

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Technical guidelines for smart hydroelectric power plant

Lignes directrices techniques d'une centrale hydroélectrique intelligente

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2023 IEC, Geneva, Switzerland

Copyright © 2023 IEEE

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 being secured. Requests for permission to reproduce should be addressed to either IEC at the address below or IEC's member National Committee in the country of the requester or from IEEE.

IEC Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
United States of America
stds.ipr@ieee.org
www.ieee.org

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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



IEEE

IEC/IEEE 63198-2775

Edition 1.0 2023-02

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Technical guidelines for smart hydroelectric power plant

Lignes directrices techniques d'une centrale hydroélectrique intelligente

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.140

ISBN 978-2-8322-6197-2

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 General principles	11
5 System architecture.....	12
5.1 Architecture model.....	12
5.2 Logical architecture.....	14
5.2.1 Overview	14
5.2.2 Description of levels and zones	16
5.3 Information model	17
5.4 Network structure.....	18
5.4.1 General	18
5.4.2 Network structure of plant level and group-of-plants level	18
5.4.3 Network structure of unit level and process level	20
5.4.4 Variants for the network structure	22
5.4.5 Network configuration of retrofit engineering.....	26
5.4.6 External communication interfaces	27
6 Basic support system.....	27
6.1 Overview.....	27
6.2 Time synchronization system	28
6.3 Power supply system	28
6.4 CCTV system.....	28
6.5 Firefighting system.....	29
6.6 Access control system.....	29
6.7 Large screen display system.....	29
7 Smart transducer	30
7.1 Overview.....	30
7.2 General technical requirements.....	30
7.3 Structure of smart transducers	31
8 Functional requirements of IEDs	33
8.1 Overview.....	33
8.2 General technical requirements.....	33
8.3 Measurement and control.....	34
8.3.1 Data acquisition and control execution.....	34
8.3.2 Local control.....	34
8.3.3 Synchronization	35
8.3.4 Governor	35
8.3.5 Excitation	36
8.3.6 Speed measurement.....	36
8.4 Monitoring.....	37
8.4.1 Unit online monitoring.....	37
8.4.2 Online monitoring of transmission and transformation equipment.....	37
8.4.3 Hydrology telemetry.....	38
8.4.4 Meteorological information acquisition	38

8.4.5	Dam safety monitoring	39
8.5	Protection	39
8.5.1	Overview	39
8.5.2	Electrical protection	39
8.5.3	Mechanical protection	40
9	Platform and intelligent application	41
9.1	General	41
9.2	Integrated control and management platform	41
9.2.1	General	41
9.2.2	Data management	41
9.2.3	Basic service	43
9.2.4	Basic applications	46
9.3	Intelligent applications	48
9.3.1	Hydroelectric power plant economic operation	48
9.3.2	Decision support for Condition-Based Maintenance (CBM)	52
9.3.3	Dam safety analysis and evaluation	54
9.3.4	Security and safety interaction	54
9.3.5	Plant environment monitoring	55
9.3.6	Intelligent patrol	56
9.3.7	Operation and maintenance simulation	57
9.3.8	Intelligent alarm	58
9.3.9	Intelligent work sheet and operation sheet	59
9.3.10	Data analysis and trend forecast	59
9.3.11	Emergency command support	61
10	Cyber security	63
10.1	General	63
10.2	Network structure security	63
10.3	Data and communication security	65
10.4	Device and software security	67
10.5	Access control	68
10.6	IT infrastructure comprehensive supervision and management	68
10.7	Audit and modification	69
10.8	Emergency plan and response	69
10.9	Employee training and awareness	69
11	Commissioning, operation and maintenance	69
11.1	Commissioning	69
11.1.1	Overview	69
11.1.2	Testing scene management	70
11.1.3	Testing strategy management	70
11.1.4	Automatic testing execution	70
11.1.5	Testing record management	70
11.2	Operation and maintenance	70
11.2.1	Remote diagnosis	70
11.2.2	Product maintenance	70
11.2.3	Documents management	71
12	Implementation procedures of a smart hydroelectric power plant	71
	Bibliography	73

Figure 1 – System architecture model of a smart hydroelectric power plant.....	13
Figure 2 – Typical system logic architecture of a smart hydroelectric power plant	15
Figure 3 – Typical physical structure of plant level and group-of-plants level of a smart hydroelectric power plant.....	19
Figure 4 – Typical network structure schematic diagram of process level and unit level	21
Figure 5 – Recommended communication network structures (Variant A)	23
Figure 6 – Recommended communication network structures (Variant B)	24
Figure 7 – Recommended communication network structures (Variant C)	25
Figure 8 – Recommended communication network structures (Variant D)	26
Figure 9 – Example of external interfaces of a smart hydroelectric power plant.....	27
Figure 10 – Structure of smart transducers	31
Figure 11 – Adaption of conventional transducers	32
Figure 12 – Functional architecture of ICAMP	41
Figure 13 – Recommended network architecture.....	64
Figure 14 – Security categories, typical attacks, and countermeasures.....	66
Figure 15 – Correlations between IEC 62351 series and IEC TC57 profile standards.....	66
Figure 16 – Typical implementation procedures of a smart hydroelectric power plant.....	72

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

TECHNICAL GUIDELINES FOR SMART HYDROELECTRIC POWER PLANT

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 document(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.

IEEE Standards documents are developed within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE SA) Standards Board. IEEE develops its standards through a consensus development process, approved by the American National Standards Institute, which brings together volunteers representing varied viewpoints and interests to achieve the final product. Volunteers are not necessarily members of IEEE and serve without compensation. While IEEE administers the process and establishes rules to promote fairness in the consensus development process, IEEE does not independently evaluate, test, or verify the accuracy of any of the information contained in its standards. Use of IEEE Standards documents is wholly voluntary. *IEEE documents are made available for use subject to important notices and legal disclaimers (see <https://standards.ieee.org/ipr/disclaimers.html> for more information).*

IEC collaborates closely with IEEE in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations. This Dual Logo International Standard was jointly developed by the IEC and IEEE under the terms of that agreement.

- 2) The formal decisions 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. The formal decisions of IEEE on technical matters, once consensus within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees has been reached, is determined by a balanced ballot of materially interested parties who indicate interest in reviewing the proposed standard. Final approval of the IEEE standards document is given by the IEEE Standards Association (IEEE SA) Standards Board.
- 3) IEC/IEEE Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees/IEEE Societies in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC/IEEE Publications is accurate, IEC or IEEE 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 (including IEC/IEEE Publications) transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC/IEEE Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC and IEEE do not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC and IEEE are 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 IEEE or their directors, employees, servants or agents including individual experts and members of technical committees and IEC National Committees, or volunteers of IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE SA) Standards Board, 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/IEEE Publication or any other IEC or IEEE 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 implementation of this IEC/IEEE Publication may require use of material covered by patent rights. By publication of this standard, no position is taken with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. IEC or IEEE shall not be held responsible for identifying Essential Patent Claims for which a license may be required, for conducting inquiries into the legal validity or scope of Patent Claims or determining whether any licensing terms or conditions provided in connection with submission of a Letter of Assurance, if any, or in any licensing agreements are reasonable or non-discriminatory. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

IEC/IEEE 63198-2775 was prepared by IEC technical committee 4: Hydraulic Turbines, in cooperation with Energy Development & Power Generation Committee of the IEEE Power & Energy Society, under the IEC/IEEE Dual Logo Agreement between IEC and IEEE. It is an International Standard.

This document is published as an IEC/IEEE Dual Logo standard.

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

Draft	Report on voting
4/448/FDIS	4/451/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 the rules given in the ISO/IEC Directives, Part 2, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/publications/.

The IEC Technical Committee and IEEE Technical Committee have 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023

INTRODUCTION

In the past few decades, the widespread use of automatic control systems in hydroelectric power plants, including computer-based control systems, brought a number of benefits including improved work efficiency, enhanced reliability and real-time capability, as well as optimized Operating Expense (OPEX).

Nowadays, tremendous changes occur in hydroelectric power plants and their external environment, thereby posing challenges in operation, maintenance, scheduling and management.

The evolution of power grid codes and electricity markets, the growing sensibility of the public about the environmental impact and such risks generated by operating hydroelectric power plants as control of flow variation downstream, and the increasing demand for multi-purpose utilization of water resources lead to the increasing difficulty in generation scheduling decision-making. Giant unit/plant capacity enhances the role of hydroelectric power plants in maintaining grid stability. The rationale for developing cascade hydroelectric power plants has been widely recognized, as integrated operation and maintenance requirements have become increasingly prominent. The latest technologies such as cloud computing, Artificial Intelligence (AI), big data, Internet of Things (IoT), mobile terminal, and Virtual Reality (VR) are triggering a revolution in hydroelectric power plant automation systems.

Newly installed, renovated and partially refurbished hydroelectric power plants and remote control centers need innovative technologies to strengthen information sharing and coordination among equipment and applications. With the goal to realize multi-dimensional information sensing, comprehensive data display, interactive applications and intelligent warnings and decisions, and to cope with the challenges of operation, maintenance, dispatching and management, innovation involving multiple elements regarding system architecture, information model, integrated standards, software structures, business procedure, applications, optimized models, etc., should be conducted. The innovation based on such elements is multi-dimensional, flexible and open to different demands, rather than a mere improvement of certain technologies, so that hydroelectric power plants and remote control centers where those innovations are put into use can be called a smart hydroelectric power plant.

In the present document, open architecture has been proposed for a smart hydroelectric power plant and technical requirements for each part have been specified, thus improving the safe, reliable, efficient and economic operation of hydroelectric power plants/remote control centers, enhancing the interaction with the smart grid and facilitating ecological and environmental responsibility. The overall system structure and functionality are mainly determined by the scales, types, importance and complexity of specific smart hydroelectric power plants. The document describes a representative set of architectures, components and functionalities. The appropriate selection, extension or modification tailored to the needs of a specific power plant shall be chosen in a specific project. The document can be used as a reference for engineers of hydroelectric power plants/remote control centers, consultants or automation system vendors in helping the design of smart hydroelectric power plants, development of hardware and software products, implementation of projects, and compilation of related documents.

TECHNICAL GUIDELINES FOR SMART HYDROELECTRIC POWER PLANT

1 Scope

This document describes the integrated control and management of smart hydroelectric power plants and groups of plants using the latest proven and widely accepted digital equipment. The descriptions are applicable to all types of hydroelectric power plants except tidal and ocean power plants.

Based on internationally standardized communication models, this document incorporates guidelines for communication networks, sensors, local monitoring and control equipment, Integrated Control and Management Platform (ICAMP) as well as intelligent applications. In addition, special attention is also given to cyber security.

This document considers the future structure of completely digitalized power plants equipped with digitalized sensors and actuators as well as the intelligent control and management of power plants with existing instrumentation.

2 Normative references

There are no normative references in this document.

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply. ISO, IEC, and IEEE 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>
- IEEE Standards Dictionary Online: available at: <http://dictionary.ieee.org>

3.1

smart hydroelectric power plant

hydroelectric power plant or group of plants which is featuring digitalized information, networked communication, standardized integration, interactive applications, optimized operation, and intelligent decision

Note 1 to entry: Smart hydroelectric power plant uses Intelligent Electronic Devices (IEDs) and intelligent equipment for the automatic acquisition, measurement, control, protection and other basic functions, and possesses economic operation, analysis evaluation & decision support, security and safety interaction and other intelligent applications based on the Integrated Control and Management Platform (ICAMP) in compliance with grid and regulatory requirements.

3.2

process level

level of the architectural model which realizes data acquisition and command execution throughout the power generation process, typically consists of transducers/smart transducers, intelligent terminal, intelligent equipment, etc.

3.3

unit level

level of the architectural model which realizes monitoring, control and protection of equipment related to different units according to the pre-set strategy, typically consists of various IEDs

3.4

plant level

level of the architectural model which realizes monitoring, control, analysis, etc. for a plant, typically consists of computers, network equipment, ICAMP, and various intelligent applications, whose equipment is deployed in different physical locations such as a central control room and server room

3.5

group-of-plants level

level of the architectural model which realizes monitoring, control, analysis, evaluation, decision-support etc. for a group of plants, typically consists of computers, network devices, ICAMP, and various intelligent applications including economic operation, condition-based maintenance of a generation fleet, emergency command support, etc. whose devices are distributed in different physical locations of a remote control center such as a control room, reservoir scheduling duty office and server room

3.6

process bus

communication network which connects process-level and unit-level devices

3.7

plant bus

communication network which connects devices within the unit level and plant level, and connects unit-level to plant-level devices

3.8

group-of-plants bus

communication network which connects devices within the group-of-plants level and connects plant level to group-of-plants level devices

3.9

system

collection of parts and relationships among these parts that may be organized to accomplish some purposes

[SOURCE: IEC 62357-1:2016, 3.1.3]

3.10

control zone

zone with applications of real-time monitoring and control functions

3.11

non-control zone

zone with applications which are potentially required for the generation process, but not involved in control directly.

3.12

production control zone

zone consisting of control zone and non-control zone

3.13

management information zone

collection of management information systems outside the production control zone for power generation utilities

3.14

Intelligent Electronic Device

IED

device within the unit level or process level incorporating one or more processors with the capability of receiving or sending data/controls from or to an external source (for example, electronic multi-function meters, digital relays, controllers)

3.15

smart transducer

analog or digital sensor or actuator combined with a microprocessor, a signal conditioning unit and a communication interface

3.16

intelligent terminal

IED which realizes data acquisition or command output, supports unified information model, has capabilities of self-diagnosis and self-recovery within the process level, connecting various sensors of pressure, flow, temperature, position, status, etc. or actuators through cables, as well as connecting other IEDs within the unit level through process bus, usually deployed near terminal boxes or equipment

3.17

merging unit

interface unit that accepts multiple analogue CT/VT and produces multiple time synchronised IEC 61850-9-2 compliant frames to provide data communication via the logical interface 4

[SOURCE: IEC TS 61850-2:2019, 3.109]

3.18

intelligent equipment

integration of electromechanical equipment or hydraulic facilities with electronic devices and transducers, featured with digital measurement, networked communication, unified information model, self-diagnosis and interactive information, and supports functions like monitoring, control and protection

3.19

data management

function which realizes uniform storage and management of models and data, and provides uniform data access service interfaces

3.20

basic service

technologies realizing background functionalities, for example, data communication, data processing, data access, chart service, log management, authority management, task management, workflow management, process management, Geographic Information System (GIS), alarms, expert system etc.

3.21

basic application

software realizing basic business functionalities of hydroelectric power plants, for example, supervision and control, reservoir scheduling automation, plant condition monitoring, dam safety monitoring, comprehensive information display and analysis, mobile application, etc.

3.22

Integrated Control and Management Platform

ICAMP

software platform which consists of data management, basic services and basic applications, deployed separately in the control zone, non-control zone and management information zone, supporting the unified modeling of devices and other resources in hydroelectric power plants, providing standard interfaces and services for the integration of equipment, systems and intelligent applications, realizing data sharing, centralized control & management and collaborative interaction

3.23

intelligent application

application serving decision support of hydroelectric power plants, such as economic operation, Condition-based Maintenance (CBM), emergency command support, dam safety analysis and evaluation, intelligent alarm, etc., which is accomplished by modules deployed on the ICAMP or individual decision support system

3.24

Automatic Generation Control

AGC

capability to control the power output of selectable units in response to total plant/group-of-plants output, tie-line power flow, and power system frequency

3.25

Automatic Voltage Control

AVC

capability to control a specific power system voltage via adjustment of unit excitation within the limits of unit terminal voltage and reactive power (VAR) capability

3.26

joint control

functions that enable the automatic control to coordinate the power/water across the system, e.g. AGC, AVC, water control of power plants or reservoirs

4 General principles

The general principles of smart hydroelectric power plants are as follows:

- 1) With the process bus, plant bus and group-of-plants bus as backbone network, a smart hydroelectric power plant should adopt a "level and zone" architecture. Furthermore, it should be based on smart transducers and IEDs within the process and unit levels, ICAMP within the plant level or group-of-plants level as the software platform, and intelligent applications deployed in correspondent zones as business requirements, promoting the safe and reliable operation of hydroelectric power plants. Before defining the final system architecture in a power plant, a careful risk analysis should be conducted on the dependencies and consequences of failures, etc. An analysis should also be conducted on maintenance needs, costs, effectiveness, etc., to meet the requirements in practical operations and those of the supervisory authorities.
- 2) An information model with the capability of self-description should be adopted. Such an information model enables IEDs and ICAMP to identify measured data correctly. The information model makes application functions independent of communication protocols. International standards described in 5.3 should be adopted in the model definition for electrical and mechanical equipment, hydraulic facilities, and functions, thus realizing object-oriented data management and enhancing the capability of fulfilling data sharing, application collaborations and intelligent data analysis.

- 3) Network communication should be adopted for information transmission. From the perspective of project practice and cost-effectiveness, smart transducers or "traditional transducer plus intelligent terminals" should be considered while highly efficient process, plant and group-of-plants buses should be used. Wireless networking (e.g. cellular data, Zigbee, LORA) can also be considered to increase system flexibility and reduce system installation and commissioning.
- 4) IEDs should embody interoperability. Interoperability is the ability of two or more devices either from the same vendor or from different vendors to exchange information for the correct execution of specified functions; it is the ability to operate in the same network or the same communication path sharing information and commands.
- 5) Smart hydroelectric power plants should realize integrated operation and management. Based on the ICAMP, it should facilitate integrated monitoring and data sharing for such basic applications as supervision and control, reservoir scheduling automation, plant condition monitoring, dam safety monitoring, protection information management and basic support systems like Closed Circuit Television (CCTV) and firefighting. Comprehensive data analysis and interactions among applications should be realized to promote the operation reliability and efficiency of a single power plant or group-of-plants. Integrated operation and management should meet demands such as unattended operation, coordinated dispatching of water resources and electricity, and remote fault diagnosis.
- 6) Smart hydroelectric power plants should provide intelligent decision support. Based on the features of a specific plant or group-of-plants, intelligent applications like condition-based maintenance decision support, emergency command support, dam safety analysis and evaluation, and intelligent alarm should be deployed selectively. Expert knowledge bases should be established and expanded continuously. Various models of analysis, evaluation and optimization should be built to improve the optimized decision-making capability.
- 7) Smart hydroelectric power plants should be featured with openness and flexibility. An open and flexible architecture conforming to well-established international standards and compatible with conventional automation devices and IEDs should be adopted and be able to meet the need for thorough or partial refurbishment of smart hydroelectric power plants. ICAMP should be equipped with standard and open interfaces, thereby providing data and service access to third-party intelligent applications under the condition of cyber security.

5 System architecture

5.1 Architecture model

IEC 62357 proposes the Smart Grid Architecture Model (SGAM). According to SGAM, the domains are divided into generation, transmission, distribution, Distributed Energy Resources (DER) and customer premises. The smart hydroelectric power plant is an important part of the smart grid and belongs to the generation domain. The smart hydroelectric power plant architecture model is shown in Figure 1.

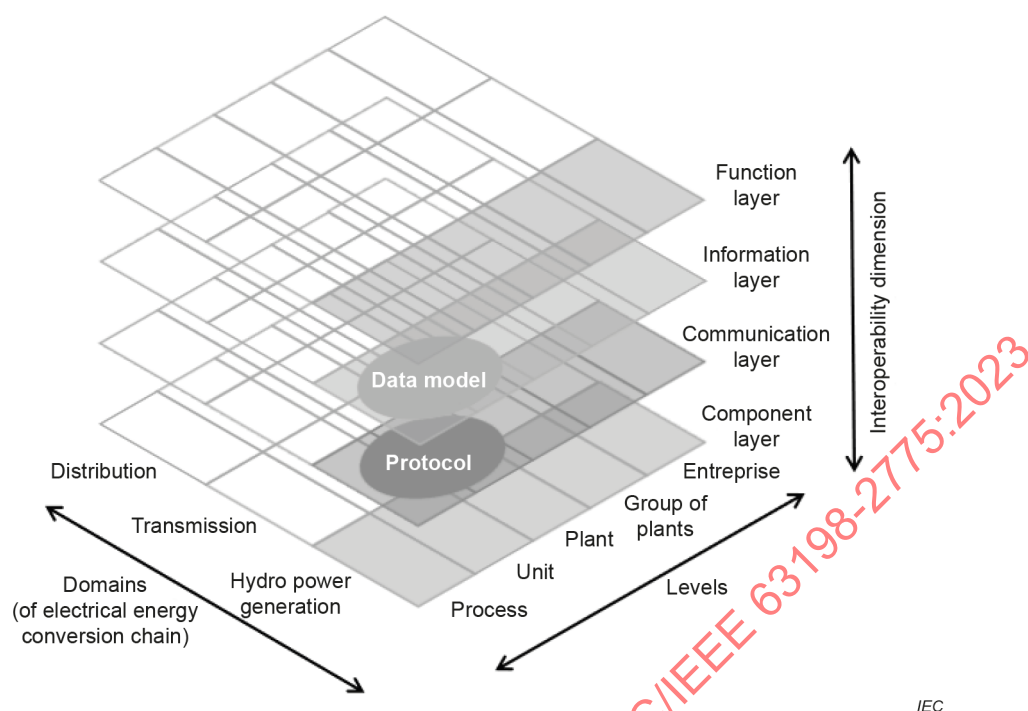


Figure 1 – System architecture model of a smart hydroelectric power plant

NOTE "Levels", "Unit", "Plant", "Group-of-plants" in this document correspond to "Zones", "Field", "Station" and "Operation" in IEC 62357 individually. The control center of the group is included in "Group-of-plants".

This document	IEC 62357
Levels	Zones
Unit	Field
Plant	Station
Group-of-plants	Operation

In the context of Clause 5, a system is a boundary which includes all layers of the architecture model of a smart hydroelectric power plant. Besides the domains of the electric energy conversion chain, the system architecture model of a smart hydroelectric power plant, as shown in Figure 1, is divided into two additional dimensions: for the first dimension based on the hierarchy of operation and management, the architecture model is divided into process level, unit level, plant level, and group-of-plants level, and each level is described in 5.2.2. The enterprise level is not included in the scope of this document. The process and the unit levels realize local control, the plant level realizes centralized control, and the group-of-plants level realizes off-site control. For the second dimension based on interoperability, the architecture model is divided into component layer, communication layer, information layer and function layer. The four layers are described below.

The component layer specifies the physical components involved in a smart hydroelectric power plant. It includes primary equipment, smart transducers, intelligent terminals, IEDs (generally located within the process and unit levels), network infrastructure (wired and wireless communication connections, routers, switches and firewalls), and any kinds of computers.

