

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite –
Part 6-1: Object Identification System (OBIS)**

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



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente. un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite –
Part 6-1: Object Identification System (OBIS)**

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

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX



ICS 17.220; 35.110; 91.140.50

ISBN 978-2-83220-802-1

**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.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms, definitions and abbreviations	9
4 OBIS code structure	9
4.1 General.....	9
4.2 Value group A	9
4.3 Value group B	9
4.4 Value group C	10
4.5 Value group D	10
4.6 Value group E	10
4.7 Value group F.....	10
4.8 Manufacturer specific codes	10
4.9 Reserved ranges	10
4.10 Summary of rules for manufacturer, utility, consortia and country specific codes	11
4.11 Standard object codes.....	11
5 Value group definitions common to all media.....	12
5.1 Value group A	12
5.2 Value group B	12
5.3 Value group C	12
5.3.1 General	12
5.3.2 Abstract objects.....	13
5.4 Value group D.....	13
5.4.1 General.....	13
5.4.2 Consortia specific identifiers.....	13
5.4.3 Country specific identifiers.....	14
5.4.4 Identification of abstract objects	15
5.5 Value group E	15
5.6 Value group F.....	15
5.6.1 General	15
5.6.2 Identification of billing periods	16
6 Abstract objects (A = 0).....	16
6.1 Abstract objects, general service entries	16
6.2 Error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract	19
6.3 List objects – Abstract.....	19
6.4 Register table objects – Abstract.....	19
6.5 Data profile objects – Abstract.....	20
7 Electricity (A = 1).....	20
7.1 Value group C codes – Electricity.....	20
7.2 Value group D codes – Electricity.....	22
7.2.1 Processing of measurement values	22
7.2.2 Use of value group D for identification of other objects	25
7.3 Value group E codes – Electricity	25
7.3.1 General	25

7.3.2	Tariff rates.....	25
7.3.3	Harmonics.....	25
7.3.4	Phase angles.....	26
7.3.5	Transformer and line loss quantities.....	26
7.3.6	UNIPED voltage dips.....	29
7.3.7	Use of value group E for the identification of other objects.....	30
7.4	Value group F codes – Electricity.....	30
7.4.1	Billing periods.....	30
7.4.2	Multiple thresholds.....	30
7.5	OBIS codes – Electricity.....	30
7.5.1	General purpose objects – Electricity.....	30
7.5.2	Error register objects – Electricity.....	33
7.5.3	List objects – Electricity.....	34
7.5.4	Data profile objects – Electricity.....	34
7.5.5	Register table objects – Electricity.....	34
Annex A	(normative) Code presentation.....	36
Annex B	(informative) Significant technical changes with respect to IEC 62056-61.....	39
Bibliography		41
Index		42
Figure 1	– OBIS code structure.....	9
Figure 2	– Quadrant definitions for active and reactive power.....	22
Figure 3	– Model of the line and the transformer for calculation of loss quantities.....	27
Figure A.1	– Reduced ID code presentation.....	36
Table 1	– Rules for manufacturer, utility, consortia and country specific codes.....	11
Table 2	– Value group A codes.....	12
Table 3	– Value group B codes.....	12
Table 4	– Value group C codes – Abstract objects.....	13
Table 5	– Value group D codes – Consortia specific identifiers.....	13
Table 6	– Value group D codes – Country specific identifiers.....	14
Table 7	– OBIS codes for abstract objects, general service entries.....	16
Table 8	– OBIS codes for error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract.....	19
Table 9	– OBIS codes for list objects – Abstract.....	19
Table 10	– OBIS codes for Register table objects – Abstract.....	19
Table 11	– OBIS codes for data profile objects – Abstract.....	20
Table 12	– Value group C codes – Electricity.....	20
Table 13	– Value group D codes – Electricity.....	22
Table 14	– Value group E codes – Electricity – Tariff rates.....	25
Table 15	– Value group E codes – Electricity – Harmonics.....	25
Table 16	– Value group E codes – Electricity – Extended phase angle measurement.....	26
Table 17	– Value group E codes – Electricity – Transformer and line losses.....	27
Table 18	– Value group E codes – Electricity – UNIPED voltage dips.....	29
Table 19	– OBIS codes for general purpose objects – Electricity.....	30
Table 20	– OBIS codes for error register objects – Electricity.....	34

Table 21 – OBIS codes for list objects – Electricity	34
Table 22 – OBIS codes for data profile objects – Electricity	34
Table 23 – OBIS codes for Register table objects – Electricity	35
Table A.1 – Example of display code replacement	36
Table A.2 – Value group F – Billing periods	37

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

Withdrawn

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE –
THE DLMS/COSEM SUITE –****Part 6-1: Object Identification System (OBIS)****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.

The International Electrotechnical Commission (IEC) draws attention to the fact that it is claimed that compliance with this International Standard may involve the use of a maintenance service concerning the stack of protocols on which the present standard IEC 62056-6-1 is based.

The IEC takes no position concerning the evidence, validity and scope of this maintenance service.

The provider of the maintenance service has assured the IEC that he is willing to provide services under reasonable and non-discriminatory terms and conditions for applicants throughout the world. In this respect, the statement of the provider of the maintenance service is registered with the IEC. Information may be obtained from:

DLMS¹ User Association
Zug/Switzerland
www.dlms.ch

International Standard IEC 62056-6-1 has been prepared by IEC technical committee 13: Electrical energy measurement, tariff- and load control.

¹ Device Language Message Specification.

This edition cancels and replaces IEC 62056-61 published in 2006. It constitutes a technical revision.

The significant technical changes with respect to IEC 62056-61 are listed in Annex B.

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

FDIS	Report on voting
13/1524/FDIS	13/1542/RVD

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

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

A list of all the parts in the IEC 62056 series, published under the general title *Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite*, can be found on the IEC website.

Future standards in this series will carry the new general title as cited above. Titles of existing standards in this series will be updated at the time of the next edition.

The numbering scheme has changed from IEC 62056-XY to IEC 62056-X-Y. For example IEC 62056-61 becomes IEC 62056-6-1.

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

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

INTRODUCTION

The competitive electricity market requires an ever-increasing amount of timely information concerning the usage of electrical energy. Recent technology developments enable to build intelligent static metering equipment, which is capable of capturing, processing and communicating this information to all parties involved.

To facilitate the analysis of metering information, for the purposes of billing, load-, customer- and contract management, it is necessary to uniquely identify data items, whether collected manually or automatically, via local or remote data exchange, in a manufacturer-independent way. The definition of identification codes to achieve this – the OBIS codes – is based on DIN 43863-3:1997, *Electricity meters – Part 3: Tariff metering device as additional equipment for electricity meters – EDIS – Energy Data Identification System*.

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

ELECTRICITY METERING DATA EXCHANGE – THE DLMS/COSEM SUITE –

Part 6-1: Object Identification System (OBIS)

1 Scope

This part of IEC 62056 specifies the overall structure of the Object Identification System (OBIS) and the mapping of all commonly used data items in metering equipment to their identification codes.

OBIS provides a unique identifier for all data within the metering equipment, including not only measurement values, but also abstract values used for configuration or obtaining information about the behaviour of the metering equipment. The ID codes defined in this standard are used for the identification of:

- logical names of the various instances of the ICs, or objects, as defined in IEC 62056-6-2²;
- data transmitted through communication lines,
- data displayed on the metering equipment, see A.2.

This standard applies to all types of metering equipment, such as fully integrated meters, modular meters, tariff attachments, data concentrators etc.

To cover metering equipment measuring energy types other than electricity, combined metering equipment measuring more than one type of energy or metering equipment with several physical measurement channels, the concepts of medium and channels are introduced. This allows meter data originating from different sources to be identified. While this standard fully defines the structure of the identification system for other media, the mapping of non-electrical energy related data items to ID codes needs to be completed separately.

NOTE EN 13757-1 defines identifiers for metering equipment other than electricity: heat cost allocators, cooling, heating, gas, cold water and hot water.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC/TR 62051:1999, *Electricity metering – Glossary of terms*

IEC/TR 62051-1:2004, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Glossary of terms – Part 1: Terms related to data exchange with metering equipment using DLMS/COSEM*

IEC 62053-23:2003, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)*

² To be published simultaneously with this part of IEC 62056.

IEC 62056-21:2002, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange*

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

NOTE See also the Bibliography.

3 Terms, definitions and abbreviations

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC/TR 62051 and IEC/TR 62051-1 and the following apply.

COSEM	Companion Specification for Energy Metering
COSEM object	An instance of a COSEM interface class
DLMS	Device Language Message Specification
DLMS UA	DLMS User Association
GSM	Global System for Mobile Communications
IC	Interface Class
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
OBIS	OBject Identification System
VZ	Billing period counter

4 OBIS code structure

4.1 General

OBIS codes identify data items used in energy metering equipment, in a hierarchical structure using six value groups A to F, see Figure 1.



IEC 1091/13

Figure 1 – OBIS code structure

4.2 Value group A

Value group A is used to identify the media (energy type) to which the metering is related. Non-media related information is handled as abstract data.

4.3 Value group B

Value group B is generally used to identify the measurement channel number, i.e. the number of the input of a metering equipment having several inputs for the measurement of energy of the same or different types (for example in data concentrators, registration units). Data from different sources can thus be identified.

Value group B may also be used to identify the communication channel, and in some cases for other purposes.

The definitions for this value group are independent from the value group A.

4.4 Value group C

Value group C is used to identify the abstract or physical data items related to the information source concerned, for example current, voltage, power, volume, temperature. The definitions depend on the value in the value group A.

Further processing, classification and storage methods are defined by value groups D, E and F.

For abstract data, value groups D to F provide further classification of data identified by value groups A to C.

4.5 Value group D

Value group D is used to identify types, or the result of the processing of physical quantities identified by values in value groups A and C, according to various specific algorithms. The algorithms can deliver energy and demand quantities as well as other physical quantities.

4.6 Value group E

Value group E is used to identify further processing or classification of quantities identified by values in value groups A to D.

4.7 Value group F

Value group F is used to identify historical data, identified by values in value groups A to E, according to different billing periods. Where this is not relevant, this value group can be used for further classification.

4.8 Manufacturer specific codes

In value groups B, C, D, E and F, the following ranges are available for manufacturer-specific purposes:

- group B: 128...199;
- group C: 128...199, 240;
- group D: 128...254;
- group E: 128...254;
- group F: 128...254.

If any of these value groups contain a value in the manufacturer specific range, then the whole OBIS code shall be considered as manufacturer specific, and the value of the other groups does not necessarily carry a meaning defined in this standard or in IEC 62056-6-2.

In addition, manufacturer specific ranges are defined in Table 7 with A = 0, C = 96, in Table 19 with A = 1, C = 96.

4.9 Reserved ranges

By default, all codes not allocated are reserved.³

³ Reservation process administered by the DLMS User Association (see Foreword).

4.10 Summary of rules for manufacturer, utility, consortia and country specific codes

Table 1 summarizes the rules for handling manufacturer specific codes specified in 4.8, utility specific codes specified in 5.2, consortia specific codes specified in 5.4.2 and country specific codes specified in 0.

Table 1 – Rules for manufacturer, utility, consortia and country specific codes

Code type	Value group					
	A	B	C	D	E	F
Manufacturer specific ¹	0, 1, 4...9	128...199	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>
		<i>b</i>	128... 199, 240	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>
		<i>b</i>	<i>c</i>	128...254	<i>e</i>	<i>f</i>
		<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	128...254	<i>f</i>
		<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	128...254
Manufacturer specific abstract ²	0	0...64	96	50...99	0...255	0...255
Manufacturer specific, media related general purpose ²	1, 4...9	0...64	96	50...99	0...255	0...255
Utility specific ³		65...127				
Consortia specific ⁴	0, 1, 4...9	1...64	93	See Table 5		
Country specific ⁵		1...64	94	See Table 6		

¹ "b", "c", "d", "e", "f" means any value in the relevant value group.

² The range D = 50...99 is available for identifying objects, which are not represented by another defined code, but need representation on the display as well. If this is not required, the range D = 128...254 should be used.

³ If the value in value group B is 65...127, the whole OBIS code should be considered as utility specific and the value of other groups does not necessarily carry a meaning defined neither in Clause 4 nor 5.

⁴ The usage of value group E and F is defined in consortia specific documents.

⁵ The usage of value group E and F is defined in country specific documents.

Objects for which this standard defines standard identifiers shall not be re-identified by manufacturer, utility, consortia or country specific identifiers.

On the other hand, an object previously identified by a manufacturer-, utility-, consortia- or country- specific identifier may receive a standard identifier in the future, if its use is of common interest for the users of this standard.

4.11 Standard object codes

Standard object codes are meaningful combinations of defined values of the six value groups.

Notation: In the following tables, in the various value groups, "*b*", "*c*", "*d*", "*e*", "*f*" signifies any value in the respective value group. If only one object is instantiated, the value shall be 0. If a value group is shaded, then this value group is not used.

NOTE The DLMS UA maintains a list of standard COSEM object definitions at www.dlms.com. The validity of the combination of OBIS codes and class_id-s as well as the data types of the attributes are tested during conformance testing.

5 Value group definitions common to all media

5.1 Value group A

The range for value group A is 0 to 15, see Table 2.

Table 2 – Value group A codes

Value group A	
0	Abstract objects
1	Electricity related objects
4	Heat cost allocator related objects
5	Cooling related objects
6	Heat related objects
7	Gas related objects
8	Cold water related objects
9	Hot water related objects
All other	Reserved

The following subclauses contain value group definitions B to F common for all values of value group A.

5.2 Value group B

The range for value group B is 0 to 255, see Table 3.

Table 3 – Value group B codes

Value group B	
0	No channel specified
1...64	Channel 1...64
65...127	Utility specific codes
128...199	Manufacturer specific codes
200...255	Reserved

If channel information is not essential, the value 0 shall be assigned.

The range 65...127 is available for utility specific use. If the value of value group B is in this range, the whole OBIS code shall be considered as utility specific and the value of other groups does not necessarily carry a meaning defined neither in this standard nor in IEC 62056-6-2.

5.3 Value group C

5.3.1 General

The range for value group C is 0 to 255. The definitions depend on the value in value group A. The codes for abstract objects are specified in 5.3.2. Electricity related codes are specified in 7.1.

5.3.2 Abstract objects

Abstract objects are data items, which are not related to a certain type of physical quantity. See Table 4.

Table 4 – Value group C codes – Abstract objects

Value group C Abstract objects (A = 0)	
0...89	Context specific identifiers ^a
93	Consortia specific identifiers (See 5.4.2).
94	Country specific identifiers (See 0)
96	General service entries (See 6.1)
97	General Error registers (See 0)
98	General list objects (See 6.3)
99	Abstract data profiles (See 6.5)
127	Inactive objects ^b
128...199, 240	Manufacturer specific codes
All other	Reserved
^a Context specific identifiers identify objects specific to a certain protocol and/or application. For the COSEM context, the identifiers are defined in IEC 62056-6-2:—, 6.2. ^b An inactive object is an object, which is defined and present in a meter, but which has no assigned functionality.	

5.4 Value group D

5.4.1 General

The range for value group D is 0 to 255.

5.4.2 Consortia specific identifiers

Table 5 specifies the use of value group D for consortia specific applications. In this table, there are no reserved ranges for manufacturer specific codes. The usage of value group E and F is defined in consortia specific documents.

Table 5 – Value group D codes – Consortia specific identifiers

Value group D Consortia specific identifiers (A = any, C = 93)	
01	SELMA Consortium
All other	Reserved
Objects that are already identified in this standard shall not be re-identified by consortia specific identifiers. NOTE The SELMA Consortium is an associated member of the DLMS UA.	

5.4.3 Country specific identifiers

Table 6 specifies the use of value group D for country specific applications. Wherever possible, the country phone calling codes are used. In this table, there are no reserved ranges for manufacturer specific codes. The usage of value group E and F is defined in country specific documents.

Table 6 – Value group D codes – Country specific identifiers

Value group D	
Country specific identifiers ^a (A = any, C = 94)	
00	Identifiers for Finland
01	Identifiers for the USA
02	Identifiers for Canada
03	Identifiers for Serbia
07	Identifiers for Russia
10	Identifiers for Czech
11	Identifiers for Bulgaria
12	Identifiers for Croatia
13	Identifiers for Ireland
14	Identifiers for Israel
15	Identifiers for Ukraine
16	Identifiers for Yugoslavia NOTE With the dissolution of the former Yugoslavia into separate nations, country code 16 was decommissioned.
20	Identifiers for Egypt
27	Identifiers for South Africa
30	Identifiers for Greece
31	Identifiers for the Netherlands
32	Identifiers for Belgium
33	Identifiers for France
34	Identifiers for Spain
35	Identifiers for Portugal
36	Identifiers for Hungary
37	Identifiers for Lithuania
38	Identifiers for Slovenia
39	Identifiers for Italy
40	Identifiers for Romania
41	Identifiers for Switzerland
42	Identifiers for Slovakia
43	Identifiers for Austria
44	Identifiers for the United Kingdom
45	Identifiers for Denmark
46	Identifiers for Sweden
47	Identifiers for Norway
48	Identifiers for Poland
49	Identifiers for Germany
52	Identifiers for South Korea

Value group D	
Country specific identifiers ^a (A = any, C = 94)	
54	Identifiers for Argentina
55	Identifiers for Brazil
57	Identifiers for Colombia
61	Identifiers for Australia
62	Identifiers for Indonesia
63	Identifiers for the Philippines
64	Identifiers for New Zealand
65	Identifiers for Singapore
73	Identifiers for Moldova
75	Identifiers for Belarus
81	Identifiers for Japan
85	Identifiers for Hong Kong
86	Identifiers for China
87	Identifiers for Bosnia and Herzegovina
90	Identifiers for Turkey
91	Identifiers for India
92	Identifiers for Pakistan
96	Identifiers for Saudi Arabia
97	Identifiers for the United Arab Emirates
98	Identifiers for Iran
All other	Reserved
Objects that are already identified in this standard shall not be re-identified by country specific identifiers.	

