

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Industrial-process measurement, control and automation –
Part 2: Internet of Things (IoT) – Application framework for industrial facility
demand response energy management**

**Mesure, commande et automatisation dans les processus industriels –
Partie 2: Internet des objets (IdO) – Cadre d'application pour la gestion d'énergie
de la réponse à la demande des installations industrielles**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 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 l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

Tel.: +41 22 919 02 11
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 corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables 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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 online and once a month by email.

IEC 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: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) 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 IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC 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.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Industrial-process measurement, control and automation –
Part 2: Internet of Things (IoT) – Application framework for industrial facility
demand response energy management**

**Mesure, commande et automatisation dans les processus industriels –
Partie 2: Internet des objets (IdO) – Cadre d'application pour la gestion d'énergie
de la réponse à la demande des installations industrielles**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.015; 35.020

ISBN 978-2-8322-1073-1

**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.....	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	9
3.1 General.....	10
3.2 Models in automation.....	11
3.3 Models in energy management system and smart grid	12
4 Abbreviated terms and acronyms.....	16
5 Motivation.....	18
6 General approach for grid management of DR.....	19
6.1 General.....	19
6.2 Price-based demand response in industrial energy management	21
7 IoT application framework for industrial facility demand response energy management.....	21
7.1 Framework description.....	21
7.2 System elements descriptions.....	23
7.2.1 General	23
7.2.2 Utility power station	23
7.2.3 Energy management system (EMS)	23
7.2.4 Energy management agent (EMA).....	24
7.2.5 Monitoring and control system (MCS)	24
7.2.6 ESS energy manager (ESS EM)	24
7.2.7 ESS load	24
7.2.8 ESS generator.....	24
7.2.9 EGS energy manager (EGS EM).....	24
7.2.10 EGS generator.....	24
7.2.11 Feed product.....	24
7.2.12 Intermediate product.....	24
7.2.13 Final product	24
7.3 Functional components description.....	24
7.4 IoT application framework mapped to IoT reference architecture.....	25
7.5 The physical entity domain (PED)	26
7.6 The sensing & controlling domain (SCD).....	26
7.7 The resource access & interchange domain (RAID)	27
7.8 The application & service domain (ASD)	27
7.9 The operation & management domain (OMD).....	27
7.10 The user domain (UD).....	28
8 Use cases of functional components.....	28
8.1 General.....	28
8.2 Actor names and roles	28
8.3 Use case descriptions.....	29
8.3.1 Use case for functional component 1: Determine energy/demand price information	29
8.3.2 Use case for functional component 2: Determine DR parameters.....	30
8.3.3 Use case for functional component 3: Manage the operation point of each time interval to minimize energy consumptions.....	31

8.3.4	Use case for functional component 4: Determine the utilization of ESS.....	32
8.3.5	Use case for functional component 5: Determine the utilization of EGS	33
8.3.6	Use case for functional component 6: Measure equipment power consumption	34
8.3.7	Use case for functional component 7: Measure the whole energy consumption in a facility	35
9	IoT protocols	36
9.1	General.....	36
9.2	Communication stack layers	36
9.2.1	General	36
9.2.2	Physical layer	37
9.2.3	Data link layer	37
9.2.4	Network layer	37
9.2.5	Transport layer	38
9.2.6	Application layer.....	38
9.3	Information model	38
9.4	Services.....	39
9.4.1	General	39
9.4.2	Web service.....	39
9.4.3	Service discovery	40
10	Communication requirements of the application framework.....	40
10.1	General.....	40
10.2	Service-related requirement.....	41
10.3	Quality of service (QoS) requirement	41
10.4	Bandwidth requirement	42
10.5	Security requirement.....	42
Annex A (informative)	Facility smart grid information model (FSGIM).....	43
A.1	General.....	43
A.2	Applying the FSGIM in the application framework for industrial FDREM	43
A.2.1	Conceptual Model of Smart Grid	43
A.2.2	Common industrial information model in an industrial facility	43
A.2.3	Applying the FSGIM and communication protocols	46
Annex B (informative)	State task network (STN) model for DR in industrial facilities	48
B.1	General.....	48
B.2	STN model for DR in industrial facilities	48
B.2.1	General	48
B.2.2	Model architecture	48
Bibliography		52
Figure 1	– General approach common today for grid management of DR.....	19
Figure 2	– IoT application framework for FDREM	22
Figure 3	– Model elements defined for the IoT application framework [20]	23
Figure 4	– IoT application framework mapped to ISO/IEC 30141 – Internet of Things Reference Architecture (IoT RA)	26
Figure 5	– Mapping between IoT application framework and IoT RA	27
Figure 6	– Sequence diagram of use case for FC 1.....	29
Figure 7	– Sequence diagram of use case for FC 2.....	30
Figure 8	– Sequence diagram of use case for FC 3.....	31

Figure 9 – Sequence diagram of use case for FC 4.....	32
Figure 10 – Sequence diagram of use case for FC 5.....	33
Figure 11 – Sequence diagram of use case for FC 6.....	34
Figure 12 – Sequence diagram of use case for FC 7.....	35
Figure A.1 – Smart grid information model standards and relationships between standards [20].....	43
Figure A.2 – The relationship between the information models and their instances in DR energy management for industrial facilities [20]	44
Figure A.3 – Relationships of model elements in load model.....	45
Figure A.4 – The relationship between FSGIM and communication protocols [20]	47
Figure B.1 – Example of STN that consists of two types of nodes: task nodes, denoted by rectangles, and state nodes, denoted by circles [24]	48
Figure B.2 – STN model for DR in an industrial facility [21]	49
Figure B.3 – Task structure in Industrial DR Model architecture	50
Table 1 – Actors and roles	28
Table 2 – Exchanged information in use case for FC 1.....	30
Table 3 – Exchanged information in use case for FC 2.....	31
Table 4 – Exchanged information in use case for FC 3.....	32
Table 5 – Exchanged information in use case for FC 4.....	33
Table 6 – Exchanged information in use case for FC 5.....	34
Table 7 – Exchanged information in use case for FC 6.....	35
Table 8 – Exchanged information in use case for FC 7.....	36
Table 9 – IoT protocols recommended to apply in domains of the application framework and in use cases.....	37
Table 10 – Data format recommended to implement the FSGIM in domains of the application framework and in use cases.....	39
Table 11 – Services recommended to implement the FSGIM in domains of the application framework and in use cases.....	40
Table 12 – Communication requirements considered in domains of the application framework and in use cases.....	41

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INDUSTRIAL-PROCESS MEASUREMENT, CONTROL AND AUTOMATION –**Part 2: Internet of Things (IoT) – Application framework for industrial facility demand response energy management**

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.

IEC 62872-2 has been prepared by IEC technical committee 65: Industrial-process measurement, control and automation. It is an International Standard.

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
65/898/FDIS	65/911/RVD

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

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

INTRODUCTION

The World Energy Outlook 2017 [19]¹ reported that industry consumed over 40 % of world electricity generation in 2015. Furthermore, industry itself is a significant generator of internal power, with many facilities increasingly implementing their own generation, co-generation and energy storage resources. As a major energy consumer, the ability of some industries to schedule their consumption can be used to minimize peak demands on the electrical grid. As an energy supplier, industries with in-house generation or storage resources can also assist in grid load management. For example, in-house generation can supply energy to the smart grid and to the facility. Furthermore, storage resources can assist in smart grid load management. While some larger industrial facilities already manage their use and supply of electric power, more widespread deployment, especially by smaller facilities, will depend upon the availability of a readily available standard interface between industrial automation equipment and the "smart grid".

NOTE In this document "smart grid" is used to refer to the external-to-industry entity with which industry interacts for the purpose of energy management. In other documents this term can be used to refer to all of the elements, including internal industrial energy elements, which work together to optimize energy generation and use.

Standards are already being developed for home and building automation interfaces to the smart grid; however, the requirements of industry differ significantly and are addressed in this document. For industry, the planning of energy resources and production processes are under the responsibility of the facility energy planner and production planner while operations are under the responsibility of the facility energy operator and production operator.

Incorrect operation of a resource could impact the safety of personnel, the facility, the environment or lead to production failure and equipment damage. In addition, larger facilities may have in-house production planning capabilities which could be coordinated with smart grid planning, to allow longer term energy planning.

IEC TS 62872-1:2019 defines the interface, in terms of information flow, between industrial facilities and the "smart grid". It identifies, profiles and extends where required the standards needed to allow the exchange of the information needed to support the planning, management and control of electric energy flow between the industrial facility and the smart grid.

"Internet of Things" (IoT) is being applied into different domains to facilitate the application. Building on the system interface between industrial facilities and the smart grid defined in IEC TS 62872-1:2019, this document addresses IoT application for industrial facility demand response energy management (FDREM). The smart grid is a modern electric power grid infrastructure system, whereby advanced information and communication technologies (ICTs) are integrated with the power grid. Industry is the largest consumer of electricity among all end user sectors. This has led to significant interest in the development of industrial energy management around the world in recent years. Interconnectivity and interoperability are very important features in the development of integrated energy management systems for industrial facilities. Therefore, IoT technologies are needed and suitable for exchanging energy-related information in FDREM. By using the IoT for communication, it enables real-time data-acquisition (In this document, it means acquisition of real time data, not data in real time.) and efficient data-analysis, which can make industrial energy management more intelligent and cost-saving. Currently, there may exist different implementation of IoT-based FDREM. Thus, a standard specification is urgently needed to guide different kinds of IoT application to data-exchange in industrial energy management.

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

The proposed IoT application framework is divided into the utility side and industrial electricity demand side, with the utility meter as the boundary between the two. Functional components that are essential for building the automatic demand response energy management are described clearly in this framework. the IoT application framework is compliant with the IoT Reference Architecture (IoT RA) standardized in ISO/IEC 30141, therefore, functional components of the IoT application framework can be mapped to the IoT RA appropriately.

This document will also describe the functionality of each IoT protocol stack layers in regard to communication of the IoT application framework, aiming to provide related information exchange services for functional components. Identification of existing IoT protocols will be executed to support this kind of information exchange. Non-functional communication requirements will also be analysed to ensure comprehensive performance of the information exchange.

There are gaps in existing standards for supporting industrial facility energy management with IoT technologies; this document fills the gaps to support IoT frameworks, but also can guide the deployment of IoT into different energy management applications. For this purpose, this document will specify a general IoT-based communication framework for industrial FDREM.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

INDUSTRIAL-PROCESS MEASUREMENT, CONTROL AND AUTOMATION –

Part 2: Internet of Things (IoT) – Application framework for industrial facility demand response energy management

1 Scope

This part of IEC 62872 presents an IoT application framework for industrial facility demand response energy management (FDREM) for the smart grid, enabling efficient information exchange between industrial facilities using IoT related communication technologies. This document specifies:

- an overview of the price-based demand response program that serves as basic knowledge backbone of the IoT application framework;
- a IoT-based energy management framework which describes involved functional components, as well as their relationships;
- detailed information exchange flows that are indispensable between functional components;
- existing IoT protocols that need to be identified for each protocol layer to support this kind of information exchange;
- communication requirements that guarantee reliable data exchange services for the application framework.

2 Normative references

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

IEC TS 62872-1:2019, *Industrial-process measurement, control and automation – Part 1: System interface between industrial facilities and the smart grid*

ISO/IEC 30141:2018, *Internet of Things (IoT) – Reference architecture*

ISO/IEC TR 22417:2017, *Information technology – Internet of things (IoT) use cases*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1 General

3.1.1

Internet of Things

IoT

infrastructure or interconnected entities, people, systems and information resources together with services which processes and reacts to information from the physical world and virtual world

[SOURCE: ISO/IEC 20924:2021, 3.2.4]

3.1.2

facility

industrial facility

site, or area within a site, that includes the resources within the site or area and includes the activities associated with the use of the resources

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.20, modified – The preferred term facility and the admitted term industrial facility have been replaced by facility]

3.1.3

profile

set of one or more base standards, where applicable, the identification of chosen classes, conforming subsets, options and parameters of those base standards, necessary to accomplish a particular function

[SOURCE: IEC/ISO TR 10000-1:1998, 3.1.4, modified – "ISPs" has been removed]

3.1.4

enterprise

one or more organizations sharing a definite mission, goals and objectives which provides an output such as a product or service

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.10]

3.1.5

area

physical, geographical or logical grouping of resources determined by the site

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.2, modified – The example has been removed]

3.1.6

site

identified physical, geographical, and/or logical component grouping of a manufacturing enterprise

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.39]

3.1.7

planner

facility energy planner

FEP

entity responsible for the advanced planning of facility energy use, storage and generation, taking into account the requirements of future production and the overall operation of the facility

Note 1 to entry: The facility energy planner is responsible for defining the overall future energy plan for the facility, to include both the energy requirements of production and the overall needs and capabilities of the facility to generate, store, and consume energy.

Note 2 to entry: Plans developed by the facility energy planner will typically be made at least a day prior to intended use.

Note 3 to entry: The facility energy planner will assemble the overall energy plan based on the individual plans developed by production planners and the non-production requirements and capabilities of the facility.

3.1.8

production planner

PP

entity responsible for developing, monitoring and modifying the production plan based on facility requirements and the availability of inputs

Note 1 to entry: Example of inputs are equipment, labour, raw materials and energy.

3.1.9

facility energy operator

entity responsible for the supply of energy in a real time to support current production and current facility operation

Note 1 to entry: The facility energy operator monitors facility energy use, generation and storage, and makes adjustments in response to changes related to shifting energy supplies, material disruptions, and equipment breakdowns.

3.1.10

production operator

entity responsible for the use of energy in a real time to carry out production plans, and authorized to respond to real-time changes based on feed-back from the process and other internal or external event

Note 1 to entry: The production plan is provided by the production planner.

3.2 Models in automation

3.2.1

asset

physical or logical object owned by or under the custodial duties of an organization, having either a perceived or actual value to the organization

Note 1 to entry: In the case of industrial automation and control systems the physical assets that have the largest directly measurable value may be the equipment under control.

[SOURCE: IEC TS 62443-1-1:2009, 3.2.6]

3.2.2

automation asset

asset with a defined automation role in a manufacturing or process plant

Note 1 to entry: It would include structural, mechanical, electrical, electronics and software elements (e.g. controllers, switches, network, drives, motors, pumps). These elements cover components, devices but not the plant itself (machine, systems). It would not include human resources, process materials (e.g. raw, in-process, finished), or financial assets.

3.2.3

process

set of interrelated or interacting activities that transforms inputs into outputs

[SOURCE: ISO 14040:2006, 3.11]

3.2.4

product

result of labour or of a natural or industrial process

Note 1 to entry: This term is defined by "any goods or service" in IEC 62430 and ISO 20140-1. The European Commission adopts a similar understanding in the directive "Ecodesign requirements for energy-related products". In the context of this document, the term "product" does not cover the automation assets but only the output of the manufacturing or process plant.

[SOURCE: IEC TR 62837:2013, 3.7.7]

3.3 Models in energy management system and smart grid

3.3.1

smart grid

SG

electric power system that utilizes information exchange and control technologies, distributed computing and associated sensors and actuators, for purposes such as to integrate the behaviour and actions of the network users and other stakeholders, and to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies

Note 1 to entry: In this document, smart grid is the counterpart system to which FEMS is connected.

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-13, modified – Abbreviation to term and Note 1 to entry have been added]

3.3.2

smart meter

SM

embedded-computer-based energy meter with a communication link

Note 1 to entry: In this document, smart meters are used to measure both the consumption and supply of energy by the facility. They may also be deployed within the facility to measure internal energy flows.

3.3.3

utility smart meter

USM

smart meter deployed by the utility company to measure energy consumption and supply by the facility

Note 1 to entry: This meter typically forms part of the advanced metering infrastructure of smart grid.

3.3.4

facility smart meter

FSM

smart meter deployed and used by the facility to measure energy flows

3.3.5

energy resource

electricity, fuels, steam, heat, compressed air, and other like identifiable entity whose use and state at any time can be unambiguously determined to provide external activity or perform work

[SOURCE: ISO/TR 19815:2018, 3.7, modified – The term has been changed from "energy" to "energy resource", in the definition "media" has been replaced with "identifiable entity whose use and state at any time can be unambiguously determined" from 715-02-01 of IEC 60050-715:1996, "to provide external activity or perform work" has been added, the two Notes to entry have been removed]

3.3.6**distributed energy resource****DER**

energy resource, often of a small size, operated by the utility to augment the local supply of energy

Note 1 to entry: In this document, DER, in contrast to FER, is used to refer to resources under the direct control of the utility. Such resources may include generation and/or storage capabilities.

3.3.7**facility energy resource****FER**

energy resource, operated by the facility, which is used to supply energy to the facility

Note 1 to entry: May also be used to provide energy to the grid.

Note 2 to entry: This terminology, rather than distributed energy resource (DER) terminology, is used to emphasize that the FER is operated by the facility and not under the direct control of the utility. Such resources may include generation and/or storage capabilities.

3.3.8**demand response****DR**

mechanism to manage customer load demand in response to supply conditions, such as prices or availability signals

3.3.9**price-based demand response****PBDR**

mechanism that gives customers time-varying rates that reflect the value and cost of electricity in different time periods

Note 1 to entry: Armed with this information, customers tend to use less electricity at times when electricity prices are high.

3.3.10**time of use****TOU**

rate with different unit prices for usage during different blocks of time, usually defined for a 24-hour day

Note 1 to entry: TOU rates reflect the average cost of generating and delivering power during those time periods.

3.3.11**day-ahead price****DAP**

rate notified on a day-ahead basis, in which the price for electricity fluctuates hourly reflecting changes in the wholesale price of electricity

3.3.12**real-time price****RTP**

rate notified on hourly-ahead basis, in which the price for electricity fluctuates hourly reflecting changes in the wholesale price of electricity

3.3.13

incentive-based demand response

IBDR

mechanism supported by soliciting demand response behaviour, commitment to agreed demand response and programs that pay participating customers to reduce their loads at times requested by the program sponsor

Note 1 to entry: The nonparticipation in solicited demand response behaviour does not incur any penalty; examples are DLC and EDRP.

Note 2 to entry: The nonparticipation in committed agreed demand response behaviour entails a penalty; examples are I/C, DB, CMP and ASM.

3.3.14

direct load control

DLC

one of the IBDR programs, in which the SG operator remotely shuts down the load of a facility to address system reliability contingencies, in exchange for paying the facility participation payment in advance

3.3.15

interruptible/curtailable load

I/C

one of the IBDR programs, in which the SG operator issues "incentive" to a facility for agreeing to reduce load during system contingencies

Note 1 to entry: A facility will be penalized if it does not reduce load.

3.3.16

emergency demand response program

EDRP

one of the IBDR programs, in which the SG operator provides incentive payment to a facility for measured load reduction during a reliability-triggered event

Note 1 to entry: No penalty is imposed if the facility does not respond.

3.3.17

demand bidding

DB

one of the IBDR programs, in which the SG operator allows a facility to bid load reduction into the energy market

Note 1 to entry: A facility with accepted bid shall reduce load as contracted, otherwise it faces a penalty.

3.3.18

capacity market program

CMP

one of the IBDR programs, in which the SG operator provides a facility with guaranteed payment for committing to provide predefined load reduction as the system reaches capacity

Note 1 to entry: A facility will face a penalty if it does not reduce load during a DR event.

3.3.19

ancillary service market

ASM

one of the IBDR programs, in which the SG operator allows a qualified facility to bid load reduction into the ancillary market as operating reserves

Note 1 to entry: A facility with accepted bid shall curtail load when called by the SG operator, otherwise it faces a penalty.

3.3.20**facility energy management system****FEMS**

system providing the functionality needed for the effective and efficient operation of energy generation, storage and consumption within the industrial facility, and which provides the necessary information interface with the smart grid

[SOURCE: IEC TS 61968-2:2011, 2.101, modified – "facility" has been prepended to the term, and the definition at the source, used as a base, that is "computer system comprising a software platform providing basic support services and a set of applications providing the functionality needed for the effective operation of electrical generation and transmission facilities so as to assure adequate security of energy supply at minimum cost" has been heavily changed]

3.3.21**energy generation system****EGS**

energy resource capable of creating electric energy from other sources of energy or process wastes

EXAMPLE Combined heat and power systems, photo-voltaic cells, wind power generators

3.3.22**energy storage system****ESS**

energy resource capable of storing energy for later use

EXAMPLE Batteries, flywheels, pumped hydro storage, electrical vehicles, fuel cells.

3.3.23**schedulable processing task****ST**

task for which energy demand can be scheduled among multiple operating modes

Note 1 to entry: Each mode has a different production rate and energy demand, such as heating, cooling, packaging, etc.

3.3.24**non-schedulable processing task****NST**

task for which energy demand shall be satisfied immediately

EXAMPLE Rolling in steel manufacturing, assembling in automobile industry.

3.3.25**monitor and control agent****MCA**

agent that monitors and controls processing operations of a task

3.3.26**energy management agent****EMA**

agent that monitors the energy consumption and controls the electric load of a task

3.3.27**non-shiftable equipment****NSE**

equipment whose operation cannot be re-scheduled

3.3.28

controllable equipment

CE

equipment whose energy demand can be controlled among multiple operating levels, each of which has a different energy demand

3.3.29

shiftable equipment

SE

equipment that can be operated at an earlier or later time

3.3.30

functional component

FC

each functional component is realized by one or more implementations of actual system components, which may be deployed to form a working system

4 Abbreviated terms and acronyms

APO	Advanced Planning and Optimization
API	Application Programming Interface
ASD	Application & Service Domain
ASM	Ancillary Service Market
AutomationML	Automation Markup Language
CE	Controllable Equipment
CHP	Combined Heat and Power (co-generation) Equipment
CIM	Common Information Model
CMM	Computerized Maintenance Management
CMP	Capacity Market Program
CoAP	Constrained Application Protocol
DAP	Day-ahead Price
DB	Demand Bidding
DCS	Distributed Control System
DER	Distributed Energy Resource
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DLC	Direct Load Control
DR	Demand Response
EDRP	Emergency Demand Response Program
EGS	Energy Generation System
EGS EM	Electricity Generation System Energy Manager
EMA	Energy Management Agent
EMS	Energy Management System
ERP	Enterprise Resource Planning
ESS	Energy Storage System
ESS EM	Energy Storage System Energy Manager
FC	Functional Component
FDREM	Facility Demand Response Energy Management

FEMS	Facility Energy Management System
FER	Facility Energy Resource
FG	Facility-Grid (Use Case)
FSM	Facility Smart Meter
FSGIM	Facility Smart Grid Information Model
FUS	Facility User Story
GW	Utility Gateway
HMI	Human Machine Interface
HTTP	Hyper Text Transfer Protocol
IAN	Industrial Area Network
IBDR	Incentive-based Demand Response
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IoT	Internet of Things
IPv4	Internet Protocol version 4
IPv6	Internet Protocol version 6
I/C	Interruptible/curtailable Load
I/O	Input/Output
ICT	Information and Communication Technology
ISO	International Standardization Organization
JSON	JavaScript Object Notation
LAN	Local Area Network
LIMS	Laboratory Information Management System
M	Electricity Meter
MCA	Monitor and Control Agent
MCS	Monitoring and Control System
MES	Manufacturing Execution System
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport
MSDP	Multicast Source Discovery Protocol
NSE	Non-shiftable Equipment
NST	Non-schedulable Processing Task
OMD	Operation & Management Domain
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture
PBDR	Price-based Demand Response
PED	Physical Entity Domain
PLC	Programmable Logic Controller
PV	Photo Voltaic
QoS	Quality of Service
RA	Reference Architecture
RAID	Resource Access & Interchange Domain
REST	Representational State Transfer

RTP	Real-time Price
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCD	Sensing & Controlling Domain
SE	Shiftable Equipment
SG	Smart Grid
SLP	Service Location Protocol
SOAP	Simple Object Access Protocol
SM	Smart Meter
SNMP	Simple Network Management Protocol
ST	Schedulable Processing Task
STN	State Task Network
TCP	Transmission Control Protocol
TOU	Time of Use
TSN	Time-Sensitive Networking
UD	User Domain
UDP	User Datagram Protocol
UG	Utility Gateway
UML	Unified Modelling Language
USM	Utility Smart Meter
UUS	Utility User Story
VEN	Virtual End Node
VTN	Virtual Top Node
WAN	Wide Area Network
WLAN	Wireless Local Area Networks
WMS	Warehouse Management System
WS-Discovery	Web Services Dynamic Discovery
XML	Extensible Markup Language
5G	5th Generation Mobile Networks

5 Motivation

"Internet of Things" (IoT) is being applied into different domains to facilitate various applications. This document addresses IoT application for industrial facility demand response energy management (FDREM) in the smart grid.

The smart grid is a modern electric power grid infrastructure system, whereby advanced information and communication technologies (ICTs) are integrated with the power grid. Among all end user sectors, industry is the largest consumer of electricity; this has led to significant interests in the development of advanced industrial energy management schemes around the world in recent years. Interconnectivity and interoperability are very important features when developing integrated energy management systems for industrial facilities, since these two features directly reflect the ability of diverse system components to communicate and operate effectively with one another. Achieving full interoperability will benefit industrial facilities in different aspects, e.g., easier-to-operate, more reliable systems, lower energy and life-cycle costs.

To enable interoperability in the presence of FDREM, IoT technologies are suitable candidate solutions to facilitate exchanging energy-related information in FDREM. By using the IoT for communication, it can enable real-time data-acquisition and efficient data-analysis, which could further make industrial energy management more intelligent and cost-saving.

Currently, there may exist different implementations of IoT-based FDREM, which causes barriers on the path of achieving full interoperability. Therefore, diverse stakeholders shall agree on technical standards, procedures or protocols for implementation, testing, conformance and so on. On consideration of these, a standard specification is urgently needed to help align the method of exchanging data. This document is applicable to guide different kinds of IoT applications to a common data-exchange in industrial energy management.