The communication layer describes mechanisms and protocols for the interoperable exchange of information between components in the context of the underlying functions, services and related information objects or data models.

The information layer describes the information being used and exchanged between functions and services. It contains information objects and the underlying canonical data models. These information objects and canonical data models represent the common semantics for functions and services in order to achieve an interoperable information exchange via communication.

The function layer describes functions, services and their relationships. Functions are represented independently from their physical implementation in devices, applications and systems.

5.2 Logical architecture

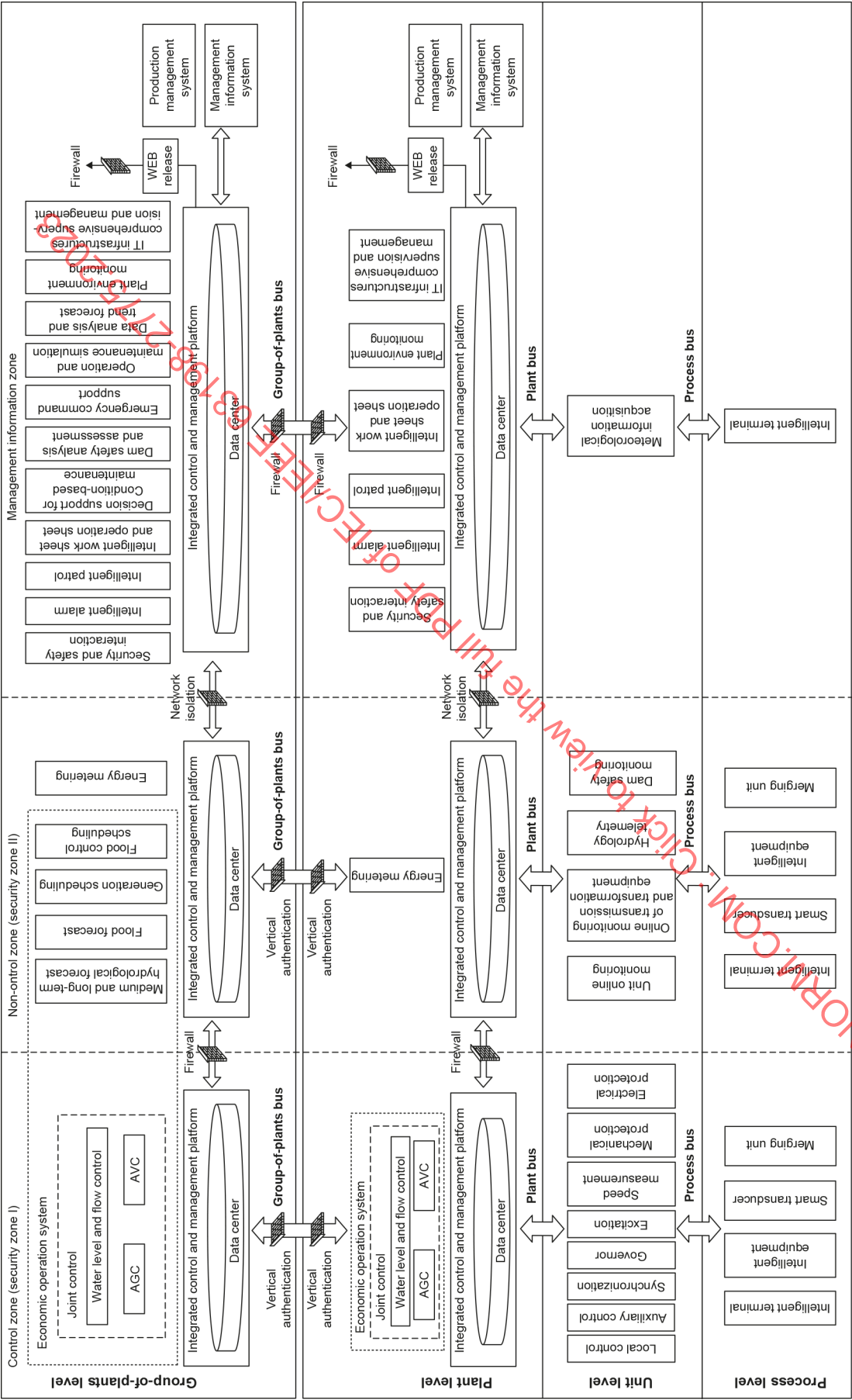
5.2.1 Overview

In order to improve the system security and flexibility, the system architecture of a smart hydroelectric power plant should be "horizontally zoned and vertically leveled". Thus, a smart hydroelectric power plant should be horizontally divided into the production control zone and the management information zone horizontally. A zone can be established at one physical location or different physical locations. Detailed segmentation principles are described in 10.2. A single smart hydroelectric power plant should be divided into process level, unit level and plant level vertically. The process level and the unit level of the non-control zone and management information zone may be merged. The group-of-plants level can be set up according to business needs.

The overall system logical architecture of a smart hydroelectric power plant is shown in Figure 2. It represents the function layer within different levels, as well as the underlying communication structures according to the system architecture model in Figure 1.

The overall system structure is mainly determined by the scales and types of a smart hydroelectric power plant. The general architecture in Figure 2 shows a representative set of functions and components. An appropriate selection, extension or modification tailored to the needs of a specific smart hydroelectric power plant shall be chosen for a specific project.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023



IEC

NOTE Basic support system is a basic condition for the stable operation of a smart hydroelectric power plant and is not shown in Figure 2. Refer to Clause 6 for detailed information.

Figure 2 – Typical system logic architecture of a smart hydroelectric power plant

Figure 2 shows a typical deployment of smart transducers, IEDs, ICAMP and intelligent applications of a typical smart hydroelectric plant.

A smart hydroelectric power plant should include basic support systems including a time synchronization system, power supply system, CCTV System, firefighting system, access control system, etc.

For a detailed description of functions and components, see Clauses 6 to 9.

5.2.2 Description of levels and zones

For the production control zone and the management information zone, a scalable approach can be taken based on the size, importance and cost-effectiveness of a smart hydroelectric power plant. The security level is decreased in the sequence of the control zone, non-control zone and management information zone. Zone(s) with lower security may be merged into a zone with higher security.

Vertically, the functions and components of the levels are as follows:

1) Process level

The process level mainly covers data acquisition and command execution in support of power generation. It includes the acquisition of real-time electrical signals, non-electrical signals and execution of control commands. The process level physically consists of intelligent terminals, IEDs, intelligent equipment, smart transducers, etc.

2) Unit level

The unit level mainly covers local monitoring, control and protection of a smart hydroelectric power plant. In the production control zone, local control, auxiliary control, synchronization, governor, excitation, electrical protection and mechanical protection should be deployed in the control zone. Mechanical protection consists of two parts, one is realized by vibration protection devices, and the other one (temperature, pressure, etc.) is realized by local control devices. Unit online monitoring and hydrology telemetry should be deployed in the non-control zone. In the management information zone, dam safety monitoring, CCTV (closed-circuit television) and other functions should be deployed. Some special functions should be deployed in corresponding zones according to the respective safety requirements. For example, the firefighting function which triggers the unit emergency shutdown should be deployed in the control zone, while those without such triggers should be deployed in the non-control zone.

3) Plant level

The plant level consists of computers, network devices, ICAMP, intelligent applications, which are realizing monitoring, control, analysis, evaluation, etc. The devices of the plant level may be distributed in different physical locations of a hydroelectric power plant, such as a central control room and/or server room.

In terms of the deployment of basic applications, supervision control should be deployed in the control zone, while reservoir scheduling automation and plant condition monitoring should be deployed in the non-control zone. The comprehensive information display, mobile application, etc., should be deployed in the management information zone. In addition, the ICAMP performs the gathering and storage of information acquired from the production control zone, management information zone and basic support systems, and thus forms the data center of a smart hydroelectric power plant.

In terms of deployment of intelligent applications, joint control should be deployed in the control zone, protection information management and energy metering should be deployed in the non-control zone. Security and safety interaction, intelligent alarm, intelligent patrol, intelligent work sheet and operation sheet, plant environment monitoring, IT infrastructure monitoring and management, etc., should be deployed in the management information zone.

4) Group-of-plants level

The group-of-plants level covers monitoring, control, analysis, evaluation, decision-support etc., for a group of plants. It typically consists of computers, network devices, ICAMP, and various intelligent applications including economic operation, condition-based maintenance of generation units, emergency command support, etc. The devices within this level are distributed in different physical locations of a remote control center, such as a central control room, reservoir scheduling duty office and server room.

The deployment of basic applications within the group-of-plants level is the same as that of the plant level. For intelligent applications, joint control should be deployed in the control zone. Medium and long-term hydrological forecast, flood forecast, generation scheduling, flood control scheduling, protection information management and energy metering should be deployed in the non-control zone. Security and safety interaction, intelligent alarm, intelligent patrol, intelligent work sheet and operation sheet, decision support for condition-based maintenance, dam safety analysis and assessment, emergency command support, data analysis and trend forecast, plant environment monitoring and IT infrastructure monitoring and management should be deployed in the information management zone.

For smart hydroelectric power plants which do not have a group-of-plants level, the above-mentioned intelligent applications may be deployed within the plant level according to the project's needs.

5.3 Information model

A smart hydroelectric power plant should adopt a unified information model to facilitate the exchange of information. Otherwise, it would be difficult to exchange information between power plants, applications and equipment from different vendors.

A smart hydroelectric power plant should adopt object-oriented information models of mechanical and electrical equipment, hydraulic facilities, functions, etc., so as to improve interoperability of devices and system flexibility, and to promote system compatibility with the smart grid.

A smart hydroelectric power plant may adopt the following information models:

- 1) The information model specified in IEC 61850 is used to define the abstract syntax and semantics of the information exchanged between IEDs and is presented in terms of data object classes and types, attributes, abstract object methods (services), and their relationships. More descriptions of the information model can be found in IEC 61850-7.
- 2) Common Information Model (CIM) specified in IEC 61970 and IEC 62325 includes equipment, functions and their attributes for power system management, analysis and related use cases. More descriptions of the information model can be found in IEC 61970-301 and IEC 62325-301.
- 3) The information model specified in IEC 62264 includes five levels (level 0 to level 4): physical processes level, smart devices level, monitoring and controlling level, manufacturing operations management level, and business planning and logistics level for integration of control systems to enterprise systems.
- 4) The information model specified in IEC 62541 adopts object-oriented technology, defines a unified address space to store real-time data, historical data, and event notifications, and provides services for other applications with a unified, safe and reliable interface.
- 5) IEC 81346 provides a Reference Designation System (RDS) for modelling the physical system hierarchy of the plant. The resulting tag can also be used as a designator in other data models, e.g. as the logical device structure in IEC 61850. It provides simplified object references that can bridge information systems together (such as process control, documentation and maintenance systems).

5.4 Network structure

5.4.1 General

A smart hydroelectric power plant should realize zone segmentation, dedicated networks, horizontal isolation and vertical authentication (see 10.2 for details). The communication network of a smart hydroelectric power plant should include process bus, plant bus, group-of-plants bus. Each network should adopt standard protocols.

- 1) The process bus may adopt GOOSE and SV network specified in IEC 61850, Fieldbus specified in IEC 61158, or other industry-recognized standards to communicate between process level devices and unit level devices, as well as between devices within the unit level.
- 2) The plant bus may adopt IEC 61850 MMS, OPC Unified Architecture (OPC UA) specified in IEC 62541, IEC 60870-5-104, IEC 61970, or other industry-recognized standards.
- 3) The group-of-plants bus may adopt IEC 61850 MMS, OPC Unified Architecture (OPC UA) specified in IEC 62541, IEC 60870-5-104, IEC 61970, or other industry-recognized standards.

For functions that require high availability, the process bus, plant bus and group-of-plants bus in the production control zone should adopt a network structure with high availability like dual network, ring network, etc. The results of the risk analysis should be taken into account, e.g. the physical separation of redundant components. For less critical functions, redundant network, power supply, key equipment and core applications are not required.

In addition, the process bus and the plant bus may be segmented into different subnets according to the real-time performance and security requirements of different applications.

Optical fiber is recommended to improve reliable network communication in the control zone.

Wireless communication may be adopted at all levels where suitable. Wireless technologies encounter more challenges in protecting against illegal intrusion compared to wired communication (e.g. because wireless signals do not stop at the property border of the power plant). This risk should be considered in cyber security analysis.

5.4.2 Network structure of plant level and group-of-plants level

A typical network structure of plant level and group-of-plants level of a smart hydroelectric power plant is shown in Figure 3. A smart hydroelectric power plant adopts network isolation to isolate the production control and the management information zones.

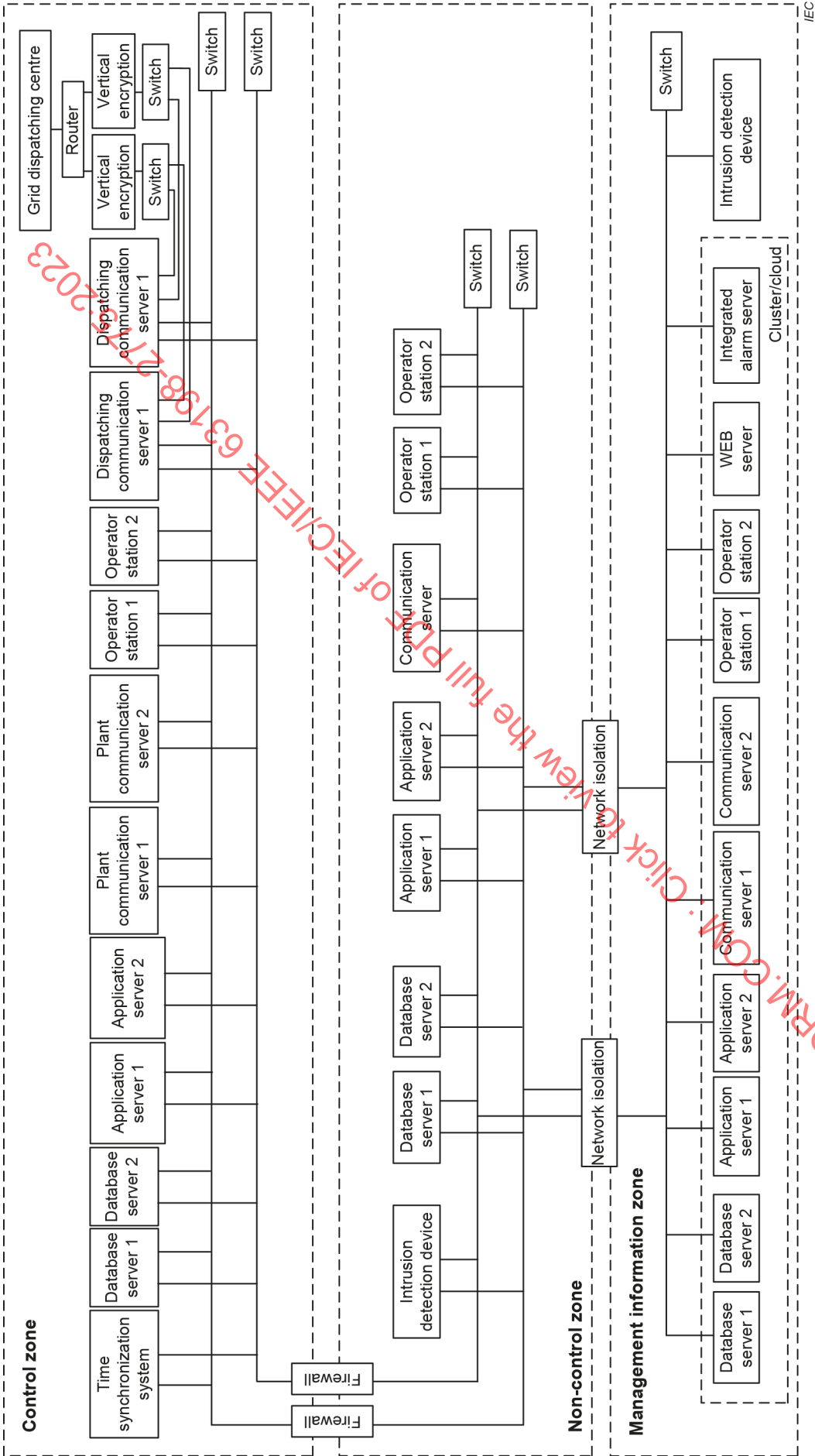


Figure 3 – Typical physical structure of plant level and group-of-plants level of a smart hydroelectric power plant

As shown in Figure 3, intrusion detection devices and switches should be deployed in the control zone and non-control zone. Network firewalls should be used to separate the control zone and non-control zone. For plants with higher cyber security protection between the production control zone and the management information zone, data diodes can be used or even be redundantly deployed.

The communication between plant level, group-of-plants level, and dispatching centers should adopt devices that provide Wide Area Network (WAN) boundary protection for the production control zone. Protection should include authentication and encryption functions as well as network management, anti-virus, security and integrity of transmitted data. In the management information zone, devices should be used to provide isolation and access control for communications between the group-of-plants level and the plant level.

For plants with high availability requirements, redundant server configurations can be deployed – either on-site or securely cloud-based.

5.4.3 Network structure of unit level and process level

A typical network structure of unit level and process level of a smart hydroelectric power plant is shown in Figure 4.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023

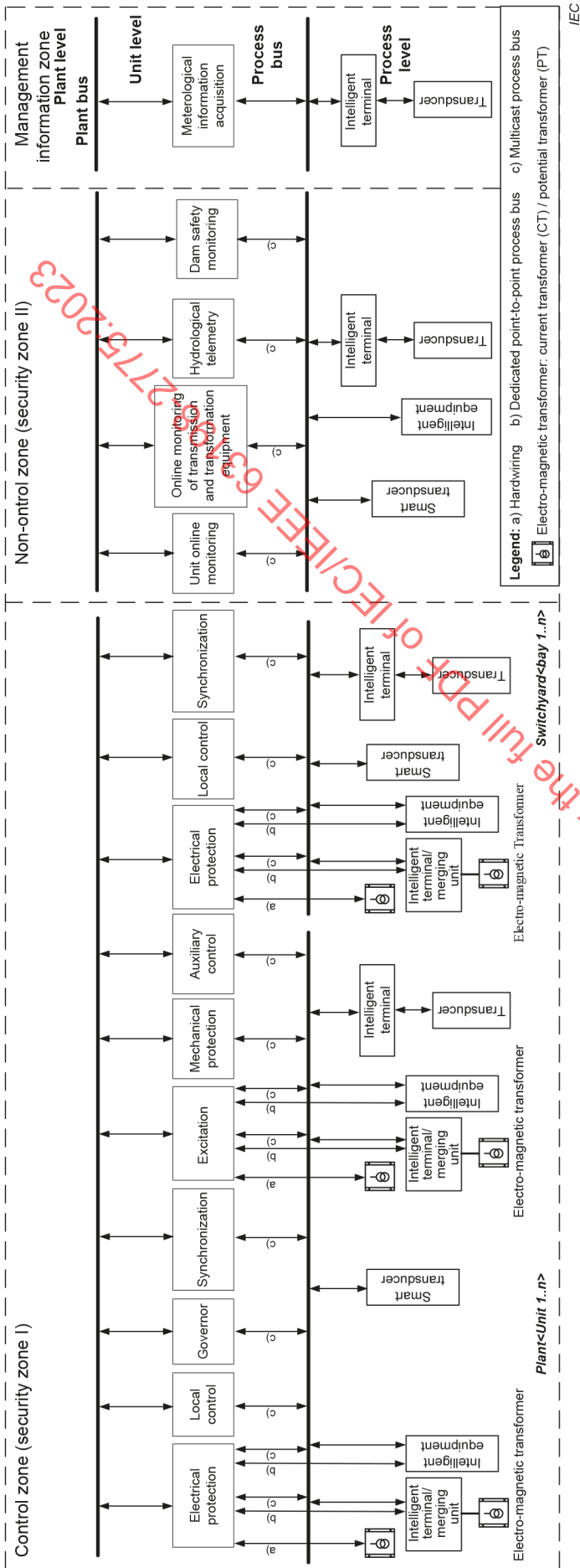


Figure 4 – Typical network structure schematic diagram of process level and unit level

Process level devices (including intelligent terminals, intelligent equipment and smart transducers) should be connected to the process bus. Unit level devices should be connected to the process and plant bus. As shown in Figure 4, unit level devices can be connected to sensors and actuators via multicast process bus (c), dedicated point-to-point process bus (b) or hardwiring (a). Dedicated point-to-point process bus or hardwiring is used to realize direct sampling/tripping.

In the case of hardwiring, the smart functionality shall be implemented in the device with hardwired interfaces. Redundancy, self-supervision etc., should be considered for the overall system design when determining which approach is adopted. Figure 4 shows an example of the physical connections of the protection and excitation function, which can be applied to other unit level functions like governor etc. accordingly.

The process bus should be divided into sub-networks according to units such as hydroelectric power units, switchyard, etc. Multiple switches can be used to form independent networks, or separated VLANs can be used to realize logical isolation.

The failure of a single device within the unit level should not affect the normal operation of other devices. When the plant bus fails, the unit level devices should be able to operate independently and meet the basic requirements of unit operation.

In summary, the smart hydroelectric power plant should adopt the network structure of "four levels and three buses". In terms of information modelling and communication protocol, it implements the unified information modelling of a hydroelectric power plant and networked and standardized communication for achieving interoperability among devices. Suggested examples of suitable modelling and communication structures are provided in 5.4.4. Based on the ICAMP, it implements data sharing and application integration.

5.4.4 Variants for the network structure

Due to the variety of hydroelectric power plants, it is advisable to consider the automation system status, equipment delivery situation, etc., during the construction and refurbishment of smart hydroelectric power plants.

The architectural Figure 5, Figure 6, Figure 7 and Figure 8 are to be understood as examples. A customized variant for a real project shall always be defined and specified according to the individual requirements of the project.