5.4.4 Identification of abstract objects

For the use of value group D to identify abstract objects, see Clause 6.

For identifiers of electricity related general-purpose objects, see Table 19.

5.5 Value group E

The range for value group E is 0 to 255. It can be used for identifying further classification or processing of values defined by values in value groups A to D. The various classifications and processing methods are exclusive.

For the use of value group E to identify abstract objects, see Clause 6.

For identifiers of electricity related general-purpose objects, see Table 19.

5.6 Value group F

5.6.1 General

The range for value group F is 0 to 255. In all cases, if value group F is not used, it is set to 255.

5.6.2 Identification of billing periods

Value group F specifies the allocation to different billing periods (sets of historical values) for the objects defined by value groups A to E, where storage of historical values is relevant. A billing period scheme is identified with its billing period counter, number of available billing periods, time stamp of the billing period and billing period length. Several billing period schemes may be possible. See also 7.4.1, A.3 and IEC 62056-6-2:—, 6.2.2.

6 Abstract objects (A = 0)

6.1 Abstract objects, general service entries

Table 7 below specifies object codes for abstract objects. See also IEC 62056-6-2:—, Table 12.

Table 7 – OBIS codes for abstract objects, general service entries

Abstract objects, general service entries	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Billing period values/reset counter entries (First billing period scheme if there are two)						
Billing period counter (1)	0	b	0	1	0	VZ or 255
Number of available billing periods (1)	0	b	0	1	1	
Time stamp of the most recent billing period (1)	0	b	0	1	2	
Time stamp of the billing period (1) VZ (last reset)	0	b	0	1	2	VZ
Time stamp of the billing period (1) VZ ₋₁	0	b	0	1	2	VZ ₋₁
...	...	...	...	...	...	...
Time stamp of the billing period (1) VZ _{-n}	0	b	0	1	2	VZ _{-n}
Billing period values/reset counter entries (Second billing period scheme)						
Billing period counter (2)	0	b	0	1	3	VZ or 255
Number of available billing periods (2)	0	b	0	1	4	
Time stamp of the most recent billing period (2)	0	b	0	1	5	
Time stamp of the billing period (2) VZ (last reset)	0	b	0	1	5	VZ
Time stamp of the billing period (2) VZ ₋₁	0	b	0	1	5	VZ ₋₁
...	...	...	...	...	...	...
Time stamp of the billing period (2) VZ _{-n}	0	b	0	1	5	VZ _{-n}
Device ID numbers (non-energy/channel related)						
Complete device ID	0	0	96	1		
Device ID 1 (manufacturing number)	0	0	96	1	0	
...			...	...	...	
Device ID 10	0	0	96	1	9	
Metering point ID (abstract)	0	0	96	1	10	
Parameter changes, calibration and access						
Number of configuration program changes	0	b	96	2	0	
Date ^a of last configuration program change	0	b	96	2	1	
Date ^a of last time switch program change	0	b	96	2	2	
Date ^a of last ripple control receiver program change	0	b	96	2	3	
Status of security switches	0	b	96	2	4	
Date ^a of last calibration	0	b	96	2	5	
Date ^a of next configuration program change	0	b	96	2	6	

Abstract objects, general service entries	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Date ^a of activation of the passive calendar	0	b	96	2	7	
Number of protected configuration program changes ^b	0	b	96	2	10	
Date ^a of last protected configuration program change ^b	0	b	96	2	11	
Date ^a (corrected) of last clock synchronization/setting	0	b	96	2	12	
Date of last firmware activation	0	b	96	2	13	
Input/output control signals						
State of input/output control signals, global ^c	0	b	96	3	0	
State of input control signals (status word 1)	0	b	96	3	1	
State of output control signals (status word 2)	0	b	96	3	2	
State of input/output control signals (status word 3)	0	b	96	3	3	
State of input/output control signals (status word 4)	0	b	96	3	4	
Disconnect control	0	b	96	3	10	
Internal control signals						
Internal control signals, global ^c	0	b	96	4	0	
Internal control signals (status word 1)	0	b	96	4	1	
Internal control signals (status word 2)	0	b	96	4	2	
Internal control signals (status word 3)	0	b	96	4	3	
Internal control signals (status word 4)	0	b	96	4	4	
Internal operating status signals						
Internal operating status, global ^c	0	b	96	5	0	
Internal operating status (status word 1)	0	b	96	5	1	
Internal operating status (status word 2)	0	b	96	5	2	
Internal operating status (status word 3)	0	b	96	5	3	
Internal operating status (status word 4)	0	b	96	5	4	
Battery entries						
Battery use time counter	0	b	96	6	0	
Battery charge display	0	b	96	6	1	
Date of next battery change	0	b	96	6	2	
Battery voltage	0	b	96	6	3	
Battery initial capacity	0	b	96	6	4	
Battery installation date and time	0	b	96	6	5	
Battery estimated remaining use time	0	b	96	6	6	
Aux. supply use time counter	0	b	96	6	10	
Aux. voltage (measured)	0	b	96	6	11	
Power failure monitoring						
Number of power failures						
In all three phases	0	0	96	7	0	
In phase L1	0	0	96	7	1	
In phase L2	0	0	96	7	2	
In phase L3	0	0	96	7	3	
In any phase [sic]	0	0	96	7	21	
Auxiliary supply	0	0	96	7	4	
Number of long power failures						
In all three phases	0	0	96	7	5	
In phase L1	0	0	96	7	6	
In phase L2	0	0	96	7	7	
In phase L3	0	0	96	7	8	
In any phase	0	0	96	7	9	
Time of power failure ^d						

Abstract objects, general service entries	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
In all three phases	0	0	96	7	10	
In phase L1	0	0	96	7	11	
In phase L2	0	0	96	7	12	
In phase L3	0	0	96	7	13	
In any phase	0	0	96	7	14	
Duration of long power failure ^e						
In all three phases	0	0	96	7	15	
In phase L1	0	0	96	7	16	
In phase L2	0	0	96	7	17	
In phase L3	0	0	96	7	18	
In any phase	0	0	96	7	19	
Time threshold for long power failure						
Time threshold for long power failure	0	0	96	7	20	
NOTE 1 See Number of power failures in any phase, 0.b.96.7.21.255 above in the Number of power failures group.						
Operating time						
Operating time	0	b	96	8	0	
Operating time rate 1...rate 63	0	b	96	8	1... 63	
Environmental related parameters						
Ambient temperature	0	b	96	9	0	
Ambient pressure	0	b	96	9	1	
Relative humidity	0	b	96	9	2	
Status register						
Status register (Status register 1 if several status registers are used)	0	b	96	10	1	
Status register 2	0	b	96	10	2	
...	0	b	96	10	...	
Status register 10	0	b	96	10	10	
Event code						
Event code objects #1...#10	0	b	96	11	0...9	
Communication port log parameters						
Reserved	0	b	96	12	0	
Number of connections	0	b	96	12	1	
Reserved	0	b	96	12	2	
Reserved	0	b	96	12	3	
Communication port parameter 1	0	b	96	12	4	
GSM field strength	0	b	96	12	5	
Telephone number / Communication address of the physical device	0	b	96	12	6	
Consumer messages						
Consumer message via local consumer information port	0	b	96	13	0	
Consumer message via the meter display and / or via consumer information port	0	b	96	13	1	
Currently active tariff						
Currently active tariff objects # 1...#16	0	b	96	14	0... 15	
NOTE 2 Object #16 (E = 15) carries the name of register with the lowest tariff (default tariff register).						
Event counter objects						
Event counter objects #1...#10	0	b	96	15	0...9	
Manufacturer specific ^f	0	b	96	50	e	f
...						
Manufacturer specific	0	b	96	99	e	f

- ^a Date of the event may contain the date only, the time only or both, encoded as specified in IEC 62056-6-2:—, 4.6.1.
- ^b Protected configuration is characterized by the need to open the main meter cover to modify it, or to break a metrological seal.
- ^c Global status words with E = 0 contain the individual status words E = 1...4. The contents of the status words are not defined in this standard.
- ^d Time of power failure is recorded when either a short or long power failure occurs.
- ^e Duration of long power failure holds the duration of the last long power failure.
- ^f The range D = 50...99 is available for identifying objects, which are not represented by another defined code, but need representation on the display as well. If this is not required, the range D = 128...254 should be used.

6.2 Error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract

The OBIS codes for abstract error registers, alarm registers and alarm filters are shown in Table 8.

Table 8 – OBIS codes for error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract

Error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Error register objects 1...10	0	b	97	97	0...9	
Alarm register objects 1...10	0	b	97	98	0...9	
Alarm filter objects 1...10	0	b	97	98	10...19	
NOTE The information to be included in the error objects is not defined in this document.						

6.3 List objects – Abstract

Lists – identified with a single OBIS code – are defined as a series of any kind of data (for example measurement value, constants, status, events). See Table 9.

Table 9 – OBIS codes for list objects – Abstract

List objects – Abstract	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Data of billing period (with billing period scheme 1 if there are more than one schemes available)	0	b	98	1	e	255 ^a
Data of billing period (with billing period scheme 2)	0	b	98	2	e	255 ^a
^a F = 255 means a wildcard here. See A.3.						

6.4 Register table objects – Abstract

Register tables are defined to hold a number of values of the same type. See Table 10.

Table 10 – OBIS codes for Register table objects – Abstract

Register table objects – Abstract	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
General use, abstract	0	b	98	10	e	

6.5 Data profile objects – Abstract

Abstract data profiles – identified with one single OBIS code as specified in Table 11 – are used to hold a series of measurement values of one or more similar quantities and/or to group various data.

Table 11 – OBIS codes for data profile objects – Abstract

Data profile objects – Abstract	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Load profile with recording period 1 ^b	0	b	99	1	e	
Load profile with recording period 2 ^b	0	b	99	2	e	
Load profile during test ^b	0	b	99	3	e	
Connection profile	0	b	99	12	e	
Event log ^b	0	b	99	98	e	

^b These objects should be used if they (also) hold data not specific to the energy type.

7 Electricity (A = 1)

7.1 Value group C codes – Electricity

Table 12 – Value group C codes – Electricity

Value group C codes – Electricity (A = 1)	
0	General purpose objects (See 7.5.1)
1	ΣL_1 Active power+ (QI+QIV) (See also Note 2)
2	ΣL_1 Active power– (QII+QIII)
3	ΣL_1 Reactive power+ (QI+QII)
4	ΣL_1 Reactive power– (QII+QIV)
5	ΣL_1 Reactive power QI
6	ΣL_1 Reactive power QII
7	ΣL_1 Reactive power QIII
8	ΣL_1 Reactive power QIV
9	ΣL_1 Apparent power+ (QI+QIV) (See also Note 3)
10	ΣL_1 Apparent power– (QII+QIII)
11	Current : any phase ^a
12	Voltage : any phase ^a
13	ΣL_1 Power factor (See also Note 4)
14	Supply frequency
15	ΣL_1 Active power (abs(QI+QIV)+(abs(QII+QIII))) ^a
16	ΣL_1 Active power (abs(QI+QIV)-abs(QII+QIII))
17	ΣL_1 Active power QI
18	ΣL_1 Active power QII
19	ΣL_1 Active power QIII
20	ΣL_1 Active power QIV
21	L_1 Active power+
22	L_1 Active power–
23	L_1 Reactive power+
24-30	L_1 etc. (See 4-10)
31	L_1 Current ^a

Value group C codes – Electricity (A = 1)	
32	L_1 Voltage ^a
33	L_1 Power factor
34	L_1 Supply frequency
35-40	L_1 Active power... etc. (See 15-20)
41	L_2 Active power+
42	L_2 Active power–
43	L_2 Reactive power+
44-60	L_2 etc. (See 24-40)
61	L_3 Active power+
62	L_3 Active power–
63	L_3 Reactive power+
64-80	L_3 etc. (See 24-40)
81	Angles ^b
82	Unitless quantity (pulses or pieces)
83	Transformer and line loss quantities ^c
84	ΣL_i power factor– (See also Note 4)
85	L_1 Power factor–
86	L_2 Power factor–
87	L_3 Power factor–
88	ΣL_i Ampere-squared hours (QI+QII+QIII+QIV)
89	ΣL_i Volt-squared hours (QI+QII+QIII+QIV)
90	ΣL_i current (algebraic sum of the – unsigned – value of the currents in all phases)
91	L_0 current (neutral) ^a
92	L_0 voltage (neutral) ^a
93	Consortia specific identifiers (See 5.4.2)
94	Country specific identifiers (See 0)
96	General purpose – Electricity (See 7.5.1)
97	Error registers – Electricity (See 7.5.2)
98	List object – Electricity (See 0)
99	Data profiles – Electricity (See 0)
100...127	Reserved
128...199, 240	Manufacturer specific codes
All other	Reserved
NOTE 1	L_i Quantity is the value (to be measured) of a measurement system connected between the phase i and a reference point. In 3-phase 4-wire systems, the reference point is the neutral. In 3-phase 3-wire systems, the reference point is the phase L_2 .
NOTE 2	ΣL_i Quantity is the total measurement value across all systems.
NOTE 3	If just one apparent energy/demand value is calculated over the four quadrants, C = 9 applies.

Value group C codes – Electricity (A = 1)	
NOTE 4	Power factor quantities with C = 13, 33, 53, 73 are calculated either as PF = Active power+ (C = 1, 21, 41, 61) / Apparent power+ (C = 9, 29, 49, 69) or PF = Active power– (C = 2, 22, 42, 62) / Apparent power– (C = 10, 30, 50, 70). In the first case, the sign is positive (no sign), it means power factor in the import direction (PF+). In the second case, the sign is negative, it means power factor in the export direction (PF–). Power factor quantities C = 84, 85, 86 and 87 are always calculated as PF– = Active power– / Apparent power–. This quantity is the power factor in the export direction; it has no sign.
^a	For details of extended codes, see 0.
^b	For details of extended codes, see 7.3.4.
^c	For details of extended codes, see 0.

The quadrant definitions for active and reactive power – shown in Figure 2 – are according to IEC 62053-23:2003 Figure C.1.