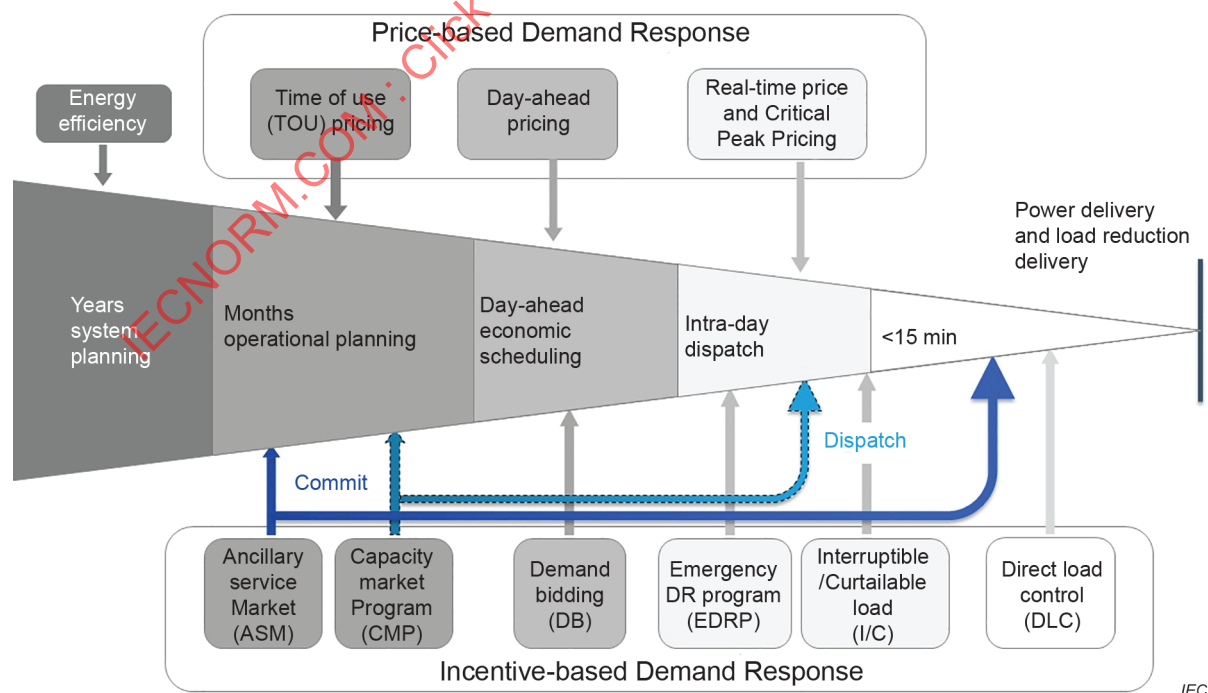
6 General approach for grid management of DR

6.1 General

As specified in IEC TS 62872-1:2019, it is also the case that the operating profile of a facility may need to change from time to time to meet facility schedules, and the facility can potentially adjust schedules if given enough information about the future needs of the grid. Thus, this document recognizes the need to provide mechanisms to permit the industrial facility and the grid operator (or aggregator) to evaluate and agree on the scheduling of blocks of time when a specific energy profile arrangement can be used. For example, the facility may wish to indicate to the grid that a resource is available for certain periods of time, for example during off-shift times. At other times the facility may wish to indicate that it cannot respond to demand response requests.

Figure 1 provides a graphic which depicts the general approach common today for grid management of demand response.

In Figure 1 references to months, days, hours, and minutes should be taken as generally representative of the time scales intended.



NOTE Refer to IEC TS 62872-1:2019.

Figure 1 – General approach common today for grid management of DR

In Figure 1, the elements at the top of the figure denote the techniques used for "price-based demand response". This assumes that the offer of differing prices can affect demand. Time of use (TOU) pricing is becoming common today, and allows consumers to routinely schedule consumption at certain times-of-day, or on week-ends, when the energy supplier is confident that other energy demands will be low. These pricing arrangements require the grid operator to fix prices, and times-of-day, well in advance and using a model suitable for long periods of time, for example seasonally. Of more value to the grid operator are the day-ahead pricing and real-time pricing models, where the operator can use current grid demand to offer pricing more exactly matched to encouraging the demand response currently needed. However, such pricing models require the consumer to more proactively monitor price offers and to be able to adjust their own energy plans in similar time scales to maximize their energy savings.

TOU models may be used by some facilities but maximum savings are envisaged when day-ahead and real-time pricing arrangements can be used to access more attractive energy pricing. For these arrangements, it will be necessary to define means by which the parties can communicate the offered pricing and for the parties to agree on resulting energy plans.

Figure 1 also identifies the techniques used for "incentive-based demand response". Typically, these programs offer an incentive to the consumer (e.g. a reduced pricing structure) if the consumer agrees to offer a "service" response on demand from the grid. The "services" to be provided under these programs are typically those for which a quick response is required, like a service where a specific amount of demand shall be reduced immediately to address an immediate shortfall in grid generation. Typically, if the response is not provided promptly, a penalty is assessed.

As shown in Figure 1, for incentive based programs a "commitment" to the program is made beforehand while the "dispatch", or activation, of the service response is made close to real-time (as shown by the two blue arrows in the figure).

In summary, Figure 1 indicates the need to support exchanges between the parties both "a day ahead" to set into place those items needed for planning, and exchanges closer to real-time to manage the actual delivery of the energy plan.

Communications corresponding to interactions in the longer-term related to scheduling would correspond to relatively slower interactions between the grid and the facility to arrive at production schedules and communications needed to adjust these arrangements nearer to the scheduled time of energy use or delivery.

To facilitate grid management, the DR approaches listed in Figure 1 can be applied together with conventional methods to induce an industrial facility to make necessary actions.

For instance, imposing maximum demand tariff to large industrial facilities (medium and high voltage) may push them to shift peak consumption to off-peak period, since maximum demand tariff is not applicable during off-peak period.

Applying power factor penalty can be an incentive for industrial facilities to pay attention to the power factor at their operations, and then consider installation of power factor correction capacitors, which can help industrial facilities avoid power factor penalties, reduce maximum demand charges and increase load carrying capabilities in existing circuits.

Besides the pricing schemes listed in Figure 1, the conventional block tariff can also be applied to divide the electricity price into several steps or blocks in an ascending order. The first block of electricity is at the lowest price. As an industrial facility purchases more electricity during one month (i.e., exceeding a predetermined threshold of cumulative consumption), the price will climb to the second level. At the end of the month, the history is reset and the industrial facility will again start the next month from the first block.

6.2 Price-based demand response in industrial energy management

Demand response (DR) can be defined as the changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time. Further, DR can be also defined as the incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized. DR includes all intentional modifications to consumption patterns of electricity of end-use customers that are intended to alter the timing, level of instantaneous demand, or the total electricity consumption.

As discussed in Figure 1, the demand-side management programs can be broadly divided into price-based and incentive-based programs. The idea behind the price-based demand response is that a customer changes his/her electricity usage in response to changes in electricity prices. The incentive-based demand response program refers to incentives separated from the retail electricity rate and can be offered by the grid operator or utilities.

This document focuses on price-based demand response, in order to provide knowledge background to understand the relationships of functional components covered by the IoT application framework.

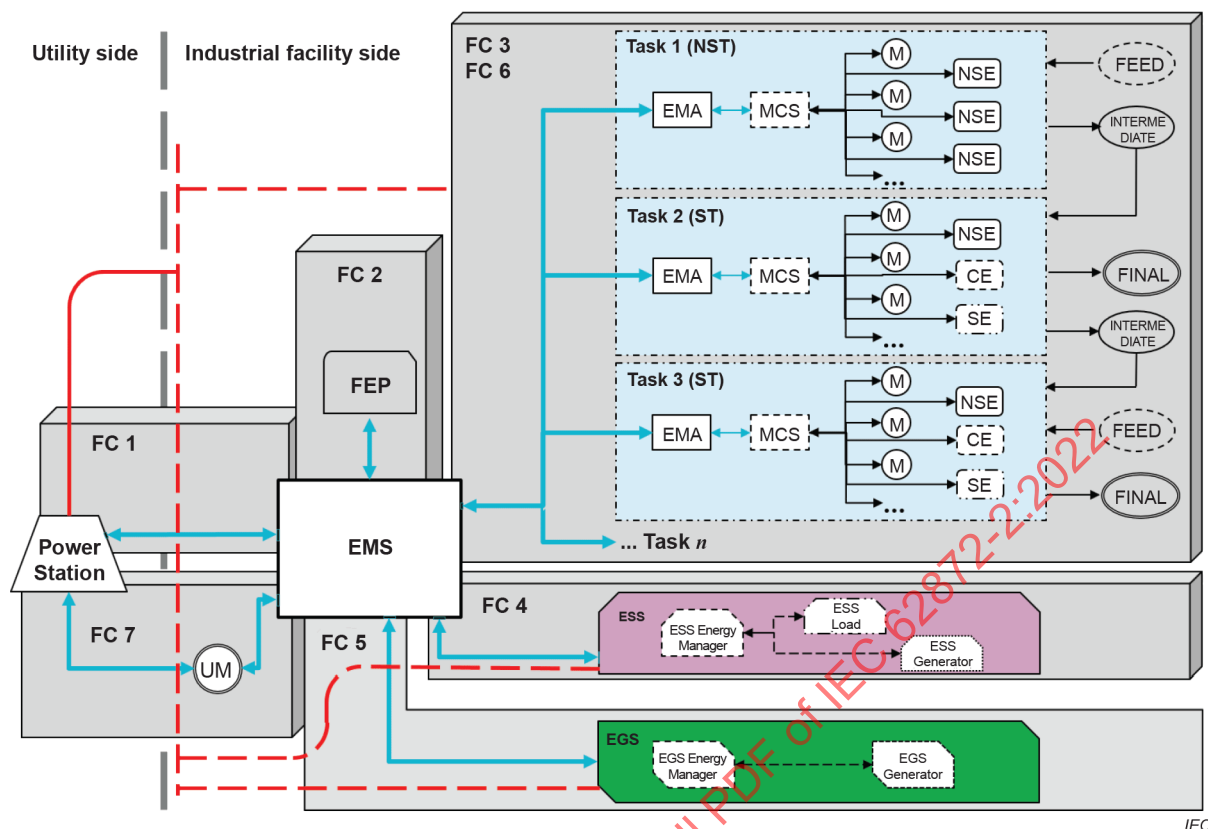
Price-based programs (PBP) are based on dynamic pricing rates in which electricity tariffs are not flat; the rates fluctuate following the real time cost of electricity. The ultimate objective of these programs is to flatten the demand curve by offering a high price during peak periods and lower prices during off-peak periods. These rates include the time of use (TOU) rate, critical peak pricing (CPP), extreme day pricing (EDP), extreme day CPP (ED-CPP), and real time pricing (RTP). This document intends to focus on RTP. RTP are programs in which customers are charged hourly fluctuating prices reflecting the real cost of electricity in the wholesale market. RTP customers are informed about the prices on a day-ahead or hour-ahead basis. Many economists are convinced that RTP programs are the most direct and efficient DR programs suitable for competitive electricity markets and should be the focus of policy makers.

From the viewpoint of energy management schemes, a price-based demand response program is a key technology that induces users to modify their consumption patterns in response to electricity prices. From the customer side, one of the main purposes of deploying DR is to reduce electricity costs by using more power during times of low prices and less power during times of high prices. Use of DR has been widely studied in commercial and residential facilities, commonly known as building energy management systems (BEMS), but rarely in industrial settings. Because manufacturers need to consider not only the overall usage of electricity but also specific resource demands during the operation and production processes, it is difficult to design and implement an IoT-based DR energy management system for industrial consumers. Therefore, this document aims at designing an IoT-based application framework for price-based DR management in industrial facilities.

7 IoT application framework for industrial facility demand response energy management

7.1 Framework description

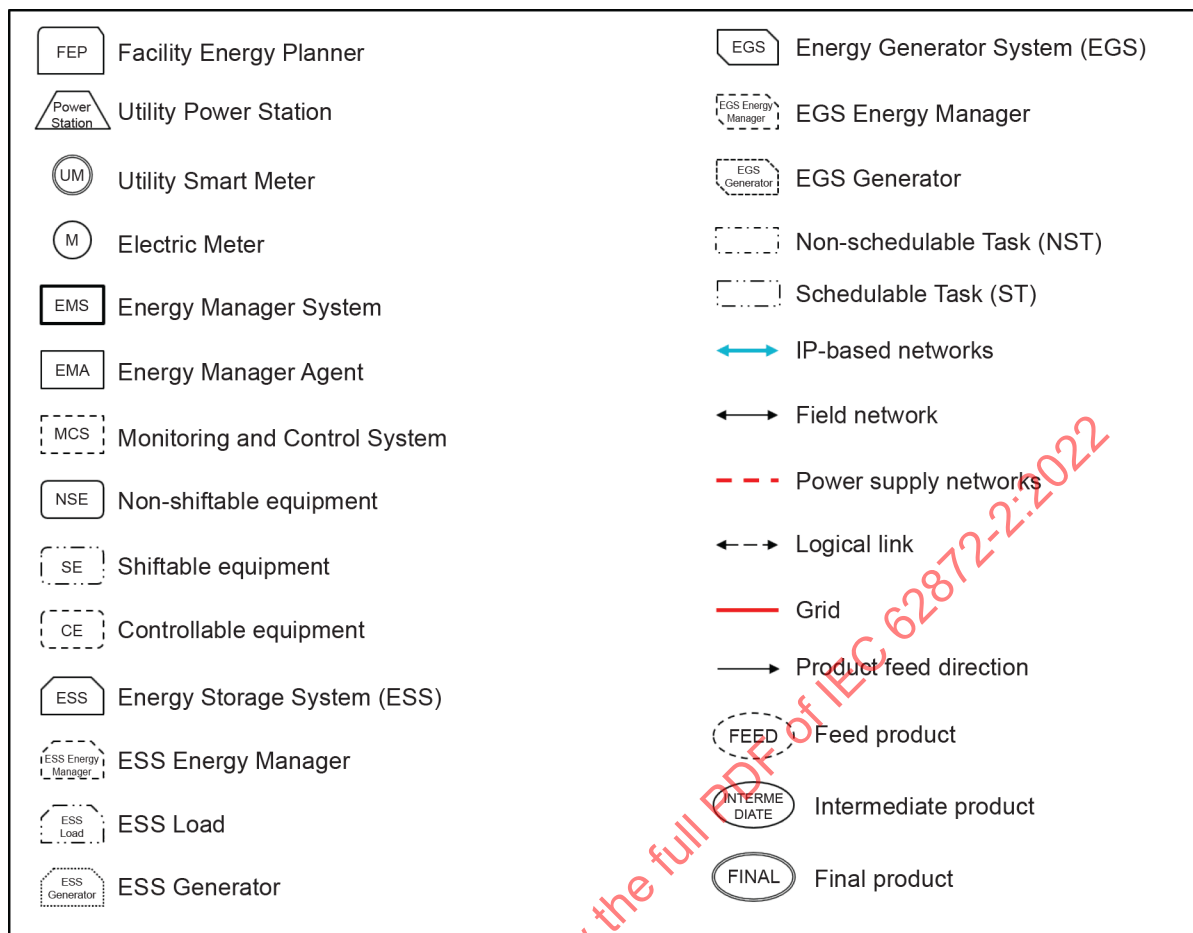
Clause 7 depicts the concept of IoT application framework for industrial facility DR energy management. The framework and the interrelationship among all the functional components are shown in Figure 2.



NOTE Refer to ISO/IEC TR 22417 – IoT use cases.

Figure 2 – IoT application framework for FDREM

Figure 3 lists all the abstract and general model elements defined for the IoT application framework. Each element is uniquely identified by one graphic symbol.



IEC

Figure 3 – Model elements defined for the IoT application framework [20]

The proposed IoT application framework is divided into the utility side and industrial electricity demand side, with the USM as the boundary between the two. As shown in Figure 2, the energy supply networks, i.e., utility power station, ESS and EGS are integrated with the process tasks as an integrated system.

7.2 System elements descriptions

7.2.1 General

System elements are essential for building the IoT application framework for automatic industrial FDREM. Each element is uniquely identified by a single symbol, as illustrated in Figure 3. In the following, the role of each system element not defined in Clause 3 is described to provide better understanding of the information exchange in Clause 8 and balance of document.

7.2.2 Utility power station

Utility power station acts as an energy supplier and energy information provider. It interacts with the EMS and the smart grid owned utility meter.

7.2.3 Energy management system (EMS)

EMS is any device/software or group of the two, installed in an industrial facility that provides the functions of energy management, control and planning in conjunction with responsible facility management.

7.2.4 Energy management agent (EMA)

EMA monitors the electricity consumption and controls the electric load of each task.

7.2.5 Monitoring and control system (MCS)

The MCS is located at the same hierarchical level as the EMA in the industrial network, which can control and monitor load-level attributes and energy consumptions of a specific task.

7.2.6 ESS energy manager (ESS EM)

ESS EM acts as an energy manager performing an internal energy management function to control the electrical storage device/system.

7.2.7 ESS load

ESS load acts as a load while the storage device/system is being charged.

7.2.8 ESS generator

ESS generator acts as a generator while the storage device/system is supplying electrical energy.

7.2.9 EGS energy manager (EGS EM)

EGS EM performs an internal energy management function to control the electricity generation system.

7.2.10 EGS generator

EGS generator acts as a generator while the electricity generation system is supplying electrical energy.

7.2.11 Feed product

State node representing the inputs (including raw materials and purchased semi-finished products) in the state task network (STN) model.

7.2.12 Intermediate product

State node representing the transitional state of the process in the STN model.

7.2.13 Final product

State node representing the desired end state or output of the process in the STN model.

7.3 Functional components description

Subclause 7.3 specifies general functional components that represent the collection of functions for implementing the DR energy management application. The functional components covered by the IoT application framework as well as their functions are described as follows:

- 1) Functional component 1 (FC 1): Determine energy/demand price information
The utility power station provides the dynamic pricing to the EMS, then the EMS manages facilities' current energy consumption.
- 2) Functional component 2 (FC 2): Determine DR parameters
The EMS prepares the parameters of the DR algorithm and makes the DR decision.

- 3) Functional component 3 (FC 3): Manage the operation point of each time interval to minimize energy consumptions

The EMS assigns each task to the EMA, then the EMA assigns operating levels for each task to the MCS, finally the MCS controls the equipment.

- 4) Functional component 4 (FC 4): Determine the utilization of ESS

The EMS specifies the ESS operating mode and the operating duration of that mode.

- 5) Functional component 5 (FC 5): Determine the utilization of EGS

The EMS specifies the EGS operating mode and the operating duration of that mode.

- 6) Functional component 6 (FC 6): Measure equipment power consumption

The SM measures and sends an energy consumption message to the MCS, and the MCS sends it to the EMA, then the EMA sends it to the EMS, finally the EMS sends it to the FEP.

- 7) Functional component 7 (FC 7): Measure the whole energy consumption in a facility

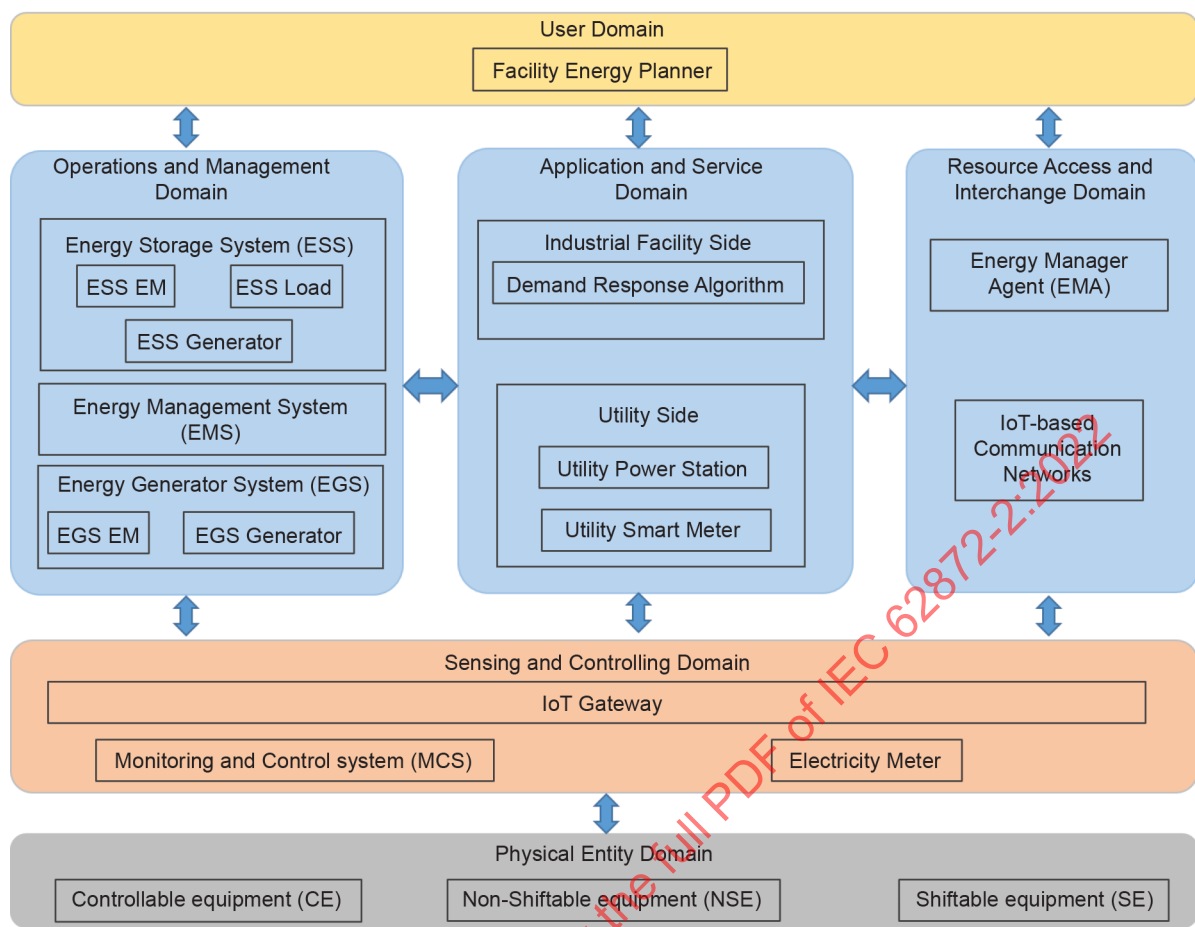
The USM measures all energy consumption in a factory and sends it to the utility power station.

Detailed DR-related use cases of these functional components and information exchange flows between functional components will be given in Clause 8.

7.4 IoT application framework mapped to IoT reference architecture

Subclause 7.4 focuses on mapping of the IoT application framework with ISO/IEC 30141. ISO/IEC 30141 provides the one general architecture that guides different kinds of IoT applications. This IoT application framework is a domain-specific application instance of IoT RA, and its application domain is industrial FDREM in smart grid. The proposed IoT application framework is to be mapped to the functional view of the IoT RA.

Figure 4 shows the IoT application framework mapped to ISO/IEC 30141, in which functional components in the IoT application framework are mapped to different domains in the IoT RA. Figure 5 is the mapping result between the IoT application framework and the IoT RA.



IEC

Figure 4 – IoT application framework mapped to ISO/IEC 30141 – Internet of Things Reference Architecture (IoT RA)

7.5 The physical entity domain (PED)

In IoT RA, the PED contains the physical entities which are of concern to the IoT system. In the proposed application framework, physical entities include equipment or devices to be controlled by the DR algorithm. Therefore, the CE, NSE, and SE of FC 3 and FC 6 are mapped into the PED.

7.6 The sensing & controlling domain (SCD)

In IoT RA, the SCD is comprised of a set of common functional components whose implementation complexity depends on the infrastructure of IoT systems. The functions of SCD include sensing, actuation, control service, identification, and related tasks. In the proposed application framework, electricity meter can sense and record energy consumptions of facilities; the MCS can monitor and control the operation of each device. Therefore, the electricity meter and MCS of FC 3, and FC 6 are mapped into the SCD.

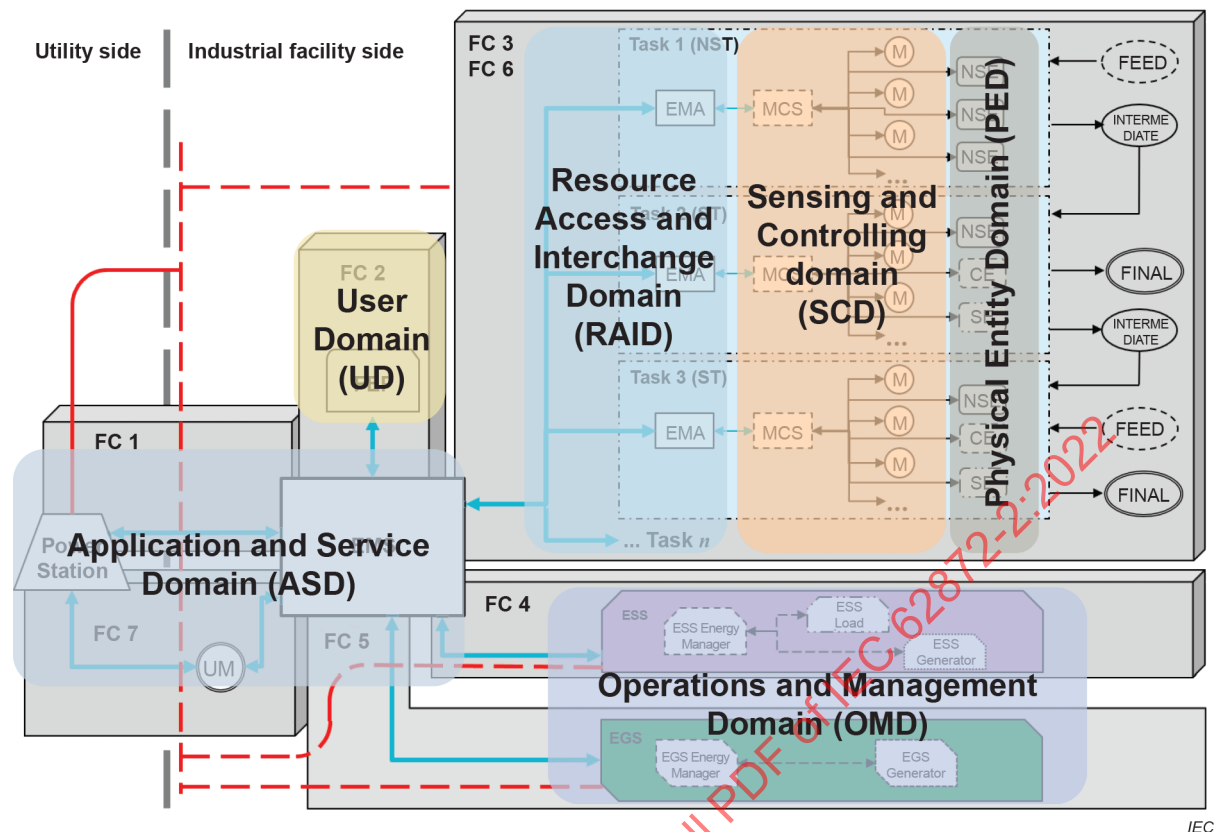


Figure 5 – Mapping between IoT application framework and IoT RA

7.7 The resource access & interchange domain (RAID)

In IoT RA, the RAID domain includes all necessary and supportive functions for accessing the IoT system resources – both services and data – or to communicate resources to the IoT system. In the proposed application framework, IoT-based communication network of all the functional components enables FEP to access the energy management facilities. Therefore, they are mapped into the RAID. The EMA of FC 3 and FC 6 can access the MCS to manage task-level attributes and energy consumptions, it is also mapped into the RAID.

7.8 The application & service domain (ASD)

In IoT RA, the ASD represents the collection of functions implementing application and service logic that realises specific business functionalities. It typically contains analytic services, process management services, visualization services, and business rules services. In the proposed application framework, the EMS and its demand response algorithm of FC 2 can analyse and make business decisions for facility side energy management. Therefore FC 2 is mapped into the ASD. Similarly, utility power station and utility meter of FC 1 and FC 7 manage business-related services in the utility side, they are also mapped into the ASD.