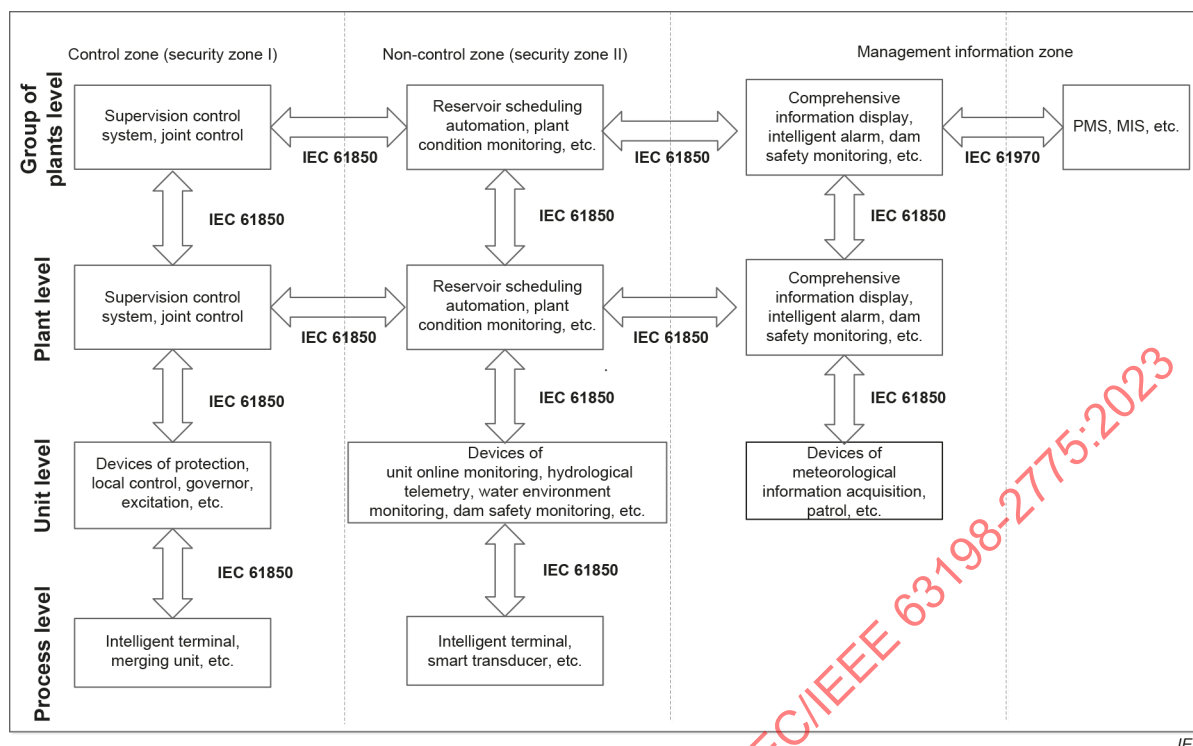


Figure 5 – Recommended communication network structures (Variant A)

As shown in Figure 5, the communication protocol of the process bus is recommended to adopt GOOSE, SV and MMS protocols. MMS is used for signals with slow change rates. The communication protocol of plant bus and group-of-plants bus is recommended to adopt MMS for the vast majority of data exchange. GOOSE can be used for the plant bus in the production control zone, for critical data exchanges in specific situations like interlocking and inter-trip between controllers. Within the plant level and group-of-plants level, if the network isolation device between the production control zone and management information zone can not support MMS protocol, dedicated protocols may be used.

IEC 61850 MMS protocol is recommended for communication between the control zone and the non-control zone within the plant level. IEC 61970 is recommended for communication between the applications of a smart hydroelectric power plant and other applications relevant to production management in the plant, such as Production Management System (PMS), Management Information System (MIS), etc. PMS is an integrated software platform used for asset management, monitoring, predictive maintenance, visual display, production safety and reliability management.

The recommended network conforming to IEC 61850 lays a foundation for a unified information model, effectively reduces the signal cables of hydroelectric power plants and improves project commissioning efficiency. In addition, the GOOSE communication protocol specified in IEC 61850 features high real-time performance and reliability.

For the redundancy design, IEC TR 61850-90-20 should be considered.

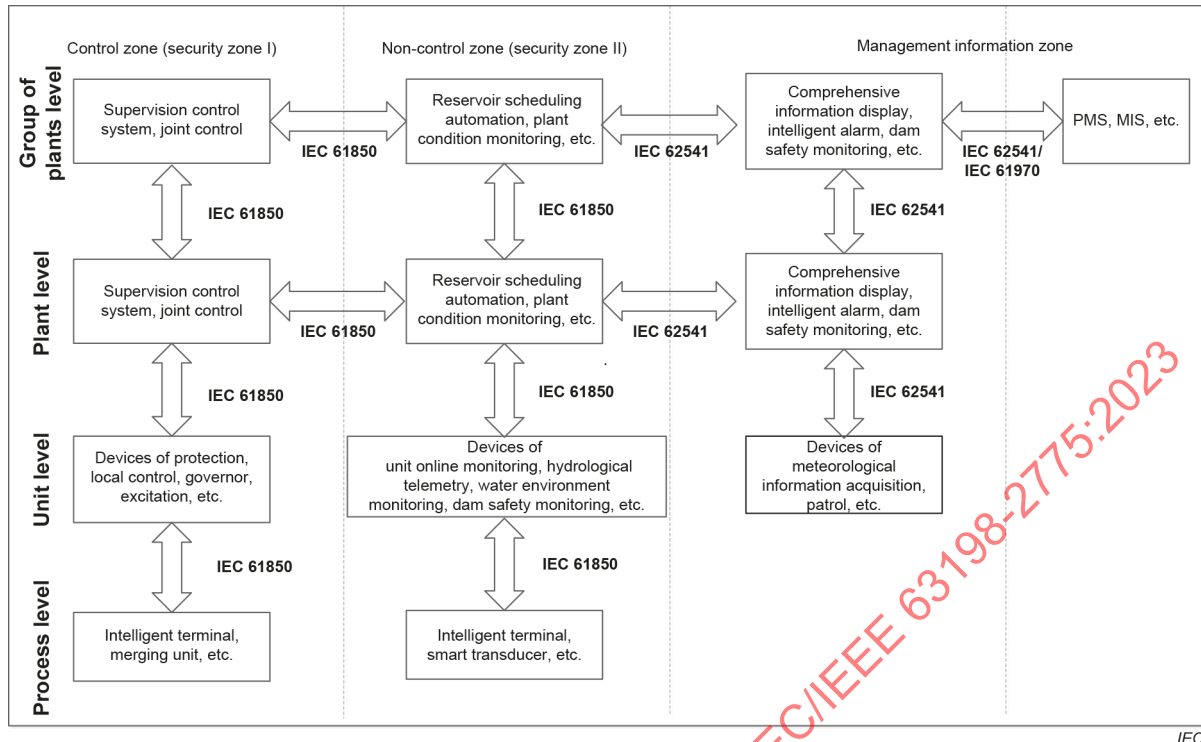


Figure 6 – Recommended communication network structures (Variant B)

As shown in Figure 6, the communication protocol of the process bus in the production control zone adopts GOOSE, SV and MMS protocols specified in IEC 61850. The communication protocol of the plant bus and group-of-plants bus in the production control zone adopts the MMS protocol specified in IEC 61850, and the communication protocol of the plant bus and group-of-plants bus in the management information zone adopts IEC 62541.

The communication between the control zone and non-control zone of the plant level is realized by IEC 61850 MMS protocol. The communication between the production control zone and management information zone is realized by IEC 62541. In the management information zone, the communication between the applications of a smart hydroelectric power plant and other applications in the plant, such as PMS, MIS, etc., is realized by IEC 62541 or IEC 61970.

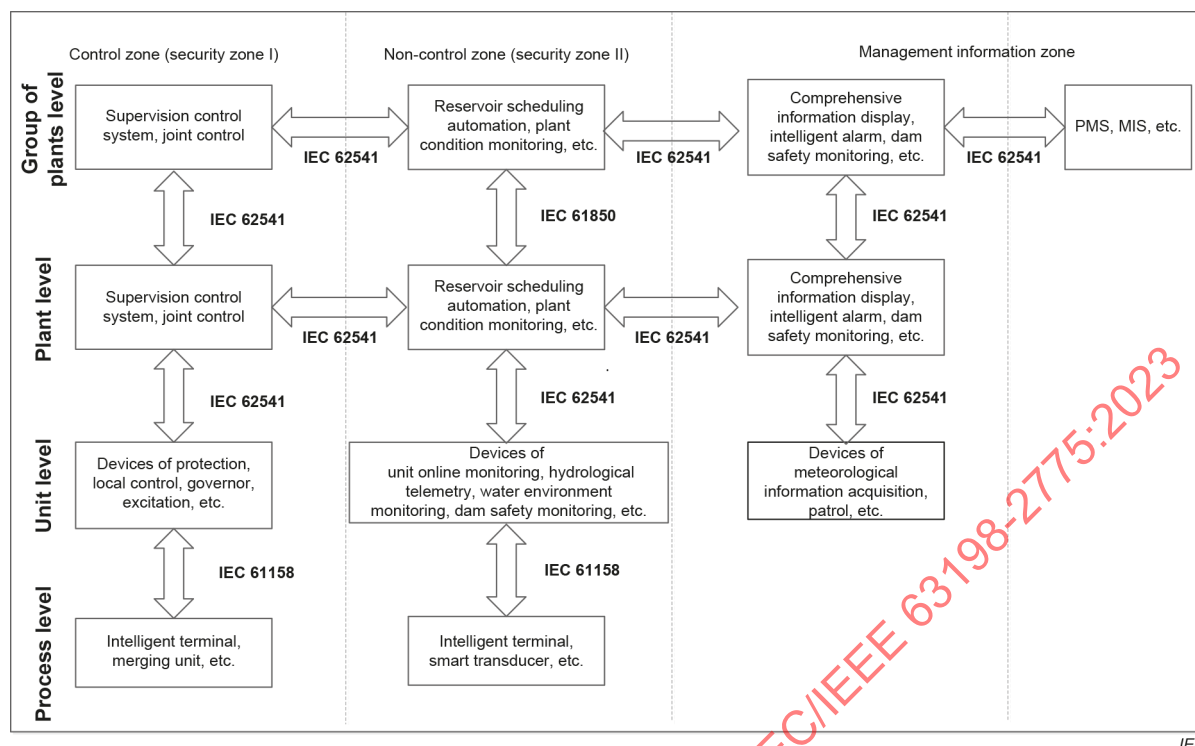


Figure 7 – Recommended communication network structures (Variant C)

As shown in Figure 7, IEC 61158 field bus is recommended for the process bus of a smart hydroelectric power plant, while IEC 62541 is recommended for the plant bus and group-of-plants bus. Furthermore, IEC 62541 is recommended for the communication between zones, as well as the communication between ICAMP and applications in the management information zone. Direct communication between the control zone and management information zone may be realized based on project needs.

In this structure, IEC 62541 is adopted consistently, except that IEC 61158 is adopted for the process bus. Because IEC 61158 involves more than 20 types of field buses and is supported by many manufacturers' alliances, many technologies and products can be selected within the standard. IEC 62541 has the characteristics of cross-platform, high reliability, high security and integrated data modelling, which can improve information sharing. IEC 62541 especially provides the functionality to connect smoothly to smart industrial automation.

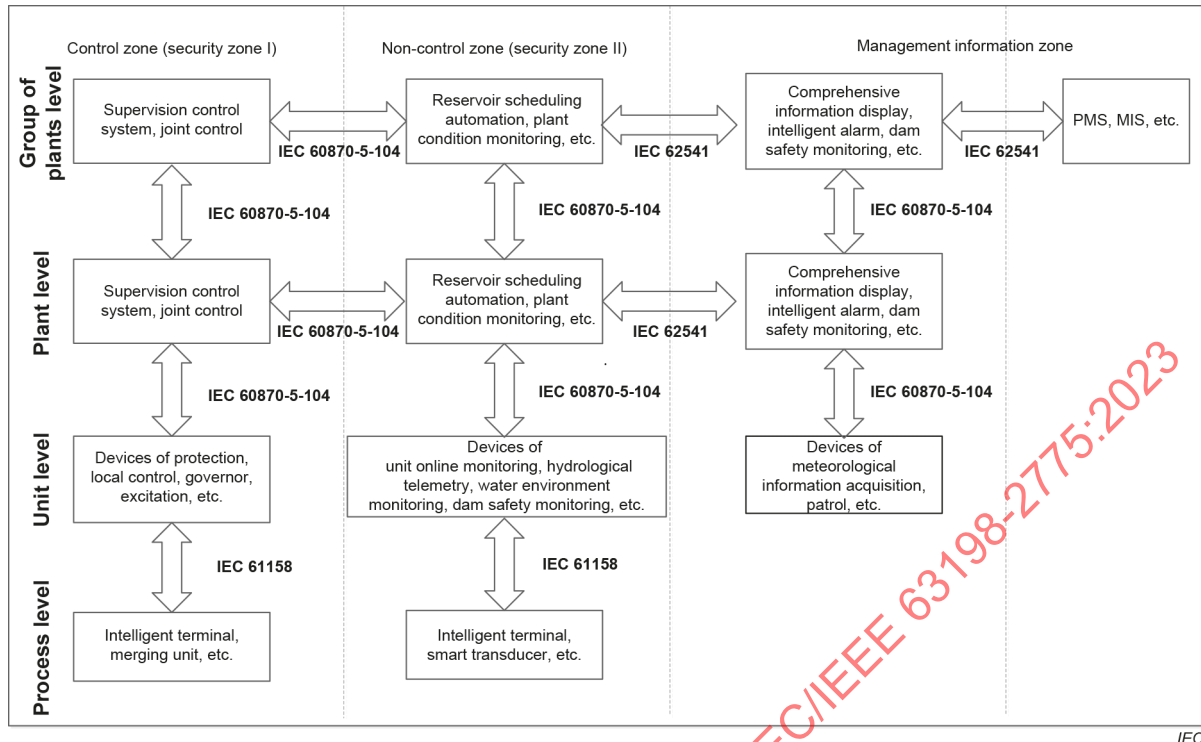


Figure 8 – Recommended communication network structures (Variant D)

As shown in Figure 8, IEC 61158 is recommended for the process bus of a smart hydroelectric power plant. IEC 60870-5-104 and IEC 62541 protocols are recommended for the plant bus and group-of-plants bus. IEC 60870-5-104 protocol is recommended for the communication between the control zone and non-control zone within the plant level and group-of-plants level. IEC 62541 is recommended for the communication between the production control zone and management information zone, and the communication between ICAMP and different applications in the management information zone.

This recommended network structure realizes the communication between devices within the group-of-plants level, between devices within the plant level, between group-of-plants level devices and plant level devices, and between plant level devices and unit level devices by adopting the protocol specified in IEC 60870-5-104. Because the protocol is open and widely used, the information exchange can be easily performed.

5.4.5 Network configuration of retrofit engineering

When retrofitting existing hydroelectric power plants, a decision needs to be made regarding the amount of existing control equipment to be replaced.

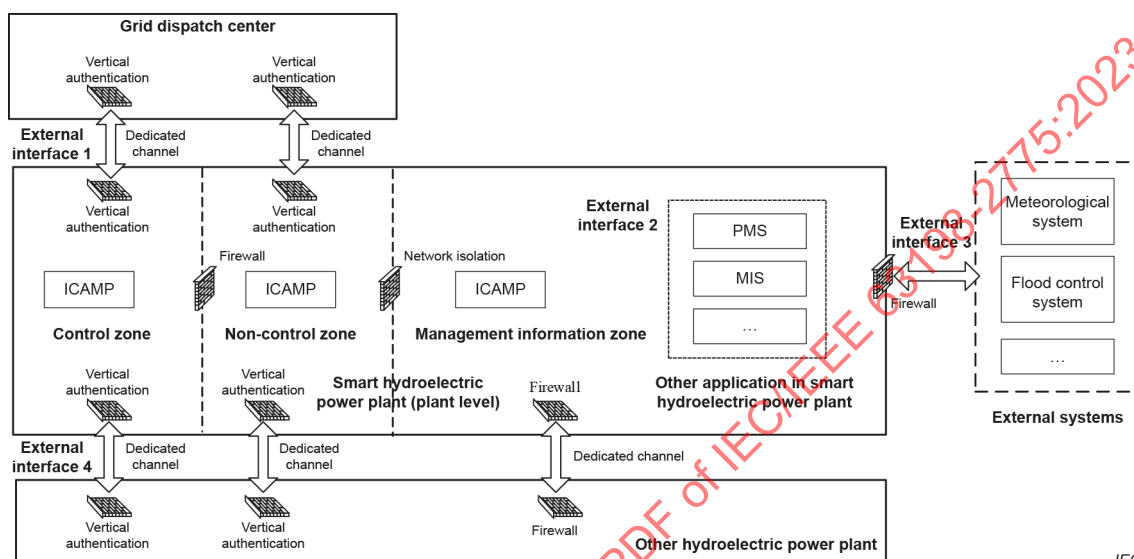
For retrofit projects of smart hydroelectric power plants which retain the original automation system, an ICAMP should be deployed. If the existing local automation devices have communication interfaces and information modelling tools related to variants A to D, they can be directly connected to the ICAMP. Otherwise, they can be connected to the ICAMP with the additional configuration of network protocols/protocol converters and information modelling tools.

IEDs within the process level and unit level and ICAMP should be deployed.

If only the sensors and actuators of the existing control system are being retained, then IEDs should be provided at the process and unit levels and integrated into the overall network structure via ICAMP as described in Figure 5 to Figure 8.

5.4.6 External communication interfaces

Interfaces connecting a smart hydroelectric power plant with external devices and systems are typically used for communication with a grid dispatching center, communication with other applications relevant to production management in a smart hydroelectric power plant, communication with external systems (systems of institutes other than hydroelectric power plants, like meteorological systems, flood control systems), and communication with other hydroelectric power plants. An example of external interfaces of a smart hydroelectric power plant is shown in Figure 9. External interfaces 1 to 4 of Figure 9 are bidirectional.



IEC

Figure 9 – Example of external interfaces of a smart hydroelectric power plant

- 1) Interface 1: The communication with the grid dispatching center mainly includes power dispatching communication in the control zone and generation scheduling communication in the non-control zone. The communication protocol should adopt IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, etc. Vertical authentication and encryption devices should be deployed at the network perimeter of the smart hydroelectric power plant and grid dispatching center.
- 2) Interface 2: The communication with other systems such as the PMS, MIS, etc. in the smart hydroelectric power plant as well as with basic support systems such as firefighting systems, access control systems and CCTV systems, should conform to IEC 61970, IEC 62541 or other industry-recognized standards.
- 3) Interface 3: Because meteorological and flood control information comes from the public network, firewalls should be deployed at the network perimeter between the management information zone and external systems. The communication should follow IEC 61970, IEC 62541 or other industry-recognized standards.
- 4) Interface 4: The communication between hydroelectric power plants should conform to IEC 60870-5-104, IEC 62541 (OPC UA), IEC 61850, IEC 61970 or other industry-recognized standards. For communication with external hydroelectric power plants, authentication and encryption devices should be deployed respectively at the network perimeter of the power plants. The communication between hydroelectric power plants may also be performed by a remote control center (if group-of-plants level exists).

6 Basic support system

6.1 Overview

The basic support system is a condition for the stable operation of a smart hydroelectric power plant, generally including a time synchronization system, power supply system, CCTV system, firefighting system and access control system. A large screen display can be optionally included according to the needs of the project.

The design and manufacturing of the basic support system should conform to local legal requirements and existing standards. The newly added functions related to smart hydroelectric power plant applications should not affect its original functions, and those new functions should also conform to local legal requirements and existing standards as well.

6.2 Time synchronization system

The time synchronization system is applied for the time synchronization of devices in smart hydroelectric power plants. Without time synchronization, devices can not be synchronized with the standard time due to a time error. When critical events happen, the time difference of devices makes it difficult for event analysis.

Thus, a time synchronization system should be established to provide different kinds of time synchronization signals for all devices in the smart hydroelectric power plant, realizing the consistency between devices' time with the standard time.

For projects with high availability requirements, redundant clock hosts are recommended to be adopted. The clock host receives satellite time synchronization signals corresponding to certain countries or regions via antenna, a time synchronization message in compliance with NTP/SNTP specified in RFC 5905, or other external signals for time synchronization. Other external signals with a precise frequency can be used to improve the clock's time accuracy if the primary external time synchronization signal is lost. The adoption of a time synchronization signal source should be analyzed according to the project's needs. The time synchronization system should be equipped with a high precision clock inside. When the external time synchronization signal is lost, the system can keep timing via the internal clock. When the external time synchronization signal is restored, it should cease the use of the internal clock and restore the time synchronization with the external time synchronization signal. In both cases, the system should output the time synchronization information stably and continuously.

Network communication is widely applied in smart hydroelectric power plants, which enables time synchronization based on the network. The time synchronization system should have the function of generating time synchronization signals via the network. The Network Time Protocol (NTP) and the Simplified Network Time Protocol (SNTP) should be applied as time synchronization protocols. For equipment which requires very high time precision, the Precision Time Protocol (PTP) specified in IEC 61588 should be applied; e.g. for Phase Measurement Units (PMUs) or for IEC 61850 Sampled Values (IEC/IEEE 61850-9-3), which meets the highest time precision with errors no more than $\pm 1\mu\text{s}$. Apart from the network time synchronization, the time synchronization system should have the function of generating other forms of time signals like IRIG-B (AC) code, IRIG-B (DC, RS-485/422/TTL) code, and 1PPS/1 PPM/1PPH/1PPX pulse output which meets the requirements specified in IEEE/IEC 60255-118-1.

6.3 Power supply system

The smart hydroelectric power plant is usually equipped with multiple power supply systems, mainly including AC, DC, inverter power supply systems, Uninterruptible Power Supply (UPS) systems, power supply for communication systems, etc.

The power supply systems should have a networked communication function for displaying and analysis of real-time information such as current, voltage, temperature, load, battery status, etc. The power supply management application for performing this function may be part of the ICAMP or provided separately to communicate with the ICAMP. When an abnormality occurs in a power supply system, immediate alarms and handling guidance should be given to facilitate maintenance and reduce the potential impacts of power supply system faults.

6.4 CCTV system

The CCTV system is used to visually supervise critical systems, structures and personnel movement on the project. The quantity and placement of cameras should be commensurate with the level of reliability and security required by the project.

The CCTV system should support the remote control of the camera and Pan/Tilt/Zoom (PTZ). It should support image combination, zoom in/out and switch to any camera image as the main display. Provisions for video/audio recording and playback should be provided.

The CCTV system should operate independently. It should be equipped with communication interfaces with ICAMP, through which information from the CCTV system (including camera layout, work status, video/audio, alarms, etc.) can be transmitted to security and safety interaction applications. Commands from the application can be received to adjust the camera position to monitor relevant areas.

6.5 Firefighting system

The firefighting system consists of firefighting device(s), fire detector(s), and local control devices connected via a network or cables. When a fire is detected, the corresponding firefighting device alarms automatically and can optionally trigger a unit shutdown for protection.

The firefighting system should operate independently. It should be equipped with communication interfaces with ICAMP, through which corresponding information (including smoke or temperature sensor deployment, work status, fire signals, alarms, etc.) is sent to the security and safety interaction application. Firefighting devices should generate signals via hardwiring to other systems (e.g. CCTV, access control, etc.) to record relevant information and assist personnel in evacuating or dealing with the accident when a fire breaks out.