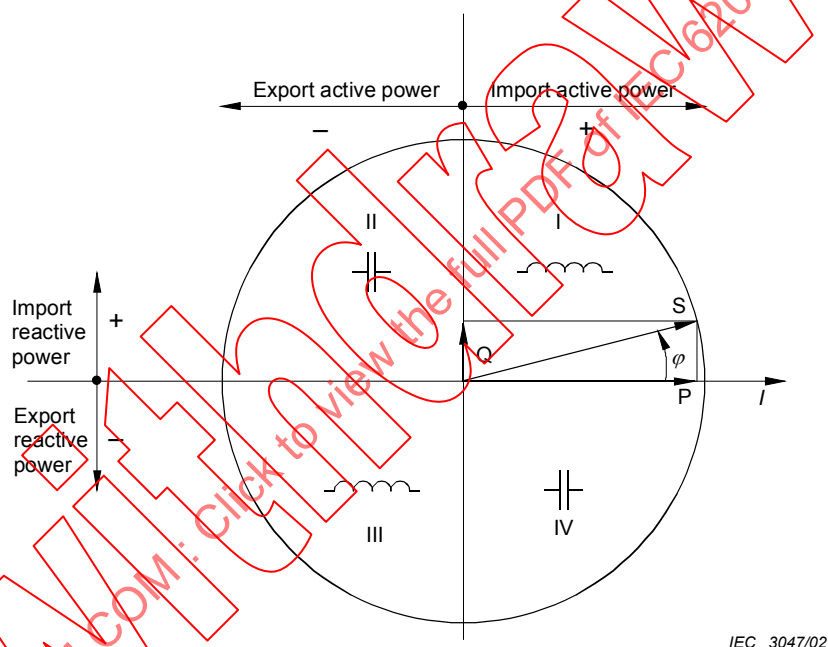


Figure 2 – Quadrant definitions for active and reactive power

7.2 Value group D codes – Electricity

7.2.1 Processing of measurement values

Table 13 – Value group D codes – Electricity

Value group D codes – Electricity (A = 1, C > 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
0	Billing period average (since last reset)
1	Cumulative minimum 1
2	Cumulative maximum 1
3	Minimum 1
4	Current average 1
5	Last average 1
6	Maximum 1
7	Instantaneous value
8	Time integral 1

Value group D codes – Electricity (A = 1, C <= 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
9	Time integral 2
10	Time integral 3
11	Cumulative minimum 2
12	Cumulative maximum 2
13	Minimum 2
14	Current average 2
15	Last average 2
16	Maximum 2
17	Time integral 7
18	Time integral 8
19	Time integral 9
20	Time integral 10
21	Cumulative minimum 3
22	Cumulative maximum 3
23	Minimum 3
24	Current average 3
25	Last average 3
26	Maximum 3
27	Current average 5
28	Current average 6
29	Time integral 5
30	Time integral 6
31	Under limit threshold
32	Under limit occurrence counter
33	Under limit duration
34	Under limit magnitude
35	Over limit threshold
36	Over limit occurrence counter
37	Over limit duration
38	Over limit magnitude
39	Missing threshold
40	Missing occurrence counter
41	Missing duration
42	Missing magnitude
43	Time threshold for under limit
44	Time threshold for over limit
45	Time threshold for missing magnitude
46	Contracted value
55	Test average
58	Time integral 4

Value group D codes – Electricity (A = 1, C <> 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
128...254	Manufacturer specific codes
All other	Reserved
NOTES	
Averaging scheme 1	Controlled by measurement period 1 (see Table 19), a set of registers is calculated by a metering device (codes 1...6). The typical usage is for billing purposes.
Averaging scheme 2	Controlled by measurement period 2, a set of registers is calculated by a metering device (codes 11...16). The typical usage is for billing purposes.
Averaging scheme 3	Controlled by measurement period 3, a set of registers is calculated by a metering device (codes 21...26). The typical usage is for instantaneous values.
Averaging scheme 4	Controlled by measurement period 4, a test average value (code 55) is calculated by the metering device.
Current average 1, 2, 3	See the definition of the "Demand register" IC in IEC 62056-6-2:—, 5.2.4. The value is calculated using measurement period 1, 2 and/or 3 respectively.
Last average 1,2,3	See the definition of the "Demand register" IC in IEC 62056-6-2:—, 5.2.4. The value is calculated using measurement period 1, 2 or 3 respectively.
Minimum	The smallest of last average values during a billing period, see Table 19.
Maximum	The largest of last average values during a billing period.
Cumulative minimum	The cumulative sum of minimum values over all the past billing periods.
Cumulative maximum	The cumulative sum of maximum values over all the past billing periods.
Current average 5	See the definition of the "Demand register" IC in IEC 62056-6-2:—, 5.2.4. The value is calculated using recording interval 1, see Table 19.
Current average 6	See the definition of the "Demand register" IC in IEC 62056-6-2:—, 5.2.4. The value is calculated using recording interval 2.
Time integral 1	For a current billing period (F = 255): Time integral of the quantity calculated from the origin (first start of measurement) to the instantaneous time point. For a historical billing period (F = 0...99): Time integral of the quantity calculated from the origin to the end of the billing period given by the billing period code.
Time integral 2	For a current billing period (F = 255): Time integral of the quantity calculated from the beginning of the current billing period to the instantaneous time point. For a historical billing period (F = 0...99): Time integral of the quantity calculated over the billing period given by the billing period code.
Time integral 3	Time integral of the positive difference between the quantity and a prescribed threshold value.
Time integral 4 ("Test time integral")	Time integral of the quantity calculated over a time specific to the device or determined by test equipment.
Time integral 5	Used as a base for load profile recording: Time integral of the quantity calculated from the beginning of the current recording interval to the instantaneous time point for recording period 1, see Table 19.
Time integral 6	Used as a base for load profile recording: Time integral of the quantity calculated from the beginning of the current recording interval to the instantaneous time point for recording period 2, see Table 19.
Time integral 7	Time integral of the quantity calculated from the origin (first start of measurement) up to the end of the last recording period with recording period 1, see Table 19.
Time integral 8	Time integral of the quantity calculated from the origin (first start of measurement) up to the end of the last recording period with recording period 2, see Table 19.
Time integral 9	Time integral of the quantity calculated from the beginning of the current billing period up to the end of the last recording period with recording period 1, see Table 19.
Time integral 10	Time integral of the quantity calculated from the beginning of the current billing period up to the end of the last recording period with recording period 2, see Table 19.
Under limit values	Values under a certain threshold (for example dips).
Over limit values	Values above a certain threshold (for example swells).
Missing values	Values considered as missing (for example interruptions).

7.2.2 Use of value group D for identification of other objects

For identifiers of electricity related general purpose objects see 7.5.1.

7.3 Value group E codes – Electricity

7.3.1 General

Subclause 7.3 defines the use of value group E for identifying further classification or processing the measurement quantities defined by values in value groups A to D. The various classifications and processing methods are exclusive.

7.3.2 Tariff rates

Table 14 shows the use of value group E for identification of tariff rates typically used for energy (consumption) and demand quantities.

Table 14 – Value group E codes – Electricity – Tariff rates

Value group E codes – Electricity – Tariff rates (A = 1)	
0	Total
1	Rate 1
2	Rate 2
3	Rate 3
...	...
63	Rate 63
128...254	Manufacturer specific codes
All other	Reserved

7.3.3 Harmonics

Table 15 shows the use of value group E for the identification of harmonics of instantaneous values of voltage, current or active power.

Table 15 – Value group E codes – Electricity – Harmonics

Value group E codes – Electricity – Measurement of harmonics of voltage, current or active power (A = 1, C = 12, 32, 52, 72, 92, 11, 31, 51, 71, 90, 91, 15, 35, 55, 75 D = 7, 24)	
0	Total (fundamental + all harmonics)
1	1 st harmonic (fundamental)
2	2 nd harmonic
...	n th harmonic
120	120 th harmonic
124	Total Harmonic Distortion (THD) ^a
125	Total Demand Distortion (TDD) ^b
126	All harmonics ^c
127	All harmonics to nominal value ratio ^d
128...254	Manufacturer specific codes
All other	Reserved

Value group E codes – Electricity – Measurement of harmonics of voltage, current or active power (A = 1, C = 12, 32, 52, 72, 92, 11, 31, 51, 71, 90, 91, 15, 35, 55, 75 D = 7, 24)	
a	THD is calculated as the ratio of the square root of the sum of the squares of each harmonic to the value of the fundamental quantity, expressed as a percent of the value of the fundamental.
b	TDD is calculated as the ratio of the square root of the sum of the squares of each harmonic to the maximum value of the fundamental quantity, expressed as percent of the maximum value of the fundamental.
c	Calculated as the square root of the sum of the squares of each harmonic.
d	This is calculated as ratio of the square root of the sum of the squares of each harmonic, to the nominal value of the fundamental quantity, expressed as percent of the nominal value of the fundamental.

7.3.4 Phase angles

Table 16 below shows the use of value group E for identification of phase angles.

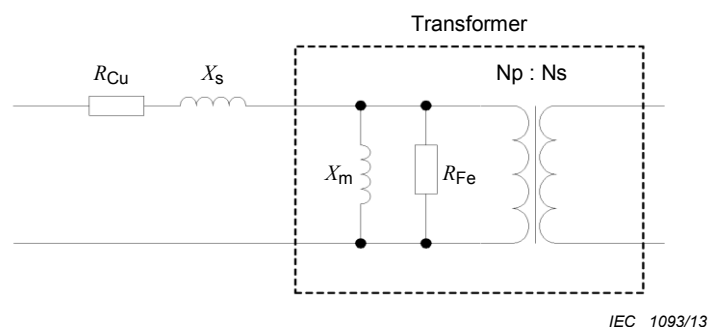
**Table 16 – Value group E codes – Electricity –
Extended phase angle measurement**

Value group E codes – Electricity – Extended phase angle measurement (A = 1, C = 81; D = 7)								
Angle	U(L1)	U(L2)	U(L3)	I(L1)	I(L2)	I(L3)	I(L0)	<= From
U(L1)	(00)	01	02	03	04	05	06	07
U(L2)	10	(11)	12	13	14	15	16	17
U(L3)	20	21	(22)	23	24	25	26	27
I(L1)	40	41	42	(43)	44	45	46	47
I(L2)	50	51	52	53	(54)	55	56	57
I(L3)	60	61	62	63	64	(65)	66	67
I(L0)	70	71	72	73	74	75	76	(77)
^ To (reference)								

7.3.5 Transformer and line loss quantities

Table 17 shows the meaning of value group E for the identification of transformer and line loss quantities. The use of value group D shall be according to Table 13, the use of value group F shall be according to Table A.2. For these quantities, no tariffication is available.

The model of the line and the transformer used for loss calculation is shown on Figure 3.



Key

- R_{Cu} Line resistance losses, OBIS code 1.x.0.10.2.VZ
- X_s Line reactance losses, OBIS code 1.x.0.10.3.VZ
- X_m Transformer magnetic losses, OBIS code 1.x.0.10.0.VZ
- R_{Fe} Transformer iron losses, OBIS code 1.x.0.10.1.VZ
- N_p Number of turns on the primary side of the transformer
- N_s Number of turns on the secondary side of the transformer

NOTE Serial elements of the transformer are normally low compared to that of the line; therefore they are not considered here.

Figure 3 – Model of the line and the transformer for calculation of loss quantities

Table 17 – Value group E codes – Electricity – Transformer and line losses

Value group E codes – Electricity – Transformer and line losses (A = 1, C = 83)			
E=	Quantity	Formula	Quadrant/comment
1	ΣL_i Active line losses+	On Load Active, positive $OLA+ = (CuA_{1+}) + (CuA_{2+}) + (CuA_{3+})$	QI+QIV
2	ΣL_i Active line losses–	On Load Active, negative $OLA- = (CuA_{1-}) + (CuA_{2-}) + (CuA_{3-})$	QII+QIII
3	ΣL_i Active line losses	On Load Active $OLA = (CuA_1) + (CuA_2) + (CuA_3)$	QI+QII+QIII+QIV
4	ΣL_i Active transformer losses+	No Load Active, positive $NLA+ = (FeA_{1+}) + (FeA_{2+}) + (FeA_{3+})$	QI+QIV
5	ΣL_i Active transformer losses–	No Load active, negative $NLA- = (FeA_{1-}) + (FeA_{2-}) + (FeA_{3-})$	QII+QIII
6	ΣL_i Active transformer losses	No Load Active $NLA = (FeA_1) + (FeA_2) + (FeA_3)$	QI+QII+QIII+QIV
7	ΣL_i Active losses+	Total Losses Active, positive $TLA+ = (OLA+) + (NLA+)$	QI+QIV
8	ΣL_i Active losses–	Total Losses Active, negative $TLA- = (OLA-) + (NLA-)$	QII+QIII
9	ΣL_i Active losses	Total Losses Active $TLA = OLA + NLA = TLA_1 + TLA_2 + TLA_3$	QI+QII+QIII+QIV
10	ΣL_i Reactive line losses+	On Load Reactive, positive $OLR+ = (CuR_{1+}) + (CuR_{2+}) + (CuR_{3+})$	QI+QII
11	ΣL_i Reactive line losses–	On Load Reactive, negative $OLR- = (CuR_{1-}) + (CuR_{2-}) + (CuR_{3-})$	QIII+QIV
12	ΣL_i Reactive line losses	On Load Reactive	QI+QII+QIII+QIV

Value group E codes – Electricity – Transformer and line losses (A = 1, C = 83)			
E=	Quantity	Formula	Quadrant/comment
		$OLR = (CuR_1) + (CuR_2) + (CuR_3)$	
13	ΣL_i Reactive transformer losses+	No Load reactive, positive $NLR+ = (FeR_1+) + (FeR_2+) + (FeR_3+)$	QI+QII
14	ΣL_i Reactive transformer losses–	No Load Reactive, negative $NLR- = (FeR_1-) + (FeR_2-) + (FeR_3-)$	QIII+QIV
15	ΣL_i Reactive transformer losses	No Load Reactive $NLR = (FeR_1) + (FeR_2) + (FeR_3)$	QI+QII+QIII+QIV
16	ΣL_i Reactive losses+	Total Losses Reactive, positive $TLR+ = (OLR+) + (NLR+)$	QI+QII
17	ΣL_i Reactive losses–	Total Losses Reactive, negative $TLR- = (OLR-) + (NLR-)$	QIII+QIV
18	ΣL_i Reactive losses	Total Losses Reactive $TLR = OLR + NLR = TLR_1 + TLR_2 + TLR_3$	QI+QII+QIII+QIV
19	Total transformer losses with normalized $R_{Fe} = 1 \text{ M}\Omega$	$\frac{U^2 h}{1/R_{Fe}} \times (U^2 h_{L1} + U^2 h_{L2} + U^2 h_{L3})$	QI+QII+QIII+QIV
20	Total line losses with normalized $R_{Cu} = 1 \Omega$	$\frac{I^2 h}{R_{Cu}} \times (I^2 h_{L1} + I^2 h_{L2} + I^2 h_{L3})$	QI+QII+QIII+QIV
21	Compensated active gross+	$CA+ = (A+) + (TLA+)$	QI+QIV; A+ is the quantity A = 1, C = 1
22	Compensated active net+	$CA+ = (A+) - (TLA+)$	QI+QIV
23	Compensated active gross–	$CA- = (A-) + (TLA-)$	QII+QIII, A– is the quantity A = 1, C = 2
24	Compensated active net–	$CA- = (A-) - (TLA-)$	QII+QIII
25	Compensated reactive gross+	$CR+ = (R+) + (TLR+)$	QI+QII; R+ is the quantity A = 1, C = 3
26	Compensated reactive net+	$CR+ = (R+) - (TLR+)$	QI+QII
27	Compensated reactive gross–	$CR- = (R-) + (TLR-)$	QIII+QIV; R– is the quantity A = 1, C = 4
28	Compensated reactive net–	$CR- = (R-) - (TLR-)$	QIII+QIV
29	Reserved		
30	Reserved		
31	L_1 Active line losses+	$CuA_{1+} = I^2 h_{L1} \times R_{Cu}$	QI+QIV R_{Cu} is the serial resistive element of the line loss, OBIS code 1.x.0.10.2.VZ
32	L_1 Active line losses–	$CuA_{1-} = I^2 h_{L1} \times R_{Cu}$	QII+QIII
33	L_1 Active line losses	$CuA_1 = I^2 h_{L1} \times R_{Cu}$	QI+QII+QIII+QIV
34	L_1 Active transformer losses+	$FeA_{1+} = U^2 h_{L1}/R_{Fe}$	QI+QIV R_{Fe} is the parallel resistive element of the transformer loss, OBIS code 1.x.0.10.1.VZ
35	L_1 Active transformer losses–	$FeA_{1-} = U^2 h_{L1}/R_{Fe}$	QII+QIII
36	L_1 Active transformer losses	$FeA_1 = U^2 h_{L1}/R_{Fe}$	QI+QII+QIII+QIV
37	L_1 Active losses+	$TLA_{1+} = (CuA_{1+}) + (FeA_{1+})$	QI+QIV
38	L_1 Active losses–	$TLA_{1-} = (CuA_{1-}) + (FeA_{1-})$	QII+QIII
39	L_1 Active losses	$TLA_1 = CuA_1 + FeA_1$	QI+QII+QIII+QIV
40	L_1 Reactive line losses+	$CuR_{1+} = I^2 h_{L1} \times X_s$	QI+QII X_s is the serial reactive element of the line loss, OBIS code 1.x.0.10.3.VZ
41	L_1 Reactive line losses–	$CuR_{1-} = I^2 h_{L1} \times X_s$	QIII+QIV

Value group E codes – Electricity – Transformer and line losses (A = 1, C = 83)			
E=	Quantity	Formula	Quadrant/comment
42	L_1 Reactive line losses	$CuR_1 = I^2 h_{L1} \times X_s$	QI+QII+QIII+QIV
43	L_1 Reactive transformer losses+	$FeR_{1+} = U^2 h_{L1} / X_m$	QI+QII X_m is the parallel reactive element of the transformer loss, OBIS code 1.x.0.10.0.VZ
44	L_1 Reactive transformer losses–	$FeR_{1-} = U^2 h_{L1} / X_m$	QIII+QIV
45	L_1 Reactive transformer losses	$FeR_1 = U^2 h_{L1} / X_m$	QI+QII+QIII+QIV
46	L_1 Reactive losses+	$TLR_{1+} = (CuR_{1+}) + (FeR_{1+})$	QI+QII
47	L_1 Reactive losses–	$TLR_{1-} = (CuR_{1-}) + (FeR_{1-})$	QIII+QIV
48	L_1 Reactive losses	$TLR_1 = CuR_1 + FeR_1$	QI+QII+QIII+QIV
49	L_1 Ampere-squared hours	$A^2 h_{L1}$	QI+QII+QIII+QIV
50	L_1 Volt-squared hours	$V^2 h_{L1}$	QI+QII+QIII+QIV
51	L_2 Active line losses+	$CuA_{2+} = I^2 h_{L2} \times R_{Cu}$	QI+QIV R_{Cu} is the serial resistive element of the line loss, OBIS code 1.x.0.10.2.VZ
52	L_2 Active line losses–	$CuA_{2-} = I^2 h_{L2} \times R_{Cu}$	QII+QIII
53...70	L_2 quantities, (See 33...48)		
71	L_3 Active line losses +	$CuA_{3+} = I^2 h_{L3} \times R_{Cu}$	QI+QIV R_{Cu} is the serial resistive element of the line loss, OBIS code 1.x.0.10.2.VZ
72	L_3 Active line losses –	$CuA_{3-} = I^2 h_{L3} \times R_{Cu}$	QII+QIII
73...90	L_3 quantities (See 33...48)		
91...255	Reserved		

NOTE In this table, no manufacturer specific range is available.