7.9 The operation & management domain (OMD)

In IoT RA, the OMD contains functional components responsible for the overall management of the IoT system. In the proposed application framework, the ESS of FC 4 and EGS of FC 5 respectively manage the energy storage and energy generation of the whole facility; they are pivotal functional components for efficient operation of the energy management algorithm. Therefore, ESS of FC 4 and EGS of FC 5 are mapped into the OMD.

7.10 The user domain (UD)

In IoT RA, the user domain functional components provide user access to the capabilities of the IoT system. In the proposed application framework, PP or FEP of FC 2 can access all the energy management capability on the facility side through user interfaces. Therefore, PP and FEP of FC 2 are mapped into the UD.

8 Use cases of functional components

8.1 General

Clause 8 derives specific use cases based on the functional components contained in the proposed IoT application framework. These use cases will be used to evaluate the feasibility of the framework for industrial facility demand response energy management.

8.2 Actor names and roles

According to system elements involved in the IoT application framework in Clause 7, Table 1 describes the actors/stakeholders and their relationships.

The roles of the actors are aligned with those defined in IEC TS 62872-1:2019.

Table 1 describes the role of each actor.

Table 1 – Actors and roles

Actor	Role description
Production planner (PP)	Example production constraints are the availability of input materials, production equipment, labour, energy, etc. The PP designs the plan to minimize the costs of production.
Facility energy planner (FEP)	Defines the overall future energy plan for the facility.
Utility power station	Interacts with the EMS and the smart grid owned utility smart meter.
Utility smart meter (USM)	Device which measures energy consumption or generation per time tariff and provides this information to utility company. Since this information may be used for billing purposes, its operation and metrological accuracy is normally subject to regulatory oversight. Secure communications with this device are provided by the smart grid. Read-only access to this information may be provided to the facility, although typically this information is only available indirectly from the utility company itself.
Energy management system (EMS)	EMS runs the DR algorithm to determine the optimal operating points of tasks and the operating status of IESs to shift the electricity demand from peak to off-peak demand periods, and transmits the control information to MCS. The EMS is located at a top hierarchical level of the industrial network, and can manage and monitor task-level attributes and the energy consumption of all tasks.
Energy management agent (EMA)	The EMA is located at a lower hierarchical level than the EMS in the industrial network and can manage task-level attributes and the energy consumptions of specific tasks.
Monitoring and control system (MCS)	The MCS is located at the same hierarchical level as the EMA in the industrial network, which can control and monitor load-level attributes and the energy consumption of specific tasks.
Non-shiftable equipment (NSE)	Considering a steel manufacturing facility as an example, the NSE includes water level sensors that always monitor the water level in the pools.
Controllable equipment (CE)	Considering a steel manufacturing facility as an example, the CE includes pumps and the cooling tower because they both support multiple operating levels, each of which has a different electricity demand.
Shiftable equipment (SE)	SE can be an additional energy consumption device, for example, a fan.
Energy storage system (ESS)	ESS can be for example a rechargeable battery.

Actor	Role description
ESS energy manager (ESS EM)	ESS EM can be an agent device, for example, a micro controller controlling the electrical storage device.
ESS load	ESS load can be for example a battery that is being charged.
ESS generator	ESS generator can be for example a battery that is supplying electrical energy.
Electricity generation system (EGS)	EGS includes for example solar panels, wind turbines, waste heat recovery, etc.
EGS energy manager (EGS EM)	EGS EM can be an agent device, for example, a micro controller controlling the electrical generation device.
EGS generator	EGS generator can be for example solar panels that are supplying electrical energy.

8.3 Use case descriptions

8.3.1 Use case for functional component 1: Determine energy/demand price information

In this use case, the initialization interaction of demand response between utility side and facility side is completed.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 6.

- 1) The utility power station provides the dynamic pricing to the facility. These price data are developed by the utility power station using internal procedures to maintain a balance between generation and supply near the time of use.
- 2) Typically, these price data are used by facilities to manage their current operating consumption. The price data are used by the facility control systems to control resources, subject to ensuring that all production safety, performance, and product quality requirements are maintained.

The communication between the utility power station and the EMS may be based on TCP/IP protocols to guarantee reliability of packet transfer.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarized in Table 2.

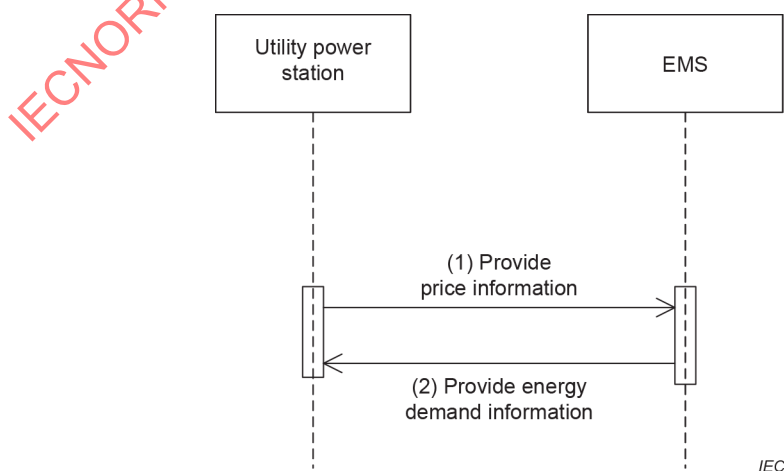


Figure 6 – Sequence diagram of use case for FC 1

Table 2 – Exchanged information in use case for FC 1

#	From > To	Function	Semantics
(1)	Utility power station > EMS	Provide price information	The utility power station provides the dynamic pricing to the facility.
(2)	EMS > Utility power station	Provide energy demand information	The price data are used by the EMS to manage current operating consumption of facilities, and then sends back its energy demand.

8.3.2 Use case for functional component 2: Determine DR parameters

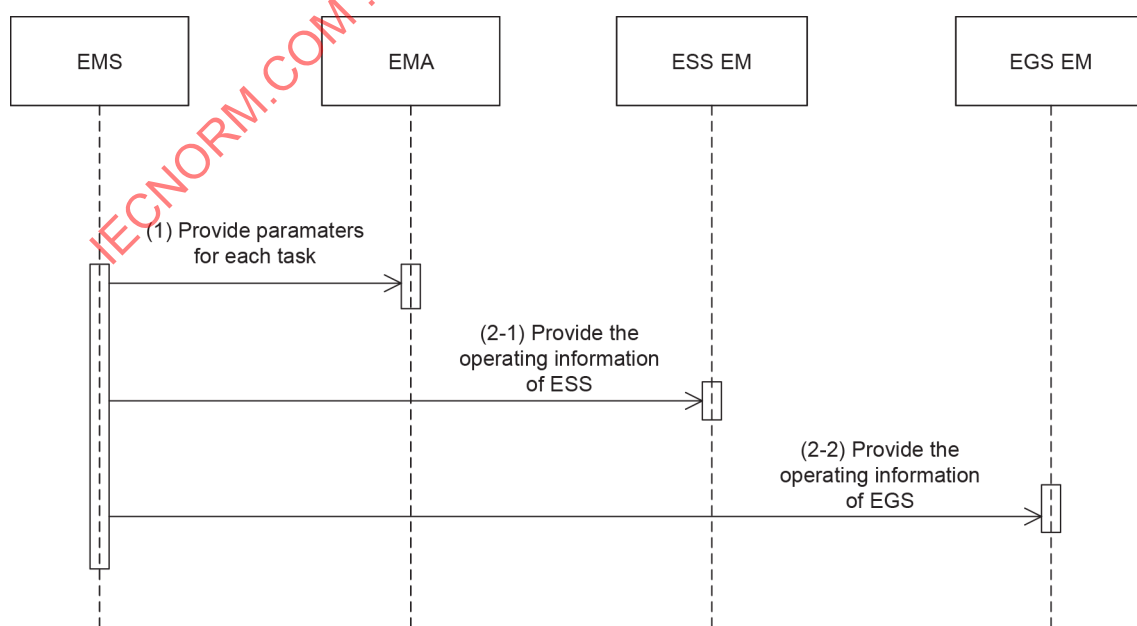
In this use case, the EMS prepares the parameters of the DR algorithm. The DR algorithm is formulated using the STN model [21] and mixed integer linear programming (MILP) [22]. These parameters include the STN model parameters, the supported operating point information of each task, the operating parameters of the EGS and the operating parameters of the ESS.

The descriptions of STN model can be found in Annex B.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 7.

- 1) Based on the inputs including the day-head electricity price, the STN representation of industrial facilities, the operating information of each task, and the operating information of DERs, the DR algorithm selects the optimal operating point of schedulable tasks (STs) for each pre-specified time interval. By scheduling STs with different operating points, the DR algorithm can shift part of the electricity demand from peak to off-peak demand periods.
- 2) The DR algorithm also determines the optimal power source (i.e., the grid, EGSs, or ESSs) for each time interval. For example, during off-peak periods, the electrical grid supplies electricity to industrial facilities, and the ESS charges energy from the power grid, whereas during peak periods, the EGS (which may be solar, wind, or waste heat from power plants) supplies electricity, and the ESS discharges to supply energy to industrial facilities.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarised in Table 3.



IEC

Figure 7 – Sequence diagram of use case for FC 2

Table 3 – Exchanged information in use case for FC 2

#	From > To	Function	Semantics
(1)	EMS > EMA	Provide parameters for each task	The EMS provides parameters of the DR algorithm. The parameters for EMA include the STN model parameters, the supported operating point information of each task.
(2-1)	EMS > ESS EM	Provide the operating information of ESS	The EMS provides the operating parameters to the ESS EM for each time interval. For example, during off-peak periods, the electrical grid supplies electricity to industrial facilities, and the ESS charges energy from the power grid.
(2-2)	EMS > EGS EM	Provide the operating information of EGS	The EMS provides the operating parameters to the EGS EM for each time interval. For example, during peak periods, the EGS (which may be solar, wind, or waste heat from power plants) supplies electricity.

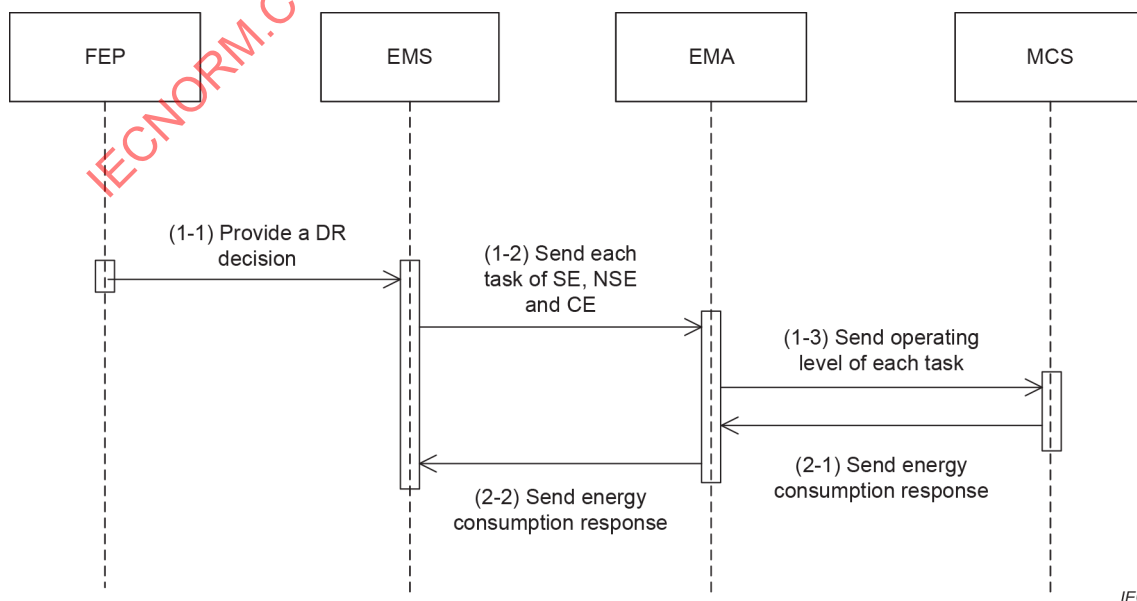
8.3.3 Use case for functional component 3: Manage the operation point of each time interval to minimize energy consumptions

In this use case, the facility manages the operating point (different points complete different level of tasks, and consume corresponding level of energy) of each task for each time interval to minimize the energy consumption.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 8.

- 1) After the FEP makes a DR decision, the EMS provides the EMA of each task, the optimal operating point of the task and the operating time of that operating point. The EMA proposes operating levels of the equipment in each task and sends this information to the MCS, which controls the equipment according to the commands scheduled by the EMA.
- 2) When the state of the load changes after receiving a control message, the networked equipment relays the updated state to the MCS and EMA. The EMA sends the task level response to the EMS. These response messages not only act as the acknowledgement but also carry the energy consumption information, e.g., increased/decreased energy consumption value.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarised in Table 4.



IEC

Figure 8 – Sequence diagram of use case for FC 3

Table 4 – Exchanged information in use case for FC 3

#	From > To	Function	Semantics
(1-1)	FEP > EMS	Provide a DR decision	The FEP manages the operating point of each time interval to optimize the profit, and makes a DR decision to be sent to the EMS.
(1-2)	EMS > EMA	Send each task of SE, NSE, and CE	Based on the DR decision, the EMS provides the EMA of each task, the optimal operating point for the task and the operating time for that operating point.
(1-3)	EMA > MCS	Send operating level of each task	The EMA proposes operating levels of the equipment in each task and sends this information to the MCS, which controls the equipment according to the commands scheduled by the EMA.
(2-1)	MCS > EMA	Send energy consumption response	The MCS collects the updated energy consumption states of each equipment and sends them to the EMA.
(2-2)	EMA > EMS	Send energy consumption response	The EMA forwards the task level response (high or low energy consumption) to the EMS.

8.3.4 Use case for functional component 4: Determine the utilization of ESS

In this use case, the facility decides to buy power or utilize the ESS within each time interval.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 9.

- 1) After determining the energy price information and the DR parameters, the EMS specifies the ESS operating mode in the next stage and the operating duration of that mode, which is an integrated energy system (IES) decision. For example, during off-peak periods, the ESS EM executes the operating mode as ESS load, the ESS charges energy from the power grid; during peak periods, the ESS EM executes the operating mode as ESS generator, the ESS discharges to supply energy to industrial facilities.

The communication between the EMS and ESS may be based on, for example, TCP/IP protocols, which can guarantee the reliability of packet transfers.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarised in Table 5.

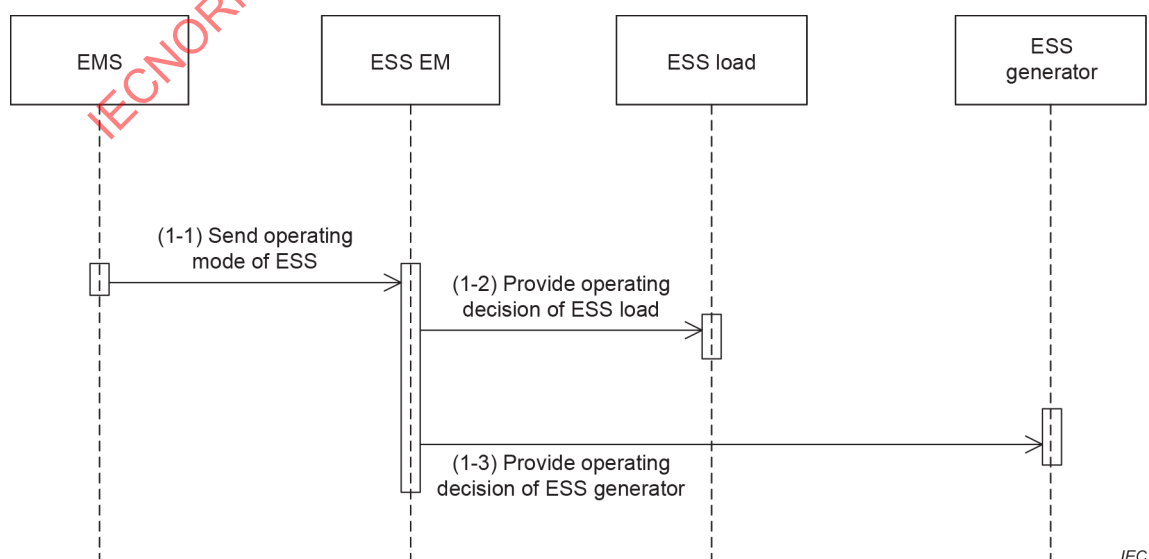
**Figure 9 – Sequence diagram of use case for FC 4**

Table 5 – Exchanged information in use case for FC 4

#	From > To	Function	Semantics
(1-1)	EMS > ESS EM	Send operating mode of ESS	After determining the energy price information and the DR parameters, the EMS specifies the ESS operating mode in the next stage and the operating duration of that mode.
(1-2)	ESS EM > ESS load	Provide operating decision of ESS load	The ESS EM executes the operating mode as ESS load. For example, during off-peak periods, the ESS charges energy from the power grid.
(1-3)	ESS EM > ESS generator	Provide operating decision of ESS generator	The ESS EM executes the operating mode as ESS generator. For example, during peak periods, the ESS discharges to supply energy to industrial facilities.

8.3.5 Use case for functional component 5: Determine the utilization of EGS

In this use case, the facility decides to buy power from the grid or use the EGS within each time interval.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 10.

- 1) After making a DR decision, the EMS specifies the EGS operating mode in the next stage and the operating duration of that mode, which is an IES decision. In a high-electricity-price period, it encourages the EMS to command the EGS to supply electricity to some or all of the processing tasks. For example, during peak periods, the EGS (which may be solar, wind, or waste heat from power plants) supplies electricity to industrial facilities. This decreases the electricity demand of the industrial facility from the power grid.

The communication between the EMS and EGS may be based on, for example, TCP/IP protocols, which can guarantee the reliability of packet transmission.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarised in Table 6.

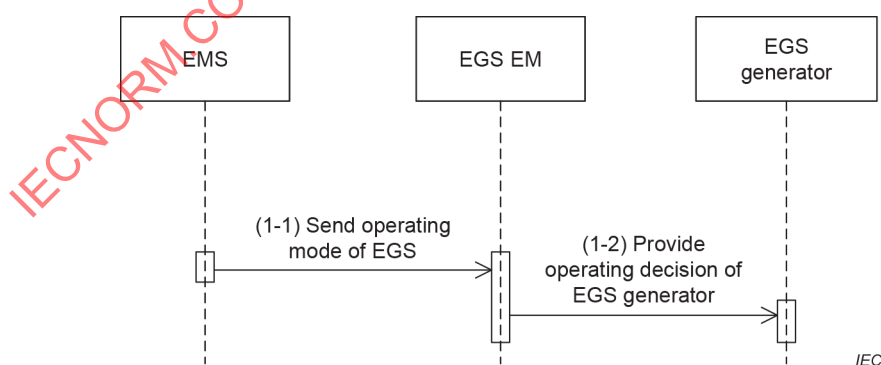
**Figure 10 – Sequence diagram of use case for FC 5**

Table 6 – Exchanged information in use case for FC 5

#	From > To	Function	Semantics
(1-1)	EMS > EGS EM	Send operating mode of EGS	After determining the energy price information and the DR parameters, the EMS specifies the EGS operating mode in the next stage and the operating duration of that mode.
(1-2)	EGS EM > EGS generator	Provide operating decision of EGS generator	The EGS EM executes the operating mode as EGS generator, for example, during high-electricity-price periods, the EGS supplies electricity to industrial facilities.

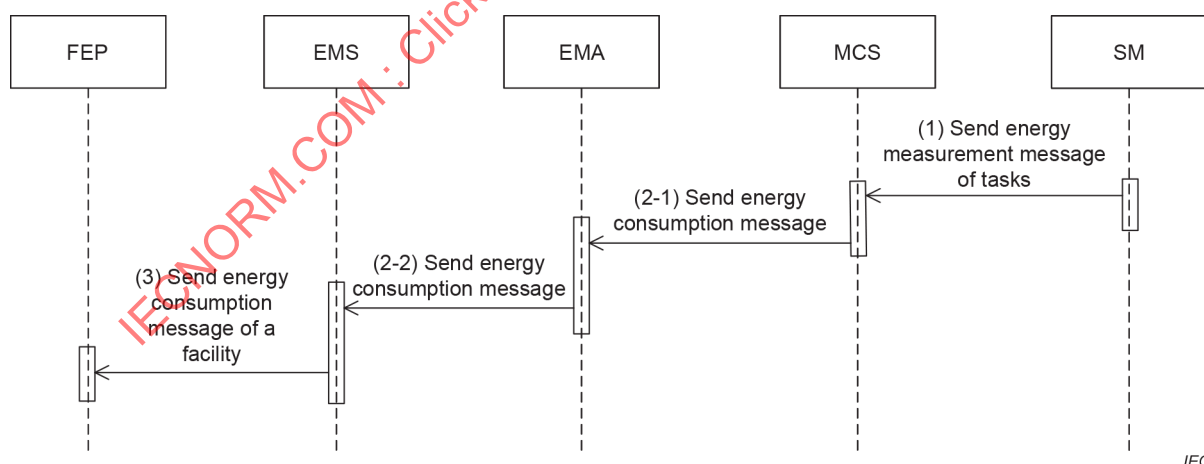
8.3.6 Use case for functional component 6: Measure equipment power consumption

In this use case, the facility measures equipment power consumption for each task and each load. The facility measures the power consumption of a particular electrical device and each task.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 11.

- 1) Prior to its use, the operation manager installs a SM to measure the energy consumption at a device or for each task. Periodically, the SM measures the energy consumption of each device and sends an energy measurement message to the MCS to track the ongoing energy use of the load.
- 2) The MCS sends the energy consumption of related loads to the EMA. The EMA sends the energy consumption of each task to the EMS.
- 3) The EMS provides the energy consumption information to the facility energy planner.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarised in Table 7.



IEC

Figure 11 – Sequence diagram of use case for FC 6

Table 7 – Exchanged information in use case for FC 6

#	From > To	Function	Semantics
(1)	SM > MCS	Send energy measurement message of tasks	The operation manager installs a SM to measure the energy consumption at a device or for each task. Periodically, the SM measures the energy consumption of each device, and sends an energy measurement message to the MCS to track the ongoing energy use of the load.
(2-1)	MCS > EMA	Send energy consumption message	The MCS sends the energy consumption of related loads to the EMA.
(2-2)	EMA > EMS	Send energy consumption message	The EMA sends the energy consumption of each task to the EMS.
(3)	EMS > FEP	Send energy consumption message of a facility	The EMS sends the energy consumption of the whole facility to the facility energy planner.

8.3.7 Use case for functional component 7: Measure the whole energy consumption in a facility

In this use case, the facility side measures the energy consumption of all the equipment and provides this information to the utility power station and the EMS.

The numbered items below correspond to the similarly numbered items in the sequence diagram of Figure 12.

- 1) The USM measures the total energy consumption of the industrial facility.
- 2) The USM sends the energy measurement message to the EMS to track the ongoing energy use of the facility. The EMS provides the energy consumption information to the FEP.
- 3) The USM sends the energy measurement message to the utility power station, which can be used by an energy provider to track facility or equipment performance and analysis.

The corresponding information flows which cross the smart grid and facility interface are summarized in Table 8.

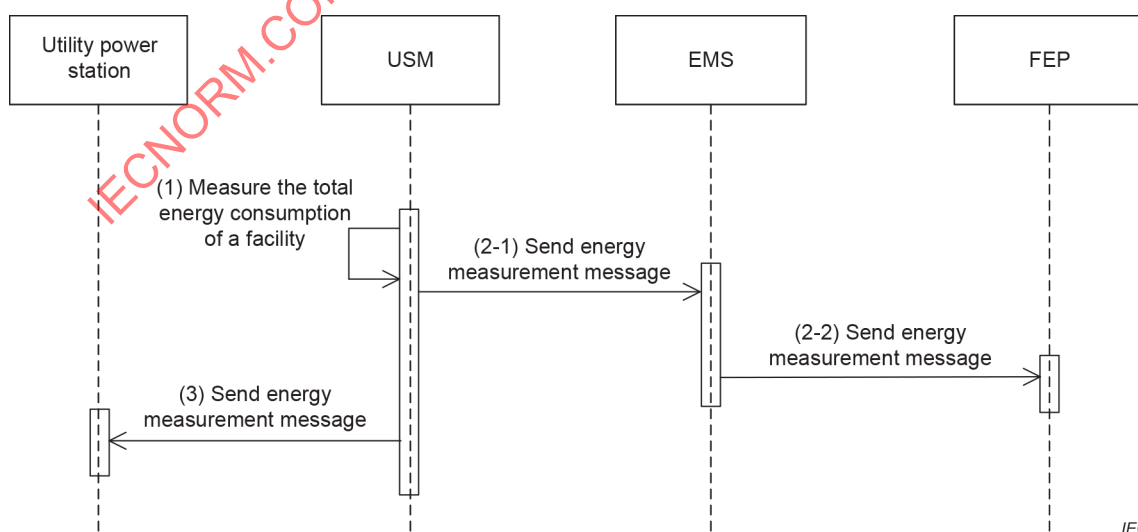
**Figure 12 – Sequence diagram of use case for FC 7**

Table 8 – Exchanged information in use case for FC 7

#	From > To	Function	Semantics
(1)	USM	Measure the total energy consumption of a facility	The USM measures the total energy consumption in a facility side by itself.
(2-1)	USM > EMS	Send energy measurement message	The USM sends the energy measurement message to the EMS to track the ongoing energy use of the facility.
(2-2)	EMS > FEP	Send energy consumption message	The EMS sends the energy consumption information to the facility energy planner.
(3)	USM > utility power station	Send energy measurement message	The USM sends the energy measurement message to the utility power station.

9 IoT protocols

9.1 General

In order to implement the application framework in Clause 7 and the use cases in Clause 8, Clause 9 discusses communication stack layers, and information model and services.

9.2 Communication stack layers

9.2.1 General

Subclause 9.2 specifies the general functionality of each stack layer in the IoT application framework, aiming to provide specific information exchange services for functional components. Identification of existing IoT protocols will be executed to support this kind of information exchange. This document does not intend to create new IoT protocols.

Specifying which IoT protocol to be used in which domain and use case is out of the scope of this document. Users may need to choose the appropriate protocol based on specific application scenarios.

A mapping of candidate IoT protocols against the seven OSI layers and the six domains specified in the application framework in Clause 7 (see Figure 5), i.e., what protocols are well-recommended to be used in what domains, is described in Table 9. A mapping to use cases in Clause 8 is also shown in Table 9.

An expanded description of each OSI layer follows.

Table 9 – IoT protocols recommended to apply in domains of the application framework and in use cases

	Use case for FC 3 and FC 6			Use case for FC 1 and FC 7	Use case for FC 4 and FC 5	Use case for FC 2
Domains OSI layers	Physical entity domain	Sensing and controlling domain	Resource access & interchange domain	Application and service domain	Operations and management domain	User domain
Application layer	DHCP or CoAP or proprietary	CoAP or proprietary	Http or proprietary	Http or DLMS/COSE M	Http or proprietary	Http or RESTful API
Transport layer	TCP or UDP	TCP or UDP	TCP or UDP	TCP or UDP	TCP	TCP
Network layer	IPv4 or IPv6	IPv4 or IPv6	IPv4 or IPv6	IPv4 or IPv6	IPv4 or IPv6	IPv4 or IPv6
Datalink layer	Ethernet (e.g., TSN) or 5G	Ethernet or IEEE 802.15.4 or 5G	Ethernet or IEEE 802.15.4 or 5G	Ethernet or IEEE 802.11 (e.g., WLAN)	Ethernet	Ethernet or IEEE 802.11
Physical layer	Wired cables	Wired cables or wireless media	Wired cables or wireless media	Wired cables or wireless media	Wired cables	Wired cables or wireless media

9.2.2 Physical layer

Physical layer is the lowest layer of the IoT protocol stacks. It activates, maintains and deactivates the physical connection between devices in the FDREM application framework. It is responsible for the transmission and reception of the unstructured raw data related to energy management over the network.