6.6 Access control system

The access control system should manage entry permission, control the doors in corresponding areas, and store access records for queries. The access control system may support access through induction cards, fingerprints, facial recognition, iris, etc. When the access control system detects abnormal operations like opening/closing the door without permission, keeping the door open excessively long, or using an invalid card, it should send out light and audio alarms, and send alarm information to the security personnel. For projects with high availability requirements, the smart hydroelectric power plant should be equipped with an access control system for all critical areas. Otherwise, a simplified perimeter access control system may be used.

The access control system should operate independently, and it should be equipped with communication interfaces with ICAMP, through which access control information including access status, entry/exit record and alarms, etc., should be sent to the security and safety interaction application. The access control system should receive operation commands via hardwiring from the firefighting system to execute relevant operations (e.g. unlock the doors along the escape passage) when there is a fire, which facilitates personnel evacuation.

6.7 Large screen display system

The large screen display system can be adopted to display the single line diagram of a hydroelectric power plant, the operation status of the main equipment, and important operation parameters like load, water level, etc. It can display multichannel data and graphs from different systems. The large screen displays can be split or merged according to requirements. The large screen display system should be adaptable to projects with high availability requirements.

The large screen display system should have a communication interface with ICAMP, through which its operation status information (including configuration parameter, internal temperature, running time, alarms, etc.) can be sent to ICAMP.

7 Smart transducer

7.1 Overview

The transducer plays a key role in the safe and stable operation of the plant. In addition to voltage, current, power, frequency, and other electrical signals, the sensing information of hydroelectric power plants also includes many non-electrical signals, such as temperature, pressure, flow, vibration, speed, and position. Each type of transducer realizes measurement of single or multiple physical quantities, mainly outputs an analogue signal, and uses two-wire, three-wire, or four-wire connection modes. The smart transducer enriches the sensing information, reduces cables, A/D, and D/A conversion losses, and additionally provides high signal transmission noise immunity. The smart transducer is provided with self-description, self-diagnosis, and self-adjustment (calibration) features, promoting the reliability of sensing information. The control execution can be applied in the same way for actuators as it is described for sensors in 7.2 and 7.3.

Smart transducers should be applied for smart hydroelectric power plants based on consideration of cost-effectiveness.

Conventional transducers combined with IEDs may also be applied.

7.2 General technical requirements

Currently, field bus (e.g. CAN, Profibus, HART, FF) has been widely applied for digitalization and networked applications of transducers. Smart transducers integrate sensing elements, transducing elements, microprocessors, and communication interfaces, and realize functions of sensing, information processing, and communication. Smart transducers should embody the following nine features, and more feature descriptions should refer to IEEE Std 1451.

1) Self-identification

The smart transducer automatically identifies its location, detects signals/orders sent by other transducers/devices and other information transmitted by the network (such as time).

2) Self-description

The smart transducer sends information to other transducers/devices to describe its functions, status, etc.

3) Self-diagnosis

The smart transducer conducts self-diagnosis to verify whether its components are working properly. In addition, it detects its conditions and locates the faults.

4) Self-calibration

The smart transducer automatically calibrates measurement deviation, and compensates for known errors (or error sources) through software or predefined calibration parameter.

5) Data processing

The smart transducer digitalizes the measured quantity, conducts data screening, calibration and analysis, calculation, etc., to realize automatic measurement, adjustment, balancing, and compensation.

6) Reasoning

The smart transducer conducts analysis and judgement based on results of data processing or information acquired by other means, and outputs the reasoning results.

7) Notification

The smart transducer sends notifications based on reasoning results via the network.

8) Remote configuration

The smart transducer offers remote configuration for easy maintenance.

9) Remote software upgrading

The smart transducer is accessible for remote upgrading of firmware or software programs.

Remote configuration and remote software upgrading should only be performed for limited conditions (e.g. commissioning status, special maintenance requirements, and cyber security upgrades) with full consideration of cyber security and authorization.

7.3 Structure of smart transducers

The smart transducer integrates sensor(s), signal conditioning, data conversion, microprocessor(s), communication interface(s), etc., to provide information sensing, processing and communication. Composite smart transducers should be applied for composite measurement points like bearing lubrication oil temperature and level, cooling water flow and temperature, to reduce transducer quantity and network nodes. The structure of smart transducers is shown in Figure 10 a) and b).

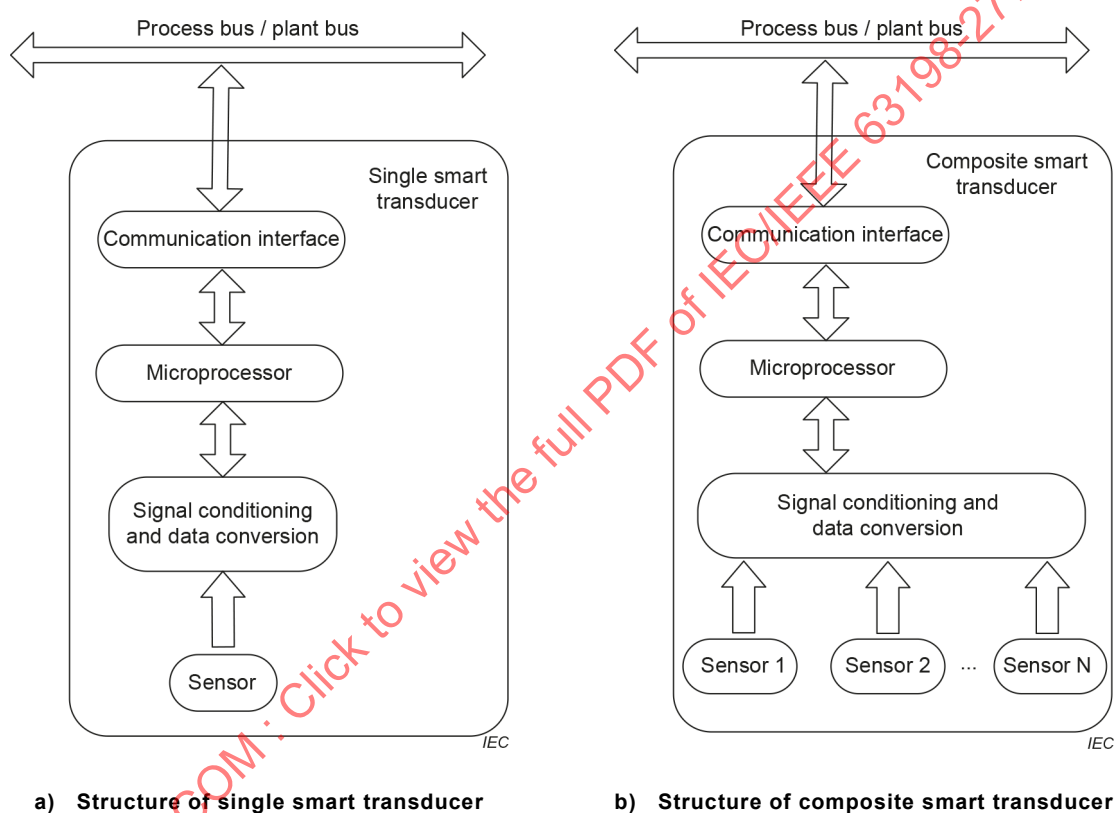
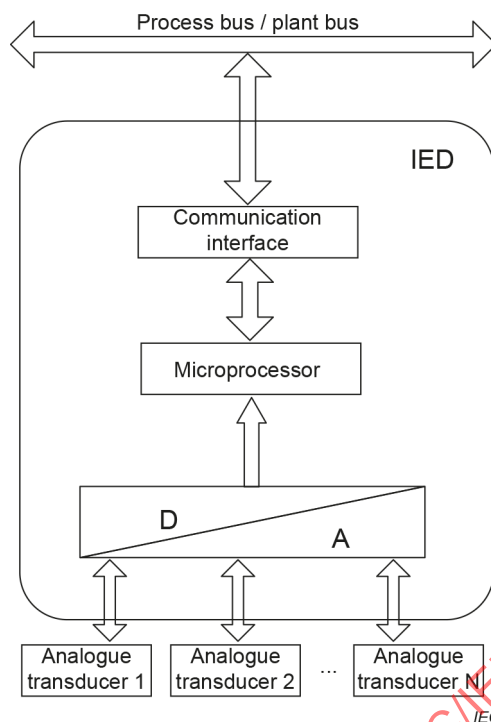


Figure 10 – Structure of smart transducers

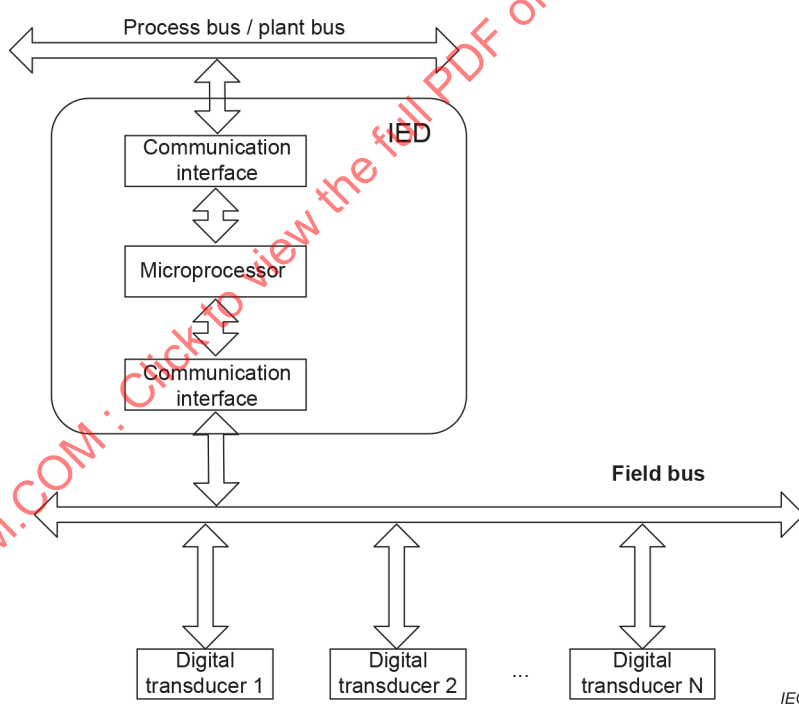
The smart transducer should adopt network communication interfaces and be usually connected to the process bus.

The smart transducer which is not involved in generation control directly (transducers for dam safety, meteorology monitoring, environmental monitoring, etc.) may be connected to the plant bus.

Existing hydroelectric power plants have large quantities of conventional transducers with analogue outputs or field bus communication interfaces. Conventional transducers may be applied in smart hydroelectric power plants configured as shown in Figure 11. Figure 11 a) is for analogue transducers, in which analogue/digital conversion, the microprocessor and communication interfaces, etc., are integrated into the IED. Figure 11 b) is for digital transducers, in which the microprocessor and communication interfaces are integrated into the IED.



a) Adaptation of conventional analogue transducers



b) Adaptation of conventional digital transducers

Figure 11 – Adaptation of conventional transducers

8 Functional requirements of IEDs

8.1 Overview

IEDs of a smart hydroelectric power plant accomplish functions of measurement, control, monitoring, protection, etc. Usually, IEDs have advanced functions such as self-diagnostics, self-recovery, remote operation and maintenance. The IEDs should conform to unified standards.

The IEDs are logically deployed within the unit level and process level and should be physically located nearby the relevant equipment. IEDs within the process level should connect the sensors and the actuators via cables to acquire signals and give out commands, and communicate with the IEDs within the unit level via the process bus. IEDs within the unit level exchange data with each other via the process bus or plant bus and should communicate with ICAMP via the plant bus.

This clause provides a superset of functions for a smart hydroelectric power plant.

8.2 General technical requirements

The IEDs should meet the following technical requirements:

- 1) Modular design should be applied to meet the requirements of easy integration, extension, updating, and maintenance.
- 2) Standard communication interfaces specified in 5.4 should be provided to realize interoperation among devices, reduce hardwiring and maintenance load, and improve real-time performance and stability.
- 3) Object-oriented unified modelling should be supported, and the model should have a self-description function.
- 4) Hardware should be suitable for the environment. Corresponding requirements of electromagnetic compatibility, temperature, moisture, atmospheric pressure, insulation, anti-vibration, dust proof and anti-corrosion should be met.
- 5) Function of time synchronization, as well as identification and rejection of wrong time signals, should be incorporated. Time synchronization protocols like IRIG-B (DC) code, IEC 61588, etc., should be applied.
- 6) Human-machine interaction function should be incorporated, and typical human-machine interfaces include an indicator light, LED, push button, touch screens, etc. Other requirements should conform to IEC 62270/ IEEE Std 1249.
- 7) Abnormal settings of reference values, parameters and other critical user inputs should be blocked.
- 8) Functions of self-detection and self-diagnosis should be incorporated to automatically monitor and diagnose power supplies, communication links and I/O channels of devices. Diagnosis information should be displayed via indicators or a local screen and accessed through communication interfaces.
- 9) When determining if key measurements and outputs should be hard-wired or replaced by communication, the overall system design shall be considered (e.g. redundancy, self-supervision). Direct sampling via hardwiring should always be applied for the important signals, especially when involved in safety-relevant functions like mechanical protection, emergency and quick shutdown control, synchronization, governor, excitation, and electrical protection.
- 10) Logging functions should be incorporated, such as event/alarm recording and fault waveform recording. A recording or information query and an export function should be incorporated.
- 11) For key components, hot standby redundant design should be adopted, such as redundancy of communication, power supply and master processor to improve reliability.

- 12) Ease of maintenance should be taken into consideration. Hot plugging, remote commissioning and configuration, remote upgrading of firmware programs, and bumpless transfer should be supported for the device which can be maintained online.
- 13) Functions of online or offline simulation with configurable parameters should be supported. In which, the online simulation means that all input parameters are real-time data from the hydroelectric process.
- 14) According to the requirements of a specific project, a real-time database should be supported by unit level devices.

8.3 Measurement and control

8.3.1 Data acquisition and control execution

Intelligent terminals, merging units and other IEDs within the process level are applied for data acquisition of electrical signals and non-electrical signals, equipment operation status monitoring and control execution. The types of signals mainly include Digital Input (DI), Digital Output (DO), Analogue Input (AI), Analogue Output (AO) and other signals. The main functional requirements are as follows:

- 1) Acquisition of the signals of the whole plant, and command execution should be provided. Functions and parameters such as I/O signal type, quantity, etc., can be configured flexibly.
- 2) A common voltage level should be applied for DIs and DOs. Isolators like optocouplers or relays should be applied as interfaces to achieve electrical isolation from the internal circuit. DIs should have an under-voltage interlock and prevent reversed connection. DOs should meet the contact capacity and have functions such as avoidance of reversed connection and overload protection. Other requirements should conform to IEC 62270/ IEEE Std 1249.
- 3) The AIs and AOs should adopt the commonly used current and voltage level. The conversion precision and the load capacity should meet the relevant measurement/control requirements of the corresponding equipment. Other requirements should conform to IEC 62270/ IEEE Std 1249.
- 4) AC sampling input signals should be within the corresponding nominal value range and meet the requirements of the error grade. There should be an isolation circuit in the loop to enable access to electromagnetic Potential Transformer (PT) and Current Transformer (CT) signals. Alarm functions for the detection of abnormal PT and CT loops should be included.

8.3.2 Local control

The local control function should be fulfilled by IEDs within the unit level, to measure and control objects including units, transformers, switchgear, auxiliary equipment (including electrical and oil-hydraulic systems), gates, etc. The main functional requirements are as follows:

- 1) A process bus should be used to acquire measured data for processing and calculation and send out control and regulation orders. In addition, direct sampling via hardwiring should be applied for the important signals involved in the mechanical protection and emergency shutdown control.
- 2) The communication with ICAMP should be performed via the plant bus for uploading the DIs, AIs and the receiving control and regulation commands.
- 3) The sequence control(including the unit control) should be supported, and the control logic should be programmed to perform unit start/stop, active/reactive power regulation, etc. The programming language should comply with internationally accepted standards such as IEC 61131-3.
- 4) The graphic configuration and programmable software for online commissioning, troubleshooting and modifications should be provided.

8.3.3 Synchronization

Automatic and manual synchronization should be done by measuring the frequency, the voltage amplitude and the voltage phase on both sides of the synchronization point. The main functional requirements are as follows:

- 1) The commands of the voltage increasing/decreasing, speed increasing/decreasing, and breaker on should be sent out correctly and timely.
- 2) The function of automatically compensating the inherent phase difference of the voltage on both sides of the synchronization point should be incorporated.
- 3) Function of self-diagnosis should be incorporated, so that mal-operation shall not be performed when the function is faulted.
- 4) Fault recording function should be incorporated. The recording files should conform to international standards such as IEEE Std C37.111. These files should be capable of being saved, viewed, exported, etc.
- 5) Considering possible network failure, voltage inputs to the synchronization may be hardwired directly from the electromagnetic potential transformers. The key outputs of synchronization may also be hardwired.

8.3.4 Governor

The governing system is composed of an electronic governor, servomotor(s), electro-hydraulic equipment, oil pressure equipment (hydraulic pressure supply system), achieving the function of matching generation power with the isolated or grid-connected load, and adjusting the rotational speed according to the applicable grid code(s). The main functional requirements are as follows:

- 1) Start-up control, stop control, no load speed control (including load rejection), grid frequency follow-up control during synchronization, power output control, primary frequency control, isolated operation, and emergency shutdown control should be realized. The governor may also be capable of operation in other control modes as opening, water level or flow control modes. Technical requirements specified in IEEE Std 125, IEEE Std 1207 and/or IEC 61362 should be met.
- 2) DIs/DOs and AIs/AOs should be input/output through the intelligent terminal. Important signals of the generator circuit breaker, and signals like turbine speed and guide vane opening should be acquired by independent transducers and may also be acquired additionally via hardwiring.
- 3) Function of fault recording can be incorporated, and the preconditions of fault recording can be set. The device can record the measurements such as active power, guide vane opening, runner blade opening, unit frequency, water head, grid frequency and status of circuit breakers.
- 4) In cases where a high degree of reliability is required, redundant governor controllers which conform to IEC 61362 should be considered. The controllers should operate seamlessly with no disruption in service when switching between redundant controllers.
- 5) The measurement signals should include guide vane position, runner blade position (for Kaplan turbine), power, speed and water head. Functions of condition monitoring and fault diagnosis of measurement signals may be incorporated. According to the availability requirements of the project, redundant signals may be provided.
- 6) Monitoring and fault diagnosis of the main hydraulic components should be included in the electronic governor or other systems.
- 7) The status and self-diagnosis information, such as master/slave status and manual/automatic mode, power supply fault, feedback signal fault, controllers and I/O modules fault, should be transmitted to ICAMP via the plant bus.
- 8) Depending on requirements, the governor should be prepared to perform commissioning tests for static/dynamic governor performance, primary frequency regulation, parameter recognition, etc. The functions and interfaces required for performing these tests may be embodied in the governor or be complemented by external equipment like signal generators, data recorders, data analysers, etc.

- 9) For particular commissioning and maintenance purposes, it can be required to locally control the main hydraulic components, including the main distributing valve, electro-hydraulic control valve, servomotor (s), and oil pumps.
- 10) A simulation test function for isolated operation may be incorporated as it is described in IEC 60308. Additionally, other tests like simulation of closed-loop of start-up control, power output control, grid frequency follow-up control during synchronization, primary frequency control, emergency shutdown, no load speed control (including load rejection) and load shedding scenarios may be performed.
- 11) Information including active power setpoint, net water head, guide vane opening, unit speed, fault recording file, etc., should be transmitted via the plant bus to ICAMP.

8.3.5 Excitation

The excitation regulates the generator voltage, adjusts the reactive power for a single unit, and suppresses the low-frequency oscillation of the power grid. When the grid encounters failures, the excitation regulation should still operate normally. The main function requirements are as follows:

- 1) Excitation control should incorporate Automatic Voltage Regulator (AVR), Field Current Regulator (FCR), Power Factor Regulator (PFR), Reactive Power Regulator (RPR), Power System Stabilizer (PSS), meeting with technical requirements specified in IEEE Std 421 and IEC 60034-16. The PSS should conform to the requirements of IEEE Std 421.5, and be equipped with input and output interfaces for tests.
- 2) Auxiliary functions should be embodied, at least including an over-excitation limiter, an under-excitation limiter (P/Q limiter, load angle limiter, minimum field current limiter), a voltage/frequency limiter (V/F) and a PT disconnection.
- 3) DIs/DOs and unit speed measurement should be input/output through the intelligent terminals. Signals such as generator stator voltage, stator current, field current, etc., should be directly acquired via the transducers, e.g. conventional or optical PT/ CT equipment.
- 4) Information including the generator stator voltage, stator current, field current, active power, reactive power, etc., should be transmitted via the plant bus to ICAMP.
- 5) For hydro units with high availability requirements, hot standby regulation channels should be configured. The regulation channels should be capable of being switched remotely and manually.
- 6) Self-diagnosis information such as the status of the power supply, regulator channels, thyristor modules, cooling system, and field current breaker should be transmitted to ICAMP via the plant bus.
- 7) Fault tolerance of the generator circuit breaker position should be embodied.
- 8) The limiter signals should include under excitation, over excitation and voltage/frequency (V/F). The alarm signals should include the rectifier cabinet overheat, an abnormal output current of parallel rectifier bridges, abnormal position of the generator circuit breaker and the field current breaker, abnormal sampled values, etc. The fault signals should include a power loss of the regulator stabilized voltage supply, a power loss of the operation control circuits, the power supply fault of the cooling system in the rectifier cabinet, over-voltage protection of the excitation winding, the fusion of the rectifier bridge fuse, missing of trigger pulses, a field flashing failure, a regulation channel switching, a PT disconnection, etc.
- 9) A simulation should be included to perform closed-loop regulation tests of unit start/stop, limiter functions, step response, PSS, etc.

8.3.6 Speed measurement

A speed measurement mainly measures the rotation speed of the turbine shaft, and generates relevant alarms according to the measurement results. The main functional requirements are as follows:

- 1) Various electrical (e.g. PT signal, including conventional PT) and mechanical measurement (e.g. tooth wheel) approaches of the unit speed should be supported.
- 2) Inputs and outputs should be implemented by the intelligent terminal.

- 3) Digital outputs should be configurable corresponding to the different requirements of speed output.
- 4) Function of unit creeping monitoring and alarm should be incorporated.