7.3.6 UNIPED voltage dips

Table 18 below shows the use of value group E for the identification of voltage dips according to the UNIPED classification.

Table 18 – Value group E codes – Electricity – UNIPED voltage dips

Value group E codes – Electricity – UNIPED voltage dips measurement (A = 1, C = 12, 32, 52, 72, D = 32)							
Depth in % of U_n	Residual voltage U in % of U_n	Duration Δt s					
		$0,01 < \Delta t \leq 0,1$	$0,1 < \Delta t \leq 0,5$	$0,5 < \Delta t \leq 1$	$1 < \Delta t \leq 3$	$3 < \Delta t \leq 20$	$20 < \Delta t \leq 60$
10 %...<15 %	$90 > U \geq 85$	00	01	02	03	04	05
15 %...<30 %	$85 > U \geq 70$	10	11	12	13	14	15
30 %...<60 %	$70 > U \geq 40$	20	21	22	23	24	25
60 %...<90 %	$40 > U \geq 10$	30	31	32	33	34	35
90 %...<100 %	$10 > U \geq 0$	40	41	42	43	44	45

NOTE These classes form a subset of the classes defined in IEC/TR 61000-2-8:2002, Table 2.

7.3.7 Use of value group E for the identification of other objects

For identifiers of electricity related general purpose objects see 7.5.1.

7.4 Value group F codes – Electricity

7.4.1 Billing periods

Value group F specifies the allocation to different billing periods (sets of historical values) for the objects with following codes:

- value group A: 1;
- value group C: as defined in Table 12;
- value group D: 0 to 3; 6; 8 to 13; 16; 21 to 23; 26.

There are two billing period schemes available (for example to store weekly and monthly values), identified with the following OBIS codes:

- billing period counter: 1.b.0.1.0.VZ or 255, or 1.b.0.1.3.VZ or 255;
- number of available billing periods 1.b.0.1.1.255 or 1.b.0.1.4.255;
- time stamp of the billing period: 1.b.0.1.2.VZ or 255 or 1.b.0.1.5.VZ or 255;
- billing period length 1.b.0.8.6.255 or 1.b.0.8.7.255.

For more details, see Clause A.3 of this standard and IEC 62056-6-2:—, 6.2.2.

7.4.2 Multiple thresholds

Value group F is also used to identify several thresholds for the same quantity, identified with the following codes:

- value group A = 1;
- value group C = 1...20, 21...40, 41...60, 61...80, 82, 84...89, 90-92;
- value group D = 31, 35, 39 (under limit, over limit and missing thresholds);
- value group F = 0...99.

NOTE All quantities monitored are instantaneous values: D = 7 or D = 24.

7.5 OBIS codes – Electricity

7.5.1 General purpose objects – Electricity

Table 19 – OBIS codes for general purpose objects – Electricity

General purpose objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Free ID-numbers for utilities						
Complete combined electricity ID	1	b	0	0		
Electricity ID 1	1	b	0	0	0	
...	...	...	...	...	...	
Electricity ID 10	1	b	0	0	9	
Billing period values/reset counter entries (First billing period scheme if there are more than one)						
Billing period counter (1)	1	b	0	1	0	VZ or 255
Number of available billing periods (1)	1	b	0	1	1	
Time stamp of the most recent billing period (1)	1	b	0	1	2	
Time stamp of the billing period (1) VZ (last reset)	1	b	0	1	2	VZ

General purpose objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Time stamp of the billing period (1) VZ ₁	1	b	0	1	2	VZ ₁
...	...	...	...	...	...	...
Time stamp of the billing period (1) VZ _n	1	b	0	1	2	VZ _n
Billing period values/reset counter entries (Second billing period scheme)						
Billing period counter (2)	1	b	0	1	3	VZ or 255
Number of available billing periods (2)	1	b	0	1	4	
Time stamp of the most recent billing period (2)	1	b	0	1	5	
Time stamp of the billing period (2) VZ (last reset)	1	b	0	1	5	VZ
Time stamp of the billing period (2) VZ ₁	1	b	0	1	5	VZ ₁
...	...	...	...	...	...	...
Time stamp of the billing period (2) VZ _n	1	b	0	1	5	VZ _n
Program entries						
Active firmware identifier (Previously: Configuration program version number)	1	b	0	2	0	
Parameter record number	1	b	0	2	1	
Parameter record number, line 1	1	b	0	2	1	1
Reserved for future use	1	b	0	2	1	2... 127
Manufacturer specific	1	b	0	2	1	128.. 254
Time switch program number	1	b	0	2	2	
RCR program number	1	b	0	2	3	
Meter connection diagram ID	1	b	0	2	4	
Passive calendar name	1	b	0	2	7	
Active firmware signature	1	b	0	2	8	
Output pulse values or constants NOTE 1 For units, see IEC 62056-6-2:—, 5.2.2.						
Active energy, metrological LED	1	b	0	3	0	
Reactive energy, metrological LED	1	b	0	3	1	
Apparent energy, metrological LED	1	b	0	3	2	
Active energy, output pulse	1	b	0	3	3	
Reactive energy, output pulse	1	b	0	3	4	
Apparent energy, output pulse	1	b	0	3	5	
Volt-squared hours, metrological LED	1	b	0	3	6	
Ampere-squared hours, metrological LED	1	b	0	3	7	
Volt-squared hours, output pulse	1	b	0	3	8	
Ampere-squared hours, output pulse	1	b	0	3	9	
Ratios						
Reading factor for power	1	b	0	4	0	
Reading factor for energy	1	b	0	4	1	
Transformer ratio – current (numerator) ^a	1	b	0	4	2	VZ
Transformer ratio – voltage (numerator) ^a	1	b	0	4	3	VZ
Overall transformer ratio (numerator) ^a	1	b	0	4	4	VZ
Transformer ratio – current (denominator) ^a	1	b	0	4	5	VZ
Transformer ratio – voltage (denominator) ^a	1	b	0	4	6	VZ
Overall transformer ratio (denominator) ^a	1	b	0	4	7	VZ
Demand limits for excess consumption metering						
Reserved for Germany	1	b	0	5		
Nominal values						
Voltage	1	b	0	6	0	

General purpose objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Basic/nominal current	1	b	0	6	1	VZ
Frequency	1	b	0	6	2	
Maximum current	1	b	0	6	3	
Reference voltage for power quality measurement	1	b	0	6	4	
Reference voltage for aux. power supply	1	b	0	6	5	
Input pulse values or constants ^b						
NOTE 2 For units, see IEC 62056-6-2:—, 5.2.2.						
Active energy	1	b	0	7	0	VZ
Reactive energy	1	b	0	7	1	
Apparent energy	1	b	0	7	2	
Volt-squared hours	1	b	0	7	3	
Ampere-squared hours	1	b	0	7	4	
Unitless quantities	1	b	0	7	5	
Active energy, export	1	b	0	7	10	VZ
Reactive energy, export	1	b	0	7	11	
Apparent energy, export	1	b	0	7	12	
Measurement period- / recording interval- / billing period duration						
Measurement period 1, for averaging scheme 1	1	b	0	8	0	VZ
Measurement period 2, for averaging scheme 2	1	b	0	8	1	VZ
Measurement period 3, for instantaneous value	1	b	0	8	2	VZ
Measurement period 4, for test value	1	b	0	8	3	VZ
Recording interval 1, for load profile	1	b	0	8	4	VZ
Recording interval 2, for load profile	1	b	0	8	5	VZ
Billing period (Billing period 1 if there are two billing period schemes)	1	b	0	8	6	VZ
Billing period 2	1	b	0	8	7	VZ
Time entries						
Time expired since last end of billing period (First billing period scheme if there are more than one)	1	b	0	9	0	VZ
Local time	1	b	0	9	1	
Local date	1	b	0	9	2	
Reserved for Germany	1	b	0	9	3	
Reserved for Germany	1	b	0	9	4	
Week day (0...7)	1	b	0	9	5	
Time of last reset (First billing period scheme if there are more than one)	1	b	0	9	6	
Date of last reset (First billing period scheme if there are more than one)	1	b	0	9	7	VZ
Output pulse duration	1	b	0	9	8	
Clock synchronization window	1	b	0	9	9	
Clock synchronization method	1	b	0	9	10	
Clock time shift limit (default value: s)	1	b	0	9	11	
Billing period reset lockout time (First billing period scheme if there are more than one)	1	b	0	9	12	
Time expired since last end of billing period (Second billing period scheme)	1	b	0	9	13	
Time of last reset (Second billing period scheme)	1	b	0	9	14	
Date of last reset (Second billing period scheme)	1	b	0	9	15	
Billing period reset lockout time (Second billing period scheme)	1	b	0	9	16	
Coefficients						
Transformer magnetic losses, X_m	1	b	0	10	0	VZ
Transformer iron losses, R_{Fe}	1	b	0	10	1	VZ

General purpose objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Line resistance losses, R_{Cu}	1	b	0	10	2	VZ
Line reactance losses, X_s	1	b	0	10	3	VZ
Measurement methods						
Algorithm for active power measurement	1	b	0	11	1	
Algorithm for active energy measurement	1	b	0	11	2	
Algorithm for reactive power measurement	1	b	0	11	3	
Algorithm for reactive energy measurement	1	b	0	11	4	
Algorithm for apparent power measurement	1	b	0	11	5	
Algorithm for apparent energy measurement	1	b	0	11	6	
Algorithm for power factor calculation	1	b	0	11	7	
Metering point ID (electricity related)						
Metering point ID 1 (electricity related)	1	0	96	1	0	
.....						
Metering point ID 10 (electricity related)	1	0	96	1	9	
Internal operating status signals, electricity related						
Internal operating status, global ^c	1	b	96	5	0	
Internal operating status (status word 1)	1	b	96	5	1	
Internal operating status (status word 2)	1	b	96	5	2	
Internal operating status (status word 3)	1	b	96	5	3	
Internal operating status (status word 4)	1	b	96	5	4	
Meter started status flag	1	b	96	5	5	
Electricity related status data						
Status information missing voltage	1	0	96	10	0	
Status information missing current	1	0	96	10	1	
Status information current without voltage	1	0	96	10	2	
Status information auxiliary power supply	1	0	96	10	3	
Manufacturer specific ^d	1	b	96	50	e	f
.....	...	...	...	...	...	...
Manufacturer specific	1	b	96	99	e	f

^a If a transformer ratio is expressed as a fraction, the ratio is numerator, divided by denominator. If the transformer ratio is expressed by an integer or real figure, only the numerator is used.

^b The codes for export active, reactive and apparent energy shall be used only if meters measuring import energy and meters measuring export energy are connected to the pulse inputs.

^c Global status words with E = 0 contain the individual status words E = 1...5. The contents of the status words are not defined in this standard.

^d The range D = 50...99 is available for identifying objects, which are not represented by another defined code, but need representation on the display as well. If this is not required, the range D = 128...254 should be used.

It should be noted, that some of the codes above are normally used for display purposes only, as the related data items are attributes of objects having their own OBIS name. See IEC 62056-6-2.

7.5.2 Error register objects – Electricity

The OBIS codes for electricity error register objects shall be as specified in Table 20.

Table 20 – OBIS codes for error register objects – Electricity

Error registers – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Error register objects electricity	1	<i>b</i>	97	97	<i>e</i>	
NOTE The information to be included in the error objects is not defined in this document.						

7.5.3 List objects – Electricity

The OBIS codes for electricity related list objects shall be as specified in Table 21.

Table 21 – OBIS codes for list objects – Electricity

List objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Electricity related data of billing period (with billing period scheme 1 if there are two schemes available)	1	<i>b</i>	98	1	<i>e</i>	255 ^a
Electricity related data of billing period (with billing period scheme 2)	1	<i>b</i>	98	2	<i>e</i>	255 ^a
^a F = 255 means a wildcard here. See A. 3.						

7.5.4 Data profile objects – Electricity

Electricity related data profiles – identified with one single OBIS code – are used to hold a series of measurement values of one or more similar quantities and/or to group various data. The OBIS codes shall be as specified in Table 22.

Table 22 – OBIS codes for data profile objects – Electricity

Data profile objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
Load profile with recording period 1	1	<i>b</i>	99	1	<i>e</i>	
Load profile with recording period 2	1	<i>b</i>	99	2	<i>e</i>	
Load profile during test	1	<i>b</i>	99	3	0	
Dips voltage profile	1	<i>b</i>	99	10	1	
Swells voltage profile	1	<i>b</i>	99	10	2	
Cuts voltage profile	1	<i>b</i>	99	10	3	
Voltage harmonic profile	1	<i>b</i>	99	11	<i>n</i> th	
Current harmonic profile	1	<i>b</i>	99	12	<i>n</i> th	
Voltage unbalance profile	1	<i>b</i>	99	13	0	
Power failure event log	1	<i>b</i>	99	97	<i>e</i>	
Event log	1	<i>b</i>	99	98	<i>e</i>	
Certification data log	1	<i>b</i>	99	99	<i>e</i>	

7.5.5 Register table objects – Electricity

Register tables – identified with a single OBIS code – are defined to hold a number of values of the same type. The OBIS codes shall be as specified in Table 23.

Table 23 – OBIS codes for Register table objects – Electricity

Register table objects – Electricity	OBIS code					
	A	B	C	D	E	F
UNIPED voltage dips, any phase	1	<i>b</i>	12	32		
UNIPED voltage dips, L_1	1	<i>b</i>	32	32		
UNIPED voltage dips, L_2	1	<i>b</i>	52	32		
UNIPED voltage dips, L_3	1	<i>b</i>	72	32		
Extended angle measurement	1	<i>b</i>	81	7		
General use, electricity related	1	<i>b</i>	98	10	<i>e</i>	

Withdrawing

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

Annex A (normative)

Code presentation

A.1 Reduced ID codes (e.g. for IEC 62056-21)

To comply with the syntax defined for protocol modes A to D of IEC 62056-21, the range of ID codes is reduced to fulfil the limitations which usually apply to the number of digits and their ASCII representation. Values in all value groups are limited to a range of 0...99 and within that range, to the values specified in the clauses specifying the use of the value groups.

Some value groups may be suppressed, if they are not relevant to an application:

- optional value groups: A, B, E, F;
- mandatory value groups: C, D.

To allow the interpretation of shortened codes, delimiters are inserted between all value groups, see Figure A.1:

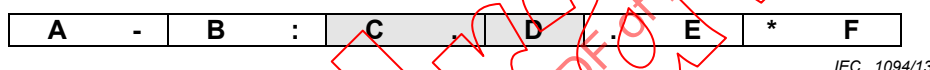


Figure A.1 – Reduced ID code presentation

The delimiter between value groups E and F can be modified to carry some information about the source of a reset (& instead of * if the reset was performed manually).

The manufacturer shall ensure that the combination of the OBIS code and the class_id (see IEC 62056-6-2) uniquely identifies each COSEM object.

A.2 Display

The usage of OBIS codes to display values is normally limited in a similar way as for data transfer, for example according to IEC 62056-21.

Some codes may be replaced by letters to clearly indicate the differences from other data items, as specified in Table A.1.

Table A.1 – Example of display code replacement

Value group C	
OBIS code	Display code
96	C
97	F
98	L
99	P
NOTE The letter codes can also be used in protocol modes A to D.	

A.3 Special handling of value group F

Unless otherwise specified, the value group F is used for the identification of values of billing periods.

The billing periods can be identified relative to the status of the billing period counter or relative to the current billing period.

For electricity, there are two billing period schemes available in Table 19, each scheme defined by the length of the billing period, the billing period counter, the number of available billing periods and the time stamps of the billing period. See also 7.4.1 of this standard and IEC 62056-6-2:—, 6.2.2.

With $0 \leq F \leq 99$, a single billing period is identified relative to the value of the billing period counter, VZ. If the value of the value group of any OBIS code is equal to VZ, this identifies the most recent (youngest) billing period. VZ₋₁ identifies the second youngest, etc. The billing period counter may have different operating modes, for example modulo-12 or modulo-100. The value after reaching the limit of the billing period counter is 0 for the operating mode modulo-100 and 1 for other operating modes (for example modulo-12).

With $101 \leq F \leq 125$, a single billing period or a set of billing periods are identified relative to the current billing period. F=101 identifies the last billing period, F = 102 the second last / two last billing periods, etc., F = 125 identifies the 25th last / 25 last billing periods.

F = 126 identifies an unspecified number of last billing periods, therefore it can be used as a wildcard.

F=255 means that the value group F is not used, or identifies the current billing period value(s).

For use of ICs for representing values of historical billing periods, see IEC 62056-6-2:—, 6.2.2.