The physical connection can be a wired transmission medium such as an electrical cable, an optical fiber cable, or a wireless transmission medium such as a radio frequency link.

9.2.3 Data link layer

Data link layer synchronizes the energy information data which is to be transmitted over the physical layer. The main function of this layer is to make sure data transfer is error free from one node to another, over the physical layer.

Wired technology such as Industrial Ethernet can operate at the data link layer, as described in IEC 61158-3 [1].

Wireless technology used in this layer can, for example, be built on IEEE 802.15.4. Wireless can also be built on 5G.

9.2.4 Network layer

Network layer routes the signal through different channels from one node to other. It divides the outgoing energy messages into packets and assembles the incoming packets into energy messages for higher levels.

Such routing protocols can be based on wired Ethernet, such as transparent end-to-end communication, large addressing space, or an auto-addressing method. But in the era of IoT, IP-enabled wireless field network is one important trend. The use of IP-based wireless technologies in industrial energy management provides new possibilities and advantages compared to existing wired solutions. These technologies will enable easier access to more information that is related to the process itself and the equipment used in the process.

9.2.5 Transport layer

Transport layer decides if the energy data transmission should be on parallel paths or single path. Transport layer breaks the message (data) into small units so that they can be handled more efficiently by the network layer.

TCP or UDP can be chosen for IoT-based backbone and wireless networks. For example, UDP over 6LoWPAN fits well with many smart object applications. UDP provides a best-effort datagram delivery service, but does not guarantee that the datagrams are delivered to the destination. It is up to the application layer to recover from packet loss. However, the simplicity and lightweight nature of UDP makes it a compelling choice for data that need to be transported quickly such as sensor data.

9.2.6 Application layer

Application layer is the topmost layer. This layer mainly holds application programs to act upon the energy management related data that are received or to be sent.

For the industrial wired part, application layer protocols such as the hypertext transfer protocol (HTTP) can be chosen for web-style interaction and web service infrastructure, and the simple network management protocol (SNMP) for network configuration. These allow IP-based smart objects to interoperate with a large number of external systems. For the wireless part, constrained application protocol (CoAP) is an application layer protocol that is intended for use in resource-constrained nodes. It is particularly targeted at small low-power sensors, switches, valves and similar components that need to be controlled or supervised remotely through standard Internet networks.

As the USM is the boundary between the utility side and the industrial electricity demand side and provides information on the demand and consumption to both parties, and the utility may convey price information to the consumers via utility meters, a data-exchange mechanism for such metering equipment is indispensable. IEC 62056-5-3 [2] which specifies the DLMS/COSEM application layer data-exchange is recommended and should be supported in the proposed application framework and use cases.

9.3 Information model

Subclause 9.3 specifies how to represent and manage the energy management data in a common model.

The facility smart grid information model (FSGIM) defines an abstract, object-oriented information model to enable control systems to manage electrical loads and generation sources in response to communications with an electrical grid. Therefore, in this application framework for FDREM, the FSGIM can be utilised to represent the energy consumption, production, and storage systems in an industrial facility. As a result, a level of interoperability is ensured because the information has been standardised.

Furthermore, the FSGIM defines the data elements, data type, data associations, semantic checks and data optionality. Thus, the FSGIM can be used to develop or enhance other standards that define technology and communication protocol-specific implementations. It provides the basis for interoperable extensions to the existing communication protocols for facility information. More information about FSGIM is given in Annex A.

As FSGIM is applied as an information model which is required to format the data-exchange in the application framework as well as in different use cases to a standardised data format, many formalised data-exchange formats can be used to specify the FSGIM as a metadata exchange technology, e.g., XML, JSON, or the emerging industrial data-exchange format – Automation Markup Language [AutomationML (IEC 62714-1)]. All of these data formats can serve as an information model used for information exchange between industrial facilities.

Specifying which data format to be used to implement the FSGIM in each domain and use case is out of the scope of this document. Users may need to choose the data format based on specific application scenarios.

Considering the resource constraints and grade of difficulty to implement in different domains of the application framework in Clause 7 as well as the use cases in Clause 8, Table 10 suggests best-practice data formats to be considered in industrial applications.

Table 10 – Data format recommended to implement the FSGIM in domains of the application framework and in use cases

	Use case for FC 3 and FC 6			Use case for FC 1 and FC 7	Use case for FC 4 and FC 5	Use case for FC 2
Domains	Physical entity domain	Sensing and controlling domain	Resource access & interchange domain	Application and service domain	Operations and management domain	User domain
Data format	XML or JSON	XML or JSON	XML or JSON	XML or JSON	XML or JSON	XML, JSON, or AutomationML

Besides, considering the role of utility meter in the application framework, the COSEM data model specified in IEC 62056-6-1 [3] and IEC 62056-6-2 [4], which supports some load management features, is recommended to be used or extended in the proposed application framework and use cases. For example, DLMS/COSEM data model should be used for metering and control functionality in use case for FC 7.

The translation between the IEC 61850 data model and the IEC 62056 COSEM model is specified in IEC 61850-80-4 [5].

9.4 Services

9.4.1 General

Subclause 9.4 focuses on service mechanisms that are indispensable for the end user to access the IoT application framework.

Specifying which service to be implemented in which domain and use case is out of the scope of this document. Users may need to choose the services based on specific application scenarios.

9.4.2 Web service

In order to access the industrial energy management applications, existing web-service-oriented systems, programming libraries, and knowledge can be directly applied by using web service technology. This makes it possible to integrate energy management applications into enterprise resource planning (ERP) systems without any intermediaries, thus reducing the complexity of the system as a whole. For some industries, energy management applications can be built using off-the-shelf technology, e.g., simple object access protocol (SOAP), without any customised interfaces or translators.

A mapping of candidate web services and the six domains specified in the application framework in Clause 7 (see Figure 5), i.e., what web services are well-recommended to deploy in what domains, is described in Table 11. A mapping to use cases in Clause 8 is also shown in Table 11.

Table 11 – Services recommended to implement the FSGIM in domains of the application framework and in use cases

	Use case for FC 3 and FC 6			Use case for FC 1 and FC 7	Use case for FC 4 and FC 5	Use case for FC 2
Domains	Physical entity domain	Sensing and controlling domain	Resource access & interchange domain	Application and service domain	Operations and management domain	User domain
Services						
Web services	DHCP or SOAP	DHCP or SOAP	HTTP or CoAP	HTTP or CoAP	HTTP or CoAP	HTTP or RESTful API
Service discovery	DHCP or MSDP	DHCP or MSDP	MSDP or OPC UA	MSDP or OPC UA	MSDP or OPC UA	MQTT or OPC UA

9.4.3 Service discovery

The IP architecture does not have any default service discovery framework. Among the service discovery mechanisms, auto address configuration is especially important, which can be done either with a centralised protocol such as the dynamic host configuration protocol (DHCP), or with a distributed mechanism such as IPv4 auto address configuration or IPv6 stateless address configuration. Additionally, some alternative mechanisms such as service location protocol (SLP), Zeroconf, multicast source discovery protocol (MSDP), Web services dynamic discovery (WS-Discovery) and message queuing telemetry transport (MQTT) can be used in an industrial energy management system as well. Furthermore, OPC unified architecture (OPC UA) discovery is an emerging service discovery technique widely used in industrial control and automation.

A mapping of candidate service discovery mechanism and the six domains specified in the application framework in Clause 7 (see Figure 5), i.e., what service discovery mechanisms are well-recommended to be deployed in what domains, is described in Table 11. A mapping to use cases in Clause 8 is also shown in Table 11.

10 Communication requirements of the application framework

10.1 General

Considering the functional components covered by the IoT application framework, non-functional communication requirements shall be taken into consideration to guarantee reliable data communication. Such requirements can relate to for example service, quality of service (QoS), bandwidth, and security.

Furthermore, Clause 10 specifies which communication requirement needs to be implemented in the application framework in Clause 7 and the use cases in Clause 8.

Table 12 – Communication requirements considered in domains of the application framework and in use cases

	Use case for FC 3 and FC 6			Use case for FC 1 and FC 7	Use case for FC 4 and FC 5	Use case for FC 2
Domains Communication requirements	Physical entity domain	Sensing and controlling domain	Resource access & inter-change domain	Application and service domain	Operations and management domain	User domain
Service-related	O	O	M	M	M	M
QoS	M	M	O	O	O	O
Bandwidth	M	M	O	O	O	O
Security	M	M	M	M	M	M
NOTE M – mandatory, O – optional.						

Table 12 specifies service-related, QoS, bandwidth, and security requirements (mandatory or optional) that should be covered by the six domains specified in the application framework in Clause 7 and use cases in Clause 8.

10.2 Service-related requirement

The service available in the IoT application framework is the most significant role for ensuring its energy management functionality.

The service interface should encapsulate all available services provided by the IoT application framework. The implementation of service interfaces can facilitate the data-exchange process to reduce the transmission time, but the requirement for high bandwidth is increased to support the service, thus a trade-off may be necessary.

10.3 Quality of service (QoS) requirement

IoT applications have various requirements for the data QoS.

From the aspect of data delivery, the QoS requirement includes best-efforts delivery in which the data are delivered only once, and reliable delivery in which the data are delivered many times until a reply is received.

In addition, the requirements include:

- timeliness: a description of the ability of the IoT application framework to ensure device-to-device communication timing constraints;
- ordering: a description of the ability of the IoT application framework to present the data in the specific order;
- durability: a description of the ability of the IoT application framework to make data available in the lifecycle;
- lifespan: a description of the ability of the IoT application framework to make some less critical data expire;
- fault tolerance: the ability to guard against the fault or adaptability of the IoT application framework to function properly in the midst of several errors/anomalies in the devices and the IoT network.

10.4 Bandwidth requirement

Bandwidth is used to represent the ability of data distribution over a network per unit time. An IoT network should be able to ensure the time-related performance such as latency and jitter under increasing bandwidth requirements.

Thus, in the IoT application framework, the trade-off between time-related performance and bandwidth requirement should be carefully evaluated.

10.5 Security requirement

Adequate protective measures should be considered for IoT applications. The security mechanisms should provide a means for data exchange authorization management, data integrity and trustworthiness, sensitive data flows encryption, secure logging and auditing capabilities to ensure availability with integrity and confidentiality.

For computationally constrained smart object microprocessors, hardware-assisted encryption implementations can also be adopted for performances.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

Annex A (informative)

Facility smart grid information model (FSGIM)

A.1 General

The FSGIM standard is one part of a larger ecosystem of standards that support the development and implementation of a smart electric grid, which is standardized in ISO 17800:2017 [16]. The FSGIM uses unified modelling language (UML) to define key concepts that maps between electricity providers and electricity consumers [23]. It is intended to guide the evolution of control technologies used to manage loads and generation sources in homes, commercial and institutional buildings, and industrial or manufacturing operations.

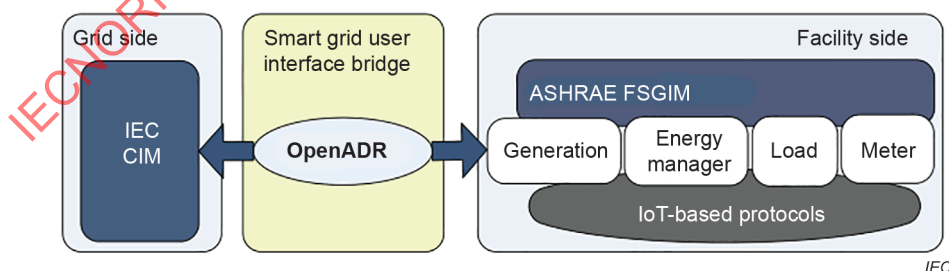
ISO 17800:2017 provides the basis for common information exchange between control systems and end use devices found in single – and multi-family homes, commercial and institutional buildings, and industrial facilities that is independent of the communication protocol in use. It provides a common basis for electrical energy consumers to describe, manage, and communicate about electrical energy consumption and forecasts.

Because of the wide range of applications, the FSGIM represents the devices in a facility as combinations of four abstract components: a generator component, an energy manager component, a load component, and a meter component [23]. Each of these components consists of a similarly named main class along with multiple associated classes.

A.2 Applying the FSGIM in the application framework for industrial FDREM

A.2.1 Conceptual Model of Smart Grid

The conceptual model of an industrial facility with a smart grid is shown in Figure A.1. At the grid side, IEC common information model (CIM) families of standards act as the main information model standards. As shown in Figure A.1, open automated demand response (OpenADR) specifications can be considered as the smart grid user interface bridge between the grid and the facility. The common information standard used at industrial facilities is the FSGIM, which consists of generation, energy manager (EM), load and meter components (see A.2.2).



**Figure A.1 – Smart grid information model standards
and relationships between standards [20]**

A.2.2 Common industrial information model in an industrial facility

Subclause A.2.2 describes the information models and their instances for the application framework. As mentioned above, the metadata model in FSGIM is a representation of the energy management system proprietary data model based on open standards that support interoperability. These different metadata representations are consolidated into a semantically aligned representation of the network reality.

In industrial applications, it is infeasible to use the FSGIM to represent all network data parameters. Those data should be exploited from industrial applications not previously modelled in the FSGIM, and then semantic alignment is available through harmonization. To this aim, some additional parameters are added into the FSGIM model to fit the application framework for industrial FDREM. This is possible at the meta-model level of abstraction and is referenced in the FSGIM semantic models.

The information model between utility power station and EMS is based on an energy market information exchange (EMIX), which provides an exchange of price and product information for power and energy markets. The relationship between the information model and its instance in DR energy management for an industrial facility is shown in Figure A.2. The main common information models that are specified in this document include the load model, the meter model, the EM model and the generator model.

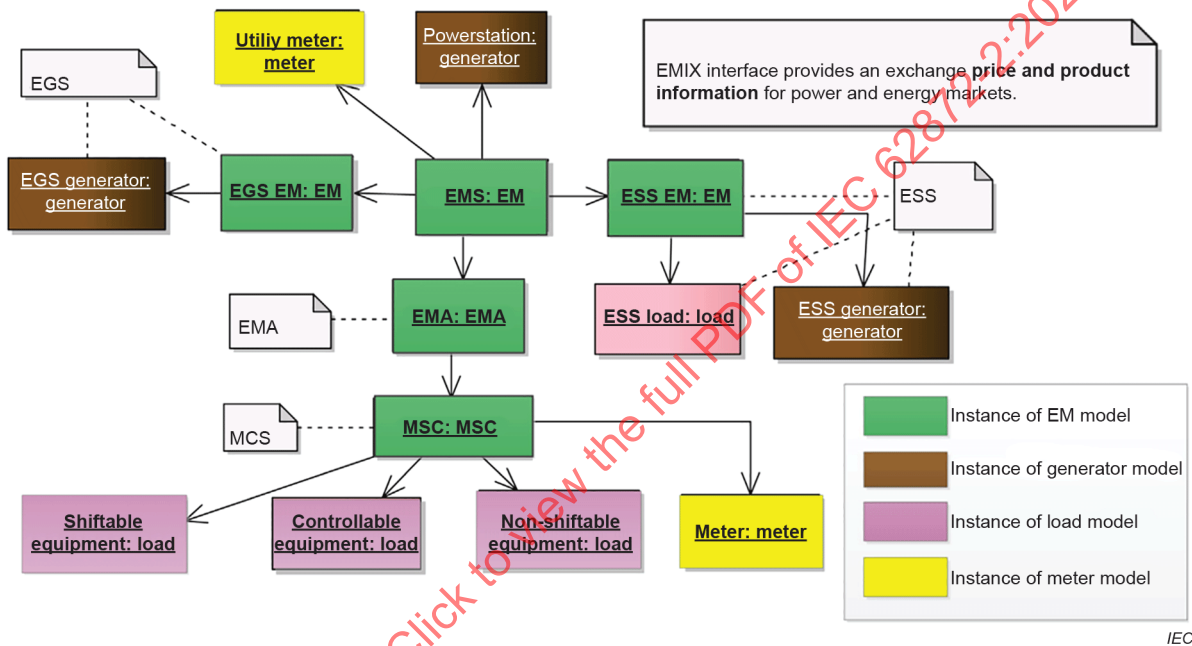


Figure A.2 – The relationship between the information models and their instances in DR energy management for industrial facilities [20]

In Figure A.2, the yellow box represents UM and meter, which are instances of the meter model. The pink box represents equipment, which are instances of the load model. The brown box stands for the energy supply parties, which are instances of the generator model. The green box represents the EM, which are instance of the EM model. These elements are described as follows:

a) Load model

The load component defines the common attributes to all devices that consume electricity. In the DR model, processing tasks are divided into non-schedulable tasks (NSTs) and schedulable tasks (STs), and both are composed of pieces of industrial equipment. NSTs are tasks for which the demand cannot be scheduled, and shall be satisfied immediately despite the fact that the price of electricity is high or low. STs are tasks for which the demand can be scheduled among a pre-specified set of operating points.

The industrial equipment is classified as NSEs, SEs and CE. NSTs shall contain NSEs only, and STs consist of NSEs, SEs and CE. The FSGIM load component is used directly to represent NSEs, SEs and CE. In the FSGIM, CurtailableLoad is a child class of load. The CurtailableLoad class defines attributes that are unique to devices whose electrical consumption can be curtailed. The attributes define the information that is needed to represent curtailment policies based on criteria including load priorities, cost constraints, protection of physical equipment, and safety considerations. The CurtailmentRatingsLevel is an attribute of CurtailableLoad. This class defines a single array. Each array element defines the fixed demand to which the load shall be controlled as a function of the stated level. The Priority is an attribute of CurtailableLoad, which defines the curtailment priority and the order upon which curtailment occurs across a set of loads. A Priority value of 1 is considered as a critical load that should not be shed except during a critical event.

- CE is modeled as an instance of the CurtailableLoad class model.
- SE is modeled as an instance of the CurtailableLoad class with one curtailment rating level.
- NSE is modeled as an instance of the CurtailableLoad class model with priority equal to 1, i.e., the highest priority.

Figure A.3 depicts the relationships of abovementioned model elements defined in the load model.

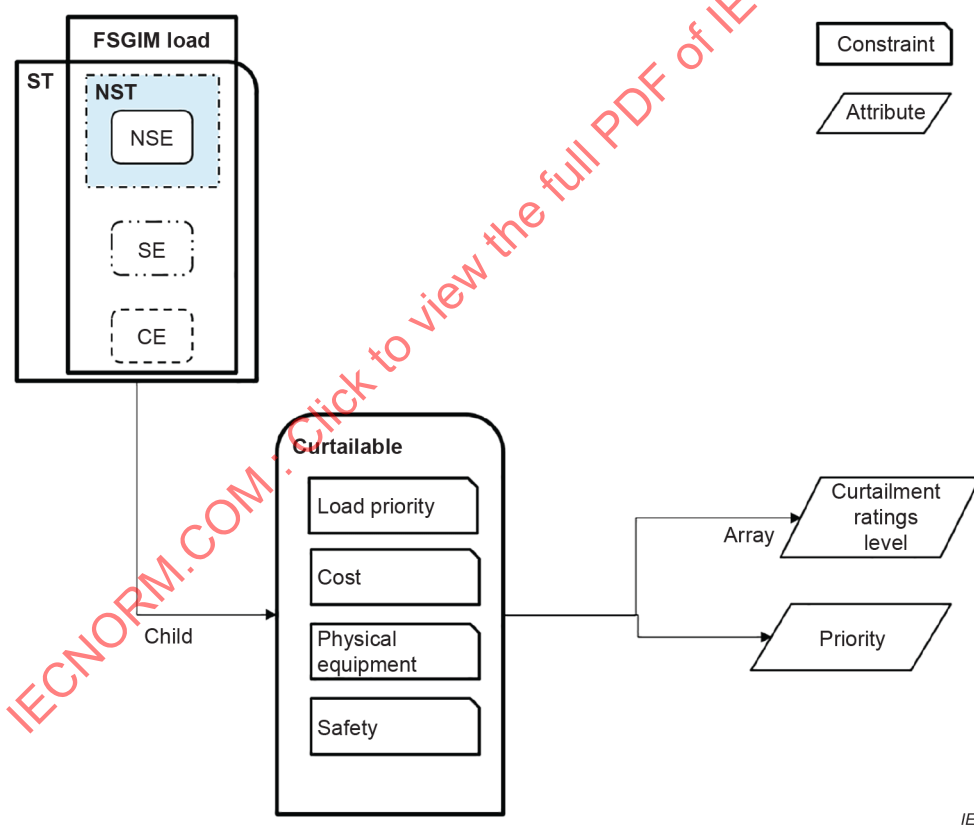


Figure A.3 – Relationships of model elements in load model

b) Generator model

The FSGIM generator component is directly adopted. Many classes of the generator component are derived from the IEC 61850-7-420 standard. The generator component provides an abstract representation of all devices that produce electricity or store it. In the proposed application framework, the generation element of EGS and ESS can be considered as an instance of the generator model. The ESS generator is an instance of the generator model while the storage device is providing electrical energy. The EGS generator is also an instance of the generator model while the EGS is supplying electrical energy. A power station can also be considered as an instance of the generator model.

c) Meter model

A meter is modelled as an instance of the meter class in the FSGIM. The FSGIM meter component is directly adopted, which provides an abstract representation for the function of measuring power, energy, and emissions. The instance of meter is a physical device or subsystem which measures the demand or supply of one or more loads and/or one or more generators.

d) Energy manager (EM) model

The FSGIM defines the EM component to provide an abstract representation of energy management system functionality. The functionality is implemented in any device that performs analysis and makes energy-related decisions involving meters, loads, generators, or energy storage devices. In this platform, EMS, EMA and MCS are instances of the EM model. In view of this situation, it is difficult to use the EM model that is defined in the FSGIM to represent the industrial STN elements completely, which allows for development of a general algorithm to find an optimal solution for the FEMS. The EMS, EMA and MCS models need to be designed by adding some classes based on the original FSGIM EM model. The main attributes of EMS, EMA and MCS are described below.

- EMS model: The EMS model includes the necessary attributes for managing and monitoring the electricity demand of whole industrial facilities. As a result, it can maintain the task attributes and operation information of whole industrial applications. The EMS as the instance of the EMS model establishes communications with the utility suppliers via a dedicated network to obtain the day-ahead dynamic electricity prices. The EMS transmits control commands to each MCS via the industrial Ethernet backbone network.
- EMA model: The EMA model includes the necessary attributes for managing and monitoring energy for a task. As a result, it can maintain the task attributes and operation information of the specific task.
- MCS model: The MCS model includes the necessary attributes for controlling and measuring the energy consumption of each processing task. As a result, it maintains the task attributes and load operation point attributes of a specific task. It controls the field devices to operate at specific operating points requested by the EMS by sending control commands.

A.2.3 Applying the FSGIM and communication protocols

The FSGIM provides a common data structure that can be used for developing energy management systems in different facility environments. The FSGIM can be utilised to represent the energy consumption, production, and storage systems in an industrial facility. As a result, a level of interoperability is ensured because the information has been standardised.

Furthermore, the FSGIM defines the data elements, data type, data associations, semantic checks and data optionality. The FSGIM can be used to develop or enhance other standards that define technology and communication protocol specific implementations. It provides the basis for interoperable extensions to the existing communication protocols for facility information.

Figure A.4 illustrates the types of information that are standardised in the FSGIM and the relationship between the FSGIM and the communication protocol.

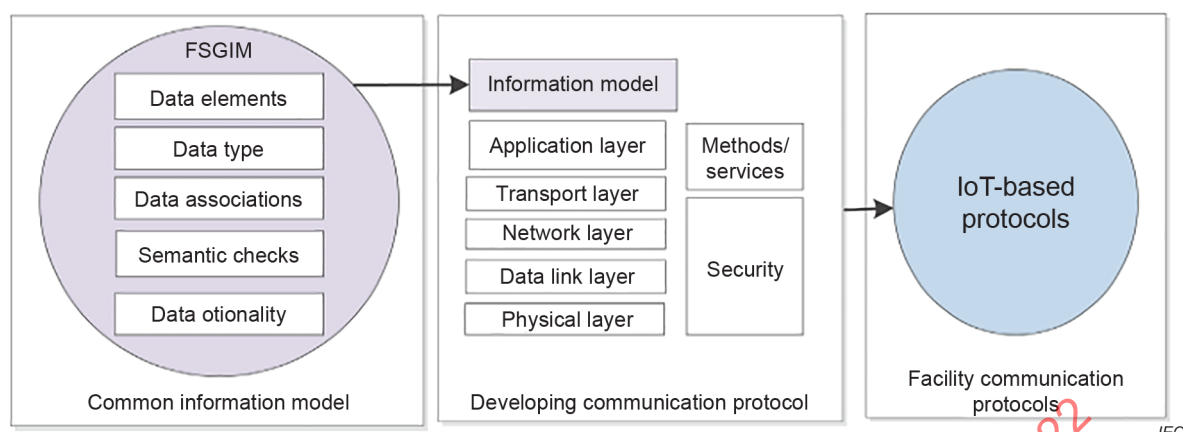


Figure A.4 – The relationship between FSGIM and communication protocols [20]

As shown in the middle part of Figure A.4, when applying the FSGIM to industrial energy management systems, development is needed for the communication protocols at different layers, as well as security and additional services. These protocols may use their own existing mechanisms to perform the information encoding and communication. As shown on the right side of Figure A.4, there are several IoT-based communication protocols and solutions that can be used to support FSGIM in industrial energy management systems. IoT-based protocols have several advantages, including an effectively limitless ability to scale, and the ability to accommodate multiple millions of end nodes on a single network.

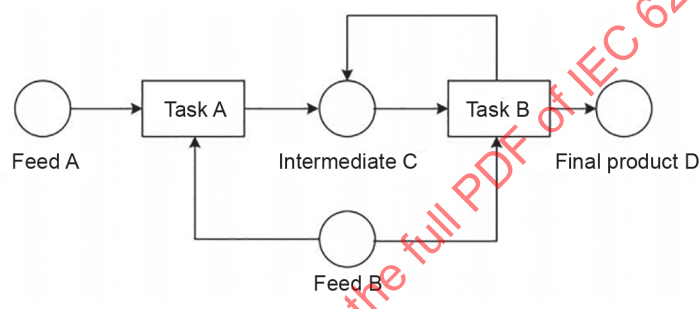
The purpose of using an IoT-based energy management framework is to allow the system to achieve IP-based remote access through open protocols. Using IoT promotes the ability to exchange energy-related data (collected from ubiquitous devices on the plant floor and from the enterprise energy manager), which is expected to increase cost savings. An IoT communication service with enhanced communication and sensing capabilities enables interactions between energy producers and end users, and also facilitates the control of distribute energy resources (DERs) and their integration into the main grid. To implement the FSGIM in industrial facilities, the protocols for both the backbone and wireless networks need to be considered in the system design. In the proposed application framework for industrial FDREM, the candidate communication protocols can be found in Clause 9.