8.4 Monitoring

8.4.1 Unit online monitoring

Unit online monitoring is applied for the automatic acquisition, processing, storage, analysis and diagnosis of relevant operation condition parameters of hydraulic turbines and generators. The monitoring data should be displayed locally and transmitted to ICAMP via the plant bus. The main functional requirements are as follows:

- 1) The condition monitoring shall include a unit vibration measurement.
Water pressure pulsation, air gap and magnetic flux density measurements should be included.
A partial discharge measurement may be included.
Signals like temperature, flow, level, pressure, guide vane opening, etc., which are related to the unit operation, should be obtained from other IEDs.
- 2) Signals of vibration, air gap, magnetic flux density and pressure pulsation should be acquired and processed continuously and synchronously.
- 3) Partial discharge signals of the generator stator windings may be acquired and calculated.
At least one measurement per day should be carried out.
- 4) A characteristic value calculation and out-of-limit alarms should be included. For velocity signals, characteristic values should include the root-mean-square (RMS) velocity, as well as the amplitude and phase of the rotational frequency. For the displacement signals of bearing vibration, the characteristic values should include the peak-to-peak displacement, as well as amplitude and phase of the rotational frequency. For the displacement signals of shaft vibration, the characteristic values should include, for example, the maximum displacement (Smax), peak-to-peak displacement, mean displacement (gap), as well as amplitude and phase of the rotational frequency.
- 5) Measurements and evaluation of vibration and the water pressure pulsation of hydraulic units should conform to ISO 20816-5 and ISO 10817-1.
- 6) Measurements of the online partial discharge of the generator stator winding insulation should conform to IEC 60034-27-2.
- 7) For more detailed information about the condition monitoring and the diagnosis function of hydraulic units, see ISO 13372, ISO 13373, ISO 13374, ISO 13379, ISO 13381 and ISO 17359.
- 8) A function of recalling should be incorporated. The event/alarm and fault recording files should conform to IEEE Std C37.111, IEC 62541.

8.4.2 Online monitoring of transmission and transformation equipment

Online monitoring of the transmission and transformation equipment is applied for the automatic acquisition, processing, storage, analysis and diagnosis of related condition parameters of the transformer, the gas insulated switchgear, etc. The monitoring data should be made available locally and transmitted to ICAMP via the plant bus. The main functional requirements are as follows:

- 1) Transformer condition monitoring signals should include the amount of gas dissolved in the transformer oil, oil temperature and winding temperature. Depending on the availability requirements of the power plant, the signals may include the partial discharge of the iron core grounding current, clamping pieces grounding current, neutral grounding current, etc. The gas insulated switchgear condition monitoring signals should include the partial discharge, SF6 gas pressure and moisture, On/Off of breakers and disconnectors.

- 2) Signals including the oil temperature and SF6 gas pressure should be acquired continuously. Signals including the transformer dissolved gas analysis and SF6 partial discharge should be acquired periodically. For example, at least one measurement per day should be carried out.
- 3) Functions of characteristic values calculation and an out-of-limit alarm should be incorporated. The partial discharge characteristic values should include the discharge amplitude, density, times and phase of each generator busbar. The characteristic values of the amount of gas dissolved in the transformer oil should include the concentration and variation rate of gases such as hydrogen (H₂), carbon monoxide (CO) and total hydrocarbon.
- 4) The sampling and analysis of dissolved gas in transformer oil should conform to IEC 60567 and IEC 60599.
- 5) The partial discharge measurements of the transformer and gas insulated switchgear should conform to IEC 60270.
- 6) The SF6 gas pressure and moisture content measurements of gas insulated switchgear should conform to the requirements of IEC 60480.
- 7) The modelling of condition monitoring, diagnosis and analysis of transmission and transformation equipment such as the main transformer, gas insulated switchgear, etc., should conform to IEC TR 61850-90-3.

8.4.3 Hydrology telemetry

The function of intelligent hydrology telemetry includes the acquisition, transmission, processing and storage of hydrological data. The main functional requirements are as follows:

- 1) It should support single or composite transducers. Rain gauge, water level gauge, gate opening indicator, flow meter, etc., should be included.
- 2) It should support the calculation methods of average, peak and accumulation of the acquired data.
- 3) Communication interfaces including field bus, ZigBee, GPRS/4G, and satellite should be used. The MMS protocol specified in IEC 61850, IEC 61158, etc., should be supported.
- 4) It should automatically perform periodic measurements and data storage according to the pre-set time interval.
- 5) It should have low-power consumption and be powered by a battery.

8.4.4 Meteorological information acquisition

The functions of intelligent automatic meteorological information collection include the acquisition, transmission, processing and storage of meteorological data. The main functional requirements are as follows:

- 1) It should support single or composite transducers. The six meteorological elements should be included, i.e. the wind speed, wind direction, temperature, air pressure, precipitation and relative humidity. The solar radiation intensity, soil temperature, soil moisture, sunshine duration, etc., may also be included.
- 2) It should support calculation methods of average, peak and accumulation of the acquired data.
- 3) Communication interfaces including field bus, ZigBee, GPRS/4G, and satellite should be used. The MMS protocol specified in IEC 61850, IEC 61158, etc., should be supported.
- 4) It should automatically perform periodic measurements and data storage according to pre-set time intervals.
- 5) It should have low-power consumption and be powered by a battery.

8.4.5 Dam safety monitoring

The functions of intelligent dam safety monitoring include the data acquisition, transmission, processing and storage of various dam safety monitoring items. The main functional requirements are as follows:

- 1) It should support single or multi-purpose transducers. Voltage, current, capacitance, resistance, piezo-resistive, inductance, vibrating wire, potentiometer, laser, etc., should be included.
- 2) Communication interfaces including field bus, ZigBee, GPRS/4G, and satellite should be used. The MMS protocol specified in IEC 61850, IEC 61158, etc., should be supported.
- 3) It should automatically perform periodic measurements and data storage according to pre-set time intervals.
- 4) It should have low-power consumption and be powered by a battery.

8.5 Protection

8.5.1 Overview

Protection is applied to improve the safe operation of the primary equipment of hydroelectric power plants, including the turbine, generator, station auxiliary transformers, generator step-up transformers, switchgear, buses, transmission lines, etc. Protection schemes for mechanical and electrical protections, including the scope of the sub-grouping (redundancy), should be based on the relevant standards, regulations and studies to match requirements for power system safety and availability.

8.5.2 Electrical protection

Electrical protection should realize the measurement of the electrical signals before and after the failure of the power plant electrical equipment or the power grid, calculation and analysis of the variation characteristics of electrical signals and actions (e.g., tripping, shutting down, unloading) to protect the equipment. When a failure occurs, the intelligent electrical protection quickly cuts off the faulted components to effectively improve the safe operation of electrical equipment and the stable operation of the power system. The main functional requirements are as follows:

- 1) The electrical protection should comply with the technical requirements on environmental conditions for the operation, mechanical tests, electrical insulation tests, and electromagnetic compatibility tests of protection devices defined in IEEE/IEC 60255.
- 2) The voltage and current of the protection can be measured by either an electromagnetic transformer or an electronic transformer. The communication between the merging unit and the electrical protection device should be point-to-point.
- 3) Direct tripping mode (e.g. by hardwiring between the electrical protection and switches/circuit breakers and/or by point-to-point communication between the intelligent terminal and the electrical protection) should be applied for the protection of the primary equipment (including the generator-transformer set, transformer, etc.) and the protection of the single bay. Other tripping modes meeting reliability and rapidity requirements (e.g. tripping via process bus) should be applied for the protection of multiple bays (e.g. busbar protection). The interlocking information between electrical protection devices and the breaker failure protection, etc., should be transmitted via the process bus.
- 4) Redundant protection devices should have no electrical connections between each other, with signals acquired from an independent PT/CT secondary winding. Each protection device should handle all faults with the independent protection function and an input/output acquisition.
- 5) When the external time synchronization signal is lost or the external clock fails, the protection function should still maintain the normal operation.
- 6) The electrical protection device should have functions of self-diagnosis and alarm. If any components in the device, except for output relays, are damaged, the function of the device should be disabled.

- 7) The faults of external devices, including the faults of optical fiber, intelligent terminals, switches within the process level, etc., should not cause malfunction of the electrical protection.

8.5.3 Mechanical protection

The mechanical protection includes the measurement of vibration as well as various other parameters like bearing temperature, oil levels, pressures in the accumulators, speed, digital governor failure, etc. A logical combination of those parameters can be used to shut down the unit. Mechanical protection should conform to functional safety standards such as ISO 13849.

Vibration protection realizes real-time monitoring for vibration of the bearing system and main shafts of the unit and generates unit shutdown signals when it detects an abnormal unit status. The main functional requirements are as follows:

- 1) Functions of vibration online measurement, operation status identification, calculation of vibration out-of-limit and unit shutdown logic, alarm and unit shutdown signals output, etc., should be incorporated.
- 2) A function of asynchronous acquisition of vibration and key-phase transducer signals should be incorporated. The bearing vibration measurement should apply magneto-electric velocity or piezoelectric acceleration transducer, while the shaft vibration measurement should apply an eddy-current or capacitive-type displacement transducer and the rotation speed/key-phase measurement should apply an eddy-current displacement transducer or other suitable technologies like magnetic pickups, etc.
- 3) For technologies used for vibration protection (e.g. the Smax, peak-to-peak displacement, mean displacement (gap)), the synchronization of the sampling is not necessary. However, when technologies requiring synchronization of the sampling (e.g. the amplitude and phase of rotational frequency) are adopted, the sampling frequency should be adjusted automatically according to the key-phase signals in order to realize synchronous sampling of the original waveform of the transducers.
- 4) A function of calculation of vibration characteristic values should be incorporated.
 The characteristic values of the velocity signals should include root-mean-square (RMS) velocity, as well as the amplitude and phase of the rotational frequency.
 The characteristic values of the displacement signals of the bearing vibration should include the peak-to-peak displacement, as well as amplitude and phase of the rotational frequency.
 For the displacement signals of the shaft vibration, the characteristic values should include, for example, the Smax, peak-to-peak displacement, mean displacement (gap), amplitude and phase of the rotational frequency.
 The low-frequency characteristics of hydraulic units should be considered.
- 5) The unit vibration measurement and evaluation should conform to ISO 20816-5 and ISO 10817-1.
- 6) A function of logging should be incorporated. The event/alarm and fault waveform recording files should conform to international standards such as IEEE Std C37.111, IEC 62541, etc., which are transmitted to ICAMP via the plant bus.
- 7) The vibration over-limit alarm threshold and the unit shutdown logic should be set separately according to the different unit operation status, such as normal start/stop process, operation with rated load, operation in rough zone and load rejection process.
- 8) Functions of automatic calculation and an online correction of unit rough zones may be incorporated. The calculated rough zone data, which is applied for the joint control to avoid the unit operation in rough zones, is transmitted to ICAMP via the plant bus.

9 Platform and intelligent application

9.1 General

The platform and the intelligent applications are mainly determined by the scales and types of smart hydroelectric power plants. This clause describes a representative set of data management functions, basic services, basic applications and intelligent applications. An appropriate selection, extension or modification tailored to the needs of a specific smart hydroelectric power plant shall be chosen for a specific project.

9.2 Integrated control and management platform

9.2.1 General

The ICAMP consists of data management, basic services and basic applications, and can be distributed within the control zone, non-control zone and management information zone, which provides interfaces (see 9.2.2.1) and services for equipment, systems and intelligent applications. It is a software platform realizing data sharing, centralized control and management and interaction. The functional architecture of ICAMP is shown in Figure 12.

ICAMP should incorporate basic applications and support intelligent applications from different vendors. Basic applications should be tailored according to the specific needs of a smart hydroelectric power plant.

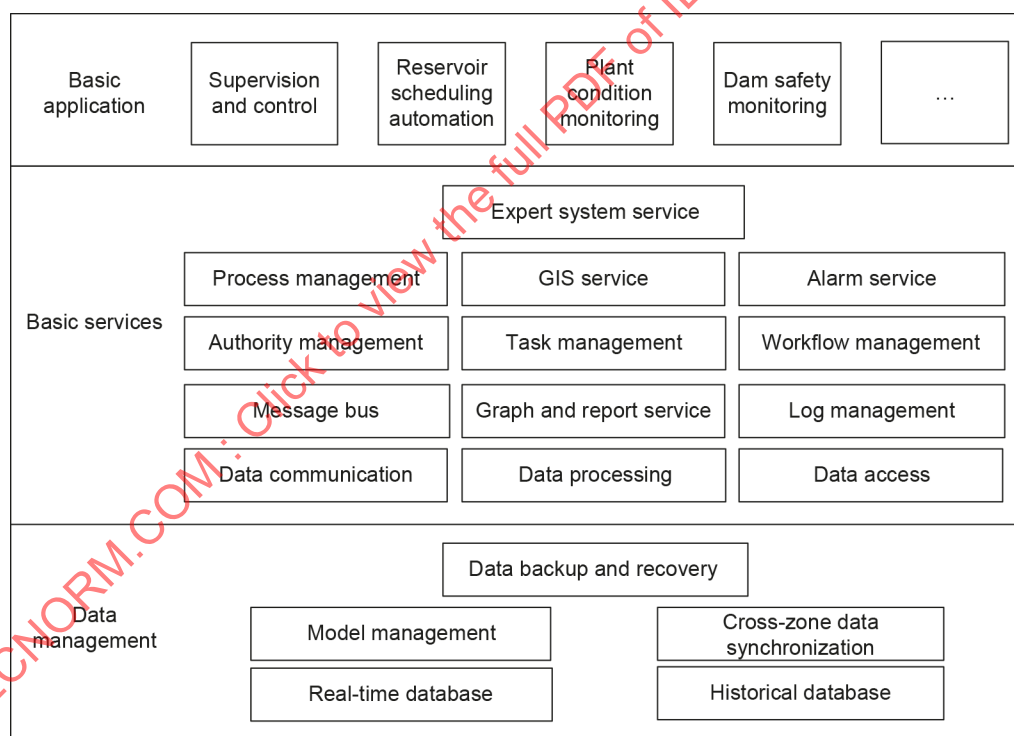


Figure 12 – Functional architecture of ICAMP

9.2.2 Data management

9.2.2.1 Real-time database

The real-time database acquires and stores real-time data from devices within the unit level and process level, facilitating monitoring of real-time operation status.

The real-time database is a high-speed data management system and has the advantages of fast storage, efficient query and high data compression ratio, capable of storage of massive, real-time and frequently changed data.

The real-time database should be physically distributed on multiple computer network nodes and logically belongs to an integrated management system. The database of each node collects different types and forms of on-site data. The real-time database should be redundantly configured.

9.2.2.2 Historical database

The historical database is used to store historical data, alarms, etc. The following functions should be incorporated:

- 1) It should define various basic data types, including numeric, character, date, multimedia data (like voice and graphs), and supports customized data types derived from a combination of basic data types.
- 2) It should possess the capability of data compression for storage.
- 3) With the storage capacity of massive data, it should effectively realize massive data storage and processing, such as terabytes of database storage, large objects, etc.
- 4) Logging and audit functions should be equipped for recording events and audit of data updates to facilitate comprehension of the database status and the database modification.
- 5) The historical data can be stored in milliseconds, seconds, minutes, hours, days, ten days, months, years or any other configurable period.
- 6) The data should be attached with attributes such as data source, modification identification and data quality, etc.

9.2.2.3 Model management

The modelling of a smart hydroelectric power plant should be based on models mentioned in 5.3 and should establish a unified data representation and access path. It should support supervision and control, reservoir scheduling automation, dam safety monitoring, plant condition monitoring, etc. XML language should be supported to improve the flexibility and expandability of models.

The information model is mainly based on the hierarchy of functions and components. Unified model management should be realized, through which the standard models for the whole plant can be managed via automatically or manually imported modelling files.

Model management should support information model modification, expansion, combination and association of information models. It should also support version management and query for model information of different versions.

9.2.2.4 Crossing-zone data synchronization

Data management should support data synchronization in both ways of "full contents" and "incremental contents", realizing data synchronization among control zone, non-control zone and management information zone according to application needs. The specific requirements are as follows:

Full contents: All data is synchronously transmitted at regular intervals or in time series, including real-time data, non-real-time data and text files. Functions of data transmission resumption and data compression should be incorporated.

Incremental contents: Only the data variation is recorded and synchronously transmitted.

Data transmission from the non-control zone to the management information zone should be realized via network isolation, with functions including data synchronization, alarm synchronization and data verification.

Data transmission from the management information zone to the non-control zone should be realized via network isolation, with functions including data variation and alarm synchronization of external systems (meteorological, flood control, etc.).

9.2.2.5 Data backup and recovery

Data backup should be applied for data recovery in case of database abnormality.

The query of backup and recovery logs should be provided.

The database should be backed up periodically to a specific storage media according to the backup strategy, and the backed-up database log files may be deleted. The storage media may be a hard disk, Compact Disc (CD), Redundant Arrays of Independent Disks (RAID), etc. The backup and recovery may be full or incremental. It can be for the whole database or specific tables. Strategies and parameters of data backup and recovery may be configured.

9.2.3 Basic service

9.2.3.1 Data communication

Data communication includes communication between the ICAMP and devices within the unit level, and communication between the ICAMP and intelligent applications or other systems within the plant level or group-of-plants level. All previously described variants in 5.4.4 can be applied. Data communication should meet the requirements of real-time performance and validity of the data.

Data communication protocols should refer to 5.4, and the period and data of communication should be configurable. The status of the communication link should be monitored. Communication should recover automatically after link re-connection. Logging and alarm of communication status should be embodied.

9.2.3.2 Data processing

Automatically and manually acquired data should be processed according to the data properties, realizing the functions of monitoring, modification, alarm, query, analysis, recording and compression/decompression. The following functions should be supported:

- 1) Verification of data validity.
- 2) Data processing and comprehensive calculations of various applications.
- 3) Calculation of maximum, minimum, average value, etc.
- 4) Automatic data statistics of analogue input, accumulated value, and digital input (based on a minute, hour, day, month, year, etc.).
- 5) Manual modification of value and properties of data.
- 6) Blocking of manually confirmed data.
- 7) Calculation with configurable rules.

9.2.3.3 Data access

Data access provides unified access interfaces for real-time and historical databases. It should have high performance to meet with real-time and concurrency requirements of ICAMP.

Data stored in distributed nodes or redundant nodes should be accessed correctly.

Important and key operations such as database connection and execution statements should be audited. Data security should be taken into consideration.

9.2.3.4 Message bus

Message bus connects the message sender and receiver and realizes communication between applications. It manages application registration, cancellation, message subscription/cease subscription, and message publication/ acceptance.

Message bus should identify messages and conduct routing of these messages between interaction applications.

It should support the transmission of messages between senders and receivers using different standard protocols, such as those defined in 5.4.

It can allow different data formats between senders and receivers. In that case, the message bus performs data format conversion to suit the demands of the sender and receiver.

It should support different message transmission modes, including request/reply (synchronous and asynchronous) and publication/subscription.

9.2.3.5 Graph and report service

Graph service draws graphs for monitoring and control of smart hydroelectric power plants. The graphs should automatically adapt to displays of various resolutions while they are viewed. Graph editing functions should be provided.

Report service should provide editing function, and ease for extension of various report functions, generating new reports without programming. The report function library should be provided with various calculation functions (like time function, arithmetic calculation) to meet the requirement of calculation of various reports.

Reports should be generated automatically and periodically with a configurable template, including reports of daily, monthly, annual and customized periods.

9.2.3.6 Log management

Log management should consist of the application log service, security log service and web log service.

The application log service records the operation information of various applications, which can be viewed according to different applications. For example, the application log of alarm service contains various types of alarm information. It is used for the integration and analysis of application operation information.

The security log service records information including computer start/stop, network status, user login/logout and user operation.

Web log service records the visitor's identification, browsing time and content and web traffic.

All log management services should include functions of recording, query and backup of logs.

9.2.3.7 Authority management

Authority management service should realize user/role management and comprehensive authorization control of data, menu, application, type, attribute and process.

Different access authorities should be associated with different roles. When a user is created, access authorities can be granted by selecting one or more roles.

Authority management service should support data access authority that specifies which data can be queried or modified by the user. The data access authorization identifies which plants and equipment can be accessed by the user. It should support inclusion and exclusion methods. For example, if a user has access to a certain plant, the user has access to all plant equipment by default, and certain equipment can be excluded manually. Data access authorization should support read and write authorization separately.

In addition, the service is applied to manage users, including addition, modification and deletion of users, and grant authority to the users.

Uniform authority management should be provided. If the user has already logged into a system, this function verifies whether the user shall log in again to access related sub-systems.

9.2.3.8 Task management

Task management service performs the triggering of timed tasks. Running as a background process, it continuously checks whether the timed task reaches the triggering conditions, and which node performs the timed tasks. When the conditions are satisfied, the corresponding task should be executed in the specified applications node.

The task management service should include task configuration and timed execution. The task configuration includes the addition, deletion, and modification of tasks. The configuration of each task should include:

- 1) Repeat setting, which defines whether the task is to be run repeatedly or just once.
- 2) Time setting, which defines starting time and intervals.
- 3) Execution setting, which defines whether the task is to be run automatically or not.

Timed execution is mainly to perform related tasks in a specified time.

9.2.3.9 Workflow management

Workflow management service models, schedules and supervises the step-by-step process used to perform a project activity.

Workflow management should include the following functions:

- 1) Workflow configuration: Uses graphical workflow design tools to create a new workflow, modify existing workflow and release configured workflow to corresponding personnel for execution.
- 2) Workflow engine: Mainly deals with the processes which can be started by the operator. Activity steps (nodes) are generated according to configured workflow and actual conditions. Steps are executed by the designated personnel. Different tasks are executed according to different conditions.
- 3) Workflow monitoring: Automatically records the finished work items. Operators can view the current steps and personnel, check whether the allocated time has been exceeded, decide if a reminder is needed, and terminate abnormal workflows. The administrator can query all current workflow statuses according to specific roles.

9.2.3.10 Process management

Process management should monitor and record the running status and resource allocation of processes in the ICAMP, and supports abnormal alarm and alarm recovery. In case of a certain process abnormality, it should restart the process automatically.

9.2.3.11 Geographic Information System (GIS) service

GIS service should have the function of map-browsing, layer management, real-time monitoring, map property query, iso-line/surface analysis and data maintenance, to provide visualized decision-making support for flood control and emergency command support.

9.2.3.12 Alarm service

Alarm service performs centralized alarms acquisition and notifies the corresponding personnel based on pre-defined rules.

Alarm trigger rules and alarm push methods can be configured.

The alarm trigger should be based on single or multiple conditions.

The function of alarm acknowledgement, shelving and out-of-service should be embodied.

The query of historical alarm information should be supported.

The alarm can be sent out via audio, SMS, email, etc.

