



INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –
Part 3: Interface for network operations**

**Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de la distribution –
Partie 3: Interface pour l'exploitation du réseau**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 33.200

ISBN 978-2-8322-4084-7

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	6
INTRODUCTION.....	8
1 Scope.....	9
2 Normative references	10
3 Terms, definitions and abbreviated terms	11
3.1 Terms and definitions.....	11
3.2 Abbreviated terms.....	11
4 Reference and Information Models	11
4.1 General approach to network operations	11
4.2 Reference Model.....	12
4.3 Interface Reference Model.....	13
4.4 Network operations functions and components	13
4.5 Static Information Model	15
4.5.1 General	15
4.5.2 Classes related to network operations.....	15
5 Network operations message payloads.....	15
5.1 General.....	15
5.2 OperationsConfiguration payload.....	16
5.2.1 General	16
5.2.2 Message payload.....	16
5.3 MeasurementsAndControls payload	17
5.3.1 General.....	17
5.3.2 Measurement.....	17
5.3.3 Control	18
5.3.4 Message payload.....	18
5.4 TemporaryNetworkChanges payload.....	21
5.4.1 General	21
5.4.2 Message payloads.....	22
5.5 SwitchingPlan payload	27
5.5.1 General	27
5.5.2 Message payload.....	28
5.6 OperationalTags payload.....	36
5.6.1 General	36
5.6.2 Message payload.....	37
5.7 TroubleTicket payload.....	38
5.8 Incident payload	39
5.8.1 General	39
5.8.2 Message payload.....	41
5.9 Outage payload	42
5.9.1 General	42
5.9.2 Message payload.....	44
5.10 Metering message payloads.....	45
5.10.1 EndDeviceEvent	45
5.10.2 MeterReading	45

5.11	Work message payloads.....	46
5.11.1	WorkOrder	46
5.12	SwitchingOrder	47
5.12.1	General	47
5.12.2	Message payload.....	48
5.13	TroubleOrder	49
5.13.1	General	49
5.13.2	Message payload.....	50
5.14	OutageSchedule	51
5.14.1	General	51
5.14.2	Message payload.....	52
6	Document Conventions.....	55
6.1	UML diagrams.....	55
6.2	Message payload definitions	55
6.2.1	General	55
6.2.2	Mandatory versus Optional	55
6.3	Synchronous versus Asynchronous Messages	55
6.4	Message exchanges	55
Annex A (informative)	Use Cases	56
A.1	General.....	56
A.2	FLISR	56
A.2.1	Overview	56
A.2.2	FLISR for SCADA-detected outage, SCADA switching.....	56
A.2.3	FLISR for trouble call and AMI outage, crew switching.....	58
A.3	Planned outage.....	62
A.3.1	Planned outage for maintenance – Manual process	62
A.3.2	Planned outage for maintenance – Crew switching	63
Annex B (normative)	XML Schemas for message payloads	68
B.1	General.....	68
B.2	Incidents message payload	68
B.3	MeasurementsAndControls message payload.....	75
B.4	OperationalTags message payload.....	82
B.5	OperationsConfig message payload	85
B.6	OutagesAndFaults message payload.....	87
B.7	OutageSchedules message payload	96
B.8	SwitchingOrders message payload.....	117
B.9	SwitchingPlans message payload	123
B.10	TemporaryNetworkChanges message payload	140
B.11	TroubleOrders message payload	150
Bibliography	160
Figure 1	– IEC 61968-3 Scope	10
Figure 2	– IEC 61968-3 Reference Model	12
Figure 3	– OperationsConfiguration message payload	16
Figure 4	– MeasurementsAndControls	17