Annex B (informative)

State task network (STN) model for DR in industrial facilities

B.1 General

State task network (STN) model was introduced as a unified representation of industrial processes [24], which allows the development of a general algorithm to find an optimal solution to the process-scheduling problem. The STN consists of two types of nodes: 1) task nodes; and 2) state nodes, as shown by the example STN in Figure B.1. The task nodes represent processing operations and the state nodes represent feeds, intermediates, and final products. Streams illustrate the interactions between tasks and states. In the example shown in Figure B.1, feeds A and B are first processed by task A to produce intermediate C. Feed B and intermediate C are processed by task B to produce intermediate C, which can be reused, and the final product D, which can be sold to the market.



IEC

Figure B.1 – Example of STN that consists of two types of nodes: task nodes, denoted by rectangles, and state nodes, denoted by circles [24]

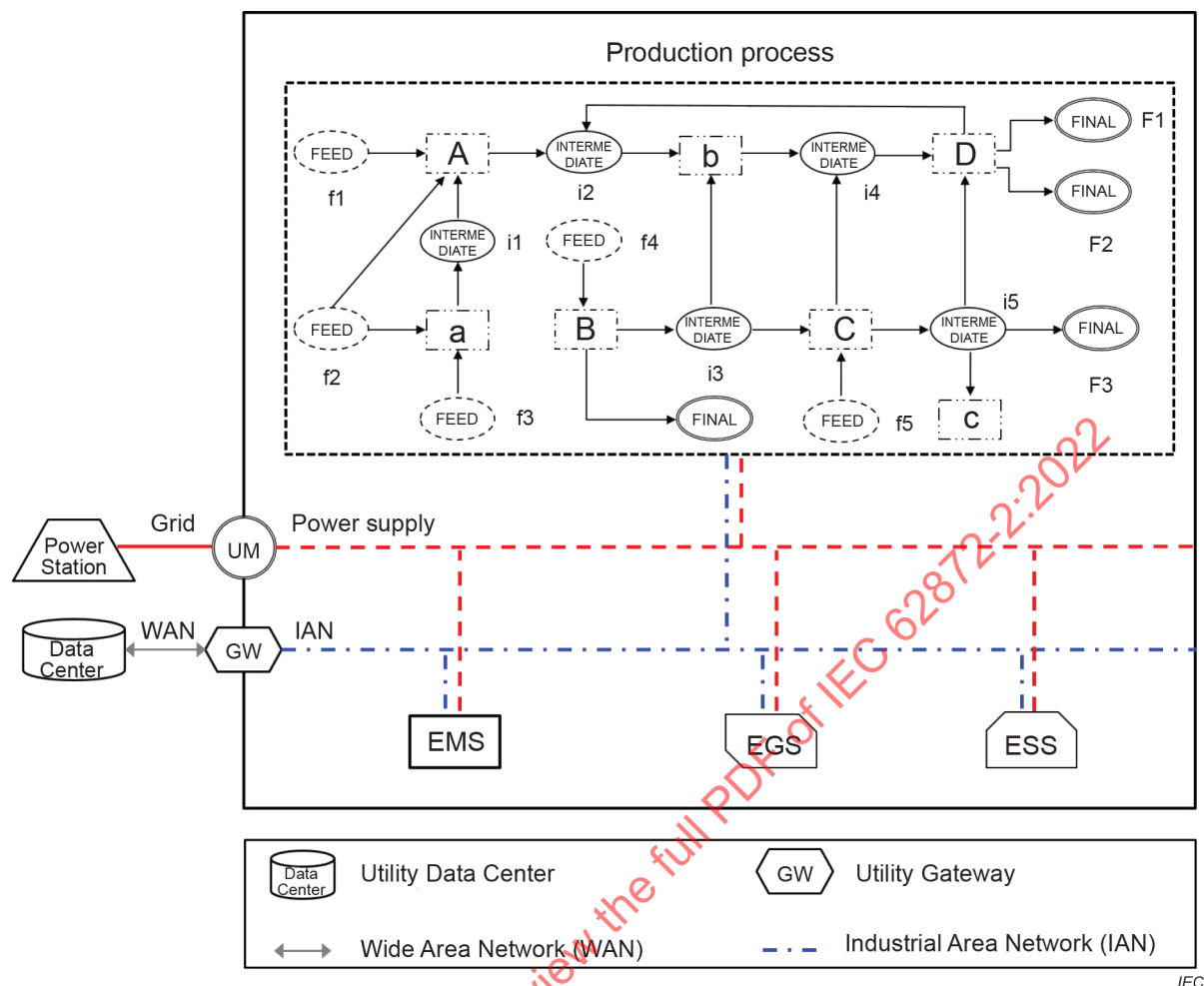
B.2 STN model for DR in industrial facilities

B.2.1 General

In Clause B.2, a general DR model composed of model elements, model architecture, and approaches to industrial DR is introduced. The model elements and architecture are defined in general terms to provide a common understanding of DR energy management systems in industrial facilities.

B.2.2 Model architecture

In general, Figure B.2 describes a model for energy management by adopting the STN modeling scheme and expanding it to industrial DR applications in the smart-grid system. The model depicted in Figure B.2 integrates production process with DERs, namely EGSs and ESSs. The utility supplier dynamically announces electricity prices according to supply and demand in the power grid. When the price is high, the industrial consumer reduces the electricity consumption and/or uses DERs to supply electricity. When the price is low, the industrial consumer increases the electricity consumption and/or charges the ESSs. As a result, the supply and demand can be better balanced and the energy consumption to industrial facilities can be reduced.



NOTE Notations refer to Figure 3.

Figure B.2 – STN model for DR in an industrial facility [21]

Figure B.2 also shows an example of the DR system model for industrial facilities, illustrating the architecture and interrelationship among all the model elements. The proposed model is divided into the utility side and industrial electricity demand side, with the utility meter and utility gateway as the boundary. The utility meter measures the total electricity consumption of the industrial facility, and the utility gateway enables exchange of messages between the wide area network (WAN) and industrial area network (IAN).

On the utility side, the utility power station generates electricity that is transmitted and distributed to the industrial electricity demand side through the electrical grid. The utility data center is the IT infrastructure on the utility side, which monitors the status of the electrical grid, receives electricity consumption data from the demand side, evaluates the supply and demand relationship, and releases real-time price information.

The industrial demand side consists of the EMS, EGS, ESS, IAN, power supply network, and entire industrial process, as shown in Figure B.2. The EMS receives the real-time price information from the utility data center and schedules the electricity demand of the industrial facility according to pre-installed DR algorithms and strategies. The EGS is able to generate electricity using industrial waste heat, solar power, wind power, or other sources. The ESS can store energy from the power supply network and from the EGS in the industrial facility. Both the EGS and ESS can serve as the electricity sources for all or part of the industrial facility. The IAN enables the exchange of messages among the elements within the industrial facility and the power supply network distributes electricity to each element.

The industrial process includes the infrastructure that produces one or more final products from a series of raw materials and/or purchased semi-finished products. The industrial process is modelled as a STN model, which is a common representation of industrial processes. The STN model defines two types of nodes: state nodes representing the feed products, intermediate products, and final products; and task nodes, representing processing operations. The STN model further classifies task nodes into either non-schedulable tasks (NST) or schedulable tasks (ST) from the perspective of DR.

Examples of NSTs include the blast furnace in steel manufacturing and assembly tasks in automobile manufacturing processes. STs are those tasks where the demand can be scheduled among pre-specified multiple operating points for DR purpose. Examples of STs include water heating/cooling and packaging.

Once the operating point of each ST is determined, the operation of the equipment within the ST can be specified. With the introduction of DR algorithm, STs are scheduled to operate on the operating point with low electricity consumption when the price is high and are scheduled to operate on the operating point with high electricity consumption when the price is low under the premise of satisfying the market demand. In this way, the electricity demand of industrial processes can be shifted from peak demand periods to off-peak periods.

Generally, in an industrial process, each task may take one or more states (feeds and/or intermediates) as inputs and generate one or more states (intermediates and/or final products) as outputs. As illustrated by the industrial process shown in Figure B.2, task "A" consumes two feeds (labelled "f1" and "f2") and one intermediate ("i1") to generate one intermediate ("i2"). Task "B" consumes two intermediates ("i4" and "i5") to generate one intermediate ("i2") and two final products ("F1" and "F2"). Sometimes, two or more tasks can share one or more states (feeds and/or intermediates) as the inputs and generate one or more identical states (intermediates and/or products) as the outputs. For example, tasks "b" and "C" consume the same intermediate ("i3") while tasks "A" and "D" both generate the same intermediate ("i2").

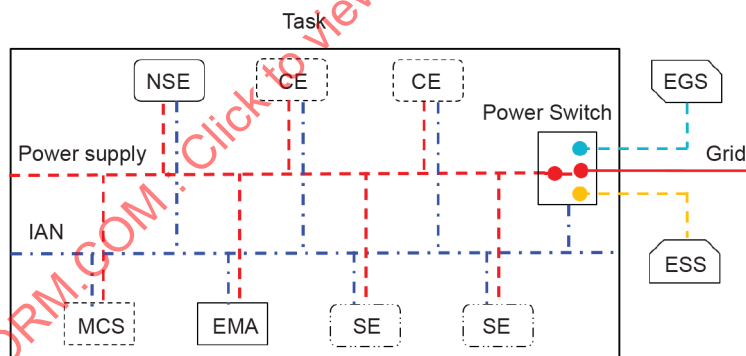


Figure B.3 – Task structure in Industrial DR Model architecture

Figure B.3 shows the structure inside a task, which is composed of an MCS, EMA, power source switch, and industrial equipment items. As the process manager of the local task, the MCS monitors and controls operation of that task. As the energy manager of the local task, the EMA monitors electricity consumption and controls the electric load of the task, and is also responsible for communication with the EMS. Note that the MCS and EMA may actually be implemented in the same physical device. The power source switch is managed by the local EMA, which allows processing tasks to select among the electrical grid, EGS, and ESS as the electricity source. The decision to use the electric grid, ESS, or EGS depends on the price from the grid and the capacity of the ESS and EGS.

Industrial equipment items are classified as either non-shiftable, controllable, or shiftable equipment. Non-shiftable equipment is industrial equipment whose electricity demand cannot be scheduled and shall be satisfied immediately for technical or economic reasons. Controllable equipment is industrial equipment that supports multiple operating levels where each level has a different electricity demand. Shiftable equipment is equipment that can be switched on or off to balance supply and demand. All equipment items in a non-schedulable task are non-shiftable, while at least one piece of equipment in a schedulable task should be controllable or shiftable. Under the condition where the technical and economic requirements of the task are guaranteed, the EMA categorizes multiple operating modes for the schedulable task, with each mode having a different production rate and electricity demand. This facilitates the DR energy management.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

Bibliography

- [1] IEC 61158-3 (all parts), *Industrial communication networks – Fieldbus specifications – Part 3: Data-link layer service definition*
- [2] IEC 62056-5-3, *Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 5-3: DLMS/COSEM application layer*
- [3] IEC 62056-6-1, *Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 6-1: Object Identification System (OBIS)*
- [4] IEC 62056-6-2, *Electricity metering data exchange – The DLMS/COSEM suite – Part 6-2: COSEM interface classes*
- [5] IEC TS 61850-80-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-4: Translation from COSEM object model (IEC 62056) to the IEC 61850 data model*
- [6] IEC 62264-1:2013, *Enterprise-control system integration – Part 1: Models and terminology*
- [7] IEC TS 62443-1-1:2009, *Industrial communication networks – Network and system security – Part 1-1: Terminology, concepts and models*
- [8] IEC TR 62837:2013, *Energy efficiency through automation systems*
- [9] IEC 60050-617:2009, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 617: Organization/Market of electricity*
- [10] IEC 60050-715:1996, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 715: Telecommunication networks, teletraffic and operation*
- [11] IEC TS 61968-2:2011, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary*
- [12] IEC 62714-1:2018, *Engineering data exchange format for use in industrial automation systems engineering – Automation markup language – Part 1: Architecture and general requirements*
- [13] IEC 61850-7-420:2021, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes*
- [14] ISO/IEC TR 10000-1:1998, *Information technology – Framework and taxonomy of International Standardized Profiles – Part 1: General principles and documentation framework*
- [15] ISO/IEC 20924:2021, *Internet of Things (IoT) – Vocabulary*
- [16] ISO 17800:2017, *Facility smart grid information model (FSGIM)*
- [17] ISO 14040:2006, *Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*
- [18] ISO/TR 19815:2018, *Information and documentation – Management of the environmental conditions for archive and library collections*

- [19] IEA, World Energy Outlook 2017, *Annex A Tables for scenario projections, World: New Policies Scenario*, p.648
 - [20] M. WEI, S.H. HONG and M. ALAM, "An IoT-based energy-management platform for industrial facilities," *Applied Energy*, Feb. 2016, vol. 164, pp. 607-619
 - [21] Y. M. DING and S. H. HONG, "A model of demand response energy management system in industrial facilities," in *Proc. IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun.*, Oct. 2013, pp. 241–246
 - [22] E. KONDILI, C. C. PANTELIDEST, and R. W. H. SARGENT, "A general algorithm for short term scheduling of batch operations – I.MILP formulation," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 17, no. 2, pp. 211–227, Feb. 1993
 - [23] S. T. BUSHBY, A. JONES, "Smart grid and facility control: facility information model standard," in *ASHRAE Journal*, August 2016
 - [24] Y. M. DING, S. H. HONG and X. H. LI, "A demand response energy management scheme for industrial facilities in smart grid," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2257
-

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	57
INTRODUCTION.....	59
1 Domaine d'application	61
2 Références normatives	61
3 Termes et définitions	61
3.1 Généralités	62
3.2 Modèles d'automatisation.....	63
3.3 Modèles dans un système de gestion d'énergie et un réseau intelligent.....	64
4 Termes abrégés et acronymes.....	69
5 Motivation.....	72
6 Approche générale de la gestion de la réponse à la demande du réseau	72
6.1 Généralités	72
6.2 Réponse à la demande fondée sur le prix dans la gestion industrielle de l'énergie.....	74
7 Cadre d'application IdO pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles	75
7.1 Description du cadre	75
7.2 Description des éléments du système	77
7.2.1 Généralités.....	77
7.2.2 Centrale électrique publique	77
7.2.3 Système de gestion d'énergie (EMS)	78
7.2.4 Agent de gestion de l'énergie (EMA).....	78
7.2.5 Système de gestion et de contrôle (MCS)	78
7.2.6 Gestionnaire d'énergie ESS (ESS EM).....	78
7.2.7 Charge ESS	78
7.2.8 Générateur ESS	78
7.2.9 Gestionnaire d'énergie EGS (EGS EM).....	78
7.2.10 Générateur EGS	78
7.2.11 Alimentation	78
7.2.12 Produit intermédiaire	78
7.2.13 Produit final	78
7.3 Description des composants fonctionnels.....	78
7.4 Cadre d'application IdO mappé à l'architecture de référence IdO	79
7.5 Domaine entité physique (PED)	80
7.6 Domaine détection et commande (SCD).....	80
7.7 Domaine accès aux ressources & échange (RAID)	81
7.8 Domaine application et service (ASD)	81
7.9 Domaine exploitation et gestion (OMD).....	81
7.10 Domaine de l'utilisateur (UD)	82
8 Cas d'utilisation des composants fonctionnels	82
8.1 Généralités	82
8.2 Noms et rôles des acteurs	82
8.3 Descriptions de cas d'utilisation	83
8.3.1 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 1: Déterminer les informations de prix énergie/demande	83
8.3.2 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 2: Déterminer les paramètres DR	84

8.3.3	Cas d'utilisation du composant fonctionnel 3: Gérer le point de fonctionnement de chaque intervalle de temps pour réduire le plus possible les consommations d'énergie	85
8.3.4	Cas d'utilisation du composant fonctionnel 4: Déterminer l'utilisation de l'ESS	87
8.3.5	Cas d'utilisation du composant fonctionnel 5: Déterminer l'utilisation de l'EGS	88
8.3.6	Cas d'utilisation du composant fonctionnel 6: Mesurer la consommation d'énergie du matériel	89
8.3.7	Cas d'utilisation du composant fonctionnel 7: Mesurer l'ensemble de la consommation d'énergie dans une installation	90
9	Protocoles IdO.....	91
9.1	Généralités	91
9.2	Couches de pile de communication	91
9.2.1	Généralités	91
9.2.2	Couche physique	92
9.2.3	Couche Liaison de données	92
9.2.4	Couche Réseau	92
9.2.5	Couche Transport	93
9.2.6	Couche application	93
9.3	Modèle d'informations	93
9.4	Services	94
9.4.1	Généralités	94
9.4.2	Services Web	95
9.4.3	Découverte de service	95
10	Exigences de communication du cadre d'application.....	96
10.1	Généralités	96
10.2	Exigences liées au service	96
10.3	Exigence de qualité de service (QoS)	96
10.4	Exigences relatives à la bande passante	97
10.5	Exigences de sécurité	97
Annexe A (informative) Modèle d'informations des réseaux électriques intelligents des installations (FSGIM)		98
A.1	Généralités	98
A.2	Application du FSGIM dans le cadre d'application pour le FDREM industriel	98
A.2.1	Modèle conceptuel de réseau intelligent	98
A.2.2	Modèle d'informations industrielles commun dans une installation industrielle	99
A.2.3	Application du FSGIM et des protocoles de communication	101
Annexe B (informative) Modèle de réseau de tâches d'état (STN) pour la DR dans les installations industrielles		103
B.1	Généralités	103
B.2	Modèle STN pour la DR dans les installations industrielles	103
B.2.1	Généralités	103
B.2.2	Architecture de modèle	103
Bibliographie.....		107
Figure 1 – Approche générale commune à ce jour pour la gestion de la réponse à la demande du réseau		73
Figure 2 – Cadre d'application IdO pour la FDREM		76

Figure 3 – Éléments de modèle définis pour le cadre d'application IdO [20]	77
Figure 4 – Cadre d'application IdO mappé à l'ISO/IEC 30141 – Architecture de référence de l'Internet des objets (IdO RA)	80
Figure 5 – Mapping entre le cadre d'application IdO et l'IdO RA.....	81
Figure 6 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 1	84
Figure 7 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 2	85
Figure 8 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 3	86
Figure 9 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 4	87
Figure 10 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 5.....	88
Figure 11 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 6.....	89
Figure 12 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 7.....	90
Figure A.1 – Normes de modèle d'informations de réseau intelligent et leurs relations [20].....	98
Figure A.2 – Relation entre les modèles d'informations et leurs instances dans la gestion d'énergie DR pour des installations industrielles [20]	99
Figure A.3 – Relations des éléments de modèle dans le modèle de charge.....	100
Figure A.4 – Relations entre le modèle FSGIM et les protocoles de communication [20]	102
Figure B.1 – Exemple de STN composé de deux types de nœuds: les nœuds de tâche, désignés par des rectangles, et les nœuds d'état, désignés par des cercles [24]	103
Figure B.2 – Modèle STN pour la DR dans une installation industrielle [21]	104
Figure B.3 – Structure de tâches dans l'architecture du modèle DR industriel	105
Tableau 1 – Acteurs et rôles	82
Tableau 2 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 1	84
Tableau 3 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 2.....	85
Tableau 4 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 3.....	86
Tableau 5 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 4.....	88
Tableau 6 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 5.....	89
Tableau 7 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 6.....	90
Tableau 8 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 7.....	91
Tableau 9 – Protocoles IdO recommandés à appliquer dans les domaines du cadre d'application et dans les cas d'utilisation.....	92
Tableau 10 – Format de données recommandé pour mettre en œuvre le modèle FSGIM dans les domaines du cadre d'application et dans les cas d'utilisation	94
Tableau 11 – Services recommandés pour mettre en œuvre le modèle FSGIM dans les domaines du cadre d'application et dans les cas d'utilisation	95
Tableau 12 – Exigences de communication prises en considération dans les domaines du cadre d'application et dans les cas d'utilisation	96

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

MESURE, COMMANDE ET AUTOMATISATION DANS LES PROCESSUS INDUSTRIELS –**Partie 2: Internet des objets (IdO) – Cadre d'application pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles****AVANT-PROPOS**

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

L'IEC 62872-2 a été établie par le comité d'études 65 de l'IEC: Mesure, commande et automation dans les processus industriels. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
65/898/FDIS	65/911/RVD

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

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62872-2:2022

INTRODUCTION

Le Panorama de l'énergie mondiale 2017 [19]¹ a signalé qu'en 2015, l'industrie a consommé plus de 40 % de la production mondiale d'électricité. De plus, l'industrie elle-même est un producteur important de puissance interne, avec de nombreuses installations qui mettent de plus en plus en œuvre leurs propres ressources de production, de cogénération et de stockage de l'énergie. En tant que consommateur d'énergie important, l'aptitude de certaines industries à planifier leur consommation peut permettre de réduire le plus possible les pointes de charge sur le réseau électrique. En tant que fournisseur d'énergie, les industries qui disposent de ressources internes de production ou de stockage peuvent également aider à la gestion de la charge sur le réseau. Par exemple, la production en interne peut permettre d'alimenter en énergie le réseau intelligent et l'installation. De plus, les ressources de stockage peuvent aider à la gestion de la charge sur le réseau intelligent. Même si de plus grandes installations industrielles gèrent déjà leur utilisation et alimentation d'énergie électrique, un déploiement plus large, en particulier par de plus petites installations, dépend de la disponibilité d'une interface normalisée aisément disponible entre le matériel d'automatisation industrielle et le "réseau intelligent".

NOTE Dans le présent document, "réseau intelligent" est utilisé pour faire référence à l'entité externe à l'industrie avec laquelle cette dernière interagit pour les besoins de la gestion de l'énergie. Dans d'autres documents, ce terme peut être utilisé pour faire référence à tous les éléments, y compris les éléments d'énergie industrielle interne, qui fonctionnent ensemble pour optimiser la production et l'utilisation de l'énergie.

Des normes sont déjà en cours d'élaboration pour les interfaces domotiques et immotiques avec le réseau intelligent. Toutefois, les exigences de l'industrie diffèrent de manière significative et sont traitées dans le présent document. Pour l'industrie, la planification des ressources énergétiques et des processus de production relève du responsable de la planification énergétique de l'installation et du responsable de la planification de la production, alors que les opérations relèvent de la responsabilité de l'opérateur en énergie et de l'opérateur de production.

Le fonctionnement incorrect d'une ressource peut avoir un impact sur la sécurité du personnel, sur l'installation, sur l'environnement ou donner lieu à une défaillance de production et endommager le matériel. De plus, les plus grandes installations peuvent avoir des capacités internes de planification de la production qui peuvent être coordonnées avec la planification de réseau intelligent, afin de permettre une gestion de l'énergie à plus long terme.

L'IEC TS 62872-1:2019 définit l'interface, en matière de flux d'informations, entre les installations industrielles et le "réseau intelligent". Elle identifie, définit le profil et étend, le cas échéant, les normes nécessaires à l'échange des informations indispensables à la prise en charge de la planification, de la gestion et de la commande du flux d'énergie électrique entre l'installation industrielle et le réseau intelligent.

"Internet des objets" (IdO) est appliqué dans différents domaines pour faciliter l'application. Construit sur l'interface système entre les installations industrielles et le réseau intelligent définie dans l'IEC TS 62872-1:2019, le présent document porte sur l'application IdO destinée à la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles (FDREM - *facility demand response energy management*). Le réseau intelligent est un système d'infrastructure de réseau électrique moderne, par lequel des technologies de l'information et de la communication (TIC) avancées sont intégrées au réseau électrique. L'industrie est le plus grand consommateur d'électricité de tous les secteurs d'utilisateur final. Cette situation a contribué à un intérêt significatif pour le développement de la gestion industrielle de l'énergie dans le monde ces dernières années. L'interconnectivité et l'interopérabilité sont des caractéristiques très importantes dans le développement des systèmes de gestion d'énergie intégrés pour les installations industrielles. Par conséquent, les technologies IdO sont nécessaires et adaptées à l'échange d'informations relatives à l'énergie dans la FDREM. L'utilisation de IdO à des fins de communication permet d'acquérir des données en temps réel (dans le présent document,

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la Bibliographie.

cela signifie que l'acquisition est en temps réel et non les données) et de procéder à une analyse efficace des données, ce qui peut rendre la gestion industrielle de l'énergie plus intelligente et économique. Actuellement, il peut exister différentes mises en œuvre de la FDREM fondée sur IdO. Ainsi, une spécification normalisée est nécessaire de toute urgence pour aider les différents types d'applications IdO à échanger des données dans la gestion industrielle de l'énergie.

Le cadre d'application IdO proposé est divisé entre le côté entreprise publique et le côté demande industrielle d'électricité, séparés par le compteur de l'entreprise publique. Les composants fonctionnels essentiels à la construction de la gestion automatique de l'énergie en réponse à la demande sont clairement décrits dans ce cadre. Le cadre d'application IdO est conforme à l'architecture de référence de l'Internet des objets (IdO RA) normalisée dans l'ISO/IEC 30141. Par conséquent, les composants fonctionnels du cadre d'application IdO peuvent être mappés à IdO RA de manière appropriée.

Le présent document décrit également la fonctionnalité de chaque couche de pile de protocoles IdO en fonction de la communication du cadre d'application IdO, dans l'objectif de fournir des services connexes d'échange d'informations pour les composants fonctionnels. Les protocoles IdO existants sont identifiés pour prendre en charge ce type d'échange d'informations. Les exigences de communication non fonctionnelle sont également analysées pour assurer l'exécution complète de l'échange d'informations.

Les normes existantes présentent des lacunes quant à la prise en charge de la gestion industrielle de l'énergie de l'installation avec les technologies IdO. Le présent document comble ces lacunes afin de prendre en charge les cadres IdO, mais peut également faciliter le déploiement de l'Internet des objets dans différentes applications de gestion de l'énergie. À cet effet, le présent document spécifie un cadre de communication IdO général pour la FDREM industrielle.

MESURE, COMMANDE ET AUTOMATISATION DANS LES PROCESSUS INDUSTRIELS –

Partie 2: Internet des objets (IdO) – Cadre d'application pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62872 expose un cadre d'application IdO pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles (FDREM) pour le réseau intelligent, permettant l'échange efficace d'informations entre les installations industrielles à l'aide de technologies de communication liées à l'IdO. Le présent document spécifie:

- une présentation du programme de la réponse à la demande fondée sur le prix, qui sert de chaîne cognitive fondamentale au cadre d'application IdO;
- un cadre de gestion de l'énergie fondé sur IdO qui décrit les composants fonctionnels concernés, ainsi que leurs relations;
- les flux d'échange d'informations détaillés indispensables entre les composants fonctionnels;
- les protocoles IdO existants qu'il est nécessaire d'identifier pour que chaque couche de protocole prenne en charge ce type d'échange d'informations;
- les exigences de communication qui garantissent la fiabilité des services d'échange de données pour le cadre d'application.