Table A.2 – Value group F – Billing periods

Value group F	
VZ	Most recent value
VZ₋₁	Second most recent value
VZ₋₂	Third most recent value
VZ₋₃	Fourth most recent value
VZ₋₄	...
	etc.
101	Last value
102	Second / two last value(s)
....	
125	25 th /25 last value(s)
126	Unspecified number of last values

A.4 COSEM

The usage of OBIS codes in the COSEM environment shall be as defined in IEC 62056-6-2:— Clause 6.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

Withdrawn

Annex B

(informative)

Significant technical changes with respect to IEC 62056-61

This part of IEC 62056 includes the following significant technical changes with respect to IEC 62056-61:

- The structure of the document more closely follows the structure of the OBIS codes;
- The text of the Introduction has been amended;
- In 4.3 Value group B: the text has been modified, to allow for using value group B to identify other elements than the measurement channel;
- In 4.11 Standard object codes has been added;
- Clause 5 includes now the value group definitions B to F common for all media. All electricity related definitions have been moved to Clause 0;
- A new 5.3.1 General has been added;
- A new 0 Identification of abstract objects has been added;
- A new 5.6.2 Identification of billing periods has been added;
- In 6.1, Table 7 – OBIS codes for abstract objects, general service entries, new OBIS code have been added:
 - Billing period entries may be also abstract objects (A = 0) now;
 - Date of last firmware activation;
 - Disconnect control state;
 - Battery initial capacity;
 - Battery installation date and time;
 - Battery estimated remaining use time;
 - Aux. supply use time counter;
 - Aux. voltage (measured);
 - Number of power failures in any phase;
 - Ambient pressure;
 - Relative humidity;
 - Event code;
 - GSM field strength;
 - Telephone number / Communication address of the physical device;
 - Consumer messages;
 - Currently active tariff;
 - Event counter;
- In 0, Table 8 – OBIS codes for error registers, alarm registers and alarm filters – Abstract, new OBIS code have been added:
 - Alarm register objects;
 - Alarm filter objects.
- In 7.1, Table 12 – Value group C codes – Electricity C = 90 Σ Li current has been added;
- In 7.2.1, Table 13 – Value group D codes – Electricity the following new codes have been added:
 - Time threshold for under limit;

- Time threshold for over limit;
- Time threshold for missing magnitude;
- Contracted value.
- In 7.5.1, Table 19 – OBIS codes for general purpose objects – Electricity, new OBIS codes have been added:
 - Active firmware signature;
 - Reference voltage for aux. power supply;
 - Clock time shift limit (default value: s);
 - Billing period reset lockout time (First billing period scheme if there are more than one);
 - Time expired since last end of billing period (Second billing period scheme);
 - Time of last reset (Second billing period scheme);
 - Date of last reset (Second billing period scheme);
 - Billing period reset lockout time (Second billing period scheme).

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

Bibliography

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC/TR 61000-2-8:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-8: Environment – Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results*

DIN 43863-3:1997, *Electricity meters – Part 3: Tariff metering device as additional equipment for electricity meters – EDIS – Energy Data Identification System*

DLMS UA 1000-1:2010, *COSEM Identification System and Interface Classes, the "Blue Book"*

DLMS UA 1000-2:2009, *DLMS/COSEM Architecture and Protocols, the "Green Book"*

DLMS UA 1001-1:2010, *DLMS/COSEM Conformance Test and certification process, the "Yellow Book"*

EN 13757-1:2002, *Communication system for meters and remote reading of meters – Part 1: Data exchange*

Index

- Abstract data, 10
- Abstract object, 13, 17
- Access, 17
- Active energy, 32, 33, 34
- Active power, 21, 34
- Alarm filter, 20
- Alarm register, 20
- Algorithm, 10
- Ampere-squared hours, 22, 29, 32, 33
- Angles, 22
- Apparent energy, 32, 33, 34
- Apparent power, 21, 34
- Auxiliary supply, 18
- Average value, 33
- Averaging scheme, 25
- Basic/nominal current, 33
- Battery, 18
- Billing period, 16, 17, 20, 25, 31, 32, 33, 35, 37
- Billing period counter, 17, 31, 37
- Calibration, 17
- Certification data, 35
- Channel, 9, 13
- Clock time shift limit, 33
- Coefficient, 33
- Cold water, 13
- Communication port, 19
- Configuration program, 17, 32
- Consortia specific, 11, 14, 22
- Context specific, 14
- Cooling, 13
- Country specific, 11, 14, 22
- Cumulative maximum, 23
- Cumulative minimum, 23
- Current, 10, 21
- Current average, 23, 25
- Cuts, 35
- Data profile objects – Abstract, 21
- Data profile objects – Electricity, 35
- Delimiters, 36
- Demand, 10
- Device ID, 17
- Dips, 35
- Display, 36
- Display code, 36
- Duration, 24
- Electricity, 13, 23, 26
- Electricity ID, 31
- End of billing period, 33
- Energy, 10
- Error register, 14, 22
- Error register – Abstract, 20
- Error registers – Electricity, 34
- Event log, 21, 35
- Excess consumption metering, 32
- Frequency, 21, 33
- Gas, 13
- General purpose, 31
- General purpose object, 21, 26
- General purpose objects – Electricity, 31
- General service entries, 14, 17
- Harmonics, 26, 35
- Heat, 13
- Heat cost allocator, 13
- Hot water, 13
- Inactive objects, 14
- Input control signals, 18
- Input pulse constants, 33
- Input pulse values, 33
- Input/output control signals, 17
- Instantaneous value, 23, 33
- Internal control signals, 18
- Internal operating status, 18, 34
- Last average, 23, 25
- Last value, 37
- Letter codes, 36
- Limit, 37
- Line loss, 22
- Line reactance losses, 34
- Line resistance losses, 34
- List objects, 14
- List objects – Abstract, 20
- List objects – Electricity, 35
- Load profile, 21, 25, 33, 35
- Local date, 33
- Local time, 33
- Magnitude, 24
- Manufacturer specific, 10, 13, 14, 19, 22, 25, 26, 32, 34
- Manufacturer specific codes, 26
- Manufacturing number, 17
- Maximum current, 33
- Measurement methods, 34
- Measurement period, 25, 33
- Meter connection diagram, 32
- Metering point ID (abstract), 17
- Metering point ID (electricity related), 34
- Metrological LED, 32
- Minimum, 23
- Modulo-100, 37
- Modulo-12, 37
- Most recent value, 37
- Neutral current, 22
- Neutral voltage, 22
- Nominal value, 32
- Object codes, 16
- Occurrence counter, 24
- Operating time, 19
- Output control signals, 18
- Output pulse, 32
- Over limit, 25
- Parameter, 17
- Parameter record, 32
- Phase angles, 27
- Physical data, 10
- Power, 10
- Power factor, 22, 34
- Power failure event log, 35
- Power quality, 33
- Processing, 10

Program entries, 32
Pulse constant, 32
Pulse duration, 33
Pulse value, 32
Pulses, 22
Quadrant, 21, 28
Rate, 19, 26
RCR program number, 32
Reactive energy, 32, 33, 34
Reactive power, 21, 34
Reading factor, 32
Recording interval, 33
Recording period, 21, 25, 35
Reference voltage, 33
Register table objects – Abstract, 20
Register table objects – Electricity, 35
Reserved ranges, 10
Reset, 33
Ripple control receiver program, 17
Security switches, 17
Source of reset, 36
Standard object codes, 12
Swells, 35
Synchronization method, 33
Synchronization window, 33
Tariff rates, 26
Temperature, 10
Test time integral, 25
Test value, 33
Threshold, 25, 31
Threshold, missing, 24
Threshold, over limit, 24
Threshold, under limit, 24
Time entries, 33
Time integral, 24, 25
Operating time, 19
Time stamp, 17, 31
Time switch program, 17, 32
Total, 26
Total Demand Distortion, 26
Total Harmonic Distortion, 26
Transformer and line loss, 27
Transformer loss, 22
Transformer magnetic losses, 33
Transformer ratio – current (numerator), 32
Transformer ratio – voltage, 32
Transformer thermal losses, 33
Unbalance, 35
Under limit, 25
UNIPED, 30
UNIPED voltage dips, 35
Unitless quantities, 33
Utility specific, 11, 13
Value group A, 9, 10, 12
Value group B, 9, 13
Value group C, 10, 13, 14, 21
Value group D, 10, 14, 23, 31
Value group E, 10, 16, 26, 27, 30
Value group F, 10, 16, 31, 37
Value groups, mandatory, 36
Value groups, optional, 36
Voltage, 10, 21, 32
Voltage dips, 30
Volt-squared hours, 22, 29, 32, 33
Volume, 10
Week day, 33

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	47
INTRODUCTION.....	49
1 Domaine d'application	50
2 Références normatives	50
3 Termes, définitions et abréviations	51
4 Structure des codes OBIS	51
4.1 Généralités.....	51
4.2 Groupe de valeurs A	51
4.3 Groupe de valeurs B	51
4.4 Groupe de valeurs C	52
4.5 Groupe de valeurs D	52
4.6 Groupe de valeurs E	52
4.7 Groupe de valeurs F.....	52
4.8 Codes spécifiques au constructeur	52
4.9 Intervalles réservés	53
4.10 Résumé des règles pour les codes spécifiques au constructeur, au réseau, aux consortiums et au pays	53
4.11 Codes d'objets normalisés.....	54
5 Définition des groupes de valeurs communes à tous les supports.....	54
5.1 Groupe de valeurs A	54
5.2 Groupe de valeurs B	54
5.3 Groupe de valeurs C	55
5.3.1 Généralités.....	55
5.3.2 Objets abstraits	55
5.4 Groupe de valeurs D	56
5.4.1 Généralités.....	56
5.4.2 Identifiants spécifiques aux consortiums.....	56
5.4.3 Identifiants spécifiques au pays	56
5.4.4 Identification des objets abstraits.....	58
5.5 Groupe de valeurs E	58
5.6 Groupe de valeurs F.....	58
5.6.1 Généralités.....	58
5.6.2 Identification des périodes d'arrêt de facturation.....	58
6 Objets abstraits (A = 0)	58
6.1 Objets abstraits, entrées générales de services	58
6.2 Registres d'erreurs, registres d'alarme et filtres d'alarme – Objets abstraits	61
6.3 Objets liste – Objets abstraits.....	62
6.4 Objets tableau de registres – Objets abstraits	62
6.5 Objets profil de données – Objets abstraits	62
7 Électricité (A = 1).....	63
7.1 Codes du groupe de valeurs C – Électricité	63
7.2 Codes du groupe de valeurs D – Électricité	65
7.2.1 Traitement des valeurs de mesure	65
7.2.2 Utilisation du groupe de valeurs D pour l'identification d'autres objets	67
7.3 Codes du groupe de valeurs E – Électricité	68
7.3.1 Généralités.....	68

7.3.2	Tarifs.....	68
7.3.3	Harmoniques.....	68
7.3.4	Angles de phase.....	69
7.3.5	Pertes dans les transformateurs et pertes en ligne.....	69
7.3.6	Creux de tension UNIPED.....	72
7.3.7	Utilisation du groupe de valeurs E pour l'identification d'autres objets.....	73
7.4	Codes du groupe de valeurs F – Électricité.....	73
7.4.1	Périodes d'arrêt de facturation.....	73
7.4.2	Seuils multiples.....	73
7.5	Codes OBIS – Électricité.....	74
7.5.1	Objets à usage général – Électricité.....	74
7.5.2	Objets registres d'erreurs – Électricité.....	77
7.5.3	Objets listes – Électricité.....	77
7.5.4	Objets profils de données – Électricité.....	77
7.5.5	Objets tableaux de registre – Électricité.....	78
Annexe A (normative) Présentation des codes.....		79
Annexe B (informative) Modifications techniques majeures par rapport à la CEI 62056-61.....		82
Bibliographie.....		84
Index.....		85
Figure 1 – Structure des codes OBIS.....		51
Figure 2 – Définition des quadrants pour la puissance active et réactive.....		65
Figure 3 – Modèle de la ligne et des transformateurs utilisés pour le calcul des pertes.....		70
Figure A.1 – Présentation des codes d'ID réduits.....		79
Tableau 1 – Règles pour les codes spécifiques au constructeur, au fournisseur de service aux consortiums et au pays.....		53
Tableau 2 – Codes du groupe de valeurs A.....		54
Tableau 3 – Codes du groupe de valeurs B.....		55
Tableau 4 – Codes du groupe de valeurs C – Objets abstraits.....		55
Tableau 5 – Codes du groupe de valeurs D – Identifiants spécifiques aux consortiums.....		56
Tableau 6 – Codes du groupe de valeurs D – Identifiants spécifiques au pays.....		56
Tableau 7 – Codes OBIS pour les objets abstraits, entrées générales de services.....		58
Tableau 8 – Codes OBIS pour les registres d'erreurs, registres d'alarme et filtres d'alarme – Objets abstraits.....		62
Tableau 9 – Codes OBIS pour les objets liste – Objets abstraits.....		62
Tableau 10 – Codes OBIS pour les objets tableau de registres – Objets abstraits.....		62
Tableau 11 – Codes OBIS pour les objets profil de données – Objets abstraits.....		63
Tableau 12 – Codes du groupe de valeurs C – Électricité.....		63
Tableau 13 – Codes du groupe de valeurs D – Électricité.....		65
Tableau 14 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Tarifs.....		68
Tableau 15 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Harmonique.....		68
Tableau 16 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Mesure d'angle de phase étendu.....		69

Tableau 17 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Pertes dans les transformateurs et en ligne	70
Tableau 18 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Creux de tension UNIPED	73
Tableau 19 – Codes OBIS pour objets à usage général – Électricité	74
Tableau 20 – Codes OBIS pour les objets registres d'erreurs – Électricité	77
Tableau 21 – Codes OBIS pour les objets listes – Électricité	77
Tableau 22 – Codes OBIS pour les objets profils de données – Électricité	78
Tableau 23 – Codes OBIS pour les objets tableaux de registre – Électricité	78
Tableau A.1 – Exemple de remplacement des codes d'affichage	79
Tableau A.2 – Groupe de valeurs F – Périodes de facturation	80

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**ÉCHANGE DES DONNÉES
DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ –
LA SUITE DLMS/COSEM –****Partie 6-1: Système d'identification des objets (OBIS)****AVANT-PROPOS**

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications, la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente, les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI 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 Commission Electrotechnique Internationale (CEI) attire l'attention sur le fait qu'il est déclaré que la conformité à la présente Norme internationale peut nécessiter l'utilisation d'un service de maintenance concernant la pile de protocoles sur laquelle est basée la présente Norme CEI 62056-6-1.

La CEI ne prend pas position concernant la preuve, la validité et le domaine d'application de ce service de maintenance.

Le fournisseur du service de maintenance a assuré à la CEI qu'il souhaite fournir des services aux demandeurs dans le monde entier, selon des termes et les conditions raisonnables et non discriminatoires. À cet égard, la déclaration du fournisseur du service de maintenance est enregistrée avec la CEI. Des informations peuvent être obtenues auprès de:

DLMS¹ User Association
Zug/Switzerland
www.dlms.ch

La Norme internationale CEI 62056-6-1 a été établie par le Comité d'études 13 de la CEI: Mesure de l'énergie électrique, contrôle des tarifs et de la charge.

Cette édition annule et remplace la CEI 62056-61 parue en 2006. Cette édition constitue une révision technique.

Les modifications techniques majeures par rapport à la CEI 62056-61 sont énumérées dans l'Annexe B.

Le texte de cette norme est basé sur les documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
13/1524/FDIS	13/1542/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.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 62056, publiées sous le titre général *Échange des données de comptage de l'électricité – La suite DLMS/COSEM*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Les futures normes de cette série porteront dorénavant le nouveau titre général cité ci-dessus. Le titre des normes existant déjà dans cette série sera mis à jour lors de la prochaine édition.

La numérotation est passée de CEI 62056-XY à CEI 62056-X-Y. Par exemple, la CEI 62056-61 devient la CEI 62056-6-1.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

¹ Spécification de message de langage de dispositif.

INTRODUCTION

Le marché compétitif de l'électricité nécessite une quantité de plus en plus grande d'informations liées au temps concernant l'utilisation de l'énergie électrique. Les développements récents de la technologie permettent de fabriquer du matériel de comptage statique intelligent, capable d'acquérir, traiter et communiquer ces informations à toutes les parties impliquées.

Pour faciliter l'analyse des informations de comptage, pour la facturation, la gestion de la charge, du client et du contrat, il est nécessaire d'identifier les éléments de données de manière unique, qu'ils soient recueillis manuellement ou automatiquement, par l'intermédiaire d'un échange de données local ou distant, d'une manière indépendante du constructeur. La définition des codes d'identification permettant d'y parvenir, les codes OBIS, est basée sur la DIN 43863-3:1997, *Electricity meters – Part 3: Tariff metering device as additional equipment for electricity meters – EDIS – Energy Data Identification System*.

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62056-6-1:2013

ÉCHANGE DES DONNÉES DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ – LA SUITE DLMS/COSEM –

Partie 6-1: Système d'identification des objets (OBIS)

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 62056 spécifie la structure globale du Système d'Identification d'Objet (OBIS) et le mappage de tous les éléments de données couramment utilisés dans le matériel de comptage sur leurs codes d'identification.