9.2.3.13 Expert system service

Expert system service is used to provide analysis and decision-making support functions for intelligent applications. For example, the CBM application uses it to analyze and evaluate the condition of the primary equipment.

It should include functions of knowledge base, inference engine, interpreter and knowledge acquisition.

The knowledge base is used to store knowledge provided by the experts. The problem-solving process of the expert system is to simulate experts' thinking mode by using knowledge in the base. The knowledge base should be independent of the expert system program, which means the users can change and improve the knowledge in the base to enhance the performance of the expert system.

Based on a given condition or information, the inference engine should repeatedly match the rules in the knowledge base to acquire a new conclusion or solution. There are two modes, i.e., forward reasoning and backward reasoning.

The interpreter should be able to explain the conclusion and solution process in response to users' questions.

Through knowledge acquisition, the content of the knowledge base should be expanded and modified, and automatic learning functions should also be realized.

9.2.4 Basic applications

9.2.4.1 Supervision and control application

Deployed in the control zone, the supervision and control application should provide operators with basic real time information and commands through human-machine interfaces, related event record and report management, etc. of electromechanical equipment, including units, switchyard, common auxiliaries, dam intake, trash rack, gates, lighting, ventilation and air conditioning system, etc. Schemes for fast autonomous corrective functions should be fulfilled by devices and functions located within the plant level or a combination of functions within the plant level, group-of-plants level or off-site. Typical Remedial Action Schemes (RAS) and other functions of supervision and control application can be found in IEC 62270/IEEE Std 1249.

According to this standard, two modes of control can be selected: 1) in manual mode , the operator initiates each operation through supervision and control application; 2) in automatic mode, the operation is carried out by intelligent application such as joint control application (see description of these functions in 9.3).

9.2.4.2 Reservoir scheduling automation application

Deployed in the non-control zone, the reservoir scheduling automation application provides hydrology, power and meteorology information for economic operation intelligent application. The application conducts periodical calculations of reservoir inflow, outflow, discharge, etc., and realizes monitoring and management of generation and flood control schemes.

9.2.4.3 Electrical protection information management

Deployed in the non-control zone, the protection information management application should have the capability of monitoring and analysis of operation, action and wave recording of electrical protection devices. It should conduct configuration of settings and diagnoses of the faulty equipment and fault types, based on the action information and recording data.

9.2.4.4 Plant condition monitoring application

Deployed in the non-control zone, the plant condition monitoring application should conduct health evaluation and historical operation analysis of units, transformers and transmission lines of the hydroelectric power plant in real-time. It should provide for massive storage, long-term management and comprehensive analysis of data, reflect the variation trend of equipment conditions in graphs (distribution diagram, curves, bar charts, etc.), reports and other forms, and generate early warning and alarm in case of abnormalities.

9.2.4.5 Dam safety monitoring application

Deployed in the non-control zone, the dam safety monitoring application should provide hydraulic structure monitoring, focusing on the dam's deformation, seepage, stress and strain, temperature, etc.

9.2.4.6 Comprehensive information display

Deployed in the management information zone, the comprehensive information display application should provide a web release of information from supervision and control, plant condition monitoring, reservoir scheduling automation, dam safety monitoring, etc. The information can be displayed in graphs, reports and other forms. The application should provide a role-based layout and menu configuration, as well as configuration and management of comprehensive information.

9.2.4.7 Mobile application

Mobile application extracts and integrates information from supervision and control, plant condition monitoring, reservoir scheduling automation, dam safety monitoring, etc., providing functions of information query, data input and uploading, and noticing.

1) Information query

The query for hydrology information, project information, device state, etc., in the form of graphs, reports and Geographic Information System (GIS) should be embodied.

2) Data input and uploading

During daily patrol for important equipment or manual data collection for monitoring stations without telemetry devices, the personnel can use smart portable devices to realize data input and on-site recording.

3) Alarm information

According to the pre-defined alarm rules, the alarm information is generated automatically or manually. The corresponding alarm is sent to the portable devices according to the priority of the user's authorization. Alarm information may include equipment faults and failures, abnormal hydrology information, water pollution, illegal events, etc., and be presented through messages or graphs.

4) Video browsing and uploading

The smart portable device should receive video data and display the monitoring spots list according to personnel authorization. The personnel can select monitoring spots in the list and view the images and videos. With a smart portable device, the personnel can take pictures or record videos and upload them to the database.

Mobile application is subject to various attacks; therefore, safety strategies should be applied. The combination of username and password, mobile hardware characteristic code and mobile number should be adopted for authorization certification. Different functions should be offered based on users' authorizations. For example, only the functions of data upload and review are available to patrol personnel, while all the functions are available for administrators.

9.3 Intelligent applications

9.3.1 Hydroelectric power plant economic operation

9.3.1.1 General

The economic operation is an integrated system made up of several interrelated intelligent applications, including medium and long-term hydrology forecast, flood forecast, generation scheduling, flood control scheduling, joint control, etc.

The economic operation should not only coordinate different purposes of a single hydroelectric power plant such as power generation, flood control and irrigation etc., but also consider hydraulic and power relations among group-of-plants for optimized benefits.

The economic operation should form a closed-loop architecture for scheduling and operation with the flexibility to adapt to different dispatching modes. Each power plant or group-of-plants may select different applications to suit its own operational needs. Dispatching regulations are distinct in different countries and areas. The dispatched objects can be group-of-plants, a single power plant, a single unit or a combination of the above (some units are controlled directly by the grid dispatching center, and some units are controlled by the plant).

9.3.1.2 Medium and long-term hydrology forecast

The medium and long-term hydrological forecast application predicts the hydrological condition in the relatively long-term future based on historical hydrology and meteorology data and is used for reservoirs with at least weekly regulation capacity. The forecast interval and forecast period should be defined based on the hydrology conditions on the site and the requirements of the grid, etc. This application should include three major functions of forecast scheme composing, medium and long-term hydrological forecast and forecast accuracy assessment.

The hydrology forecast scheme is the fundamental basis for medium and long-term hydrology forecasts. Visual configuration tools should be provided for composing the forecast scheme. Analysis of hydrology characteristics (extreme, mean), probability and typical annual process of runoff series data should be supported. Both automatic calibration and manual comparison of the scheme should be supported.

Medium and long-term hydrology forecast methods mainly use mathematical statistics methods. Global climate information, including sunspot, ocean current, and ocean temperature, can be considered as inputs to this mathematical statistics method. Due to the advantages and disadvantages of different medium and long-term hydrological forecast methods, a combination of different methods should be considered for higher forecast accuracy.

The application should realize human-machine interaction throughout the whole operational forecast. The invalid historical hydrology and rainfall data should be identified and modified automatically with manual acknowledgement. Rainfall-runoff data and historical runoff characteristics related to the forecast objects should be displayed. All forecast results with error distribution should be displayed if multiple models are adopted. In such a case, one of the forecast results should be recommended for release.

The items incorporated in medium and long-term hydrology forecasts include minimum/maximum water level, flow and occurring time, average water level/flow, runoff, etc. Allowable errors for corresponding forecast items may be defined in the forecast accuracy assessment based on project needs.

9.3.1.3 Flood forecast

The flood forecast application conducts forecasts on an hourly basis of flood peak flow (or water level), flood peak appearance time, flood (runoff) volume and flood process of rivers, lakes and key sections of hydropower or water conservancy projects. Flood forecast application should include three major functions of forecast scheme composing, flood forecast and forecast accuracy assessment.

Visual configuration tools should be provided to compose the forecast scheme. The model should establish a topological structure based on the forecast range and hydraulic relations of the hydrology stations. The entire forecast range should be divided into several areas according to the topological structure. Forecast classification should be determined based on flood source in each area, and an appropriate forecast model should be selected based on characteristics of runoff yield and concentration. With the combination of basin characteristics and historical hydrological data, the model parameters of each area should be continuously adjusted through automatic optimization and manual comparison.

Flood forecast application should incorporate flood forecasts with manual intervention and periodic automatic forecasts. The periodic automatic forecast should retrieve historical hydrology and rainfall data automatically in a certain fixed interval, complete forecast calculation and store forecast results. Manual intervention flood forecast should have the function of interactive modification for historical hydrology and rainfall data. Flood forecast application should allow operators' online adjustment of forecast results. When the forecast results of upstream sections are modified, the forecast results of the downstream sections should be automatically re-calculated. Forecast result modification should be traceable.

In order to minimize flood forecast error, correction of forecast results of hydrology stations along the river basin using real-time measurement data should be carried out. Error auto-regression correction algorithm, least-squares method, Kalman filtering algorithm, etc., can be used. Due to the different adaptability of the correction algorithms to basin inflow with different characteristics, the most appropriate correction algorithm should be selected automatically based on historical corrections.

The accuracy assessment of flood forecast should evaluate the difference between the forecast and the actual flood. The error index of flood forecast should include absolute error, relative error and deterministic coefficient.

A qualified forecast is a forecast with an error below the allowable error. The allowable error should be established based on the application requirements of a specific project.

9.3.1.4 Generation scheduling

According to dispatching periods, the generation scheduling should be divided into three types: long-term, mid-term and short-term. During practical operation, they should be applied correlatively, which means that the result of long-term scheduling constitutes the constraints of mid-term scheduling and the same for the mid and short-term scheduling. In addition, the selection of generation scheduling types should be based on the regulation capabilities of reservoirs. Power plants with reservoirs of annual regulation and multi-year regulation capabilities should embody all the three types mentioned above. Those with reservoirs of weekly regulation and daily regulation capabilities can make short-term generation scheduling only.

Optimized generation scheduling should at least provide models of maximum generation output (or maximum generation benefit) and minimum energy losses. Maximum generation output or maximum generation benefit models should be used when available/proposed water utilization is given in advance. In the case of different electricity prices in the flood season and the dry season or different periods within a day, the maximum power generation benefit model should be used. Otherwise, the maximum generation output model should be used. The minimum energy losses model should be used when total generation output demand and scheduled operation are given in advance. All constraints related to other uses of water (ecology, tourism, agriculture, etc.) and grid constraints should be considered in the model.

The application should have functions of automatic statistics, comparison and optimization of generation schemes. Concerning the same group of schemes (only one shall be selected as the final scheme for the same dispatching period), it should be able to calculate parameters such as water usage, generation output and water consumption rate automatically, compare and rank different schemes according to preset rules and recommend the optimal scheme automatically.

Generation scheduling should be able to track the execution of the final generation scheme, predict the variation of parameters such as water level, storage capacity and generation capacity in the near future dynamically and give early warnings when the predicted value exceeds the threshold. The prediction should consider the inflow forecast, scheduled operation given by the grid or possible load within the plant's capability. The generation scheme should be adjustable online. When the water level, generation output or flow of a specific plant in a certain period has been modified, the application should automatically recalculate the scheme.

9.3.1.5 Flood control scheduling

For hydroelectric power plants with a flood control mission, appropriate storage or discharge control over flood (i.e. flood control scheduling) should be implemented. Appropriate flood control scheduling gives full play to the regulation function of reservoirs, reduces the harm of flood to the dam and downstream area and minimizes economic losses.

The flood control scheduling should adopt an optimized scheduling method with the assistance of the conventional scheduling method. With the application of mathematical models and optimization algorithms, optimized flood control scheduling pursues a scheme meeting all the constraints for minimum economic losses. Since economic loss caused by a flood is difficult to be quantified, and economic losses have a positive correlation with the maximum flood discharge normally, the maximum peak shaving model should be applied.

For group-of-plants, current reservoir water level, dam safety conditions, downstream safety and forecasted reservoir flood inflow, etc., should be considered comprehensively. For group-of-plants in which some are in cascade, and some are on different tributaries of the same river, the distribution difference of flood process from different tributaries in the perspective of time and space should be considered.

Usually, there are specific requirements for reservoir water level and spillway/outlet gate opening when discharging flood. The opening sequences and matrix of the gates should be considered to meet the requirements for dam safety. All the above factors will affect the discharge process, which should be considered during optimized flood control scheduling.

9.3.1.6 Joint control

The joint control is used to automatically control generation units through optimal dispatching of active or reactive load, or to automatically control generation units and gates through optimal dispatching of water level and water flow. It includes AGC, AVC, water level and flow control. Usually, the AGC, water level and flow control can be used both for a single plant and group-of-plants, while the AVC is mainly used for a single plant.

1) Automatic Generation Control (AGC)

AGC application should be deployed within the group-of-plants level and/or plant level.

AGC should include functions such as unit start and stop optimization, load optimization and output processing. Unit start-up and stop optimization determine the optimal matrix of running units to reduce frequent start-up and stop of units. Load optimization determines optimal dispatching of the overall load among contributing units to reduce water consumption and frequent load changes. Output processing verifies the validity of the output, performs interlocking in case of any abnormality and sends active power setpoint value.

AGC should provide different control modes, such as setpoint from the power plant(s), scheduled operation of power plant(s) and setpoint from grid dispatching center. Under the mode of the setpoint of power plant(s), the total active power setpoint should be set and dispatched among all the contributing units. Under the mode of scheduled operation of the power plant, AGC calculates the current active power setpoint of the whole plant according to daily scheduled operation given by the grid dispatching center in advance, and then conducts load dispatching among contributing units. Under the mode of setpoint from grid dispatching center, the grid dispatching center sends the total active power setpoint of the plant through communication, and then AGC conducts load dispatching among contributing units.

AGC unit start and stop optimization should comprehensively consider factors including the availability of each unit, current and accumulated start-up/stop duration, and whether the contributing units are used for plant auxiliary power supply, etc. In addition, it should consider forecasted active power and avoid abrupt operation status change of units (i.e. stopping of the unit which has just been started, and vice versa), since such cases can lead to unnecessary equipment deterioration and increase water consumption during unit starting and stopping.

AGC should consider the rough zones and the available range of adjustment when it dispatches load between the contributing units.

AGC can have a frequency regulation function. Frequency regulation mode or emergency frequency regulation mode can be activated automatically, and unit active power can be modulated automatically according to the frequency deviation and the needs of the grid.

An automatic interlocking in case of abnormality should be incorporated in AGC, including but not limited to: (1) entire AGC function interruption when it encounters accident or frequency abnormality; (2) unit exclusion from AGC in case of unit or its control system fault, or in uncertain operation status or invalid active power measured value; (3) avoidance of rough zones; (4) entire AGC function interruption in case of unreasonable water head; (5) active power setpoint rejection when it deviates over the predefined threshold from the active power.

When AGC is used for group-of-plants, apart from the power load of the grid, the optimal combination of water levels of all relevant reservoirs should be considered. Different combinations of water levels lead to different total generation efficiency of group-of-plants, so an optimal combination of water levels should be pursued through load dispatching among plants.

2) Automatic Voltage Control (AVC)

AVC application should be deployed within the group-of-plants level and/or plant level.

AVC should include functions such as load distribution, output processing, etc. The load distribution function performs voltage control based on the strategies and related constraints of the whole plant and distributes reactive power among contributing running units. Output processing function validates the control commands, performs interlocking in case of any abnormality, and performs upper-limit and lower-limit interlocking according to calculation results of the load distribution.

AVC should also provide automatic interlocking, including but not limited to: (1) Plant AVC interruption when encountering faults, invalid measured values for busbar voltages, or grid voltage oscillation. (2) Unit exclusion from AVC in case of reactive power not adjustable, relevant IEDs (including excitation device) failure, or invalid measurement value for unit reactive power. (3) In case AVC is in the mode of setpoint from grid dispatching center, AVC switch to plant setpoint mode automatically once the communication fails. (4) AVC interruption when encountering power system oscillation.

3) Water level and flow control

Water level and flow control refer to the technology that automatically controls the total outflow of the hydroelectric power plant in order to pursue the optimal water level or minimum outflow of the reservoir under given constraints.

The water level and flow control should automatically calculate and adjust the flow through turbines and gates. The water level control balances the inflow and outflow of the plant, while flow control is usually used to provide the required flow for ecology protection, shipping, etc. All the constraints, such as forecasted inflow, grid load demand, maximum flow of turbines and maximum discharge capacity of gates, etc., should be considered.

Once the reservoir water level of one or more plants deviates from the water level constraints, the objective of minimizing the deviation evenly among all the plants should be considered.

9.3.2 Decision support for Condition-Based Maintenance (CBM)

9.3.2.1 General

Compared with the traditional time-based maintenance, CBM for the hydroelectric power plant is performed when one or more indicators show that equipment is going to fail or be deteriorating, which means that equipment maintenance is conducted according to actual needs. The CBM application incorporates procedures like equipment condition evaluation, risk analysis and maintenance strategy making, supporting the decision-making of the power plants on maintenance.

The degree of deterioration of equipment and components should be quantified based on the analysis of measured data. For a significant variation of measured data, trend analysis should be performed. Maintenance recommendations should be generated based on an assessment of the condition of the equipment, and the risk that an unexpected outage would have on the operation of the plant. When composing a maintenance plan, factors like electricity demand of the grid, unit shutdown duration and personnel assignment should be considered. After completion of maintenance, effect evaluation should be made to continuously optimize the decision-making procedure.

As fault diagnosis and health evaluation for equipment need advice from external experts and equipment manufacturers, decision support for CBM may be independent software or an application on ICAMP. The application should be accessed remotely for fault diagnosis based on the premise of cyber security.

9.3.2.2 Function requirements

1) Equipment condition monitoring

Functions include data acquisition, data processing, monitoring and early warning. The data should include the online monitoring data and offline data of the primary equipment (such as historical defect and handling information, test results and patrol records). Alarms should be generated based on a comprehensive analysis of data out-of-limit, gradient out-of-limit, data absence, etc. The alarm threshold and priority should be automatically set/calibrated based on historical data and trends and may be set manually. Alarms should be recorded for query. During actual operation, one fault can result in multiple out-of-limit alarms with logical relations.

2) Diagnostic analysis

Diagnostic analysis is usually triggered in case of abnormal events, like over-limit events. It should perform automatic diagnosis and manually assisted diagnosis, including diagnosis of common faults and abnormalities of primary equipment, to determine possible locations, causes of faults, and deterioration degree of the equipment. In addition, the diagnostic analysis results should be recorded for the future query. The samples of fault conditions, which are critical to diagnostic analysis, should be created automatically and improved continuously.

3) Condition analysis and evaluation

Dynamic and periodic condition analysis and evaluation facilitate comprehension of equipment health conditions. The equipment should be broken down into key components according to functions or structures. A comprehensive evaluation of the whole equipment is based on health evaluation results and graded conditions of each component. The equipment is regarded as normal when all key components are normal. The equipment's condition is regarded as equal to the component with the most severe condition if any component is evaluated as abnormal (with severity grade). The condition evaluation results should be displayed and recorded for query, with corresponding evaluation reports automatically generated. The samples of health conditions are essential to comparative analysis and the establishment of condition evaluation criteria. Therefore, samples of health conditions and condition evaluation criteria of equipment should be improved continuously.

4) Trend prediction and risk assessment

Prediction of the trend of equipment condition should be performed. Further equipment risk assessment should be carried out when the analysis results indicate any potential danger. The application should be able to predict the trend of equipment characteristic values based on the real-time and historical data, with mathematical models such as time series analysis model, regression analysis model, etc. Meanwhile, the early warning thresholds of characteristic value should be set based on samples of condition data. When the prediction of the characteristic value exceeds a threshold, an alarm should be sent out. When a deterioration trend is detected, deterioration risk level and loss should be identified via risk assessment of the continuous operation of the equipment. Such assessment should consider equipment life cycle, maintenance records, historical faults and environmental factors.

5) Decision-making suggestion

Based on the above functions, suggestions should be given to operators for taking further measures, such as strengthening patrol, maintenance, technique improvement, etc. The suggestion for maintenance should at least contain maintenance tasks, priorities and timing for specific equipment. When composing a maintenance scheme, factors like the electricity demand of the grid and planned outages (e.g. for maintenance purposes) should be considered.

6) Post-maintenance evaluation

The post-maintenance evaluation can help to optimize the function of decision-making suggestions for CBM. It should support the comparison of equipment conditions before and after maintenance, evaluation of equipment performance, etc., with the generation of reports in a user-defined format.

9.3.3 Dam safety analysis and evaluation

Dam safety analysis and evaluation application plays a critical role in safety condition evaluation, fault diagnosis, abnormalities early warning, decision support, etc., for the hydraulic structures and surrounding soil-rock mass. The application provides decision support for identifying engineering risks and promoting structural safety. The application should embody the following functions:

1) Online monitoring

Abnormality of the measured values, such as deformation, seepage, stress and strain, etc., should be detected quickly and automatically for offline analysis and comprehensive evaluation. Online monitoring should adopt pre-programmed and simple criteria to verify the current measured value and generate instant results. The recommended criteria include extremum of historical data, extremum of historical variation rate, laws of physical mechanics and mathematical models, etc.

2) Offline analysis

Offline analysis should include data processing, calculation and analysis of real-time measurements. It should perform error verification (including gross, random and system errors). Various calculation and analysis models should be equipped, such as statistical, deterministic, and mixed models. Multiple optional factors (such as water pressure, temperature and time factors) can be provided for flexible combination. Chart and table functions should be provided.

3) Comprehensive analysis and evaluation

Comprehensive analysis of the variation rules of dam deformation, seepage, stress, strain and other physical quantities should be realized. Based on this, the safety conditions of the structures should be comprehensively evaluated.

Via comprehensive analysis, abnormal data detected in the online monitoring should be processed, analyzed and diagnosed to provide reliable information for comprehensive evaluation. Comprehensive analysis should include various analysis tools and graphic functions and should conduct reasoning, calculation and analysis with various models and methods, for example, weighted average method, Analytic Hierarchy Process (AHP), etc.

According to the integrated results of all dam monitoring, a comprehensive evaluation function should evaluate the structural behavior and safety conditions and detect any abnormality. Based on qualitative and quantitative analysis for historical monitoring results of structures, a leveled evaluation system including abnormal measurement data's verification, partial structural abnormality evaluation and overall dam safety evaluation should be established.

9.3.4 Security and safety interaction

9.3.4.1 General

The smart hydroelectric power plant is usually equipped with access control system, firefighting system, CCTV system, ventilation system, electronic fence, supervision and control system, etc.

Security and safety interaction application should be deployed for the interaction of the above systems, promoting the physical security of smart hydroelectric power plants. Information from these systems should be monitored, and automatic or manual control commands should be carried out according to pre-defined strategies. The application should respond quickly when faults or risks occur.

9.3.4.2 Function requirements

Security and safety interaction application should acquire and store operation information from the above interactive systems and display their status. All the event information and action records of the application can be queried.

The application should realize the creation and modification of interaction strategies. When receiving a triggering signal from one system, the application can send interaction commands to corresponding systems automatically or manually.