Figure 5 – MeasurementsAndControls message payload	19
Figure 6 – MeasurementsAndControls message payload, AnalogValue detail	20
Figure 7 – MeasurementsAndControls message payload, Setpoint (AnalogControl) detail	21
Figure 8 – Temporary Network Changes	22
Figure 9 – TemporaryNetworkChanges message payload	22
Figure 10 – TemporaryNetworkChanges message payload, Clamp detail	23
Figure 11 – TemporaryNetworkChanges message payload, Cut detail	24
Figure 12 – TemporaryNetworkChanges message payload, EnergySource Details	25
Figure 13 – TemporaryNetworkChanges message payload, Ground details	26
Figure 14 – TemporaryNetworkChanges message payload, Jumper Details	27
Figure 15 – Switching Plan	28
Figure 16 – SwitchingPlans message payload	29
Figure 17 – SwitchingPlans message payload, SafetyDocument detail	30
Figure 18 – SwitchingPlan message payload, ClearanceAction detail	31
Figure 19 – SwitchingPlan message payload, GenericAction detail	32
Figure 20 – SwitchingPlan message payload, EnergySourceAction detail	32
Figure 21 – SwitchingPlan message payload, CutAction detail	33
Figure 22 – SwitchingPlan message payload, GroundAction detail	34
Figure 23 – SwitchingPlan message payload, JumperAction detail	34
Figure 24 – SwitchingPlan message payload, SwitchingAction detail	35
Figure 25 – SwitchingPlan message payload, TagAction detail	36
Figure 26 – Tags	37
Figure 27 – OperationalTags message payload	38
Figure 28 – Trouble Ticket	39
Figure 29 – Incident	40
Figure 30 – Incident message payload	41
Figure 31 – Outage	42
Figure 32 – OutagesAndFaults message payload	44
Figure 33 – End Device Event	45
Figure 34 – Meter Reading	46
Figure 35 – Work Order	47
Figure 36 – Switching Order	48
Figure 37 – SwitchingOrder message payload	49
Figure 38 – Trouble Order	50
Figure 39 – TroubleOrder message payload	51
Figure 40 – Outage Schedule	52
Figure 41 – OutageSchedule message payload	53

Figure 42 – OutageSchedule message payload, PlannedOutages detail	54
Figure A.1 – FLISR for SCADA-Detected Outage, SCADA Switching	57
Figure A.2 – FLISR for trouble call and AMI outage, crew switching	60
Figure A.3 – Planned outage for maintenance – Manual process	63
Figure A.4 – Planned outage for maintenance, crew switching	65
Table 1 – Business Functions and Abstract Components	14
Table 2 – Interpretation of Network Operations Business Functions	15
Table 3 – Classes related to network operations	15
Table A.1 – Message Flow for FLISR SCADA-Detected Outage, SCADA Switching	58
Table A.2 – Message flows for FLISR for trouble call and AMI outage, crew switching	61
Table A.3 – Message flows for planned outage for maintenance, crew switching	66

Withdrawing

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES –
SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –**

Part 3: Interface for network operations

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61968-3 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
57/1810/FDIS	57/1841/RVD

Full information on the voting for the approval of this International Standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This document has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2004. It constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) Replaced Measurement list with Measurement and Controls.
- b) Replaced OperationalRestriction with Tag.
- c) Replaced OutageRecord with Outage.
- d) Replaced SafetyDocument with ClearanceDocument.
- e) Replaced SwitchingSchedule with SwitchingOrder.
- f) Added SwitchingPlan.
- g) Added Temporary Network Change.
- h) Added TroubleTicket.
- i) Added Incident.
- j) Added TroubleOrder.
- k) Added use cases and sequence diagrams.

In this standard, the following print types are used:

- **tokens: in arial black type**

A list of all parts of the IEC 61968 series, under the general title: *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management* can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific document. At this date, the document will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61968 is to define a standard for the integration of network operations systems with each other and other systems and business functions within the scope of IEC 61968. The specific details of communication protocols those systems employ are outside the scope of this part of IEC 61968. Instead, this part of IEC 61968 will recognize and model the general capabilities that can be potentially provided by network operations systems. In this way, this part of IEC 61968 will not be impacted by the specification, development and/or deployment of next generation network operations systems, either through the use of standards or proprietary means.

The IEC 61968 series of standards is intended to facilitate inter-application integration as opposed to intra-application integration. Intra-application integration is aimed at programs in the same application system, usually communicating with each other using middleware that is embedded in their underlying runtime environment, and tends to be optimised for close, real-time, synchronous connections and interactive request/reply or conversation communication models. Therefore, these inter-application interface standards are relevant to loosely coupled applications with more heterogeneity in languages, operating systems, protocols and management tools. This series of standards is intended to support applications that need to exchange data every few seconds, minutes, or hours rather than waiting for a nightly batch run. This series of standards, which are intended to be implemented with middleware services that exchange messages among applications, will complement, not replace utility data warehouses, database gateways, and operational stores.

As used in IEC 61968, a distribution management system (DMS) consists of various distributed application components for the utility to manage electrical distribution networks. These capabilities include monitoring and control of equipment for power delivery, management processes to ensure system reliability, voltage management, demand-side management, outage management, work management, automated mapping and facilities management. Standard interfaces are defined for each class of applications identified in the interface reference model (IRM), which is described in IEC 61968-1.

APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES – SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –

Part 3: Interface for network operations

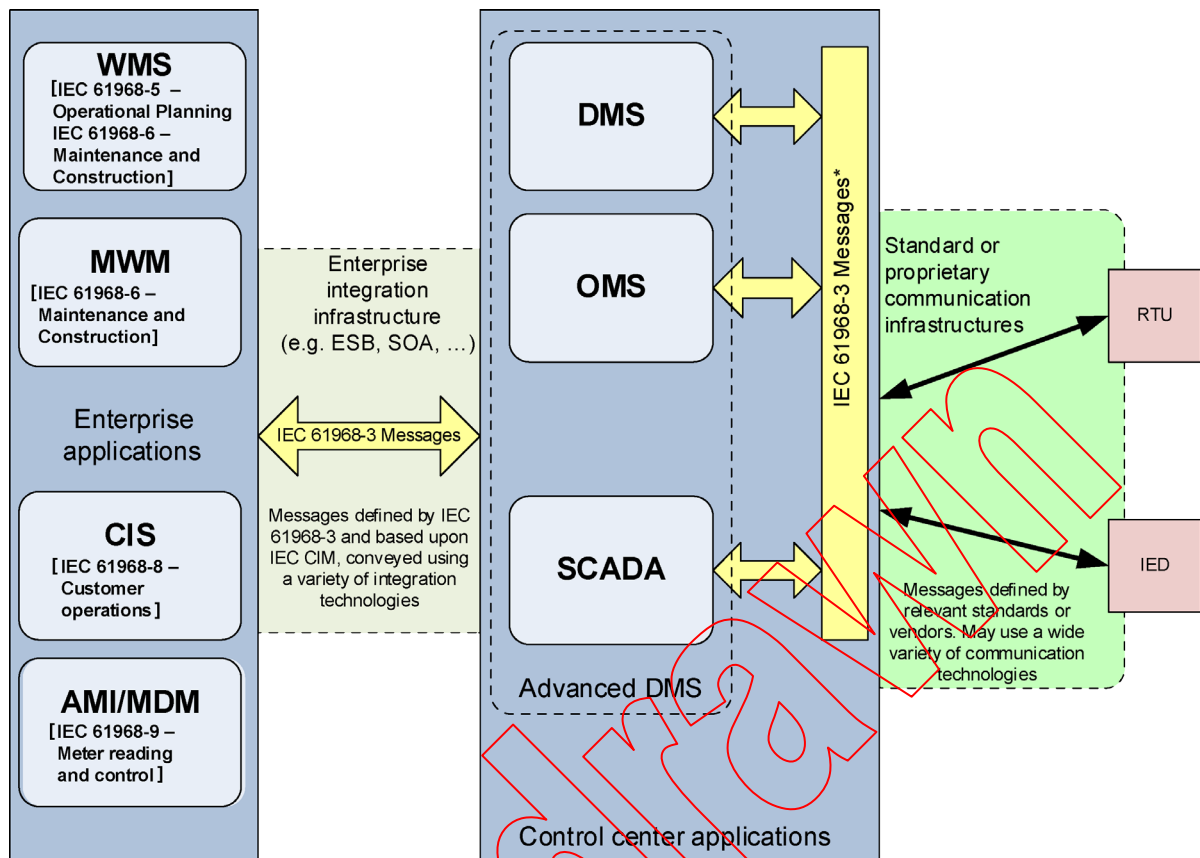
1 Scope

Per the IEC 61968 Interface Reference Model, the Network Operations function defined in this part of IEC 61968 provides utilities the means to supervise main substation topology (breaker and switch state) and control equipment status. It also provides the means for handling network connectivity and loading conditions. Finally, it makes it possible for utilities to locate customer telephone complaints and supervise the location of field crews.

IEC 61968-3 specifies the information content of a set of message payloads that can be used to support many of the business functions related to network operations. Typical uses of the message payloads defined in IEC 61968-3 include data acquisition by external systems, fault isolation, fault restoration, trouble management, maintenance of plant, and the commissioning of plant.

The scope diagram shown in Figure 1 illustrates the possibility of implementing IEC 61968-3 functionality as either a single integrated advanced distribution management system or as a set of separate functions – OMS, DMS and SCADA. Utilities may choose to buy these systems from different vendors and integrate them using the IEC 61968-3 messages. Alternatively, a single vendor could provide two or all of these components as a single integrated system. In the case of more than one system being provided by the same vendor, the vendor may choose to use either extensions of the IEC 61968-messages or a proprietary integration mechanism to provide enhanced functionality over and above what is required/supported by the IEC 61968-3 specification.