OBIS fournit un identifiant unique pour toutes les données du matériel de comptage, incluant non seulement les valeurs de mesure mais également des valeurs abstraites utilisées pour la configuration ou pour obtenir des informations sur le comportement du matériel de comptage. Les codes d'ID définis dans la présente norme sont utilisés pour l'identification:

- des noms logiques des diverses instances des IC ou objets, tels que définis dans la CEI 62056-6-2²;
- des données transmises par des lignes de communication;
- des données affichées sur le matériel de comptage, voir A.2.

La présente norme s'applique à tous les types de matériels de comptage, tels que les compteurs entièrement intégrés, les compteurs modulaires, les saisies de tarifs, les concentrateurs de données, etc.

Pour traiter les matériels de comptage mesurant d'autres types d'énergie que l'électricité, des matériels de mesure combinés mesurant plusieurs types d'énergie ou des matériels de mesure avec plusieurs canaux de mesure physiques, les concepts de support et de canaux sont introduits. Ceci permet d'identifier des données de comptage provenant de différentes sources. Bien que la présente norme définisse la structure du système d'identification pour d'autres supports, le mappage d'éléments de données associés à une énergie non électrique sur des codes d'ID doit être effectué séparément.

NOTE L'EN 13757-1 définit des identifiants pour des matériels de comptage autres que l'électricité: allocateurs de coût de chaleur, refroidissement, chauffage, gaz, eau froide et eau chaude.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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).

CEI/TR 62051:1999, *Lecture des compteurs électriques – Glossaire de termes* (disponible en anglais seulement)

CEI/TR 62051-1:2004, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Glossary of terms – Part 1: Terms related to data exchange with metering equipment using DLMS/COSEM* (disponible en anglais seulement)

² À publier simultanément avec la présente partie de la CEI 62056.

CEI 62053-23:2003, *Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) – Prescriptions particulières – Partie 23: Compteurs statiques d'énergie réactive (classes 2 et 3)*

CEI 62056-21:2002, *Équipements 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*

CEI 62056-6-2:—, *Échange des données de comptage de l'électricité – La suite DLMS/COSEM – Partie 6-2: Classes d'interface COSEM*

NOTE Voir également la Bibliographie.

3 Termes, définitions et abréviations

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans les CEI/TR 62051 et CEI/TR 62051-1 s'appliquent, ainsi que les suivants.

COSEM	Companion Specification for Energy Metering (Spécification d'accompagnement pour le comptage de l'énergie)
Objet COSEM	Instance d'une classe d'interface COSEM
DLMS	Device Language Message Specification (Spécification de message de langage de dispositif)
DLMS UA	DLMS User Association
GSM	Global System for Mobile Communications (Système global de communications mobiles)
IC	Interface Class (classe d'interface)
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
ISO	International Organization for Standardization (Organisation Internationale de Normalisation)
OBIS	Object Identification System (Système d'identification d'objets)
VZ	Compteur de période de facturation

4 Structure des codes OBIS

4.1 Généralités

Les codes OBIS identifient les éléments de données utilisés dans les matériels de comptage d'énergie, selon une structure hiérarchique utilisant six groupes de valeurs A à F, voir Figure 1.

A	B	C	D	E	F
---	---	---	---	---	---

IEC 1091/13

Figure 1 – Structure des codes OBIS

4.2 Groupe de valeurs A

Le groupe de valeurs A est utilisé pour identifier le support (type d'énergie) associé au comptage. Les informations qui ne sont associées à aucun support sont traitées comme des données abstraites.

4.3 Groupe de valeurs B

Le groupe de valeurs B est généralement utilisé pour identifier le canal de mesure, c'est-à-dire le numéro de l'entrée d'un matériel de mesure ayant plusieurs entrées pour la mesure

d'énergies de même type ou de types différents (par exemple, dans des concentrateurs de données, des unités d'enregistrement). Des données provenant de sources différentes peuvent ainsi être identifiées.

Le groupe de valeurs B peut également être utilisé pour identifier le canal de communication et dans certains cas, pour d'autres buts.

Les définitions pour ce groupe de valeurs sont indépendantes du groupe de valeurs A.

4.4 Groupe de valeurs C

Le groupe de valeurs C est utilisé pour identifier les éléments de données abstraites ou physiques relatifs à la source d'informations concernées, par exemple un courant, une tension, une puissance, un volume, une température. Les définitions dépendent de la valeur dans le groupe de valeurs A.

D'autres traitements, classifications et méthodes de stockage sont définis par les groupes de valeurs D, E et F.

Pour les données abstraites, les groupes de valeurs D à F fournissent une classification complémentaire des données identifiées par les groupes de valeurs A à C.

4.5 Groupe de valeurs D

Le groupe de valeurs D est utilisé pour identifier des types ou le résultat du traitement de grandeurs physiques identifiées par des valeurs dans les groupes de valeurs A et C, selon divers algorithmes spécifiques. Les algorithmes peuvent délivrer des quantités d'énergie et de demande ainsi que d'autres grandeurs physiques.

4.6 Groupe de valeurs E

Le groupe de valeurs E est utilisé pour identifier d'autres traitements ou classifications de grandeurs identifiées par des valeurs dans les groupes de valeurs A à D.

4.7 Groupe de valeurs F

Le groupe de valeurs F est utilisé à la fois pour identifier des données historiques, identifiées par des valeurs dans les groupes de valeurs A à E, selon différentes périodes d'arrêt de facturation. Lorsque celui-ci n'est pas approprié, ce groupe de valeurs peut être utilisé pour une autre classification.

4.8 Codes spécifiques au constructeur

Dans les groupes de valeurs B, C, D, E et F, les intervalles suivants sont disponibles pour des usages spécifiques au constructeur:

- groupe B: 128...199;
- groupe C: 128...199, 240;
- groupe D: 128...254;
- groupe E: 128...254;
- groupe F: 128...254.

Si l'un quelconque de ces groupes de valeurs contient une valeur située dans l'intervalle spécifique d'un constructeur, on doit alors considérer l'ensemble du code OBIS comme spécifique au constructeur et la valeur des autres groupes n'a pas nécessairement une signification définie dans la présente Norme ou dans la CEI 62056-6-2.

De plus, des intervalles spécifiques au constructeur sont définis dans le Tableau 7 avec A = 0, C = 96 et dans le Tableau 19 avec A = 1, C = 96.

4.9 Intervalles réservés

Par défaut, tous les codes qui ne sont pas alloués sont réservés.³

4.10 Résumé des règles pour les codes spécifiques au constructeur, au fournisseur de service, aux consortiums et au pays

Le Tableau 1 résume les règles de gestion des codes spécifiques au constructeur, spécifiés en 4.8, des codes spécifiques au fournisseur de service spécifiés en 5.2, des codes spécifiques aux consortiums spécifiés en 5.4.2 et des codes spécifiques au pays spécifiés en 5.4.3.

Tableau 1 – Règles pour les codes spécifiques au constructeur, au fournisseur de service aux consortiums et au pays

Type de code	Groupe de valeurs					
	A	B	C	D	E	F
Spécifique au constructeur ¹	0, 1, 4...9	128...199	c	d	e	f
		b	128...199, 240	d	e	f
		b	c	128...254	e	f
		b	c	d	128...254	f
		b	e	d	e	128...254
Objet abstrait spécifique au constructeur ²	0	0...64	96	50...99	0...255	0...255
Spécifique au constructeur, à usage général relatif aux supports ²	1, 4...9	0...64	96	50...99	0...255	0...255
Spécifique au fournisseur de service ³		65...127				
Spécifique aux consortiums ⁴	0, 1, 4...9	1...64	93	Voir Tableau 5		
Spécifique au pays ⁵		1...64	94	Voir Tableau 6		

¹ « b », « c », « d », « e », « f » signifie toute valeur dans le groupe de valeurs approprié.

² L'intervalle D = 50...99 est disponible pour identifier des objets qui ne sont pas représentés par un autre code défini mais ont également besoin d'une représentation sur l'affichage. Si ceci n'est pas requis, il convient d'utiliser l'intervalle D = 128...254.

³ Si la valeur dans le groupe de valeurs B est de 65...127, il convient de considérer l'ensemble du code OBIS comme spécifique au fournisseur de service et la valeur des autres groupes n'a pas nécessairement une signification définie à l'Article 4 ni à l'Article 5.

⁴ L'utilisation des groupes de valeurs E et F est définie dans des documents spécifiques aux consortiums.

⁵ L'utilisation des groupes de valeurs E et F est définie dans des documents spécifiques au pays.

Les objets pour lesquels la présente norme définit des identifiants normalisés ne doivent pas être de nouveau identifiés par des identifiants spécifiques au constructeur, au réseau, aux consortiums ou au pays.

³ Processus de réservation administré par la « DLMS User Association » (voir Avant-propos).

D'autre part, un objet précédemment identifié par un identifiant spécifique à un constructeur, à un réseau, à des consortiums ou à un pays, pourra dans l'avenir recevoir un identifiant normalisé, si son utilisation est d'un intérêt commun pour les utilisateurs de la présente norme.

4.11 Codes d'objets normalisés

Les codes d'objets normalisés sont des combinaisons significatives de valeurs définies des six groupes de valeurs.

Notation: Dans les tableaux suivants, dans les différents groupes de valeurs, « *b* », « *c* », « *d* », « *e* », « *f* » signifie une valeur quelconque dans le groupe de valeurs respectif. Si un seul objet est instancié, la valeur doit être de 0. Si un groupe de valeurs est en grisé, alors ce groupe de valeurs n'est pas utilisé.

NOTE La DLMS UA gère une liste de définition d'objets COSEM normalisés à l'adresse www.dlms.com. La validité de la combinaison des codes OBIS et des class_id ainsi que les types de données des attributs font l'objet d'essais au moment des essais de conformité.

5 Définition des groupes de valeurs communes à tous les supports

5.1 Groupe de valeurs A

L'intervalle pour le groupe de valeurs A est de 0 à 15, voir Tableau 2.

Tableau 2 – Codes du groupe de valeurs A

Groupe de valeurs A	
0	Objets abstraits
1	Objets relatifs à l'électricité
4	Objets relatifs à l'allocateur de coût de chaleur
5	Objets relatifs au refroidissement
6	Objets relatifs à la chaleur
7	Objets relatifs au gaz
8	Objets relatifs à l'eau froide
9	Objets relatifs à l'eau chaude
Tous les autres	Réservé

Les paragraphes suivants contiennent les définitions des groupes de valeurs B à F communes pour toutes les valeurs du groupe de valeurs A.

5.2 Groupe de valeurs B

L'intervalle pour le groupe de valeurs B est de 0 à 255, voir Tableau 3.

Tableau 3 – Codes du groupe de valeurs B

Groupe de valeurs B	
0	Aucun canal spécifié
1...64	Canal 1..64
65...127	Codes spécifiques au fournisseur de service
128...199	Codes spécifiques au constructeur
200...255	Réservé

Si les informations de canal ne sont pas essentielles, la valeur 0 doit être attribuée.

L'intervalle 65...127 est disponible pour usage spécifique au fournisseur de service. Si la valeur du groupe de valeurs B se situe dans cet intervalle, l'ensemble du code OBIS doit être considéré comme spécifique au fournisseur de service et la valeur des autres groupes n'a pas nécessairement une signification définie dans la présente norme, ni dans la CEI 62056-6-2.

5.3 Groupe de valeurs C

5.3.1 Généralités

L'intervalle pour le groupe de valeurs C est de 0 à 255. Les définitions dépendent de la valeur dans le groupe de valeurs A. Les codes pour les objets abstraits sont spécifiés en 5.3.2. Les codes relatifs à l'électricité sont spécifiés en 7.1.

5.3.2 Objets abstraits

Les objets abstraits sont des éléments de données qui ne sont pas associés à un certain type de grandeur physique. Voir Tableau 4.

Tableau 4 – Codes du groupe de valeurs C – Objets abstraits

Groupe de valeurs C	
Objets abstraits (A = 0)	
0...89	Identifiants spécifiques au contexte ^a
93	Identifiants spécifiques aux consortiums (Voir 5.4.2).
94	Identifiants spécifiques au pays (Voir 5.4.3)
96	Entrées générales de service (Voir 6.1)
97	Registres d'erreurs générales (Voir 6.2)
98	Liste d'objets généraux (Voir 6.3)
99	Profils de données abstraites (Voir 6.5)
127	Objets inactifs ^b
128...199, 240	Codes spécifiques au constructeur
Tous les autres	Réservé
^a Les identifiants spécifiques au contexte identifient des objets spécifiques à un certain protocole et/ou une certaine application. Pour le contexte du COSEM, les identifiants seront définis en 6.2 de la CEI 62056-6-2:—.	
^b Un objet inactif est un objet qui est défini et présent dans un compteur mais qui n'a aucune fonctionnalité assignée.	

5.4 Groupe de valeurs D

5.4.1 Généralités

L'intervalle pour le groupe de valeurs D est de 0 à 255.

5.4.2 Identifiants spécifiques aux consortiums

Le Tableau 5 spécifie l'utilisation du groupe de valeurs D pour les applications spécifiques aux consortiums. Aucun intervalle n'est réservé dans ce tableau pour des codes spécifiques au constructeur. L'utilisation des groupes de valeurs E et F est définie dans les documents spécifiques aux consortiums.

Tableau 5 – Codes du groupe de valeurs D – Identifiants spécifiques aux consortiums

Groupe de valeurs D	
Identifiants spécifiques aux consortiums (A = quelconque, C = 93)	
01	Consortium SELMA
Tous les autres	Réservé
Les objets qui sont déjà identifiés dans la présente norme ne doivent pas être identifiés à nouveau par des identifiants spécifiques aux consortiums.	
NOTE Le Consortium SELMA est membre associé de la DLMS UA.	

5.4.3 Identifiants spécifiques au pays

Le Tableau 6 spécifie l'utilisation du groupe de valeurs D pour les applications spécifiques au pays. Les codes téléphoniques sont utilisés chaque fois que possible. Aucun intervalle n'est réservé dans ce tableau pour des codes spécifiques au constructeur. L'utilisation des groupes de valeurs E et F est définie dans les documents spécifiques au pays.

Tableau 6 – Codes du groupe de valeurs D – Identifiants spécifiques au pays

Groupe de valeurs D	
Identifiants spécifiques au pays (A = quelconque, C = 94)	
00	Identifiants pour la Finlande
01	Identifiants pour les États-Unis d'Amérique
02	Identifiants pour le Canada
03	Identifiants pour la Serbie
07	Identifiants pour la Russie
10	Identifiants pour la République tchèque
11	Identifiants pour la Bulgarie
12	Identifiants pour la Croatie
13	Identifiants pour l'Irlande
14	Identifiants pour Israël
15	Identifiants pour l'Ukraine
16	Identifiants pour la Yougoslavie NOTE Après la scission de l'ancienne Yougoslavie en différents pays, le code de pays 16 a été déclassé.
20	Identifiants pour l'Égypte
27	Identifiants pour l'Afrique du Sud
30	Identifiants pour la Grèce

Groupe de valeurs D	
Identifiants spécifiques au pays (A = quelconque, C = 94)	
31	Identifiants pour les Pays-Bas
32	Identifiants pour la Belgique
33	Identifiants pour la France
34	Identifiants pour l'Espagne
35	Identifiants pour le Portugal
36	Identifiants pour la Hongrie
37	Identifiants pour la Lituanie
38	Identifiants pour la Slovénie
39	Identifiants pour l'Italie
40	Identifiants pour la Roumanie
41	Identifiants pour la Suisse
42	Identifiants pour la Slovaquie
43	Identifiants pour l'Autriche
44	Identifiants pour le Royaume-Uni
45	Identifiants pour le Danemark
46	Identifiants pour la Suède
47	Identifiants pour la Norvège
48	Identifiants pour la Pologne
49	Identifiants pour l'Allemagne
52	Identifiants pour la Corée du Sud
54	Identifiants pour l'Argentine
55	Identifiants pour le Brésil
57	Identifiants pour la Colombie
61	Identifiants pour l'Australie
62	Identifiants pour l'Indonésie
63	Identifiants pour les Philippines
64	Identifiants pour la Nouvelle-Zélande
65	Identifiants pour Singapour
73	Identifiants pour la Moldavie
75	Identifiants pour le Bélarus
81	Identifiants pour le Japon
85	Identifiants pour Hong Kong
86	Identifiants pour la Chine
87	Identifiants pour la Bosnie-Herzégovine
90	Identifiants pour la Turquie
91	Identifiants pour l'Inde
92	Identifiants pour le Pakistan
96	Identifiants pour l'Arabie Saoudite
97	Identifiants pour les Émirats Arabes Unis
98	Identifiants pour l'Iran
Tous les autres	Réservé
Les objets qui sont déjà identifiés dans la présente norme ne doivent pas être identifiés à nouveau par des identifiants spécifiques au pays.	

5.4.4 Identification des objets abstraits

Pour l'utilisation des groupes de valeurs D pour identifier des objets abstraits, voir l'Article 6.

Pour des identifiants d'objets à usage général relatifs à l'électricité, voir le Tableau 19.