2 Références normatives

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

IEC TS 62872-1:2019, *Industrial-process measurement, control and automation - Part 1: System interface between industrial facilities and the smart grid* (disponible en anglais seulement)

ISO/IEC 30141:2018, *Internet of Things (IoT) – Reference architecture* (disponible en anglais seulement)

ISO/IEC TR 22417:2017, *Information technology – Internet of things (IoT) use cases* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

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

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

3.1 Généralités

3.1.1

Internet des Objets

IdO

infrastructure ou entités interconnectées, personnes, systèmes et ressources d'information ainsi que services qui traitent et réagissent aux informations provenant du monde physique et du monde virtuel

[SOURCE: ISO/IEC 20924:2021, 3.2.4]

3.1.2

installation

installation industrielle

site ou zone dans un site, qui inclut les ressources dans le site ou la zone et les activités associées à l'utilisation des ressources

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.20, modifié – Le terme préférentiel "installation" et le terme admis "installation industrielle" ont été remplacés par le terme "installation".]

3.1.3

profil

ensemble d'une ou de plusieurs normes de base et, le cas échéant, l'identification des classes choisies, des sous-ensembles s'y conformant, des options et des paramètres de ces normes de base, nécessaires pour exécuter une fonction particulière

[SOURCE: IEC/ISO TR 10000-1:1998, 3.1.4, modifié – "ISPs" a été supprimé.]

3.1.4

entreprise

une ou plusieurs organisations partageant des missions, des buts et des objectifs définis qui fournit des produits ou des services

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.10]

3.1.5

zone

groupement physique, géographique ou logique de ressources, qui est déterminé par le site

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.2, modifié – L'exemple a été supprimé.]

3.1.6

site

groupement de composants identifiés physiques, géographiques, et/ou logiques d'une entreprise manufacturière

[SOURCE: IEC 62264-1:2013, 3.1.39]

3.1.7

planificateur

responsable de la planification énergétique de l'installation

FEP

entité chargée de la planification avancée de l'utilisation, du stockage et de la production de l'énergie de l'installation, compte tenu des exigences de la production future et du fonctionnement global de l'installation

Note 1 à l'article: Le responsable de la planification énergétique de l'installation est chargé de définir le plan énergétique global futur pour l'installation, afin d'inclure à la fois les exigences énergétiques de la production et les besoins et capacités globaux de l'installation pour produire, stocker et consommer l'énergie.

Note 2 à l'article: Les plans développés par le responsable de la planification énergétique de l'installation sont en général établis au moins un jour avant l'utilisation prévue.

Note 3 à l'article: Le responsable de la planification énergétique de l'installation monte le plan énergétique global en fonction des plans individuels élaborés par les responsables de la planification de la production, et selon les exigences non opérationnelles et les capacités de l'installation.

Note 4 à l'article: L'abréviation "FEP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "facility energy planner".

3.1.8

responsable de la planification de la production

PP

entité chargée d'élaborer, de surveiller et de modifier le plan de production en fonction des exigences de l'installation et de la disponibilité des intrants

Note 1 à l'article: Des exemples d'intrants sont le matériel, la main-d'œuvre, les matières premières et l'énergie.

Note 2 à l'article: L'abréviation "PP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "production planner".

3.1.9

opérateur d'énergie de l'installation

entité chargée de l'alimentation en énergie en temps réel pour soutenir la production courante et le fonctionnement courant de l'installation

Note 1 à l'article: L'opérateur d'énergie de l'installation surveille l'utilisation, la production et le stockage de l'énergie, et procède à des ajustements en réponse à des variations liées à des approvisionnements en énergie instables, à des défaillances techniques et à des pannes de matériel.

3.1.10

opérateur de production

entité chargée de l'utilisation de l'énergie en temps réel pour établir des plans de production, et autorisée à répondre à des variations en temps réel en fonction des retours d'expérience du processus et d'autres événements internes ou externes

Note 1 à l'article: Le plan de production est fourni par le responsable de la planification de la production.

3.2 Modèles d'automatisation

3.2.1

actif

objet physique ou logique possédé par une organisation ou sous la garde de celle-ci, ayant une valeur perçue ou réelle pour cette organisation

Note 1 à l'article: Dans les cas des systèmes d'automatisation et de commande industriels, les actifs physiques ayant la plus grande valeur directement mesurable peuvent être les matériels sous contrôle.

[SOURCE: IEC TS 62443-1-1:2009, 3.2.6]

3.2.2

actif d'automatisation

actif ayant un rôle d'automatisation défini dans une usine de fabrication ou de traitement

Note 1 à l'article: Il s'agit d'éléments structuraux, mécaniques, électriques, électroniques et logiciels (les régulateurs, les commutateurs, le réseau, les pilotes, les moteurs, les pompes, par exemple). Ces éléments couvrent les composants et les dispositifs, mais pas l'usine elle-même (machine, systèmes). Les ressources humaines, les matériaux de processus (matières premières, en-cours, produits finis, par exemple) et les actifs financiers ne sont pas inclus.

3.2.3

processus

ensemble d'activités corrélées ou interactives qui transforme des intrants en extrants

[SOURCE: ISO 14040:2006, 3.11]

3.2.4

produit

résultat d'un travail ou d'un processus naturel ou industriel

Note 1 à l'article: Ce terme est défini par "tout bien ou service" dans l'IEC 62430 et l'ISO 20140-1. La Commission européenne adopte une compréhension similaire dans la directive "Exigences en matière d'écoconception applicables aux produits liés à l'énergie". Dans le contexte du présent document, le terme "produit" ne couvre pas les actifs d'automatisation, mais uniquement l'extrait de l'usine de fabrication ou de traitement.

[SOURCE: IEC TR 62837:2013, 3.7.7]

3.3 Modèles dans un système de gestion d'énergie et un réseau intelligent

3.3.1

réseau intelligent

SG

réseau d'énergie électrique qui utilise les technologies d'échange d'information et de commande, l'informatique distribuée et les capteurs et actionneurs associés, pour des objectifs tels que l'intégration du comportement et des actions des utilisateurs du réseau et des autres parties prenantes et la fourniture efficace d'une alimentation en électricité durable, économique et sûre

Note 1 à l'article: Dans le présent document, le réseau intelligent est le système homologue auquel le FEMS est connecté.

Note 2 à l'article: L'abréviation "SG" est dérivée du terme anglais développé correspondant "smart grid".

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-13, modifié – L'abréviation du terme et la Note 1 à l'article ont été ajoutées.]

3.3.2

compteur intelligent

SM

compteur d'énergie informatique intégré disposant d'une liaison de communication

Note 1 à l'article: Dans le présent document, les compteurs intelligents sont utilisés pour mesurer la consommation et l'alimentation en énergie de l'installation. Ils peuvent également être déployés à l'intérieur de l'installation pour mesurer les flux d'énergie internes.

Note 2 à l'article: L'abréviation "SM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "smart meter".

3.3.3

compteur intelligent de l'entreprise publique

USM

compteur intelligent déployé par l'entreprise publique pour mesurer la consommation d'énergie et l'alimentation par l'installation

Note 1 à l'article: En règle générale, ce compteur fait partie intégrante de l'infrastructure de comptage avancé du réseau intelligent.

Note 2 à l'article: L'abréviation "USM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "utility smart meter".

3.3.4

compteur intelligent de l'installation

FSM

compteur intelligent déployé et utilisé par l'installation pour mesurer les flux d'énergie

Note 1 à l'article: L'abréviation "FSM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "facility smart meter".

3.3.5

ressource énergétique

électricité, combustibles, vapeur, chaleur, air comprimé et autre entité similaire définissable dont l'utilisation et l'état peuvent être à tout instant déterminés sans ambiguïté pour assurer une activité extérieure ou réaliser un travail

[SOURCE: ISO/TR 19815:2018, 3.7, modifié – Le terme a été modifié de "énergie" en "ressource énergétique", dans la définition, le terme "moyens" a été remplacé par l'expression "entité définissable dont l'utilisation et l'état peuvent être à tout instant déterminés sans ambiguïté" issue de l'IEC 60050-715:1996 (715-02-01), l'expression "pour assurer une activité extérieure ou réaliser un travail" a été ajoutée, et les deux Notes à l'article ont été supprimées.]

3.3.6

ressource énergétique distribuée

DER

ressource énergétique, souvent de petite taille, utilisée par l'entreprise publique pour augmenter l'alimentation locale en énergie

Note 1 à l'article: Dans le présent document, DER, par opposition à FER, est utilisé pour faire référence à des ressources sous le contrôle direct de l'entreprise publique. Ces ressources peuvent inclure les capacités de production et/ou de stockage.

Note 2 à l'article: L'abréviation "DER" est dérivée du terme anglais développé correspondant "distributed energy resource".

3.3.7

ressource énergétique de l'installation

FER

ressource énergétique, utilisée par l'installation, qui permet d'alimenter cette dernière en énergie

Note 1 à l'article: Peut également être utilisée pour fournir l'énergie au réseau.

Note 2 à l'article: Cette terminologie, plutôt que le terme "ressource énergétique distribuée (DER)", est utilisée pour souligner que la FER est utilisée par l'installation et n'est pas sous le contrôle direct de l'entreprise publique. Ces ressources peuvent inclure les capacités de production et/ou de stockage.

Note 3 à l'article: L'abréviation "FER" est dérivée du terme anglais développé correspondant "facility energy resource".

3.3.8

réponse à la demande

DR

mécanisme de gestion de la demande de charge du client en fonction des conditions d'alimentation (les prix ou les signaux de disponibilité, par exemple)

Note 1 à l'article: L'abréviation "DR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "demand response".

3.3.9

réponse à la demande fondée sur le prix

PBDR

mécanisme qui donne aux clients les tarifs variables dans le temps qui reflètent la valeur et le coût de l'électricité dans différentes périodes

Note 1 à l'article: Forts de ces informations, les clients ont tendance à utiliser moins d'électricité lorsque les prix sont élevés.

Note 2 à l'article: L'abréviation "PBDR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "price-based demand response".

3.3.10 **temps d'utilisation** **TOU**

taux avec différents prix unitaires pour une utilisation pendant différents blocs de temps, en général définis pour une journée de 24h

Note 1 à l'article: Les taux TOU reflètent le coût moyen de la production et de la livraison de puissance pendant ces périodes.

Note 2 à l'article: L'abréviation "TOU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "time of use".

3.3.11 **prix journalier** **DAP**

tarif indiqué sur une base journalière, dans lequel le prix de l'électricité fluctue toutes les heures, reflétant les variations du prix de gros de l'électricité

Note 1 à l'article: L'abréviation "DAP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "day-ahead price".

3.3.12 **tarification en temps réel** **RTP**

tarif indiqué sur une base horaire, dans lequel le prix de l'électricité fluctue toutes les heures, reflétant les variations du prix de gros de l'électricité

Note 1 à l'article: L'abréviation "RTP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "real-time price".

3.3.13 **réponse à la demande fondée sur les incitations** **IBDR**

mécanisme pris en charge en sollicitant un comportement de réponse à la demande, un engagement à accepter une réponse à la demande et des programmes qui récompensent les clients participants à réduire leurs charges lorsque le commanditaire du programme le demande

Note 1 à l'article: Le fait de ne pas respecter le comportement de réponse à la demande sollicité n'implique aucune pénalité. Il s'agit, par exemple, de DLC et de l'EDRP.

Note 2 à l'article: Le fait de ne pas respecter le comportement de réponse à la demande accepté par engagement implique une pénalité. Il s'agit, par exemple d'I/C, DB, CMP et ASM.

Note 3 à l'article: L'abréviation "IBDR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "incentive-based demand response".

3.3.14 **contrôle direct de la charge** **DLC**

un des programmes IBDR, dans lequel l'opérateur SG arrête à distance la charge d'une installation pour répondre aux contingences de fiabilité du système, moyennant le versement à l'avance d'une participation de l'installation

Note 1 à l'article: L'abréviation "DLC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "direct load control".

3.3.15 **charge interruptible/compressible** **I/C**

un des programmes IBDR dans lequel l'opérateur SG propose des "incitations" à une installation afin qu'elle accepte de réduire la charge en cas d'imprévu sur le système

Note 1 à l'article: Une installation est pénalisée si elle ne réduit pas la charge.

Note 2 à l'article: L'abréviation "I/C" est dérivée du terme anglais développé correspondant "interruptible/curtailable load".

3.3.16**programme de réponse à la demande d'urgence****EDRP**

un des programmes IBDR dans lequel l'opérateur SG offre une prime d'encouragement à une installation afin qu'elle réduise la charge mesurée pendant un événement déclenché par la fiabilité

Note 1 à l'article: Aucune pénalité n'est imposée si l'installation ne répond pas.

Note 2 à l'article: L'abréviation "EDRP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "emergency demand response program".

3.3.17**soumission d'une demande****DB**

un des programmes IBDR, dans lequel l'opérateur SG permet à une installation de déposer une offre de réduction de charge sur le marché de l'énergie

Note 1 à l'article: Une installation dont l'offre a été acceptée doit réduire la charge selon les termes du contrat, au risque de s'exposer à des pénalités.

Note 2 à l'article: L'abréviation "DB" est dérivée du terme anglais développé correspondant "demand bidding".

3.3.18**programme de marché de capacité****CMP**

un des programmes IBDR, dans lequel l'opérateur SG propose à une installation un paiement garanti si elle s'engage à assurer une réduction de charge préalablement définie lorsque le système atteint sa capacité

Note 1 à l'article: Une installation s'expose à des pénalités si elle ne réduit pas la charge pendant un événement DR.

Note 2 à l'article: L'abréviation "CMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "capacity market program".

3.3.19**marché des services auxiliaires****ASM**

un des programmes IBDR, dans lequel l'opérateur SG permet à une installation qualifiée de déposer une offre de réduction de charge sur le marché auxiliaire en tant que réserves d'exploitation

Note 1 à l'article: Une installation dont l'offre a été acceptée doit comprimer la charge lorsque l'opérateur SG le demande, au risque de s'exposer à des pénalités.

Note 2 à l'article: L'abréviation "ASM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "ancillary service market".

3.3.20**système de gestion d'énergie de l'installation****FEMS**

système qui fournit la fonctionnalité nécessaire au fonctionnement effectif et efficace de la production, du stockage et de la consommation d'énergie à l'intérieur de l'installation industrielle, et qui fournit l'interface d'informations nécessaire avec le réseau intelligent

Note 1 to entry: L'abréviation "FEMS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "facility energy management system".

[SOURCE: IEC TS 61968-2:2011, 2.101, modifié – "installation" a été ajouté au terme, et la définition à la source, utilisée comme définition de base, à savoir "computer system comprising a software platform providing basic support services and a set of applications providing the functionality needed for the effective operation of electrical generation and transmission facilities so as to assure adequate security of energy supply at minimum cost" ("système

informatique comprenant une plateforme logicielle qui fournit des services d'assistance de base et un ensemble d'applications qui proposent la fonctionnalité nécessaire au fonctionnement effectif des installations de production et de transport d'électricité de manière à assurer la sécurité de l'alimentation en énergie à un coût minimal") a été profondément modifiée.]

3.3.21

système de production d'énergie

EGS

ressource énergétique capable de créer de l'énergie électrique à partir d'autres sources d'énergie ou de déchets de procédé

EXEMPLE Systèmes de production combinée de chaleur et d'énergie électrique, cellules photovoltaïques, producteurs d'énergie éolienne

Note 1 à l'article: L'abréviation "EGS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "energy generation system".

3.3.22

système de stockage de l'énergie

ESS

ressource énergétique capable de stocker l'énergie pour une utilisation ultérieure

EXEMPLE Batteries, volants d'inertie, accumulation de l'énergie par pompage, véhicules électriques, piles à combustible.

Note 1 à l'article: L'abréviation "ESS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "energy storage system".

3.3.23

tâche de traitement programmable

ST

tâche pour laquelle la demande énergétique peut être programmée parmi plusieurs modes de fonctionnement

Note 1 à l'article: Chaque mode a un taux de production et une demande énergétique différents (chauffage, refroidissement, emballage, etc.)

Note 2 à l'article: L'abréviation "ST" est dérivée du terme anglais développé correspondant "schedulable processing task".

3.3.24

tâche de traitement non programmable

NST

tâche pour laquelle la demande énergétique doit être satisfaite immédiatement

EXEMPLE Fabrication d'acier en rouleau, assemblage dans l'industrie automobile.

Note 1 à l'article: L'abréviation "NST" est dérivée du terme anglais développé correspondant "non-schedulable processing task".

3.3.25

agent de surveillance et de contrôle

MCA

agent qui surveille et contrôle les opérations de traitement d'une tâche

Note 1 à l'article: L'abréviation "MCA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "monitor and control agent".

agent de gestion de l'énergie

EMA

agent qui surveille la consommation d'énergie et contrôle la charge électrique d'une tâche

Note 1 à l'article: L'abréviation "EMA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "energy management agent".

3.3.26**matériel non décalable****NSE**

matériel dont le fonctionnement ne peut pas être de nouveau planifié

Note 1 à l'article: L'abréviation "NSE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "non-shiftable equipment".

3.3.27**matériel contrôlable****CE**

matériel dont la demande énergétique peut être contrôlée selon plusieurs niveaux de fonctionnement, ayant chacun une demande énergétique différente

Note 1 à l'article: L'abréviation "CE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "controllable equipment".

3.3.28**matériel décalable****SE**

matériel dont l'heure de fonctionnement peut être avancée ou retardée

Note 1 à l'article: L'abréviation "SE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "shiftable equipment".

3.3.29**composant fonctionnel****FC**

chaque composant fonctionnel est réalisé par une ou plusieurs mises en œuvre de composants réels du système, qui peuvent être déployées pour former un système de travail

Note 1 à l'article: L'abréviation "FC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "functional component".

4 Termes abrégés et acronymes

APO	Advanced Planning and Optimization (planification avancée et optimisation)
API	Application Programming Interface (interface de programmation d'application)
ASD	Application & Service Domain (domaine application et service)
ASM	Ancillary Service Market (marché des services auxiliaires)
AutomationML	Automation Markup Language (langage de balisage d'automatisation)
CE	Controllable Equipment (matériel contrôlable)
CHP	Combined Heat and Power (co-generation) Equipment (matériel de production combinée de chaleur et d'énergie électrique (cogénération))
CIM	Common Information Model (modèle d'information commun)
CMM	Computerized Maintenance Management (gestion assistée par ordinateur)
CMP	Capacity Market Program (programme de marché de capacité)
CoAP	Constrained Application Protocol (protocole d'application contrainte)
DAP	Day-Ahead Price (prix journalier)
DB	Demand Bidding (offre de demande)
DCS	Distributed Control System (système de commande distribué)
DER	Distributed Energy Resource (ressource énergétique distribuée)
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol (protocole de configuration d'hôte dynamique)
DLC	Direct Load Control (contrôle direct de la charge)

DR	Demand Response (réponse à la demande)
EDRP	Emergency Demand Response Program (programme de réponse à la demande d'urgence)
EGS	Energy Generation System (système de production d'énergie)
EGS EM	Electricity Generation System Energy Manager (gestionnaire d'énergie du système de production d'électricité)
EMA	Energy Management Agent (agent de gestion de l'énergie)
EMS	Energy Management System (système de gestion d'énergie)
ERP	Enterprise Resource Planning (planification des ressources de l'entreprise)
ESS	Energy Storage System (système de stockage de l'énergie)
ESS EM	Energy Storage System Energy Manager (gestionnaire d'énergie du système de stockage de l'énergie)
FC	Functional Component (composant fonctionnel)
FDREM	Facility Demand Response Energy Management (gestion de l'énergie de la réponse à la demande de l'installation)
FEMS	Facility Energy Management System (système de gestion d'énergie de l'installation)
FER	Facility Energy Resource (ressource énergétique de l'installation)
FG	Facility-Grid (Use Case) (réseau de l'installation - Cas d'utilisation)
FSM	Facility Smart Meter (compteur intelligent de l'installation)
FSGIM	Facility Smart Grid Information Model (Modèle d'informations des réseaux électriques intelligents des installations)
FUS	Facility User Story (récit de l'utilisateur de l'installation)
GW	Utility Gateway (passerelle de l'entreprise publique)
IHM	Interface Homme/Machine
HTTP	Hyper Text Transfer Protocol (protocole de transfert hypertexte)
IAN	Industrial Area Network (réseau industriel)
IBDR	Incentive-based Demand Response (réponse à la demande fondée sur les incitations)
IEC	Commission Électrotechnique Internationale
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens)
IdO	Internet des Objets
IPv4	Internet Protocol version 4 (protocole Internet version 4)
IPv6	Internet Protocol version 6 (protocole Internet version 6)
I/C	Charge interruptible/compressible
E/S	Entrée/Sortie
TIC	Technologies de l'information et de la communication
ISO	Organisation Internationale de Normalisation
JSON	JavaScript Object Notation (notation d'objet JavaScript)
LAN	Local Area Network (réseau local)
LIMS	Laboratory Information Management System (système de gestion des informations de laboratoire)
M	Electricity Meter (compteur électrique)
MCA	Monitor and Control Agent (agent de surveillance et de contrôle)
MCS	Monitoring and Control System (système de gestion et de contrôle)
MES	Manufacturing Execution System (système d'exécution de la fabrication)

MQTT	Message Queuing Telemetry Transport (transport par télémessure avec mise en file d'attente des messages)
MSDP	Multicast Source Discovery Protocol (protocole de découverte des sources de multidiffusion)
NSE	Non-shiftable Equipment (matériel non décalable)
NST	Non-schedulable Processing Task (tâche de traitement non programmable)
OMD	Operation & Management Domain (domaine exploitation et gestion)
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture (architecture unifiée de communication à plateforme ouverte)
PBDR	Price-based Demand Response (réponse à la demande fondée sur le prix)
PED	Physical Entity Domain (domaine entité physique)
PLC	Programmable logic controller (automate programmable)
PV	Photovoltaïque
QoS	Quality of Service (qualité de service)
RA	Reference Architecture (architecture de référence)
RAID	Resource Access & Interchange Domain (domaine accès aux ressources & échange)
REST	Representational State Transfer (transfert d'état représentationnel)
RTP	Real-Time Price (tarification en temps réel)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (système de supervision, contrôle et acquisition de données)
SCD	Sensing & Controlling Domain (domaine détection et commande)
SE	Shiftable Equipment (matériel décalable)
SG	Smart Grid (réseau intelligent)
SLP	Service Location Protocol (protocole de localisation des services)
SOAP	Simple Object Access Protocol (protocole SOAP)
SM	Smart Meter (compteur intelligent)
SNMP	Simple Network Management Protocol (protocole de gestion de réseau simple)
ST	Schedulable Processing Task (tâche de traitement programmable)
STN	State Task Network (réseau de tâches d'état)
TCP	Transmission Control Protocol (protocole de contrôle de transmission)
TOU	Time Of Use (temps d'utilisation)
TSN	Time-Sensitive Networking (mise en réseau urgente)
UD	User Domain (domaine de l'utilisateur)
UDP	User Datagram Protocol (protocole de datagramme de l'utilisateur)
UG	Utility Gateway (passerelle de l'entreprise publique)
UML	Unified Modelling Language (langage de modélisation unifié)
USM	Utility Smart Meter (compteur intelligent de l'entreprise publique)
UUS	Utility User Story (récit de l'utilisateur de l'entreprise publique)
VEN	Virtual End Node (nœud d'extrémité virtuel)
VTN	Virtual Top Node (nœud racine virtuel)
WAN	Wide Area Network (réseau étendu)
WLAN	Wireless Local Area Network (réseau local sans fil)

WMS	Warehouse Management System (système de gestion d'entrepôt)
WS-Discovery	Web Services Dynamic Discovery (découverte dynamique des services Web)
XML	Extensible Markup Language (langage de balisage extensible)
5G	5th Generation Mobile Networks (réseaux mobiles de 5 ^e génération)

5 Motivation

"Internet des objets" (IdO) est appliqué dans différents domaines pour faciliter différentes applications. Le présent document porte sur les applications IdO pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles (FDREM) dans le réseau intelligent.

Le réseau intelligent est un système d'infrastructure de réseau électrique moderne, par lequel des technologies de l'information et de la communication (TIC) avancées sont intégrées au réseau électrique. Parmi tous les secteurs d'utilisateur final, l'industrie est le plus grand consommateur d'électricité, ce qui a suscité un grand intérêt du monde entier envers l'élaboration de plans avancés de gestion industrielle de l'énergie ces dernières années. L'interconnectivité et l'interopérabilité sont deux caractéristiques essentielles pour la mise en place de systèmes de gestions intégrés de l'énergie des installations industrielles, car elles reflètent directement l'aptitude de différents composants du système à communiquer et fonctionner efficacement avec un autre. Assurer une interopérabilité complète présente un avantage pour les installations industrielles à de nombreux égards (la facilité de fonctionnement, des systèmes plus fiables, des coûts de l'énergie et du cycle de vie moins élevés, par exemple).

Pour activer l'interopérabilité en présence de la FDREM, les technologies IdO sont des solutions candidates adaptées qui permettent de faciliter l'échange d'informations relatives à l'énergie dans la FDREM. L'utilisation de IdO pour la communication peut permettre l'acquisition de données en temps réel et l'analyse efficace des données, ce qui peut en outre rendre la gestion industrielle de l'énergie plus intelligente et économique.

Actuellement, il peut exister différentes mises en œuvre de la FDREM fondée sur IdO, ce qui génère des obstacles sur la voie de l'interopérabilité complète. Par conséquent, les différentes parties prenantes doivent s'accorder sur les normes techniques, les modes opératoires ou les protocoles de mise en œuvre, les essais, la conformité, etc. Compte tenu de ces éléments, une spécification normalisée est nécessaire de toute urgence pour aider à aligner la méthode d'échange de données. Le présent document s'applique pour orienter les différents types d'applications IdO vers un échange de données communes dans la gestion industrielle de l'énergie.