An additional part of IEC 61968 will document integration scenarios or use cases, which are informative examples showing typical ways of using the message payloads defined in this document as well as message payloads to be defined in other parts of the IEC 61968 series.



* Note, that depending on the system configuration, these can also be proprietary interfaces (e.g. a system that covers DMS and SCADA in one product).

EC

Figure 1 – IEC 61968-3 Scope

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 61968-1, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 1: Interface architecture and general recommendations*

IEC TS 61968-2, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary*

IEC 61968-100, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 100: Implementation profiles*

IEC 61970-301, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common information model (CIM) base*

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

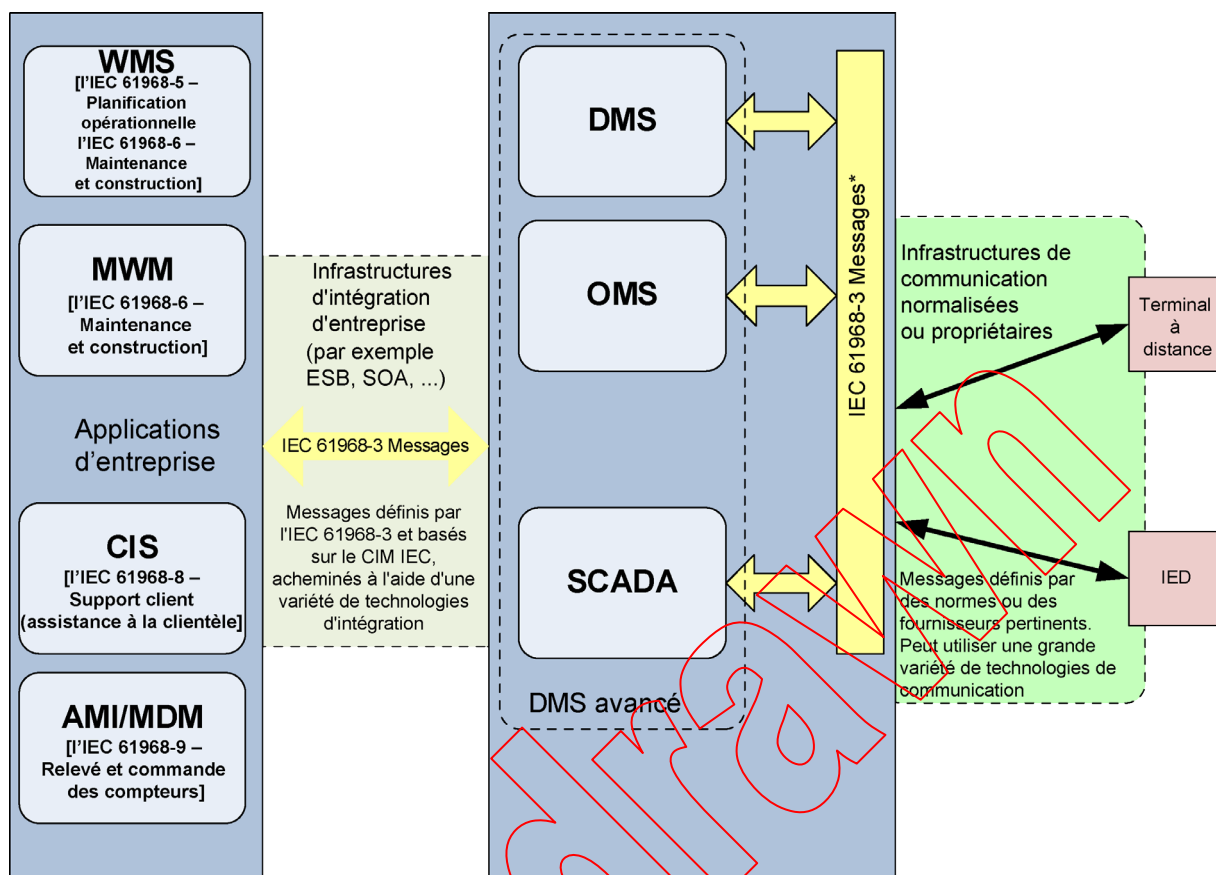
1 Domaine d'application

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)*