5.5 Groupe de valeurs E

L'intervalle pour le groupe de valeurs E est de 0 à 255. Il peut être utilisé pour identifier d'autres valeurs de classification ou de traitement définies par des valeurs dans les groupes de valeurs A à D. Les diverses classifications et les méthodes de traitement sont exclusives.

Pour l'utilisation des groupes de valeurs E pour identifier des objets abstraits, voir l'Article 6.

Pour des identifiants d'objets à usage général relatifs à l'électricité, voir le Tableau 19.

5.6 Groupe de valeurs F

5.6.1 Généralités

L'intervalle pour le groupe de valeurs F est de 0 à 255. Dans tous les cas, si le groupe de valeurs F n'est pas utilisé, il est fixé à 255.

5.6.2 Identification des périodes d'arrêt de facturation

Le groupe de valeurs F spécifie l'allocation à différentes périodes de facturation (ensembles de valeurs historiques) pour les objets définis par les groupes de valeurs A à E, lorsque la mémorisation de valeurs historiques est pertinente. Une configuration de période de facturation est identifiée par son compteur de période d'arrêt de facturation, le nombre de périodes de facturation disponibles, l'horodatage de la période de facturation et la longueur de la période de facturation. Plusieurs configurations de période de facturation sont possibles. Voir aussi 7.4.1, A.3 et 6.2.2 de la CEI 62056-6-2:—.

6 Objets abstraits (A = 0)

6.1 Objets abstraits, entrées générales de services

Le Tableau 7 ci-dessous spécifie les codes d'objets pour les objets abstraits. Voir aussi le Tableau 12 de la CEI 62056-6-2:—.

Tableau 7 – Codes OBIS pour les objets abstraits, entrées générales de services

Objets abstraits, entrées générales de services	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Entrées de valeurs/compteur de réinitialisation de période de facturation (Première configuration de période de facturation s'il y en a deux)						
Compteur de période de facturation (1)	0	b	0	1	0	VZ ou 255
Nombre de périodes de facturation disponibles (1)	0	b	0	1	1	
Horodatage de la période de facturation la plus récente (1)	0	b	0	1	2	
Horodatage de la période de facturation (1) VZ (dernière réinitialisation)	0	b	0	1	2	VZ
Horodatage de la période de facturation (1) VZ ₁	0	b	0	1	2	VZ ₁
...	...	...	...	...	...	...
Horodatage de la période de facturation (1) VZ _n	0	b	0	1	2	VZ _n

Objets abstraits, entrées générales de services	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Entrées de valeurs/compteur de réinitialisation de période de facturation (Deuxième configuration de période de facturation)						
Compteur de période de facturation (2)	0	b	0	1	3	VZ ou 255
Nombre de périodes de facturation disponibles (2)	0	b	0	1	4	
Horodatage de la période de facturation la plus récente (2)	0	b	0	1	5	
Horodatage de la période de facturation (2) VZ (dernière réinitialisation)	0	b	0	1	5	VZ
Horodatage de la période de facturation (2) VZ. ₁	0	b	0	1	5	VZ. ₁
...	...	...	...	...	...	...
Horodatage de la période de facturation (2) VZ. _n	0	b	0	1	5	VZ
Identifiants de l'appareil (non relatifs à l'énergie/canal)						
Totalité des identifiants de l'appareil	0	0	96	1		
Identifiant 1 de l'appareil (numéro de fabrication)	0	0	96	1	0	
...	...	...	...	...	...	
Identifiant 10 de l'appareil	0	0	96	1	9	
Identifiant du point de comptage (abstrait)	0	0	96	1	10	
Modifications de paramètre, étalonnage et accès						
Nombre de modifications de configuration	0	b	96	2	0	
Date ^a de la dernière modification de la configuration	0	b	96	2	1	
Date ^a de la dernière modification du changement d'heure	0	b	96	2	2	
Date ^a de la dernière modification du programme du récepteur de Télécommande centralisée	0	b	96	2	3	
État des commutateurs de sécurité	0	b	96	2	4	
Date ^a du dernier étalonnage	0	b	96	2	5	
Date ^a de la prochaine modification de la configuration	0	b	96	2	6	
Date ^a d'activation du calendrier passif	0	b	96	2	7	
Nombre de modifications de la configuration protégé ^b	0	b	96	2	10	
Date ^a de la dernière modification de la configuration protégé ^b	0	b	96	2	11	
Date ^a (corrigée) du dernier réglage/de la dernière synchronisation d'horloge	0	b	96	2	12	
Date de la dernière activation du progiciel	0	b	96	2	13	
Signaux de contrôle d'entrée/sortie						
État des signaux de contrôle d'entrée/sortie, global ^c	0	b	96	3	0	
État des signaux de contrôle d'entrée (mot d'état 1)	0	b	96	3	1	
État des signaux de contrôle de sortie (mot d'état 2)	0	b	96	3	2	
État des signaux de contrôle d'entrée/sortie (mot d'état 3)	0	b	96	3	3	
État des signaux de contrôle d'entrée/sortie (mot d'état 4)	0	b	96	3	4	
Contrôle déconnecté;	0	b	96	3	10	
Signaux de contrôle internes						
État des signaux de contrôle internes I, global ^c	0	b	96	4	0	
État des signaux de contrôle internes (mot d'état 1)	0	b	96	4	1	
État des signaux de contrôle internes (mot d'état 2)	0	b	96	4	2	
État des signaux de contrôle internes (mot d'état 3)	0	b	96	4	3	
État des signaux de contrôle internes (mot d'état 4)	0	b	96	4	4	
Signaux d'état de fonctionnement interne						
État de fonctionnement interne, global ^c	0	b	96	5	0	
État de fonctionnement interne (mot d'état 1)	0	b	96	5	1	
État de fonctionnement interne (mot d'état 2)	0	b	96	5	2	
État de fonctionnement interne (mot d'état 3)	0	b	96	5	3	
État de fonctionnement interne (mot d'état 4)	0	b	96	5	4	
Entrées batterie						

Objets abstraits, entrées générales de services	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Durée d'utilisation de la batterie	0	b	96	6	0	
Affichage de la charge de la batterie	0	b	96	6	1	
Date du prochain changement de la batterie	0	b	96	6	2	
Tension de la batterie	0	b	96	6	3	
Capacité initiale de la batterie	0	b	96	6	4	
Date et heure de l'installation de la batterie	0	b	96	6	5	
Temps d'utilisation restant estimé de la batterie	0	b	96	6	6	
Durée d'utilisation d'alimentation auxiliaire	0	b	96	6	10	
Tension auxiliaire (mesurée)	0	b	96	6	11	
Suivi des coupures secteur						
Nombre de coupures secteurs						
Sur les trois phases	0	0	96	7	0	
Sur la phase L1	0	0	96	7	1	
Sur la phase L2	0	0	96	7	2	
Sur la phase L3	0	0	96	7	3	
Sur toute phase [sic]	0	0	96	7	21	
Alimentation auxiliaire	0	0	96	7	4	
Nombre des coupures secteur de longue durée						
Sur les trois phases	0	0	96	7	5	
Sur la phase L1	0	0	96	7	6	
Sur la phase L2	0	0	96	7	7	
Sur la phase L3	0	0	96	7	8	
Sur toute phase	0	0	96	7	9	
Heure de la coupure secteur ^d						
Sur les trois phases	0	0	96	7	10	
Sur la phase L1	0	0	96	7	11	
Sur la phase L2	0	0	96	7	12	
Sur la phase L3	0	0	96	7	13	
Sur toute phase	0	0	96	7	14	
Durée d'une coupure secteur de longue durée ^e						
Sur les trois phases	0	0	96	7	15	
Sur la phase L1	0	0	96	7	16	
Sur la phase L2	0	0	96	7	17	
Sur la phase L3	0	0	96	7	18	
Sur toute phase	0	0	96	7	19	
Seuil temporel de coupure secteur de longue durée						
Seuil temporel de coupure secteur de longue durée	0	0	96	7	20	
NOTE 1 Voir Nombre de coupures secteur dans une phase, 0.b.96.7.21.255, ci-dessus dans le groupe Nombre de coupures secteur						
Temps de fonctionnement						
Temps de fonctionnement	0	b	96	8	0	
Temps de tarif de fonctionnement tarif 1...63	0	b	96	8	1... 63	
Paramètres associés à l'environnement						
Température ambiante	0	b	96	9	0	
Pression ambiante	0	b	96	9	1	
Humidité relative	0	b	96	9	2	
Registre d'état						
Registre d'état (registre d'état 1 si plusieurs registres d'état sont utilisés)	0	b	96	10	1	
Registre d'état 2	0	b	96	10	2	

Objets abstraits, entrées générales de services	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
...	0	b	96	10	...	
Registre d'état 10	0	b	96	10	10	
Code d'événement						
Objets code d'événement # 1...#10	0	b	96	11	0...9	
Paramètres de journalisation du port de communication						
Réservé	0	b	96	12	0	
Nombre de connexions	0	b	96	12	1	
Réservé	0	b	96	12	2	
Réservé	0	b	96	12	3	
Paramètre du port de communication 1	0	b	96	12	4	
Puissance du signal GSM	0	b	96	12	5	
Numéro de téléphone/adresse de communication de l'appareil physique	0	b	96	12	6	
Messages au client						
Message au client par l'intermédiaire du port d'information client local	0	b	96	13	0	
Message au client par l'intermédiaire de l'afficheur du compteur et/ou par l'intermédiaire du port d'informations client	0	b	96	13	1	
Tarif en cours						
Objets tarif en cours # 1...#16	0	b	96	14	0...15	
NOTE 2 L'objet #16 (E = 15) comporte le nom du registre avec le tarif le plus bas (registre tarif par défaut).						
Objets compteurs d'événements						
Objets compteurs d'événements #1...#10	0	b	96	15	0...9	
Spécifique au constructeur ^f	0	b	96	50	e	f
...						
Spécifique au constructeur	0	b	96	99	e	f

^a La date de l'événement peut contenir uniquement la date, uniquement l'heure où les deux, codée comme spécifié en 4.6.1 de la CEI 62056-6-2. —

^b La configuration protégée est caractérisée par la nécessité d'ouvrir le couvercle du compteur principal pour le modifier ou de briser un sceau métrologique.

^c Les mots d'état global avec E = 0 contiennent les mots d'état individuels E = 1...4. Le contenu des mots d'état n'est pas défini dans la présente norme.

^d L'heure de défaillance de l'alimentation est enregistrée lorsqu'une défaillance d'alimentation courte ou longue se produit.

^e La durée d'une panne d'alimentation longue contient la durée de la dernière panne d'alimentation longue.

^f L'intervalle D = 50...99 est disponible pour identifier des objets qui ne sont pas représentés par un autre code défini mais nécessitent également une représentation sur l'affichage. Si ceci n'est pas requis, il convient d'utiliser l'intervalle D = 128...254.

6.2 Registres d'erreurs, registres d'alarme et filtres d'alarme – Objets abstraits

Le Tableau 8 représente les codes OBIS pour les registres d'erreurs d'objets abstraits, registres d'alarme et filtres d'alarme

Tableau 8 – Codes OBIS pour les registres d'erreurs, registres d'alarme et filtres d'alarme – Objets abstraits

Registres d'erreurs, registres d'alarme et filtres d'alarme – Objets abstraits	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Objets registre d'erreur 1...10	0	<i>b</i>	97	97	0...9	
Objets registres d'alarme 1...10	0	<i>b</i>	97	98	0...9	
Objets filtres d'alarme 1...10	0	<i>b</i>	97	98	10...19	
NOTE Les informations à inclure dans les objets d'erreur ne sont pas définies dans ce document.						

6.3 Objets liste – Objets abstraits

Les listes – identifiées avec un code OBIS unique – sont définies comme une série d'un type quelconque de données (par exemple, valeur de mesures, constantes, état, événements). Voir Tableau 9.

Tableau 9 – Codes OBIS pour les objets liste – Objets abstraits

Objets liste – Objets abstraits	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Données de période de facturation (avec configuration de période de facturation 1 s'il y a plusieurs configurations disponibles)	0	<i>b</i>	98	1	<i>e</i>	255 ^a
Données de période de facturation (avec configuration de période de facturation 2)	0	<i>b</i>	98	2	<i>e</i>	255 ^a
^a F = 255 est ici un caractère joker. Voir A.3.						

6.4 Objets tableau de registres – Objets abstraits

Les tableaux de registres sont définis pour contenir un certain nombre de valeurs du même type. Voir Tableau 10.

Tableau 10 – Codes OBIS pour les objets tableau de registres – Objets abstraits

Objets tableau de registre – Objets abstraits	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Usage général, objets abstraits	0	<i>b</i>	98	10	<i>e</i>	

6.5 Objets profil de données – Objets abstraits

Profils de données d'objets abstraits – identifiés avec un code OBIS unique comme spécifié au Tableau 11 – sont utilisés pour contenir une série de valeurs de mesure d'une ou plusieurs grandeurs similaires et/ou regrouper diverses données.

Tableau 11 – Codes OBIS pour les objets profil de données – Objets abstraits

Objets profil de données – Objets abstraits	Code OBIS					
	A	B	C	D	E	F
Profil de charge avec période d'enregistrement 1 ^b	0	b	99	1	e	
Profil de charge avec période d'enregistrement 2 ^b	0	b	99	2	e	
Profil de charge pendant l'essai ^b	0	b	99	3	0	
Profil de connexion	0	b	99	12	e	
Journalisation d'événements ^b	0	b	99	98	e	
^b Il convient d'utiliser ces objets s'ils contiennent (également) des données qui ne sont pas spécifiques au type d'énergie.						

7 Électricité (A = 1)

7.1 Codes du groupe de valeurs C – Électricité

Tableau 12 – Codes du groupe de valeurs C – Électricité

Codes du groupe de valeurs C – Électricité (A = 1)	
0	Objets à usage général (Voir 7.5.1)
1	ΣL_1 Puissance active + (QI+QIV) (Voir aussi Note 2)
2	ΣL_1 Puissance active – (QII+QIII)
3	ΣL_1 Puissance réactive + (QI+QII)
4	ΣL_1 Puissance réactive – (QII+QIV)
5	ΣL_1 Puissance réactive QI
6	ΣL_1 Puissance réactive QII
7	ΣL_1 Puissance réactive QIII
8	ΣL_1 Puissance réactive QIV
9	ΣL_1 Puissance apparente + (QI+QIV) (Voir aussi Note 3)
10	ΣL_1 Puissance apparente – (QII+QIII)
11	Courant: toute phase ^a
12	Tension: toute phase ^a
13	ΣL_1 Facteur de puissance (Voir aussi Note 4)
14	Fréquence d'alimentation
15	ΣL_1 Puissance active (abs(QI+QIV)+(abs(QII+QIII))) ^a
16	ΣL_1 Puissance active (abs(QI+QIV)-abs(QII+QIII))
17	ΣL_1 Puissance active QI
18	ΣL_1 Puissance active QII
19	ΣL_1 Puissance active QIII
20	ΣL_1 Puissance active QIV
21	L_1 Puissance active+
22	L_1 Puissance active–
23	L_1 Puissance réactive+
24-30	L_1 etc. (Voir 4-10)
31	L_1 Courant ^a
32	L_1 Tension ^a
33	L_1 Facteur de puissance
34	L_1 Fréquence d'alimentation
35-40	L_1 Puissance active... etc. (Voir 15-20)

Codes du groupe de valeurs C –Électricité (A = 1)	
41	L_2 Puissance active+
42	L_2 Puissance active–
43	L_2 Puissance réactive+
44-60	L_2 etc. (Voir 24-40)
61	L_3 Puissance active+
62	L_3 Puissance active–
63	L_3 Puissance réactive+
64-80	L_3 etc. (Voir 24-40)
81	Angles ^b
82	Grandeur sans unité (impulsions ou éléments)
83	Pertes dans les transformateurs et pertes en ligne ^c
84	ΣL_i facteur de puissance – (Voir aussi Note 4)
85	L_1 Facteur de puissance–
86	L_2 Facteur de puissance–
87	L_3 Facteur de puissance–
88	ΣL_i Ampères carrés heures (QI+QII+QIII+QIV)
89	ΣL_i Volts-carrés heures (QI+QII+QIII+QIV)
90	ΣL_i courant (somme algébrique de la valeur – non signée – des courants dans toutes les phases)
91	L_0 courant (neutre) ^a
92	L_0 tension (neutre) ^a
93	Identifiants spécifiques aux consortiums (Voir 5.4.2)
94	Identifiants spécifiques au pays (Voir 5.4.3)
96	Usage général – Électricité (Voir 7.5.1)
97	Registres d'erreurs – Électricité (Voir 7.5.2)
98	Objet liste – Électricité (Voir 7.5.3)
99	Profils de données – Électricité (Voir 7.5.4)
100...127	Réservé
128...199, 240	Codes spécifiques au constructeur
Tous les autres	Réservé
NOTE 1	L_i Quantité est la valeur (à mesurer) d'un système de mesure connecté entre la phase i et un point de référence. Dans les réseaux triphasés à 4 conducteurs, le point de référence est le neutre. Dans les réseaux triphasés à 3 conducteurs, le point de référence est la phase L_2 .
NOTE 2	ΣL_i Quantité est la valeur de mesure totale sur tous les réseaux.
NOTE 3	Si une seule valeur d'énergie/demande apparente est calculée sur les quatre quadrants, C = 9 s'applique.