Interactive systems should provide information exchange interfaces. They can either be the initiator or executor of interaction. In the case of the interaction initiator, the triggering signal should be transmitted to the application according to interaction strategies. Otherwise, corresponding interaction commands should be received and executed.

9.3.4.3 Strategy of security and safety interaction

Interactive strategies should be customized for smart hydroelectric power plants. Basic interaction strategies can be as follows:

- 1) When the application receives triggering signals from an access control system, it can interact with the CCTV system to monitor the corresponding areas, and switch the display to show the corresponding video.
- 2) When the application receives fire signals from the firefighting system, it can interact with the CCTV system to switch the display to monitor corresponding areas, interact with the ventilation system to start/stop the equipment and interact with the access control system to lock/unlock the door.
- 3) When the application receives triggering signals indicating critical equipment operation performed by the supervision and control system, or signal of faults, it can interact with the CCTV system and switch the display to monitor the corresponding areas and equipment.
- 4) When the application receives triggering signals indicating fire from the CCTV system (using image recognition technology), it can interact with the ventilation system to start/stop the equipment and interact with the access control system to lock/unlock the door.

9.3.5 Plant environment monitoring

For the sake of safe operation and staff health, the related environmental conditions like temperature, humidity, smoke, water quality, noise, toxic substance, seismic vibration, etc., should be monitored. The application should display the above information and generate alarm or control commands to realize automatic regulation of plant environment conditions. It should have the following functions:

1) Server room environment

Real-time monitoring of temperature and humidity should be applied, with alarm generation to remind operators for real-time regulation of AC and ventilation systems or conduct regulation according to pre-defined strategy, to maintain appropriate temperature/humidity of the server room. The historical curves of temperature and humidity can be stored for further query.

Real-time monitoring of water penetration should be applied. When water penetration has been detected, an alarm should be triggered, and the power supply of relevant devices should be cut off for protection when necessary.

Real-time monitoring of smoke with alarm generation and automatic fire extinguishing should be applied.

2) Water environment

In order to detect oil leakage or other water pollution, real-time monitoring and early-warning of oil and SS (Suspended Solids) in water, water temperature, and water quality such as PH, conductivity, chemical oxygen demand, nitrogen, etc., should be performed.

3) Fish passage facility monitoring

Sometimes, a fish passage is built to reduce a dam's influence on fishes and other living creatures. Automatic fish passage monitoring should be provided in the plants with fish passage, to identify species and quantity of fishes, and to evaluate the influence of a plant on different fish species.

The automatic fish passage monitoring can use infrared scanning, radio fish ID tagging, sonar, or underwater cameras.

Furthermore, the fish passage monitoring should automatically acquire and record water temperature, head water level, tail water level, flow, fish length, fish passing time and other related data. With the information, the application should help to analyze the behaviour and variation trends of different fish species.

9.3.6 Intelligent patrol

9.3.6.1 General

It is difficult to detect seepage of auxiliary systems, unit vibration noise, etc., via automation systems. Therefore, the human patrol remains important for plant operation. The intelligent patrol may be realized by humans or robots. Intelligent patrol can standardize patrol activities, schedule patrol routes, locate robots in real-time, conduct statistics for patrol results, and detect equipment performance changes, which improves patrol efficiency and promotes the reliable operation of equipment and the safety of patrol personnel.

9.3.6.2 Composition

The intelligent patrol mainly consists of wireless LAN, portable patrol terminals, intelligent patrol application and patrol staff or robots.

The wireless LAN for patrol data transmission should be deployed throughout the critical plant areas. Patrol personnel can use the portable patrol terminal to gain data from equipment. A patrol robot can recognize meter readings, on/off status of switches by a video camera and scan the temperature of equipment by an infrared camera.

9.3.6.3 Function requirements

The intelligent patrol application should realize management, statistics, analysis of patrol tasks and information exchange with other applications, etc. Before patrol, personnel or robot confirms patrol tasks, then scans the equipment code and equipment status, carries out an inspection along the patrol routes, and transmits the inspection results to the intelligent patrol application. The intelligent patrol should incorporate the following functions.

- 1) Inspection scheme composition and task assignment, examination, statistics and analysis of submitted inspection records, etc.
- 2) Task acknowledgement and reminding, real-time query, alarm for route deviation, the transmission of patrol results, etc., through portable patrol terminals.
- 3) Customization and automatic generation of patrol tasks.
- 4) Customization of equipment type, patrol cycle, items of patrol tasks and defect type.
- 5) Storage and management of patrol data, including pictures, audio, video, etc.
- 6) Processing and analysis of patrol data with methods such as probability statistics and trend analysis.
- 7) Automatic scheduling of patrol routes and frequencies based on alarms, such as over-threshold, abrupt variation, defects, etc.
- 8) Tracking of defect handling results.
- 9) Recognition of the switch on/off, readings of the meters, leakage and equipment external temperature by patrol robots.

9.3.7 Operation and maintenance simulation

Operation and maintenance technical levels play an important role in the reliable operation of a hydroelectric power plant. Thus, the intelligent application of operation and maintenance simulation should be deployed to improve the training effect of operation and maintenance staff. For group-of-plants, the application should be deployed in remote control preferentially.

The application should be based on Building Information Model (BIM), VR, and perform operation training, regulating parameter calibration, control strategy research, maintenance and assembly simulations, failure and fault simulations, etc.

1) General requirements

The comprehensive modelling and visualization of the internal structure of a hydroelectric power plant should be realized, including the overall and detailed appearance, and the modelling of various mechanical, electrical equipment, automation devices and meters. In a well-built 3D scene, VR interaction equipment like data gloves, stereoscopic glasses and projection should be applied for powerhouse 3D tour, patrol, safety tools use, simulation of fault effect, etc.

The application should acquire operation data from ICAMP and generate simulation scenes. With selected simulation scenes, plant operation within a certain period is simulated for training operators.

For the sake of increasing credibility, simulation should be based on design parameters, operation and experiment data, and dynamic characteristics of the simulated objects. The dynamic characteristics are acquired from mechanism analysis and operation experience. The requirements are as follows:

- a) Simulation parameter variation should not violate basic physical laws.
- b) Alarms of simulation should be consistent with the alarms of simulated objects.
- c) The action of devices should be consistent with the actual situation.

2) Training

The application should include training mode and examination mode. In the training mode, step-by-step training is conducted with guidance. In the examination mode, all operations during the examination should be recorded and assessed.

3) Simulation

a) Operation simulation

All the operation status of the controlled objects, command execution and feedback (via mathematical models) should be simulated to realize closed-loop control and regulation. Contents displayed should include status, alarms, charts, operation guidances, etc.

b) AGC/AVC simulation

The application should simulate AGC and AVC functions. With the control strategies and unit operation pre-conditions set, the application simulates unit start-up and stop, load distribution, fault interlocking and other processes.

c) Maintenance simulation

3D model for maintenance objects such as turbine, governor and generator should be provided to display structure, working principles, disassembly/assembly sequence, etc., with a focus on maintenance techniques, maintenance evaluation criteria, etc. Simulation function of equipment disassembly/assembly, mobilization and collision detection should be provided.

d) Failures and faults simulation

The application should provide a failure and fault knowledge base to simulate the handling process of common failures and faults. The simulated objects should include units, switchyard equipment, oil system, gates, transformers, protection, governor, excitation, supervision and control system, etc. Failures and faults caused by misoperation should be simulated. Failure and faults should be set manually or randomly.

9.3.8 Intelligent alarm

During daily operation, massive alarm information obstructs operators from identifying equipment faults in time. Therefore, alarm information should be classified, sorted and analyzed. The information collected by multiple systems should be integrated. The equipment operation status should be evaluated based on a knowledge base, trend analysis and other functions. When equipment faults are found, the alarm or early warning should be given, and the corresponding handling guidance should be automatically associated.

Intelligent alarm should adopt standardized alarm handling (refer to IEC 62682), including a standardized state machine for alarm states and transitions. Alarms can be classified as early warnings or immediate alarms. Among them, early warnings refer to the detection of a trend of exceeding the threshold. Alarms should be divided into different grades according to their importance, such as abnormal, failure and fault. Abnormal refers to the abnormality which does not affect equipment operation but needs acknowledgement by maintenance personnel. For example, oil supply on/off with abnormal frequency but in normal oil pressure and level. Failure refers to the case where some equipment encounters abnormality, but the unit can remain operating. For example, one power goes off in a redundant power supply configuration. Fault refers to severe situations where a unit shall be shut down.

The application should judge configurable digital input, analogue input, etc., evaluate operation status and generate alarms based on the knowledge base. It should identify critical information from massive information and detect equipment faults.

For example, in the case of auxiliary power changeover, the signal of bus power-off will not be shown as an alarm since it is a normal signal instead of a fault during the changeover process. But the signal of bus power off should be regarded as a fault in other scenes. Another example would be that if all three redundant pumps of the dewatering system are switched to manual mode, which would not be regarded as fault for a single pump, but still needs alarm generation to warn the operators that the whole dewatering system is not capable of automatic operation.

The intelligent alarm can be based on historical data statistics and analysis, figure out data characteristic curves for different equipment in different operation status, verify whether they are out of normal range or in abnormal trend, and generate graded alarms. It can also be based on a real-time model of the hydro-electric process, a digital twin that evaluates the expected status of measured and calculated variables.

For example, by correlation analysis of historical data of multiple dimensions, the application identifies the normal temperature range of unit bearing in different operation conditions, verifies whether the measured temperature is normal and generates alarms if necessary. For another instance, via comparison of the characteristic temperature curve during unit start and the actual temperature measurement, the application identifies abnormal temperature trends and generates early warnings automatically.

The intelligent alarm should conduct statistics of start/stop frequency, operation duration of oil and water pumps, identify their operation characteristics in different unit operation status to detect abnormality and generate an alarm automatically via comparison with the actual measurement.

Based on correlations among different equipment, the intelligent alarm should analyze the influence of malfunction on relevant equipment and generate early warnings. For example, in the case of a cooling water fault, unit temperature rising caused by cooling water flow/pressure declining should be analyzed, and early warnings should be generated.

9.3.9 Intelligent work sheet and operation sheet

The work sheet is a written instruction and safety authorization of maintenance work (including overhaul, maintenance, installation, renovation, test, etc.), concerning personnel and equipment safety. Operation sheet is a critical measure, which guides the staff to start/stop, regulate, switch and isolate electrical and hydraulic equipment, switch the electrical equipment between power-off and on according to correct rules. The intelligent work and operation sheet application helps to generate work sheet and operation sheet automatically, and performs safety checks to standardize site operation.

The application should provide standardized sheet and graphical interfaces and improve the efficiency and validity of sheet drafting. Terms, coding of equipment, risks, and safety measures should be standardized in the sheets. Information including equipment maintenance status, operation and work sheets status, and current execution of the safety measures, etc., should be displayed in graphics.

A uniform designation system for work and operation sheets should be based on the principles of IEC 81346. Conflict detection of work and operation sheets should be incorporated. Conflict of sheets is the situation where several sheets involve the same equipment but implies different execution. In this case, if one sheet is permitted to be executed, the other one shall not be permitted.

Sheets generation based on an expert system should be incorporated, which generates work sheets and operation sheets automatically according to requirements of grid, real-time operation and typical sheet library, etc.

Operation guidance shall be provided. During equipment operation, guidance should pop up upon every step, including early warnings for related work sheet expiration, highlights for key items, etc. Intelligent management of indication plates should be incorporated, which realizes query of plate usage state. The application should interact with the CCTV system to realize real-time monitoring and storage for video and audio information of on-site operations. Anti-misoperation should be incorporated, which means only step-by-step operation is allowed, and skipping operations or reversing operations are prohibited. The equipment code should be verified before operation.

In addition, management of work sheet drafting authority shall be realized. Execution of work sheets should be recorded. Rejecting process of unqualified work sheets and management of completed work sheets should be provided.

9.3.10 Data analysis and trend forecast

9.3.10.1 General

Based on data mining technology, data analysis and trend forecast application should comprehensively utilize the massive data collected in the process of power generation, including static data, operation-related data, and test data. After data cleaning and conversion, the qualitative and quantitative analysis should be made for the measurement points and objects with a combination of methods like numerical analysis, probability theory and mathematical statistics. An effective analysis model should be established to explore the operation rules of objects, providing information for daily operation, management and decision support for the power plant/river basin.

This application should be applied in smart hydroelectric power plants with high availability requirements.

9.3.10.2 Algorithm

Data quality management function should be provided. Boundary conditions should be set flexibly to exclude abnormal data, and to improve the efficiency and reliability of the statistical analysis. Data interpolation should be adopted when necessary.

Statistical analysis of data characteristics and distribution should be provided. The following requirements should be met.

- 1) The maximum, minimum, average, median, standard deviation and percentage standard deviation values should be provided.
- 2) Distribution statistical analysis of analogue data should be made. Statistic and comparison function of one analogue value's duration in different numerical ranges and corresponding ratios to the whole duration should be provided. The numerical ranges can be customized.
- 3) Statistical analysis for discrete data should be provided, including the statistics of status duration and numbers of changes.
- 4) A variation index of time series data should be provided, indicating the increase or decrease of the data series.
- 5) Analysis results should be displayed in scatter charts, bar charts, pie charts, line charts and tables.

Based on the above results, methods like correlation, regression, classification and cluster analysis should be applied for trend forecast, risk evaluation and fault diagnosis.

9.3.10.3 Typical usage

The application can improve the effectiveness of all intelligent applications. Examples of typical usage of data analysis and trend forecast are as follows:

- 1) Early warning for equipment operation trend

It should be capable of dynamic data real-time monitoring for key objects, provide intelligent trend judgment, prediction and online alarm based on the calculation results of eigen value analysis, to effectively prevent and analyze faults.

The trend early warning should include, but not be limited to, the following functions:

- a) Real-time online monitoring. For example, by online real-time comparison of various measurement points of bearing pad temperatures for one unit, the continuously over-heated pads can be located.
- b) By combining object-oriented real-time series data and the historical data of the object, the trend forecast should be performed, and the comparison among different objects and periods should be made.
- c) The external environment factors and early warning threshold should be considered to trigger the early warnings.
- d) Automatic real-time preliminary diagnosis should be provided. For the common faults, diagnosis results should be given. For the complex faults, analysis and suggestions should be given.
- e) After the early warning is triggered, it should be able to quickly locate the corresponding data of early warning, so as to conduct tracing and analysis for faults, facilitate to quickly review relevant charts and reports, trace various data, analysis reports and diagnosis reports during previous several hours, make comparisons for quick analysis, problem solving and accident handling.

- 2) Hydrological forecast and reservoir scheduling

It provides reservoir inflow forecasts with different time scales, supporting reservoir scheduling. In addition to the use of traditional forecasting techniques including cause analysis, mathematical statistics, time series analysis, etc., modern forecasting techniques, such as fuzzy analysis, Artificial Neural Network (ANN), grey system theory, chaos theory, wavelet analysis, Support Vector Machine (SVM), etc., can also be used, so as to realize medium-term and long-term runoff forecasts.

3) Condition monitoring and fault diagnosis

Through assisting experts in regular analysis, including comparisons of operation data, and start frequency and abnormality identification analysis to master the actual operation status, acquire various status information required for unit maintenance, and provide the decision support for unit maintenance.

In addition, it should also adopt machine learning to establish mathematical models for objects, so as to realize complex fault diagnoses. For example, after the acquisition of sufficient samples on shaft centerline orbit, real-time shaft centerline orbit should be classified by stream-oriented computation and memory computation. Additionally, combining unit status, unit operation fault diagnosis can be achieved to guide the maintenance decision-making.

4) Dam safety analysis

This application conducts an analysis of safety measurement data within a certain period, preliminarily obtains the range, rules, trend and influencing factors of measured data, and then establishes the mathematical model through regression calculation in order to detect the influences of different factors on the measured quantities. Based on the regression model, automatic processing, analysis, statistics and comparison for safety monitoring data can be realized, and then a comprehensive evaluation of the safety condition of dams can be made, which provides decision support for dam safety management.

9.3.11 Emergency command support

9.3.11.1 General

It is possible for hydroelectric power plants to encounter emergencies such as natural disasters, equipment faults, etc. Efficient responses to emergencies, decision-making and command should be realized to handle the faults in the shortest time and to minimize the loss by advanced technologies of computer, communication, GIS (Geographic Information System), etc.

During normal operation, an emergency command support application should focus on monitoring of natural environment and hydroelectric power plant operation, to capture signs and generate early warnings of the faults. During emergency handling, the application should provide decision support for the implementation of an emergency plan. After emergency handling, the application should be used to evaluate and analyze the handling procedure.

It should support data queries of smart hydroelectric power plants involving reservoir scheduling automation, economic operation, dam safety monitoring, etc., through ICAMP. It is recommended to support data exchange with external systems such as meteorological forecast, environment monitoring, local authorities emergency command and departments of shipping, water conservancy and flood control, etc. The application should be deployed in the remote control center according to the river basin's needs preferentially, to give full consideration of hydraulic and power relations among involved hydropower plants, and to coordinate operation and fault handling of group-of-plants.

The application realizes monitoring, execution and post-evaluation according to the triggering conditions of the emergency plan.

9.3.11.2 Information query

The application should support query and analysis of relevant information for command personnel to acquire general information on the river basin and plant operation in time. It should support combined query based on objects, period, as well as the statistics of accumulated, average, maximum and minimum values of data. The query information includes:

- 1) General information on river basin, reservoir, dam and power plant.
- 2) Monitoring information on rainfall, hydrological affairs, drought and weather (including satellite cloud pictures) in the river basin.
- 3) Information on unit/equipment operation status, dam safety monitoring, etc.

- 4) Analysis results of hydrology forecast, facility and equipment operation trend.
- 5) Video monitoring information of the river basin and power plants.
- 6) Needs and constraints for flood control, shipping, irrigation, power generation, etc.
- 7) Related system information, including weather forecast, environment monitoring, shipping monitoring, local authorities emergency command, etc.

9.3.11.3 Real-time monitoring, forecast and early warning

To forecast and detect emergencies in time, the change in the hydrological and meteorological environment and operation trend of hydroelectric power plants should be under real-time monitoring.

When the monitoring or forecast data exceeds the threshold, it should send alarms to the operator. When the triggering conditions are met, it should enter the emergency status automatically.

It is suggested to realize the dynamic simulation of flooding, inflow evolution and hydroelectric power plant operation. A mobile application is recommended for ease of query.

9.3.11.4 Emergency plan implementation

The emergency command support application should allow efficient management and execution of various emergency plans. The emergency plan management function should support visualized configuration of triggering conditions and workflow.

Combining the need for emergency handling, it can create an emergency plan and submit it for approval through automatic extraction or a combination of handling schemes from the digital emergency plan library. The workflow of the approved emergency plan may be executed automatically or step-by-step.

The whole process of emergency plan implementation should be tracked in real-time. Command of the implemented steps can be sent by the network, phone call, SMS or mobile application with feedback acquisition. The follow-up implementation steps should be adjustable according to feedback information.

Implementation procedures should be shown in the flowchart, displaying executed steps, undergoing steps and steps to be executed. All the feedback of each step should be displayed. The flow chart should be updated automatically.

It should also support the query of historical emergency plan implementation information, which contributes to the analysis and improvement of emergency plans.

9.3.11.5 Consultation and decision-making

When the emergencies are out of the scope of existing emergency plans, and need consultation or report to management agencies and related departments in other river basins, the consultation and decision-making function is needed. The function should display hydrology information, rainfall information and equipment operation status over an electronic map. All the data, reports, local materials and documents should be integrated and displayed orderly according to the predefined consultation rules. During the consultation, it should support comparative analysis among multiple optional plans, comparative analysis with similar historical plans, and form the final plan for handling emergencies after modification.

It should record meeting minutes, request to grid dispatching center, dispatching commands for the whole consultation process, and support manual input and management of relevant documents.

9.3.11.6 Emergency information release

Emergency information release should support automatic generation and transmission of the message, which conveys the occurrence and handling of emergencies. The relevant supervision departments which receive the message may be configured. For the public, the release of emergency information shall always be treated very carefully and shall strictly follow the national laws and the regulations of the involved corporations. The application can release information about geological disasters, water quality pollution, spillway gate discharge and related warning information by network, text message, voice, or light information.

10 Cyber security

10.1 General

A smart hydroelectric power plant, with a sophisticated network configuration and a large quantity of exchanged data, requires a highly secure operation. Moreover, cyber security is even more important when considering the vital role of smart hydroelectric power plants in the smart grid. Cyber security shall be considered throughout the design of smart hydroelectric power plants.

Integrated cyber security management should be considered, covering risk evaluation, security strategies, security awareness, security policies and procedures, implementation and improvement, etc.

A cyber security strategy for smart hydroelectric power plants should be created. The overall cyber security of the smart hydroelectric power plant system should be assessed and considered when deciding what principles and technologies to implement.

This clause emphasizes cyber security issues, which are closely related to the operation of the plant.

For the security issues which are not elaborated on in this clause (e.g. supply chain security), based on the actual situations of the power utility, cyber security management should be implemented according to IEC 62443. Security elements specified in IEC 62443-2-1 should be considered to establish a unified security management flow. The requirements of a single security element should also be customized or supplemented based on power utility characteristics.

Useful information is also available from the following standards: IEC 62443-2-4, IEC 62443-3-3, IEC 62443-2-3, IEC 62443-4-2.

10.2 Network structure security

Network structure security is a key premise of the cyber security system of smart hydroelectric power plants, and should meet the general principle of "network segmentation, dedicated network, horizontal isolation and vertical authentication", so as to deploy the network assets in zones divided by security fences, and to achieve isolation and protection for core network assets according to IEC 62443. Figure 13 shows the recommended network architecture for the proposed system logic architecture in Clause 5, see Figure 2.