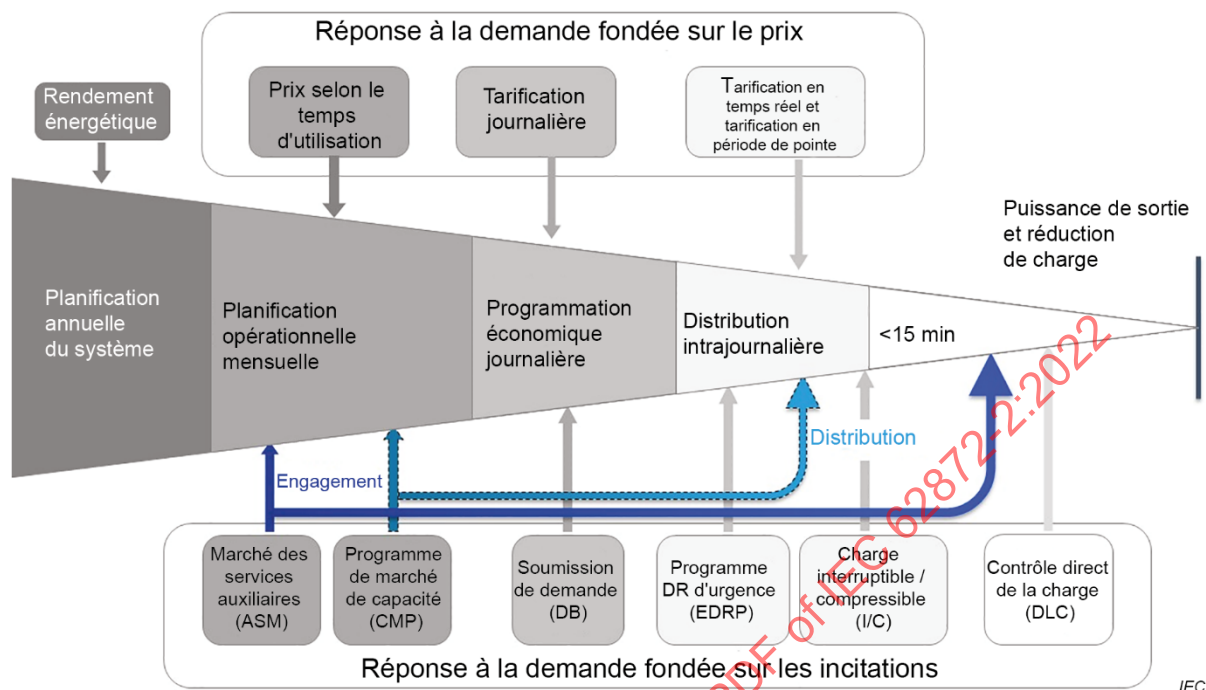
6 Approche générale de la gestion de la réponse à la demande du réseau

6.1 Généralités

Comme le spécifie l'IEC TS 62872-1:2019, il peut également s'avérer nécessaire de modifier de temps en temps le profil de fonctionnement d'une installation en fonction des programmes de l'installation, laquelle pouvant éventuellement ajuster les programmes si des informations suffisantes relatives aux besoins ultérieurs du réseau sont données. Ainsi, le présent document reconnaît la nécessité de fournir des mécanismes qui permettent à l'installation industrielle et à l'opérateur réseau (ou l'agrégateur) d'évaluer et d'accepter la planification de blocs de temps lorsqu'une disposition de profil énergétique spécifique peut être utilisée. Par exemple, l'installation peut souhaiter indiquer au réseau qu'une ressource est disponible pendant une certaine période (pendant les temps de repos, par exemple). D'autres fois, elle peut souhaiter indiquer qu'elle ne peut pas répondre à des requêtes de réponse à la demande.

La Figure 1 fournit un graphique qui représente l'approche générale commune à ce jour pour la gestion de la réponse à la demande du réseau.

À la Figure 1, il convient de considérer que les références aux mois, jours, heures et minutes sont en général représentatives des échelles de temps prévues.



NOTE Se reporter à l'IEC TS 62872-1:2019.

Figure 1 – Approche générale commune à ce jour pour la gestion de la réponse à la demande du réseau

Les éléments situés en haut de la Figure 1 indiquent les techniques utilisées pour la "réponse à la demande fondée sur le prix". Cela implique que l'offre de différents prix peut avoir un impact sur la demande. Le prix selon le temps d'utilisation (TOU) devient habituel aujourd'hui et permet aux consommateurs de planifier régulièrement la consommation à certaines heures de la journée ou les week-ends, lorsque le fournisseur d'énergie estime que les autres demandes d'énergie seront faibles. Ces dispositions en matière de tarification exigent de l'opérateur réseau qu'il fixe les prix et les heures de la journée bien à l'avance et selon un modèle adapté aux longues périodes (de manière saisonnière, par exemple). Les modèles de tarification journalière et de tarification en temps réel présentent un intérêt plus important pour l'opérateur réseau, ce dernier pouvant utiliser la demande actuelle du réseau pour proposer des prix plus précis et adaptés pour encourager la réponse à la demande actuellement nécessaire. Toutefois, ce type de modèles de tarification horaire exige que le consommateur surveille de manière plus proactive les offres de prix et qu'il soit en mesure d'ajuster ses propres plans énergétiques dans des échelles de temps similaires afin d'optimiser ses économies d'énergie.

Les modèles TOU peuvent être utilisés par certaines installations, mais des économies optimales sont envisagées lorsque les dispositions en matière de tarification journalière et en temps réel peuvent être utilisées pour obtenir des prix de l'énergie plus attractifs. Pour ces dispositions, il s'avère nécessaire de définir des moyens qui permettent aux parties de communiquer la tarification proposée et de s'accorder sur les plans énergétiques mis en place.

La Figure 1 identifie également les techniques utilisées pour la "réponse à la demande fondée sur les incitations". En règle générale, ces programmes offrent des incitations au consommateur (une structure de tarification réduite, par exemple) s'il consent à offrir un "service" en réponse à la demande du réseau. Les "services" à fournir dans ces programmes sont en général ceux pour lesquels une réponse rapide est exigée (un service dans lequel un volume spécifique de demandes doit être réduit immédiatement pour faire face à une défaillance immédiate de production du réseau, par exemple). En règle générale, si la réponse n'est pas fournie rapidement, une pénalité est appliquée.

Comme le représente la Figure 1, pour les programmes fondés sur les incitations, un "engagement" à respecter le programme est formulé en amont, alors que la "distribution" ou l'activation de l'offre de service est assurée pratiquement en temps réel (comme le représentent les deux flèches bleues de la figure).

En résumé, la Figure 1 indique la nécessité de prendre en charge tant les échanges entre les parties "un jour à l'avance" pour mettre en place ces éléments nécessaires à la planification, que les échanges pratiquement en temps réel pour gérer la livraison réelle du plan énergétique.

Les communications qui correspondent aux interactions à plus long terme liées à la planification correspondent à des interactions relativement plus lentes entre le réseau et l'installation pour obtenir les calendriers de production et les communications nécessaires à l'ajustement de ces dispositions au plus proche de la durée prévue d'utilisation ou de livraison de l'énergie.

Pour faciliter la gestion du réseau, les approches DR énumérées à la Figure 1 peuvent être appliquées avec les méthodes classiques pour inciter une installation industrielle à prendre les mesures nécessaires.

L'imposition, par exemple, d'une tarification de demande maximale à des installations industrielles de grande taille (moyenne et haute tension) peut les pousser à basculer d'une consommation de pointe à une période hors pointe, étant donné que la tarification de demande maximale n'est pas applicable pendant une période hors pointe.

L'application d'une pénalisation du facteur de puissance peut constituer une incitation pour les installations industrielles à tenir compte du facteur de puissance dans le cadre de leurs opérations, puis à envisager l'installation de condensateurs de correction du facteur de puissance, ce qui peut les aider à éviter les pénalisations du facteur de puissance, réduire les charges de demande maximale et augmenter les capacités de charge des circuits existants.

Outre les systèmes de tarification énumérés à la Figure 1, le tarif par blocs conventionnel peut également être appliqué pour diviser le prix de l'électricité en plusieurs étapes ou blocs dans un ordre croissant. Le premier bloc d'électricité est au prix le plus bas. Au fur et à mesure qu'une installation industrielle achète plus d'électricité au cours d'un mois (c'est-à-dire qu'elle dépasse un seuil prédéterminé de consommation cumulée), le prix grimpe jusqu'au deuxième niveau. À la fin du mois, l'historique est remis à zéro et l'installation industrielle recommence le mois suivant à partir du premier bloc.

6.2 Réponse à la demande fondée sur le prix dans la gestion industrielle de l'énergie

La réponse à la demande (DR) peut être définie comme l'évolution de la consommation d'électricité par l'utilisateur final par rapport à son mode de consommation normale en réponse à des variations du prix de l'électricité dans le temps. De plus, la DR peut également être définie comme la prime d'encouragement qui vise à inciter l'utilisateur à diminuer sa consommation d'électricité lorsque les prix du marché de gros sont élevés ou lorsque la fiabilité du système est compromise. La DR inclut toutes les modifications volontaires des modes de consommation d'électricité par l'utilisateur final afin de modifier la temporisation, le niveau de demande instantanée ou la consommation totale d'électricité.

Comme cela est représenté à la Figure 1, les programmes de gestion côté demande peuvent être largement divisés en programmes fondés sur les prix et en programmes fondés sur les incitations. L'idée sous-jacente à la réponse à la demande fondée sur le prix consiste à faire en sorte qu'un consommateur modifie son usage de l'électricité en réponse à des variations de prix de l'électricité. Le programme de réponse à la demande fondée sur les incitations fait référence à des incitations distinctes du tarif de l'électricité au détail et qui peuvent être offertes par l'opérateur réseau ou les entreprises publiques.

Le présent document se concentre sur la réponse à la demande fondée sur le prix, afin de fournir les connaissances de base qui permettent de comprendre les relations des composants fonctionnels couverts par le cadre d'application IdO.

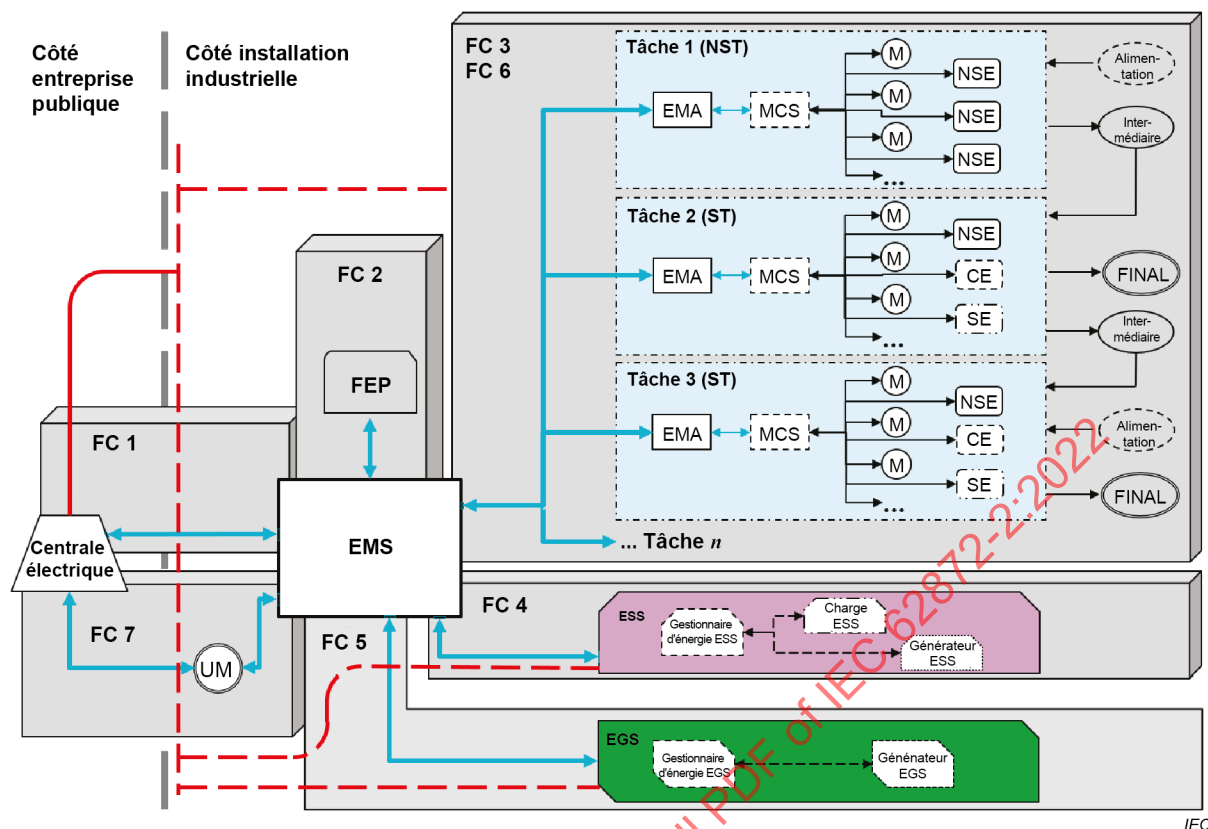
Les programmes fondés sur le prix (PBP - *Price-based programs*) reposent sur des tarifications dynamiques dans lesquelles les tarifs de l'électricité ne sont pas linéaires. Ces tarifications fluctuent en fonction du coût de l'électricité en temps réel. L'objectif final de ces programmes consiste à aplanir la courbe de demande par l'offre d'un prix élevé pendant les périodes de pointe et des prix inférieurs pendant les périodes hors pointe. Ces tarifications incluent le temps d'utilisation (TOU), la tarification en période de pointe (CPP - *Critical Peak Pricing*), la tarification de journée extrême (EDP - *Extreme Day Pricing*), la tarification en période de pointe en journée extrême (ED-CPP - *Extreme Day CPP*) et la tarification en temps réel (RTP). Le présent document porte sur la RTP. Les RTP sont des programmes dans lesquels les clients sont facturés sur une base horaire au grès de la fluctuation des cours qui reflètent le coût réel de l'électricité sur le marché de gros. Les clients RTP sont informés des tarifs à un jour ou sur une base horaire. De nombreux économistes sont convaincus que les programmes RTP sont les programmes de réponse à la demande les plus directs et efficaces adaptés aux marchés de l'électricité compétitifs, et qu'il convient qu'ils se trouvent au centre des décisions politiques.

Du point de vue des plans de gestion de l'énergie, un programme de réponse à la demande fondée sur le prix est une technologie essentielle qui implique que les utilisateurs adaptent leurs modes de consommation en fonction des prix de l'électricité. Du point de vue du client, l'un des principaux objectifs du déploiement de la DR consiste à réduire les coûts de l'électricité en utilisant plus d'énergie lorsque les prix sont bas et moins d'énergie lorsque les prix sont élevés. L'utilisation de la DR a été largement étudiée dans les installations commerciales et résidentielles (communément appelées systèmes de gestion d'énergie des bâtiments (BEMS - *building energy management systems*), mais rarement dans les installations industrielles. Étant donné qu'il est nécessaire que les fabricants prennent en considération non seulement la consommation globale d'électricité, mais également des demandes de ressources spécifiques pendant les processus d'exploitation et de production, il est difficile de concevoir et de mettre en œuvre un système de gestion d'énergie de la DR fondé sur l'IdO pour les consommateurs industriels. Par conséquent, le présent document vise à concevoir un cadre d'application fondé sur l'IdO pour la gestion de la DR fondée sur le prix dans les installations industrielles.

7 Cadre d'application IdO pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles

7.1 Description du cadre

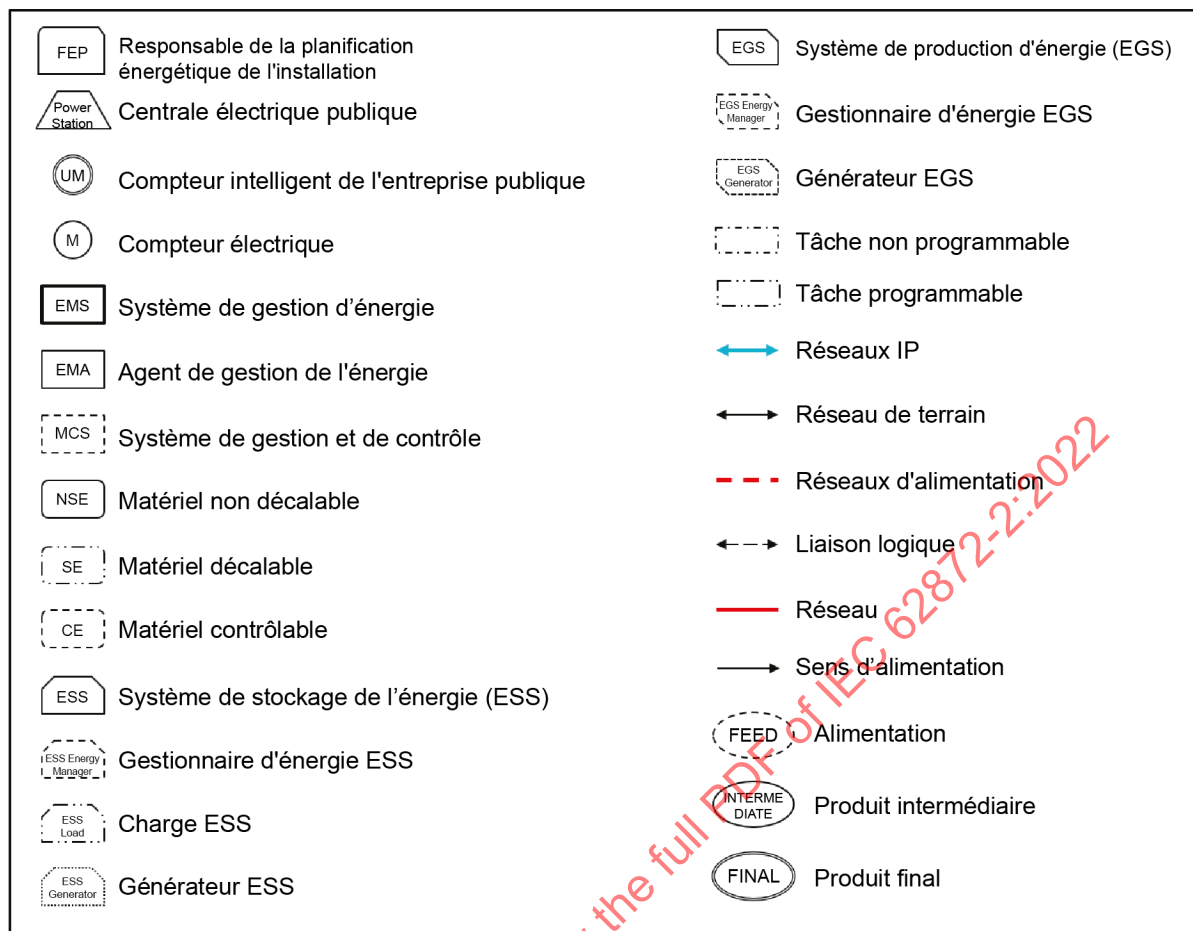
L'Article 7 décrit le concept de cadre d'application IdO pour la gestion d'énergie de la DR des installations industrielles. Le cadre et les interrelations de tous les composants fonctionnels sont représentés à la Figure 2.



NOTE Se reporter à l'ISO/IEC TR 22417 – Cas d'utilisation IdO.

Figure 2 – Cadre d'application IdO pour la FDREM

La Figure 3 répertorie tous les éléments de modèle abstraits et généraux définis pour le cadre d'application IdO. Chaque élément est identifié de manière unique par un symbole graphique.



IEC

Figure 3 – Éléments de modèle définis pour le cadre d'application IdO [20]

Le cadre d'application IdO proposé est divisé entre le côté entreprise publique et le côté demande industrielle d'électricité, séparés par le Compteur intelligent de l'entreprise publique (USM). Comme cela est indiqué à la Figure 2, les réseaux d'alimentation en énergie, c'est-à-dire la centrale électrique publique, le système de stockage d'énergie et le système de production d'énergie, sont incorporés aux tâches de processus sous la forme d'un système intégré.

7.2 Description des éléments du système

7.2.1 Généralités

Les éléments du système sont essentiels à la construction du cadre d'application IdO pour la FDREM industrielle automatique. Chaque élément est identifié de manière unique par un seul symbole (voir la Figure 3). Ci-après, le rôle de chaque élément du système non défini à l'Article 3 est décrit pour assurer une meilleure compréhension de l'échange d'informations dans l'Article 8, ainsi que l'équilibre du document.

7.2.2 Centrale électrique publique

La centrale électrique publique fait office de fournisseur d'énergie et de fournisseur d'informations sur l'énergie. Elle interagit avec l'EMS et le compteur de l'entreprise publique détenu par le réseau intelligent.

7.2.3 Système de gestion d'énergie (EMS)

L'EMS est tout dispositif/logiciel ou un ensemble des deux, placé dans une installation industrielle et qui assure les fonctions de gestion, de commande et de planification de l'énergie conjointement avec la gestion de l'installation responsable.

7.2.4 Agent de gestion de l'énergie (EMA)

L'EMA surveille la consommation d'électricité et contrôle la charge électrique de chaque tâche.

7.2.5 Système de gestion et de contrôle (MCS)

Le MCS se trouve au même niveau hiérarchique que l'EMA dans le réseau industriel, et peut commander et surveiller les attributs au niveau de la charge et les consommations d'énergie d'une tâche particulière.

7.2.6 Gestionnaire d'énergie ESS (ESS EM)

L'ESS EM agit comme un gestionnaire d'énergie qui exécute une fonction de gestion de l'énergie interne pour commander le dispositif/système de stockage électrique.

7.2.7 Charge ESS

La charge ESS agit comme une charge pendant que le dispositif/système de stockage est en cours de charge.

7.2.8 Générateur ESS

Le générateur ESS agit comme un générateur pendant que le dispositif/système de stockage assure l'alimentation en énergie électrique.

7.2.9 Gestionnaire d'énergie EGS (EGS EM)

L'EGS EM exécute une fonction de gestion d'énergie interne pour commander le système de production d'électricité.

7.2.10 Générateur EGS

Le générateur EGS agit comme un générateur pendant que le système de production d'électricité assure l'alimentation en énergie électrique.

7.2.11 Alimentation

Nœud d'état qui représente les intrants (y compris les matières premières et les produits semi-finis achetés) dans le modèle de réseau de tâches d'état (STN).

7.2.12 Produit intermédiaire

Nœud d'état qui représente l'état transitoire du processus dans le modèle STN.

7.2.13 Produit final

Nœud d'état qui représente l'état final ou l'extrait souhaité du processus dans le modèle STN.

7.3 Description des composants fonctionnels

Le paragraphe 7.3 spécifie les composants fonctionnels généraux qui représentent l'ensemble des fonctions de mise en œuvre de l'application de gestion d'énergie DR. Les composants fonctionnels couverts par le cadre d'application IdO et leurs fonctions sont décrits comme suit:

- 1) composant fonctionnel 1 (FC 1): Déterminer les informations de prix énergie/demande;
La centrale électrique publique donne la tarification dynamique à l'EMS, lequel gère la consommation d'énergie en cours de l'installation;
- 2) composant fonctionnel 2 (FC 2): Déterminer les paramètres DR;
L'EMS prépare les paramètres de l'algorithme DR et prend la décision DR;
- 3) composant fonctionnel 3 (FC 3): Gérer le point de fonctionnement de chaque intervalle de temps pour réduire le plus possible les consommations d'énergie;
L'EMS attribue chaque tâche à l'EMA, lequel attribue des niveaux de fonctionnement pour chaque tâche au MCS, lequel commande enfin le matériel;
- 4) composant fonctionnel 4 (FC 4): Déterminer l'utilisation de l'ESS;
L'EMS spécifie le mode de fonctionnement de l'ESS et la durée de fonctionnement de ce mode;
- 5) composant fonctionnel 5 (FC 5): Déterminer l'utilisation de l'EGS;
L'EMS spécifie le mode de fonctionnement de l'EGS et la durée de fonctionnement de ce mode;
- 6) composant fonctionnel 6 (FC 6): Mesurer la consommation d'énergie du matériel;
Le SM mesure et envoie un message de consommation d'énergie au MCS, lequel l'envoie à l'EMA, lequel l'envoie à l'EMS, lequel l'envoie enfin au FEP;
- 7) composant fonctionnel 7 (FC 7): Mesurer l'ensemble de la consommation d'énergie dans une installation;
L'USM mesure toute la consommation d'énergie dans une usine et l'envoie à la centrale électrique publique.

Les cas d'utilisation DR détaillés de ces composants fonctionnels et les flux d'échange d'informations entre les composants fonctionnels sont donnés à l'Article 8.

7.4 Cadre d'application IdO mappé à l'architecture de référence IdO

Le paragraphe 7.4 porte sur le mapping du cadre d'application IdO à l'ISO/IEC 30141. L'ISO/IEC 30141 fournit une architecture générale qui oriente différents types d'applications IdO. Ce cadre d'application IdO est un cas d'application d'IdO RA spécifique au domaine, son domaine d'application étant la FDREM industrielle dans un réseau intelligent. Le cadre d'application IdO proposé doit être mappé à la vue fonctionnelle de l'IdO RA.

La Figure 4 représente le cadre d'application IdO mappé à l'ISO/IEC 30141, dont les composants fonctionnels sont mappés à différents domaines dans l'IdO RA. La Figure 5 est le résultat du mapping entre le cadre d'application IdO et l'IdO RA.

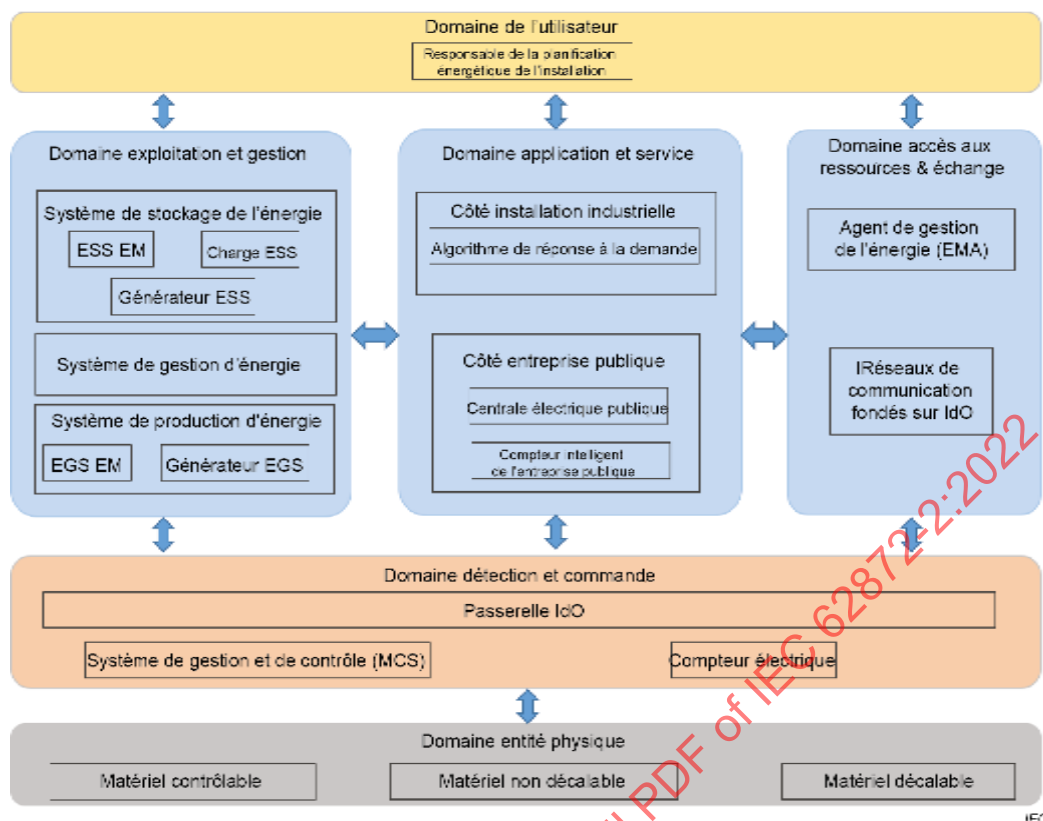


Figure 4 – Cadre d'application IdO mappé à l'ISO/IEC 30141 – Architecture de référence de l'Internet des objets (IdO RA)

7.5 Domaine entité physique (PED)

Dans l'IdO RA, le PED contient les entités physiques d'importance pour le système IdO. Dans le cadre d'application proposé, les entités physiques incluent le matériel ou les dispositifs à commander par l'algorithme DR. Par conséquent, le CE, le NSE et le SE de FC 3 et FC 6 sont mappés dans le PED.

