poste. Dans les populations plus denses, les coûts liés à la télémétrie et à l'automatisation sont inférieurs et peuvent être justifiés sur une base coût/client.

Par conséquent, une entreprise de distribution n'est souvent avertie d'un problème avec le système que lorsqu'un client appelle pour signaler une interruption. L'entreprise collecte ensuite un ensemble d'appels sur panne, et selon les appels reçus, détermine l'emplacement probable et la cause de l'interruption. Une équipe est alors envoyée sur place pour procéder à une enquête approfondie et aux réparations.

Les systèmes de gestion de la distribution trouvent leur origine dans les systèmes SCADA de transmission. L'automatisation s'étant déplacée vers le bas et dans les postes de distribution, le besoin d'assurer la fonctionnalité des applications de distribution s'est intensifié. Les systèmes de gestion de la distribution se sont étendus au système SCADA de transmission existant, en ajoutant des points pour couvrir les disjoncteurs d'alimentation ou en ajoutant un système SCADA de distribution autonome. En général, ces deux types de systèmes sont équipés de terminaux à distance (RTU), de systèmes frontaux de communication, de systèmes d'alarme et d'écrans.

Ces systèmes de gestion de la distribution se caractérisent comme tels par la possibilité qu'ils offrent d'ajouter des fonctions (la possibilité d'ajouter des dispositifs temporaires, comme des