Codes du groupe de valeurs C –Électricité (A = 1)	
NOTE 4	Les valeurs de facteur de puissance avec C = 13, 33, 53, 73 sont calculées soit par $PF = \text{Puissance active+} (C = 1, 21, 41, 61) / \text{Puissance apparente+} (C = 9, 29, 49, 69)$, soit par $PF = \text{Puissance active-} (C = 2, 22, 42, 62) / \text{Puissance apparente-} (C = 10, 30, 50, 70)$. Dans le premier cas, le signe est positif (pas de signe), ceci signifie que le facteur de puissance est dans la direction de l'import (PF+). Dans le second cas, le signe est négatif, ce qui signifie que le facteur de puissance est dans la direction de l'export (PF-). Les valeurs de facteur de puissance avec C = 84, 85, 86 et 87 sont toujours calculées par $PF- = \text{Puissance active-} / \text{Puissance apparente-}$. Cette grandeur est le facteur de puissance dans la direction de l'export, elle n'a pas de signe.
^a	Pour les détails des codes étendus, voir 7.3.3.
^b	Pour les détails des codes étendus, voir 7.3.4.
^c	Pour les détails des codes étendus, voir 7.3.5.

Les définitions des quadrants pour la puissance active et réactive, représentées à la Figure 2, sont conformes à la Figure C.1 de la CEI 62053-23:2003.

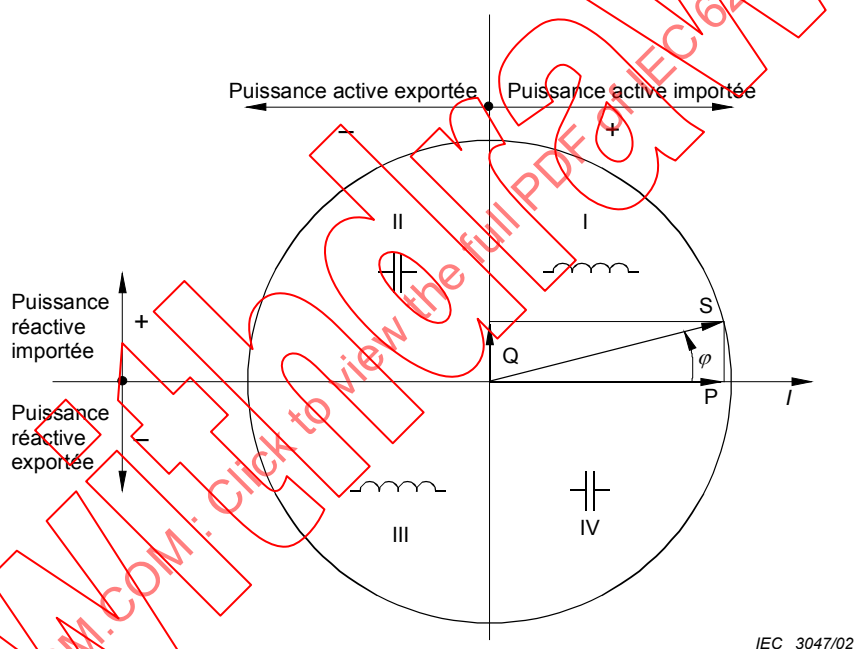


Figure 2 – Définition des quadrants pour la puissance active et réactive

7.2 Codes du groupe de valeurs D – Électricité

7.2.1 Traitement des valeurs de mesure

Tableau 13 – Codes du groupe de valeurs D – Électricité

Codes du groupe de valeurs D – Électricité (A = 1, C <> 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
0	Moyenne des périodes de facturation (depuis la dernière réinitialisation)
1	Minimum cumulé 1
2	Maximum cumulé 1
3	Minimum 1
4	Moyenne courante 1
5	Dernière moyenne 1
6	Maximum 1
7	Valeur instantanée
8	Intégrale par rapport au temps 1
9	Intégrale par rapport au temps 2

Codes du groupe de valeurs D – Électricité (A = 1, C <> 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
10	Intégrale par rapport au temps 3
11	Minimum cumulé 2
12	Maximum cumulé 2
13	Minimum 2
14	Moyenne courante 2
15	Dernière moyenne 2
16	Maximum 2
17	Intégrale par rapport au temps 7
18	Intégrale par rapport au temps 8
19	Intégrale par rapport au temps 9
20	Intégrale par rapport au temps 10
21	Minimum cumulé 3
22	Maximum cumulé 3
23	Minimum 3
24	Moyenne courante 3
25	Dernière moyenne 3
26	Maximum 3
27	Moyenne courante 5
28	Moyenne courante 6
29	Intégrale par rapport au temps 5
30	Intégrale par rapport au temps 6
31	Au-dessous du seuil limite
32	Compteur d'occurrences au-dessous de la limite
33	Durée au-dessous de la limite
34	Amplitude au-dessous de la limite
35	Au-dessus du seuil limite
36	Compteur d'occurrences au-dessus de la limite
37	Durée au-dessus de la limite
38	Amplitude au-dessus de la limite
39	Seuil manquant
40	Compteur d'occurrences manquantes
41	Durée manquante
42	Amplitude manquante
43	Seuil horaire au-dessous de la limite
44	Seuil horaire au-dessus de la limite
45	Seuil horaire pour amplitude manquante
46	Valeur contractée
55	Moyenne des essais
58	Intégrale par rapport au temps 4
128...254	Codes spécifiques au constructeur
Tous les autres	Réservé
NOTES	
Régime moyen 1	Contrôlé par la période de mesure 1 (voir Tableau 19), un ensemble de registres est calculé par un dispositif de comptage (codes 1...6). L'utilisation type est la facturation.
Régime moyen 2	Contrôlé par la période de mesure 2, un ensemble de registres est calculé par un dispositif de comptage (codes 11...16). L'utilisation type est la facturation.
Régime moyen 3	Contrôlé par la période de mesure 3, un ensemble de registres est calculé par un dispositif de comptage (codes 21...26). L'utilisation type concerne les valeurs

Codes du groupe de valeurs D – Électricité (A = 1, C <> 0, 93, 94, 96, 97, 98, 99)	
	instantanées.
Régime moyen 4	Contrôlé par la période de mesure 4, une valeur moyenne d'essai (code 55) est calculée par le dispositif de comptage.
Moyenne courante 1, 2, 3	Voir la définition de l'IC « Registre de demande » dans le 5.2.4 de la CEI 62056-6-2:—. La valeur est calculée en utilisant respectivement la période de mesure 1, 2 et/ou 3.
Dernière moyenne 1,2,3	Voir la définition de l'IC « Registre de demande » dans le 5.2.4 de la CEI 62056-6-2:—. La valeur est calculée en utilisant respectivement la période de mesure 1, 2 ou 3.
Minimum	Plus petite des dernières valeurs moyennes pendant une période de facturation, voir Tableau 19.
Maximum	Plus grande des dernières valeurs moyennes pendant une période de facturation.
Minimum cumulé	Somme cumulée des valeurs minimales de toutes les périodes de facturation antérieures.
Maximum cumulé	Somme cumulée des valeurs maximales de toutes les périodes de facturation antérieures.
Moyenne courante 5	Voir la définition de l'IC « Registre de demande » et dans la suite le 5.2.4 de la CEI 62056-6-2:—. Cette valeur est calculée en utilisant l'intervalle d'enregistrement 1, voir Tableau 19.
Moyenne courante 6	Voir la définition de l'IC « Registre de demande » dans le 5.2.4 de la CEI 62056-6-2:—. Cette valeur est calculée en utilisant l'intervalle d'enregistrement 2.
Integral temporal 1	Pendant une période de facturation courante (F = 255): somme des temps calculée de l'origine (premier début de mesure) jusqu'au temps instantané. Pour une période de facturation historique (F = 0...99): somme des temps de la grandeur calculée de l'origine jusqu'à la fin de la période de facturation donnée par le code de période de facturation.
Integral temporal 2	Pendant une période de facturation courante (F = 255): Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée du début de la période de facturation courante jusqu'au temps instantané. Pour une période de facturation historique (F = 0...99): Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée pendant la période de facturation donnée par le code de période de facturation.
Integral temporal 3	Intégrale par rapport au temps de la différence positive entre la grandeur et une valeur de seuil prescrite.
Integral temporal 4)	Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée pendant une durée spécifique au dispositif ou déterminée par le matériel de mesure.
Integral temporal 5	Utilisée comme base pour l'enregistrement du profil de charge: Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée du début de l'intervalle d'enregistrement courant jusqu'au temps instantané pour la période d'enregistrement 1, voir Tableau 19.
Integral temporal 6	Utilisée comme base pour l'enregistrement du profil de charge: Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée du début de l'intervalle d'enregistrement courant jusqu'au temps instantané pour la période d'enregistrement 2, voir Tableau 19.
Integral temporal 7	Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée de l'origine (premier début de mesure) jusqu'à la fin de la dernière période d'enregistrement avec la période d'enregistrement 1, voir Tableau 19.
Integral temporal 8	Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée de l'origine (premier début de mesure) jusqu'à la fin de la dernière période d'enregistrement avec la période d'enregistrement 2, voir Tableau 19.
Integral temporal 9	Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée du début de la période de facturation courante jusqu'à la fin de la dernière période d'enregistrement avec la période d'enregistrement 1, voir Tableau 19.
Integral temporal 10	Intégrale par rapport au temps de la grandeur calculée du début de la période de facturation courante jusqu'à la fin de la dernière période d'enregistrement avec la période d'enregistrement 2, voir Tableau 19.
Valeurs limite inférieure	Valeurs inférieures à un certain seuil (par exemple, creux).
Valeurs limite supérieure	Valeurs supérieures à un certain seuil (par exemple, gonflements).
Valeurs manquantes	Valeurs considérées comme manquantes (par exemple, interruptions).

7.2.2 Utilisation du groupe de valeurs D pour l'identification d'autres objets

Pour des identifiants d'objets à usage général relatifs à l'électricité voir 7.5.1.

7.3 Codes du groupe de valeurs E – Électricité

7.3.1 Généralités

Le 7.3 définit l'utilisation du groupe de valeurs E pour identifier une autre classification ou traiter les grandeurs de mesure définies par les valeurs de groupes de valeurs A à D. Les diverses classifications et les méthodes de traitement sont exclusives.

7.3.2 Tarifs

Le Tableau 14 montre l'utilisation du groupe de valeurs E pour identifier les tarifs généralement utilisés pour l'énergie (consommation) et les puissances.

Tableau 14 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Tarifs

Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Tarifs (A = 1)	
0	Total
1	Tarif 1
2	Tarif 2
3	Tarif 3
...	...
63	Tarif 63
128...254	Codes spécifiques au constructeur
Tous les autres	Réservé

7.3.3 Harmoniques

Le Tableau 15 montre l'utilisation du groupe de valeurs E pour l'identification des harmoniques des valeurs instantanées de tension, courant ou puissance active.

Tableau 15 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Harmonique

Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Mesure des harmoniques de tension, courant ou puissance active (A = 1, C = 12, 32, 52, 72, 92, 11, 31, 51, 71, 90, 91, 15, 35, 55, 75, D = 7, 24)	
0	Total (fondamentale + tous les harmoniques)
1	1 ^{er} harmonique (fondamentale)
2	2 ^{ème} harmonique
...	n ^{ème} harmonique
120	120 ^{ème} harmonique
124	Taux de distorsion harmonique totale (THD) ^a
125	Distorsion de demande totale (TDD) ^b
126	Tous les harmoniques ^c
127	Rapport entre tous les harmoniques et la valeur nominale ^d
128...254	Codes spécifique au constructeur
Tous les autres	Réservé

- ^a Le THD est égal au rapport de la racine carrée de la somme des carrés de chaque harmonique sur la valeur de la fondamentale, exprimé en pourcentage de la valeur de la fondamentale.
- ^b Le THD est égal au rapport de la racine carrée de la somme des carrés de chaque harmonique sur la valeur maximale de la fondamentale, exprimé en pourcentage de la valeur maximale de la fondamentale.
- ^c Égal à la racine carrée de la somme des carrés de chaque harmonique.
- ^d Le THD est égal au rapport de la racine carrée de la somme des carrés de chaque harmonique sur la valeur nominale de la fondamentale, exprimé en pourcentage de la valeur nominale de la fondamentale.

7.3.4 Angles de phase

Le Tableau 16 ci-dessous représente l'utilisation du groupe de valeurs E pour l'identification des angles de phase.

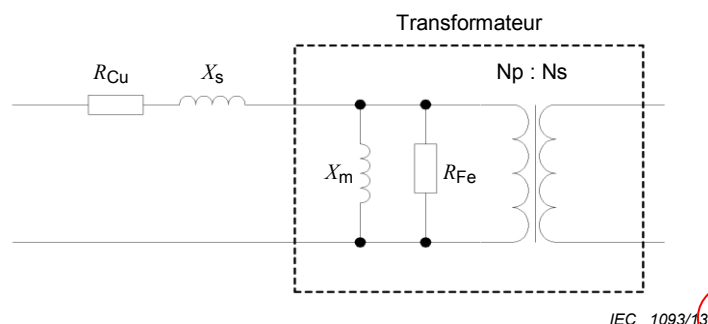
**Tableau 16 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité –
Mesure d'angle de phase étendu**

Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Mesure d'angle de phase étendu (A = 1, C = 81; D = 7)								
Angle	U(L1)	U(L2)	U(L3)	I(L1)	I(L2)	I(L3)	I(L0)	<= Depuis
U(L1)	(00)	01	02	04	05	06	07	
U(L2)	10	(11)	12	14	15	16	17	
U(L3)	20	21	(22)	24	25	26	27	
I(L1)	40	41	42	(44)	45	46	47	
I(L2)	50	51	52	54	(55)	56	57	
I(L3)	60	61	62	64	65	(66)	67	
I(L0)	70	71	72	74	75	76	(77)	
^ Jusqu'à (référence)								

7.3.5 Pertes dans les transformateurs et pertes en ligne

Le Tableau 17 représente la signification du groupe de valeurs E pour l'identification des pertes dans les transformateurs et des pertes en ligne. L'utilisation du groupe de valeurs D doit s'effectuer selon le Tableau 13, l'utilisation du groupe de valeurs F doit s'effectuer selon le Tableau A.2. Pour ces grandeurs, aucune tarification n'est disponible.

Le modèle de la ligne et du transformateur utilisés pour le calcul de pertes est représenté à la Figure 3.



Légende

R_{Cu} Pertes résistives en ligne, code OBIS 1.x.0.10.2.VZ

X_s Pertes réactives en ligne, code OBIS 1.x.0.10.3.VZ

X_m Pertes magnétiques dans les transformateurs, code OBIS 1.x.0.10.0.VZ

R_{Fe} Pertes dans le fer des transformateurs, code OBIS 1.x.0.10.1.VZ

N_p Nombre de tours sur le côté primaire du transformateur

N_s Nombre de tours sur le côté secondaire du transformateur

NOTE Les éléments en série des transformateurs sont normalement faibles par rapport à ceux de la ligne, ils ne sont donc pas considérés ici.

Figure 3 – Modèle de la ligne et des transformateurs utilisés pour le calcul des pertes

Tableau 17 – Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Pertes dans les transformateurs et en ligne

Codes du groupe de valeurs E – Électricité – Pertes dans les transformateurs et en ligne (A = 1, C = 83)			
E=	Grandeur	Formule	Quadrant/commentaire
1	ΣL_i Pertes actives en ligne+	Actives positives en charge $OLA+ = (CuA_{1+}) + (CuA_{2+}) + (CuA_{3+})$	QI+QIV
2	ΣL_i Pertes actives en ligne–	Actives, négatives en charge $OLA- = (CuA_{1-}) + (CuA_{2-}) + (CuA_{3-})$	QII+QIII
3	ΣL_i Pertes actives en ligne	Actives en charge $OLA = (CuA_1) + (CuA_2) + (CuA_3)$	QI+QII+QIII+QIV
4	ΣL_i Pertes actives dans les transformateurs+	Actives positives à vide $NLA+ = (FeA_{1+}) + (FeA_{2+}) + (FeA_{3+})$	QI+QIV
5	ΣL_i Pertes actives dans les transformateurs–	Actives, négatives à vide $NLA- = (FeA_{1-}) + (FeA_{2-}) + (FeA_{3-})$	QII+QIII
6	ΣL_i Pertes actives dans les transformateurs	Actives à vide $NLA = (FeA_1) + (FeA_2) + (FeA_3)$	QI+QII+QIII+QIV
7	ΣL_i Pertes actives+	Pertes totales actives, positives $TLA+ = (OLA+) + (NLA+)$	QI+QIV
8	ΣL_i Pertes actives–	Pertes totales actives, négatives $TLA- = (OLA-) + (NLA-)$	QII+QIII
9	ΣL_i Pertes actives	Pertes totales actives $TLA = OLA + NLA = TLA_1 + TLA_2 + TLA_3$	QI+QII+QIII+QIV
10	ΣL_i Pertes réactives en ligne+	Réactives positives, en charge	QI+QII