7.6 Domaine détection et commande (SCD)

Dans l'IdO RA, le SCD est composé d'un ensemble de composants fonctionnels communs dont la complexité de mise en œuvre dépend de l'infrastructure des systèmes IdO. Les fonctions du SCD incluent la détection, l'actionnement, le service de commande, l'identification et les tâches connexes. Dans le cadre d'application proposé, le compteur électrique peut détecter et enregistrer les consommations d'énergie des installations. Le MCS peut surveiller et contrôler le fonctionnement de chaque dispositif. Par conséquent, le compteur électrique et le MCS de FC 3 et FC 6 sont mappés dans le SCD.

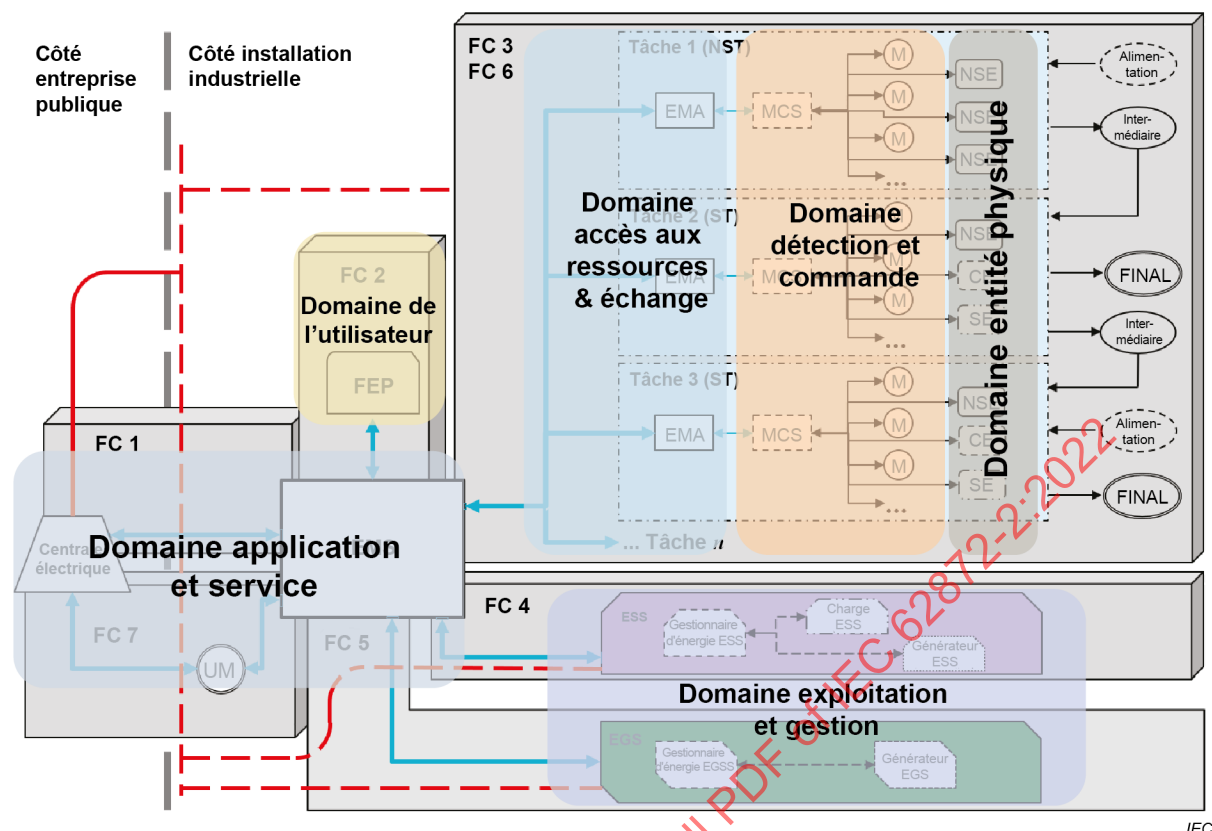


Figure 5 – Mapping entre le cadre d'application IdO et l'IdO RA

7.7 Domaine accès aux ressources & échange (RAID)

Dans l'IdO RA, le domaine RAID inclut toutes les fonctions nécessaires et de soutien pour l'accès aux ressources du système IdO (tant les services que les données) ou pour communiquer des ressources au système IdO. Dans le cadre d'application proposé, le réseau de communication fondé sur IdO de tous les composants fonctionnels permet à FEP d'accéder aux installations de gestion d'énergie. Par conséquent, ils sont mappés dans le RAID. L'EMA de FC 3 et FC 6 peut accéder au MCS pour gérer les attributs au niveau des tâches ainsi que les consommations d'énergie. Il est également mappé au RAID.

7.8 Domaine application et service (ASD)

Dans l'IdO RA, l'ASD représente l'ensemble des fonctions qui mettent en œuvre la logique application et service qui assure les fonctionnalités métier spécifiques. En règle générale, il contient des services analytiques, des services de gestion de processus, des services de visualisation et des services de règles métier. Dans le cadre d'application proposé, l'EMS et son algorithme de réponse à la demande de FC 2 peuvent analyser et prendre des décisions commerciales pour la gestion de l'énergie côté installation. Par conséquent, FC 2 est mappé à l'ASD. De la même manière, la centrale électrique publique et le compteur de l'entreprise publique de FC 1 et FC 7 gèrent les services liés aux entreprises côté entreprise publique et sont également mappés à l'ASD.

7.9 Domaine exploitation et gestion (OMD)

Dans l'IdO RA, l'OMD contient les composants fonctionnels chargés de la gestion globale du système IdO. Dans le cadre d'application proposé, l'ESS de FC 4 et l'EGS de FC 5 gèrent respectivement le stockage d'énergie et la production d'énergie de l'ensemble de l'installation. Il s'agit de composants fonctionnels pivots qui permettent un fonctionnement efficace de l'algorithme de gestion d'énergie. Par conséquent, l'ESS de FC 4 et l'EGS de FC 5 sont mappés à l'OMD.

7.10 Domaine de l'utilisateur (UD)

Dans l'IdO RA, les composants fonctionnels de domaine de l'utilisateur fournissent un accès utilisateur aux capacités du système IdO. Dans le cadre d'application proposé, PP ou FEP de FC 2 peuvent accéder à toutes les capacités de gestion d'énergie côté installation par l'intermédiaire d'interfaces utilisateur. Par conséquent, PP et FEP de FC 2 sont mappés à l'UD.

8 Cas d'utilisation des composants fonctionnels

8.1 Généralités

L'Article 8 déduit des cas d'utilisation spécifiques en fonction des composants fonctionnels que contient le cadre d'application IdO proposé. Ces cas d'utilisation sont utilisés pour évaluer la faisabilité du cadre pour la gestion d'énergie de la réponse à la demande des installations industrielles.

8.2 Noms et rôles des acteurs

Selon les éléments du système impliqués dans le cadre d'application IdO de l'Article 7, le Tableau 1 décrit les acteurs/parties prenantes et leurs relations.

Les rôles des acteurs sont alignés sur ceux définis dans l'IEC TS 62872-1:2019.

Le Tableau 1 décrit le rôle de chaque acteur.

Tableau 1 – Acteurs et rôles

Acteur	Description du rôle
Responsable de la planification de la production (PP)	Des exemples de contraintes de production sont la disponibilité des matériaux entrants, le matériel de production, la main-d'œuvre, l'énergie, etc. Le PP conçoit le plan de manière à réduire le plus possible les coûts de production.
Responsable de la planification énergétique de l'installation (FEP)	Le FEP définit le plan énergétique global futur pour l'installation.
Centrale électrique publique	La centrale interagit avec l'EMS et le compteur intelligent de l'entreprise publique détenu par le réseau intelligent.
Compteur intelligent de l'entreprise publique (USM)	Dispositif qui mesure la consommation ou la production d'énergie par tarif horaire et fournit cette information à l'entreprise publique. Dans la mesure où cette information peut être utilisée à des fins de facturation, son fonctionnement et son exactitude métrologique font en principe l'objet d'une surveillance réglementaire. La sécurité des communications avec ce dispositif est assurée par le réseau intelligent. L'accès en lecture seule à ces informations peut être assuré à l'installation même si, en règle générale, ces informations sont uniquement disponibles indirectement depuis l'entreprise publique elle-même.
Système de gestion d'énergie (EMS)	L'EMS exécute l'algorithme DR afin de déterminer les points de fonctionnement optimaux des tâches et l'état de fonctionnement des systèmes intégrés d'énergie (IES) afin de déplacer la demande d'électricité entre les périodes de demande de pointe et les périodes de demande hors pointe. L'EMS transmet également les informations de commande au MCS. Il se trouve à un niveau hiérarchique supérieur du réseau industriel, et peut gérer et surveiller les attributs au niveau des tâches et les consommations d'énergie de toutes les tâches.
Agent de gestion de l'énergie (EMA)	L'EMA se trouve à un niveau hiérarchique inférieur à celui de l'EMS dans le réseau industriel, et peut gérer les attributs au niveau des tâches et les consommations d'énergie de tâches spécifiques.
Système de gestion et de contrôle (MCS)	Le MCS se trouve au même niveau hiérarchique que l'EMA dans le réseau industriel, et peut commander et surveiller les attributs au niveau de la charge et les consommations d'énergie de tâches spécifiques.
Matériel non décalable (NSE)	Dans une installation de fabrication d'acier, le NSE inclut, par exemple, des capteurs de niveau d'eau qui surveillent toujours ce niveau dans les bassins.

Acteur	Description du rôle
Matériel contrôlable (CE)	Dans une installation de fabrication d'acier, le CE inclut, par exemple, les pompes et le réfrigérant atmosphérique, car ils prennent en charge plusieurs niveaux de fonctionnement, dont chacun a une demande différente en électricité.
Matériel décalable (SE)	Le SE peut être un dispositif de consommation d'énergie supplémentaire (un ventilateur, par exemple).
Système de stockage de l'énergie (ESS)	Par exemple, l'ESS peut être une batterie rechargeable.
Gestionnaire d'énergie ESS (ESS EM)	L'ESS EM peut être un dispositif d'agent (un microcontrôleur qui contrôle le dispositif de stockage électrique, par exemple).
Charge ESS	La charge ESS peut être, par exemple, une batterie en cours de charge.
Générateur ESS	Le générateur ESS peut être, par exemple, une batterie qui assure l'alimentation en énergie électrique.
Système de production d'électricité (EGS)	L'EGS inclut, par exemple, des panneaux solaires, des éoliennes, une récupération de chaleur, etc.
Gestionnaire d'énergie EGS (EGS EM)	L'EGS EM peut être un dispositif d'agent (un microcontrôleur qui contrôle le dispositif de production électrique, par exemple).
Générateur EGS	Le générateur EGS peut être, par exemple, des panneaux solaires qui assurent l'alimentation en énergie électrique.

8.3 Descriptions de cas d'utilisation

8.3.1 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 1: Déterminer les informations de prix énergie/demande

Dans ce cas d'utilisation, l'interaction d'initialisation de la réponse à la demande entre le côté entreprise publique et le côté installation est assurée.

Les éléments numérotés ci-dessous correspondent aux éléments numérotés de la même manière dans le diagramme de séquence de la Figure 6.

- 1) La centrale électrique publique fournit la tarification dynamique à l'installation. Ces données de prix sont développées par la centrale électrique publique à l'aide de procédures internes qui visent à maintenir un équilibre entre production et alimentation proche du temps d'utilisation.
- 2) En règle générale, ces données de prix sont utilisées par les installations pour gérer leur consommation de fonctionnement courant. Les données de prix sont utilisées par les systèmes de commande de l'installation pour contrôler les ressources et vérifier que toutes les exigences sont satisfaites en matière de sécurité de production, de performances et de qualité de produit.

La communication entre la centrale électrique publique et l'EMS peut reposer sur les protocoles TCP/IP pour garantir la fiabilité du transfert de paquets.

Les flux d'informations correspondants qui passent par l'interface entre le réseau intelligent et l'installation sont résumés dans le Tableau 2.

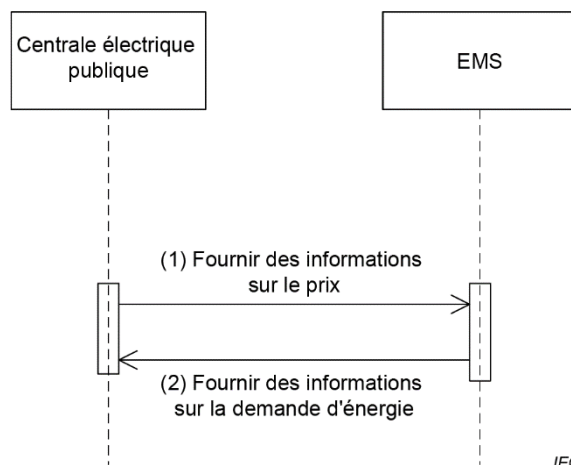


Figure 6 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 1

Tableau 2 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 1

#	De > à	Fonction	Sémantique
(1)	Centrale électrique publique > EMS	Fournir des informations sur le prix	La centrale électrique publique fournit la tarification dynamique à l'installation.
(2)	EMS > Centrale électrique publique	Fournir des informations sur la demande d'énergie	Les données de prix sont utilisées par l'EMS pour gérer la consommation de fonctionnement courant des installations. L'EMS renvoie ensuite sa demande d'énergie.

8.3.2 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 2: Déterminer les paramètres DR

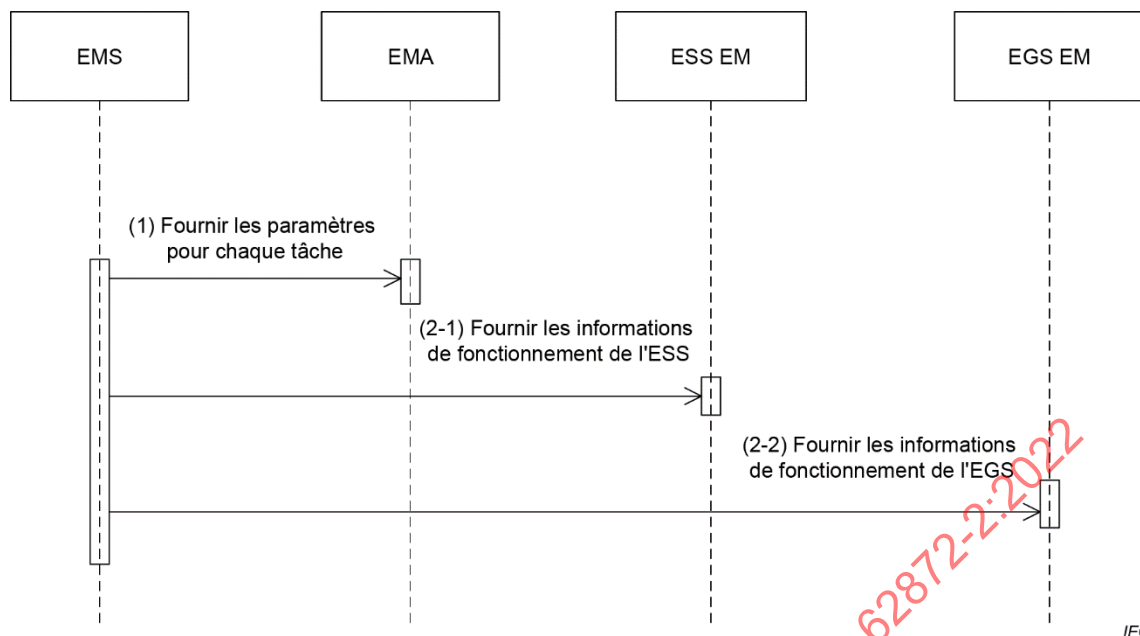
Dans ce cas d'utilisation, l'EMS prépare les paramètres de l'algorithme DR. L'algorithme DR est formulé à l'aide du modèle STN [21] et de la programmation linéaire en numération mixte (MILP - *mixed integer linear programming*) [22]. Ces paramètres incluent les paramètres de modèle STN, les informations relatives au point de fonctionnement pris en charge de chaque tâche, les paramètres de fonctionnement de l'EGS et les paramètres de fonctionnement de l'ESS.

Les descriptions du modèle STN peuvent être consultées à l'Annexe B.

Les éléments numérotés ci-dessous correspondent aux éléments numérotés de la même manière dans le diagramme de séquence de la Figure 7.

- 1) En fonction des intrants qui incluent le prix journalier de l'électricité, la représentation STN des installations industrielles, les informations de fonctionnement de chaque tâche et les informations de fonctionnement des DER, l'algorithme DR sélectionne le point de fonctionnement optimal des tâches programmables (ST) pour chaque intervalle de temps préalablement spécifié. Par la planification des ST avec différents points de fonctionnement, l'algorithme DR peut déplacer une partie de la demande d'électricité entre des périodes de demande de pointe et des périodes de demande hors pointe.
- 2) L'algorithme DR détermine également la source d'alimentation optimale (c'est-à-dire le réseau, les EGS ou les ESS) pour chaque intervalle de temps. Par exemple, pendant les périodes hors pointe, le réseau électrique alimente les installations industrielles en électricité, et l'ESS charge l'énergie provenant du réseau électrique, alors que pendant les périodes de pointe, l'EGS (qui peut être de l'énergie solaire, éolienne ou de récupération de chaleur provenant des centrales électriques) assure l'alimentation en électricité, l'ESS se déchargeant pour alimenter les installations industrielles en énergie.

Les flux d'informations correspondants qui passent par l'interface entre le réseau intelligent et l'installation sont résumés dans le Tableau 3.



IEC

Figure 7 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 2

Tableau 3 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 2

#	De > à	Fonction	Sémantique
(1)	EMS > EMA	Fournir les paramètres pour chaque tâche	L'EMS fournit les paramètres de l'algorithme DR. Les paramètres de l'EMA incluent les paramètres du modèle STN et les informations sur le point de fonctionnement pris en charge de chaque tâche.
(2-1)	EMS > ESS EM	Fournir les informations de fonctionnement de l'ESS	L'EMS fournit les paramètres de fonctionnement à l'ESS EM pour chaque intervalle de temps. Par exemple, pendant les périodes hors pointe, le réseau électrique alimente les installations industrielles en électricité et l'ESS charge l'énergie à partir du réseau électrique.
(2-2)	EMS > EGS EM	Fournir les informations de fonctionnement de l'EGS	L'EMS fournit les paramètres de fonctionnement à l'EGS EM pour chaque intervalle de temps. Par exemple, pendant les périodes de pointe, l'EGS (qui peut être de l'énergie solaire, éolienne ou de récupération de chaleur provenant des centrales électriques) assure l'alimentation en électricité.

8.3.3 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 3: Gérer le point de fonctionnement de chaque intervalle de temps pour réduire le plus possible les consommations d'énergie

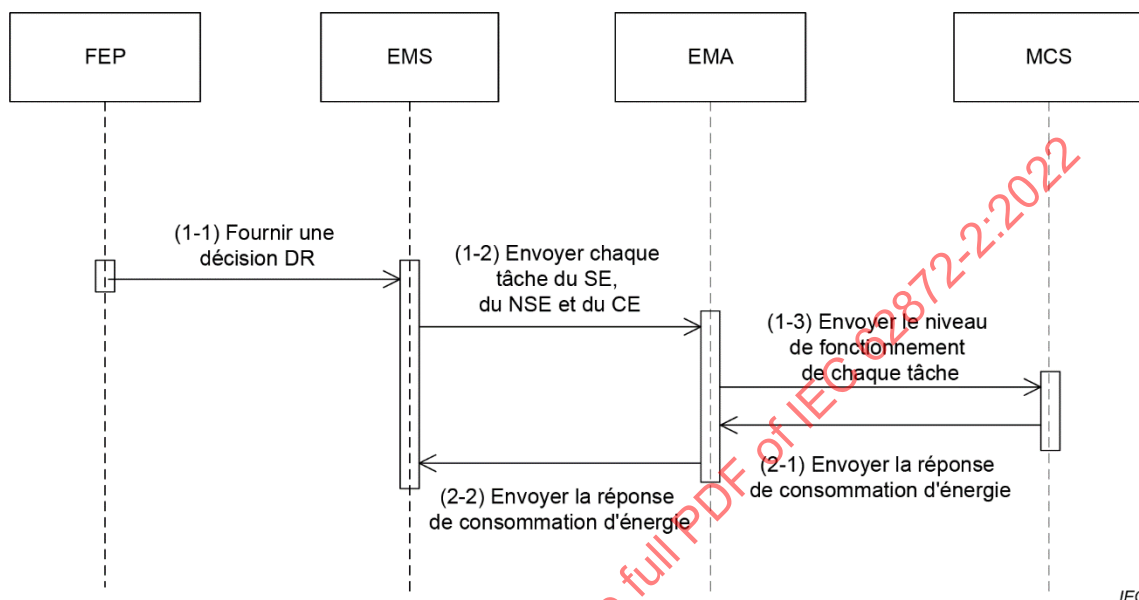
Dans ce cas d'utilisation, l'installation gère le point de fonctionnement (différents points assurent un niveau de tâches différent et consomment le niveau d'énergie correspondant) de chaque tâche pour chaque intervalle de temps afin de réduire le plus possible la consommation d'énergie.

Les éléments numérotés ci-dessous correspondent aux éléments numérotés de la même manière dans le diagramme de séquence de la Figure 8.

- 1) Après que le FEP a pris une décision DR, l'EMS fournit l'EMA de chaque tâche, le point de fonctionnement optimal de la tâche et le temps de fonctionnement de ce point de fonctionnement. L'EMA propose les niveaux de fonctionnement du matériel dans chaque tâche et envoie cette information au MCS, qui contrôle le matériel en fonction des commandes planifiées par l'EMA.

- 2) Lorsque l'état de la charge varie après la réception d'un message de commande, le matériel mis en réseau relaie l'état mis à jour au MCS et à l'EMA. L'EMA envoie la réponse de niveau de tâche à l'EMS. Ces messages de réponse font non seulement office d'accusé de réception, mais contiennent également les informations relatives à la consommation d'énergie (valeur augmentée/diminuée de la consommation d'énergie, par exemple).

Les flux d'informations correspondants qui passent par l'interface entre le réseau intelligent et l'installation sont résumés dans le Tableau 4.



IEC

Figure 8 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 3

Tableau 4 – Informations échangées dans le cas d'utilisation pour FC 3

#	De > à	Fonction	Sémantique
(1-1)	FEP > EMS	Fournir une décision DR	Le FEP gère le point de fonctionnement de chaque intervalle de temps afin d'optimiser le profit, puis prend une décision DR à envoyer à l'EMS.
(1-2)	EMS > EMA	Envoyer chaque tâche du SE, du NSE et du CE	En fonction de la décision DR, l'EMS fournit l'EMA de chaque tâche, le point de fonctionnement optimal de la tâche et le temps de fonctionnement de ce point de fonctionnement.
(1-3)	EMA > MCS	Envoyer le niveau de fonctionnement de chaque tâche	L'EMA propose les niveaux de fonctionnement du matériel dans chaque tâche et envoie cette information au MCS, qui contrôle le matériel en fonction des commandes planifiées par l'EMA.
(2-1)	MCS > EMA	Envoyer la réponse de consommation d'énergie	Le MCS rassemble les états de consommation d'énergie mis à jour de chaque matériel et les envoie à l'EMA.
(2-2)	EMA > EMS	Envoyer la réponse de consommation d'énergie	L'EMA transfère la réponse de niveau de tâche (consommation d'énergie élevée ou faible) à l'EMS.

8.3.4 Cas d'utilisation du composant fonctionnel 4: Déterminer l'utilisation de l'ESS

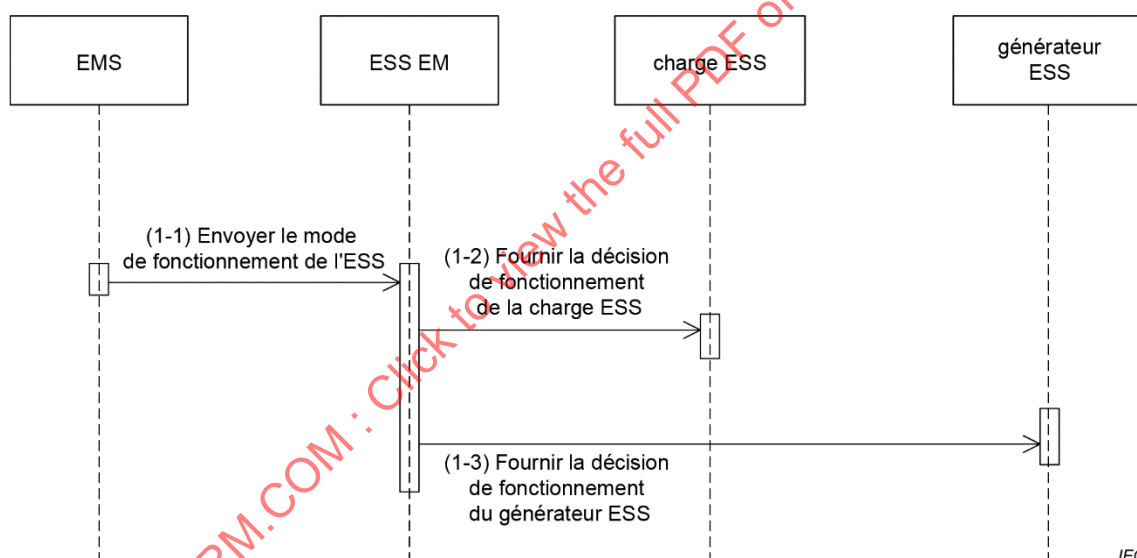
Dans ce cas d'utilisation, l'installation décide d'acheter l'énergie ou d'utiliser l'ESS dans chaque intervalle de temps.

Les éléments numérotés ci-dessous correspondent aux éléments numérotés de la même manière dans le diagramme de séquence de la Figure 9.

- 1) Après avoir déterminé les informations sur le prix de l'énergie et les paramètres DR, l'EMS spécifie le mode de fonctionnement de l'ESS à l'étape suivante et la durée de fonctionnement de ce mode, qui est une décision du système intégré d'énergie (IES). Par exemple, pendant les périodes hors pointe, l'ESS EM exécute le mode de fonctionnement en tant que charge ESS et l'ESS charge l'énergie à partir du réseau électrique. Pendant les périodes de pointe, l'ESS EM exécute le mode de fonctionnement en tant que générateur ESS et l'ESS se décharge pour alimenter les installations industrielles en énergie.

La communication entre l'EMS et l'ESS peut reposer, par exemple, sur les protocoles TCP/IP qui peuvent garantir la fiabilité des transferts de paquets.

Les flux d'informations correspondants qui passent par l'interface entre le réseau intelligent et l'installation sont résumés dans le Tableau 5.



IEC

Figure 9 – Diagramme de séquence du cas d'utilisation pour FC 4