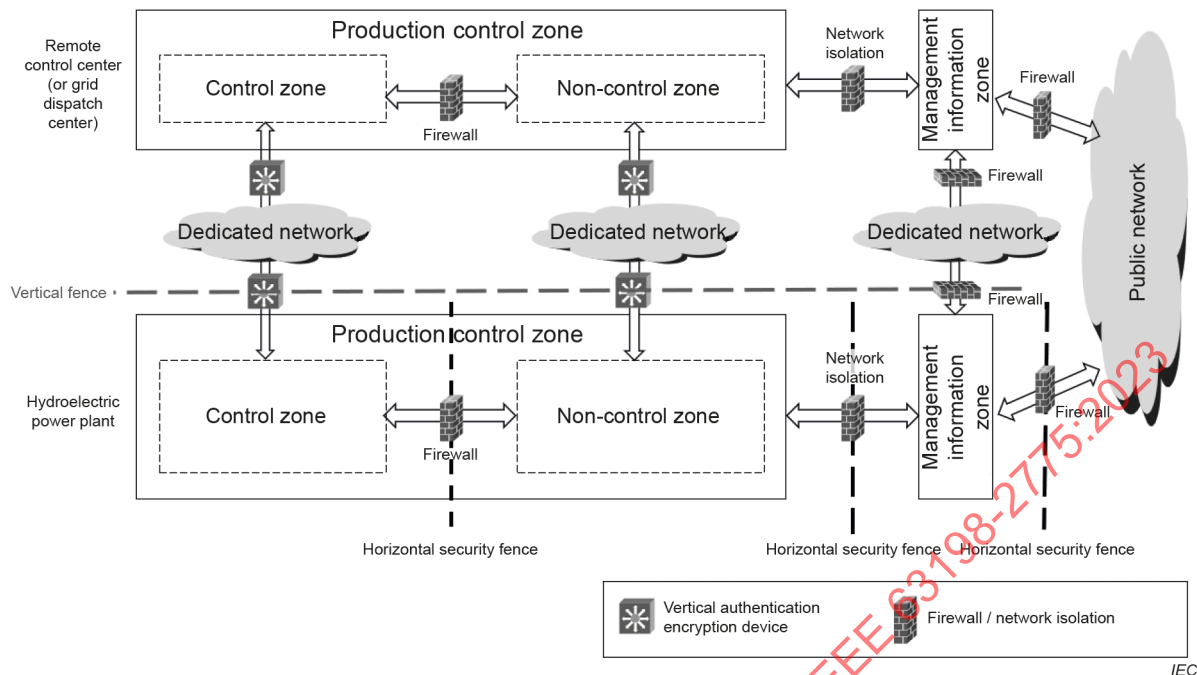


Figure 13 – Recommended network architecture

1) Network Segmentation

According to the "level and zone" architecture of a smart hydroelectric power plant (see Clause 4), the smart hydroelectric power plant should adopt zone segmentation. It should be divided into a production control zone, incorporating control zone and non-control zone, and a management information zone horizontally.

The security priority of the production control zone is higher than that of the management information zone. Within the production control zone, the control zone has higher security than the non-control zone. Those applications for real-time supervision and control of units and auxiliaries should be deployed in the control zone. And those applications involving the generation procedure, which are with relatively lower requirements of real-time performance, but do not embody control functions, should be deployed in the non-control zone. Other applications should be deployed in the management information zone.

Hydroelectric power plants with low availability requirements may simplify zone segmentation based on the respective conditions. Security measures should be conducted for simplified zone segmentation following the relatively strict requirements (like the simplification of combining the control zone and non-control zone as one and taking security safeguard measures by the requirements of the control zone), while avoiding cross-zone vertical connections (like direct connection from production control zone of a power plant to information management zone of remote control centers or grid dispatching centers). Apart from hydroelectric power plants, the principle of network segmentation is also applicable to remote control centers.

2) Dedicated Network

For communication with a remote control center or grid dispatching center, proper physical or virtual isolation from public networks is advised.

3) Horizontal Isolation

Corresponding security measures should be taken for perimeter protection, which forms three horizontal security fences. Demilitarization Zone (DMZ) between the production control zone and management information zone may be established to place hosts for access to these two zones.

The first security fence is between the management information zone and the external public network, with the deployment of network firewalls of access control function or the equivalent equipment. Network firewalls should be in line with the requirements specified in 6.2 Network firewalls of IEC TR 62443-3-1:2009.

The second security fence is between the production control zone and management information zone, with the deployment of network isolation, which cuts the direct connection between the two zones. When data diode is applied for such network isolation, only one-way UDP communication, or TCP communication of a few response bytes is allowed, so as to cut malicious data penetration into the production control zone physically. Depending on the project solution, the consequences of using e.g. one-way UDP communication, shall be clarified in combination with the used communication protocols.

The third security fence is between the control zone and non-control zone within the production control zone, with the deployment of network firewalls.

Data transmission from control zone to non-control zone, or from production control zone to management information zone should be performed for hydroelectric power plants with high security requirements. Strict access control over user identities, addresses, protocols, and ports should be enforced when reversed access is necessary. The access behaviour should also be monitored in real-time, analyzed and recorded by detection measures against malicious activities. The detection measures against malicious activities should be consistent with the requirements specified in 8.4 Intrusion Detection Systems (IDS) and 8.3 Virus and malicious code detection systems of IEC TR 62443-3-1:2009.

Data may be transmitted from the management information zone to the production control zone when necessary. Applications like reservoir scheduling automation and flood control scheduling deployed in the production control zone may acquire numerical weather forecast results from relevant authorities through a public network, to prolong the forecast period and to improve forecast accuracy. They also may acquire a water discharge plan or gate operation commands from the river basin flood control department to realize automatic gate control.

4) Vertical Authentication

Security measures should be taken for perimeter protection, which forms vertical security fences.

Vertical authentication and encryption device or equivalent device should be deployed at the access point of the production control zone into the dedicated network for data exchange with the remote control center or grid dispatching center. A vertical encryption device is a physical security device of authentication and encryption function for network communication, achieving protection of confidentiality and integrity of data transmission and data filtration.

5) Intrusion Detection

Intrusion detection measures should be taken for the production control zone, with an appropriate setting of detection criteria for timely capture of network abnormality. Then security audit should be conducted to analysis of potential risks. Timely update of abnormal behaviour characteristics base should be maintained with the arrangement of previous tests which forbids online updates directly through the Internet. Intrusion detection measures should be consistent with the requirements specified in 8.4 Intrusion Detection Systems (IDS) of IEC TR 62443-3-1:2009.

Information on data flows and interfaces should be documented and input into an IDS configuration.

Intrusions can be detected by observing a deviation from normal or expected behaviour of the system or the users, see behaviour-based approach in IEC TR 62443-3-1.

10.3 Data and communication security

The communication procedure of a smart hydroelectric power plant could be maliciously used. The communication protocol is one of the most critical parts and should be safeguarded by security measures. Typical attacks for communication security include eavesdropping, masquerade, man-in-the-middle, replay, resource exhaustion, etc., in which cases encryption, transmission authentication, access control, and digital signature should be adopted to enhance communication security. IEDs should provide the capability to protect the integrity of transmitted information and also to verify the authenticity of received information during communication. Refer to CR 3.1 Communication integrity of IEC 62443-4-2:2019. Figure 14 shows cyber security categories and corresponding countermeasures according to IEC 62351-1.

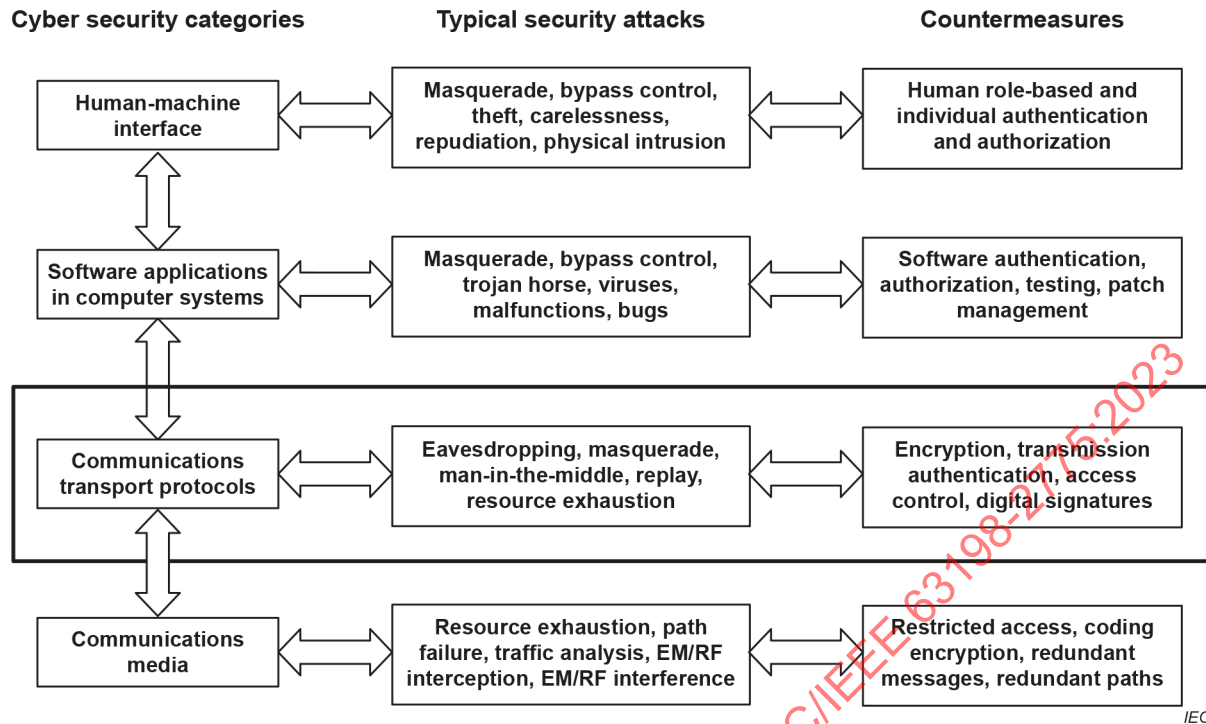


Figure 14 – Security categories, typical attacks, and countermeasures

As to the application of communication protocols specified in IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, IEC 61850-8-1 and IEC 61850-9-2, the requirements of IEC 62351 Part 1 to Part 6 should be met. Figure 15 shows the correlations between IEC 62351 and IEC TC 57 profile standards according to IEC 62351-1.

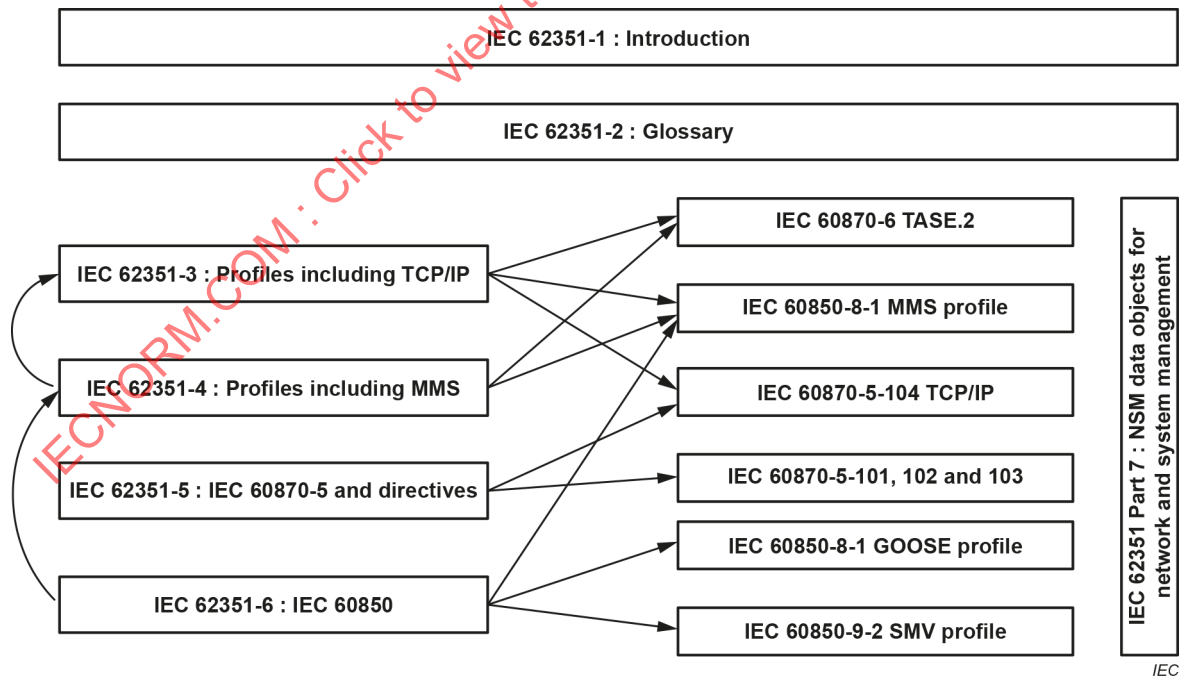


Figure 15 – Correlations between IEC 62351 series and IEC TC57 profile standards

Information on data flows and interfaces should be documented to baseline legitimate network traffic and detect unknown/malicious traffic and behavior. The client, server and the communication shall be well documented for fault tracing, testing, the establishment of access control rules, etc. The client/server associations and data exchange should be fixed in the system configuration as far as possible.

10.4 Device and software security

In a smart hydroelectric power plant, devices mainly include network devices, computers, IEDs. The software mainly includes computer operating systems, ICAMP and applications, etc. Device and software security should refer to IEC 62443-4-2 and IEC TR 62443-2-3.

1) Assets management

Inventory information should be well maintained, including information on devices, vendor, OS/Firmware version, location, etc. The assets management should be aligned to the change management (adding/replacing/upgrading/disposing of equipment information of devices), and vendors should conform to inventory/asset management in IEC 62443-2-1 and 62443-2-4.

2) Malicious code protection

Servers, HMIs and IEDs should have protection mechanisms against malicious code. For a whitelist-type protection mode, a whitelisting solution validating code before execution, signatures or integrity-checking mechanisms is an acceptable alternative. For a blacklist-type of protection, such as an anti-malware solution or a Host Intrusion Detection System (HIDS), the protection mechanism should be updated regularly.

3) Security hardening

Security inspection and authentication should be conducted for devices by an institution accredited for inspections according to IEC 62443 under consideration of local regulations.

The use of unnecessary network ports or services of computers and network devices should be prohibited. The interfaces for unnecessary mobile storage devices (such as CD and USB interfaces) should be disassembled or sealed. Security strategies such as setting strong passwords and cancelling default accounts should be applied.

Access to new devices and systems should be implemented based on pre-defined technical proposals with corresponding security measures. Security risk evaluation should be conducted periodically with timely security hardening for those detected defects.

The software should meet the local security requirements and regulations, e.g. security certification. Security safeguard ideas and measures should be incorporated during software designing, and modularized general design should be adopted with different application modules reasonably assigned and deployed in corresponding zones. The security of the core module for real-time closed-loop control should be focused on.

Other requirements of security hardening should conform to IEC 62443-3-3.

4) Vulnerability assessment

Network and system vulnerability assessment should also be performed regularly, including network discovery, network port and service identification, vulnerability scanning, wireless scanning, etc.

5) Patch management

Patches should be updated timely for devices and software. Inventory patch management should conform to the requirements specified in IEC TR 62443-2-3.

6) Supply chain cyber security risks management

To mitigate cyber security risks related to the supply chain, power plants should include cyber security requirements in the contracts with their vendors according to ISO/IEC 27002.

10.5 Access control

Access control function should be considered to justify the execution of control operation by authorized operators, and to avoid mal-operation, illegal operation and illegal data access. In general, users should be identified and authenticated to access the system. Multi-factor authentication should be used to gain access to the control zone from an outside zone. Access control based on roles authorization should be applied, defining different account roles and their authorities, and assigning individuals with roles according to work needs. The resources related to plant operation should be subject to access control, like IEDs, computers, application software, data, etc.

Access control should be implemented with reference to IEC 62443-3-3. Authentication can be based on digital certificates or MAC addresses. Role-based access control should refer to IEC 62351-8. The communication from a lower risk zone to a higher risk zone is covered by IEC 62443-3-3.

Authentication mechanism, robust protocols, user and device authentication and authorization should refer to IEC 62443-3-3 and IEC 62443-4-2.

10.6 IT infrastructure comprehensive supervision and management

Hydroelectric power plants with high availability requirements should deploy intelligent application of IT infrastructure comprehensive supervision and management, to realize real-time supervision of servers, databases, network devices, security devices (such as firewalls, encryption devices, isolation devices, etc.), applications and client terminals, and to maintain specific security service levels (such as deployment frequencies of security patch, IDS signature, anti-malware signature, user accounts review, etc.). This application improves response speed to faults of IT infrastructure. IT infrastructure comprehensive supervision and management should realize the following functions:

- 1) Real-time monitoring should be performed for status and variation trends of IT resources including networks, servers, databases, middleware, characteristics data, configuration data, etc. Monitored information should incorporate events, characteristic data, configuration data, etc. Among these, event data should include equipment, performance and application alarms.
- 2) Events and performance data should be compiled and stored to generate management reports. Reports for a server should include the running status of servers, CPU load, memory usage, available disk space, and security condition (such as viruses, etc.). Reports for network equipment should include the running status of network equipment (such as network load and network disconnection, etc.), CPU load, memory usage, bandwidth utilization rate and interface flow. Reports of the database should incorporate database load capacity, performance, memory management, and database table space conditions.
- 3) IT infrastructure management function should be able to acquire equipment properties via IP address or hostname. Combined query based on property field (such as application, corresponding zone, assets types, etc.) should also be available.
- 4) Fault alarm functions with alarm definition, configuration, graded alarm release based on real-time judgement (via message on the HMI or text), and acknowledgment (for the updated one or all alarms via HMI) should be equipped to facilitate alarm handling.
- 5) Topology identification of IT infrastructure with automatic detection of all the nodes/connections (including redundancy and back-up) in the whole smart hydroelectric power plant network should be available.
- 6) Human-machine interaction of network topology diagram with functions like zoom, combination (several nodes and subnets may be combined and displayed as one icon), display/hide (one set of equipment or certain types of equipment), equipment positioning based on IP, name, etc., and a colour indication of different status (like normal, alarm, serious alarm) should be available.

10.7 Audit and modification

Implementation of audit and modification should refer to IEC 62443-3-3 and IEC 62351-14.

1) Audit

The production control zone should support security audits. A reasonable triggering list for audit on abnormal activities should be formed to avoid unnecessary data flow in the way of normal operation. Audit implementation should follow the related requirements in IEC 62443-3-3.

2) Baseline Modification

To reduce the risk of errors and to prevent unauthorized modifications, procedures for change and configuration management should be put into place according to ISO/IEC 27002. Configuration baselines should be defined individually or by a group of assets. Changes that deviate from the existing baseline configuration should be documented and authorized. Changes to the baselines should also be monitored. Any deviation should be investigated to determine whether it was authorized, made by error or following a malicious action.

10.8 Emergency plan and response

An emergency mechanism should be part of the overall cyber security strategy and should be formed with specified regulations and emergency plans under periodical rehearsal. When security events happen in the production control zone, especially hackers' attacks, malicious code and other deliberate threats, emergency measures should be taken according to emergency plans with a report to the superior departments.

The horizontal connection between the production control zone and management information zone, and the vertical connections between different levels may be cut off, in order to limit the range and magnitude of faults. The scene should be protected to facilitate the investigation, evidence collection and analysis. Such faults should be reported to the remote control center and grid dispatching center to maintain collaborated safeguard position.

10.9 Employee training and awareness

Security management and training should be promoted for all the staff with the duty of managing, operating, maintaining and using devices/systems of smart hydroelectric power plants. Reinforced security management should be performed for vendors and consultants, to improve security awareness of internal and external personnel of power utilities.

11 Commissioning, operation and maintenance

11.1 Commissioning

11.1.1 Overview

Conformance, function and performance tests should be conducted for IEDs, ICAMP and applications during the commissioning (including Factory Acceptance Test and Site Acceptance Test) of a smart hydroelectric power plant. Interoperability tests should be additionally performed for devices. With information modelling and network communication enabling IEDs to equip self-description capability, automatic testing tools can be used for the commissioning of smart hydroelectric power plant.

Automatic testing tools simulate the manual commissioning process, and complete commissioning in batches and sequence according to pre-defined strategies. For example, based on information modelling configuration documents, automatic testing tools communicate with IEDs, conduct automatic tests of I/O function, real-time performance and communication reliability. Automatic testing tools can promote installation and commissioning efficiency, device reliability and reduce commissioning workload.

Automatic testing tools should only be considered for non-critical control sequences of smart hydroelectric power plants. Automatic testing tools should be comprised of the following functions: testing scene management, testing strategy management, automatic testing execution and testing record management.

11.1.2 Testing scene management

The testing scene management should be able to customize testing scenes for various hardware, software and systems, including simulation of acquired data and parameters. It should allow users to conduct online modifications of testing scenes. For the devices and software with a large quantity of measurement points, functions of snapshot from real-time values as a testing scene should be embodied, promoting efficiency of forming initial testing scenes.

11.1.3 Testing strategy management

The standardized automatic testing strategy library, which is based on manual testing experience and with management function, should be established for smart hydroelectric power plants. The functions of testing items customization (contents, steps and criteria for hardware, software and system) should be included.

11.1.4 Automatic testing execution

Automatic testing tools should realize the loading of the testing scenes and strategies for specific devices and software, to form initial operating conditions of automatic testing. Corresponding fault signals and test data should be automatically generated according to testing strategies, and to verify whether the devices, software or system meet the test criteria. The process and result of testing execution should be logged automatically. The reactions failing the criteria should be recorded, and corresponding alarms should be sent out automatically.

11.1.5 Testing record management

The testing record management may realize functions such as storage, classification and remote backup of testing process documents (testing logs, key testing screenshots and testing reports). Testing process documents can be retrieved according to the classification or testing time.

11.2 Operation and maintenance

11.2.1 Remote diagnosis

Smart hydroelectric power plants should have the function of remote diagnosis at the group-of-plants level for equipment, IEDs, ICAMP and intelligent applications. On the premise of cyber security, operation and maintenance staff can monitor the conditions of all equipment, devices and software, retrieve operation logs, and conduct message analysis within group-of-plants level remotely, thus improving plant operation & maintenance and cost-effectiveness. Detailed remote diagnosis logs should be generated. Logs should be tamper-proof and traceable.

11.2.2 Product maintenance

On the premise of compliance with the local legal requirements, power utilities' authorization and cyber security, vendors may be permitted to configure parameters, restart and program upgrading of IEDs, ICAMP and intelligent applications. The cyber security measures mentioned above should follow the requirements in IEC 62443-3-3. Those measures should be applied to not only conventional network but also temporary commissioning network that is established by separating maintenance objects from the system.

When parameters of the devices and software are modified remotely, information like a modifier, time, and parameter values before and after the modification should be recorded automatically. When the embedded software in the device is upgraded remotely, its original version should be backed up automatically. For redundant servers/IEDs, remote restart is permitted only for the slave server/IED to ensure the normal operation of the system.

11.2.3 Documents management

The documents may be accessed by plant operation and maintenance staff via the network at a designated location (control room or remote control center). Mobile APP may be used for access of documents. Authorized plant operation and maintenance staff may remotely access documents and realize management functions of design drawings, commissioning documents, etc.

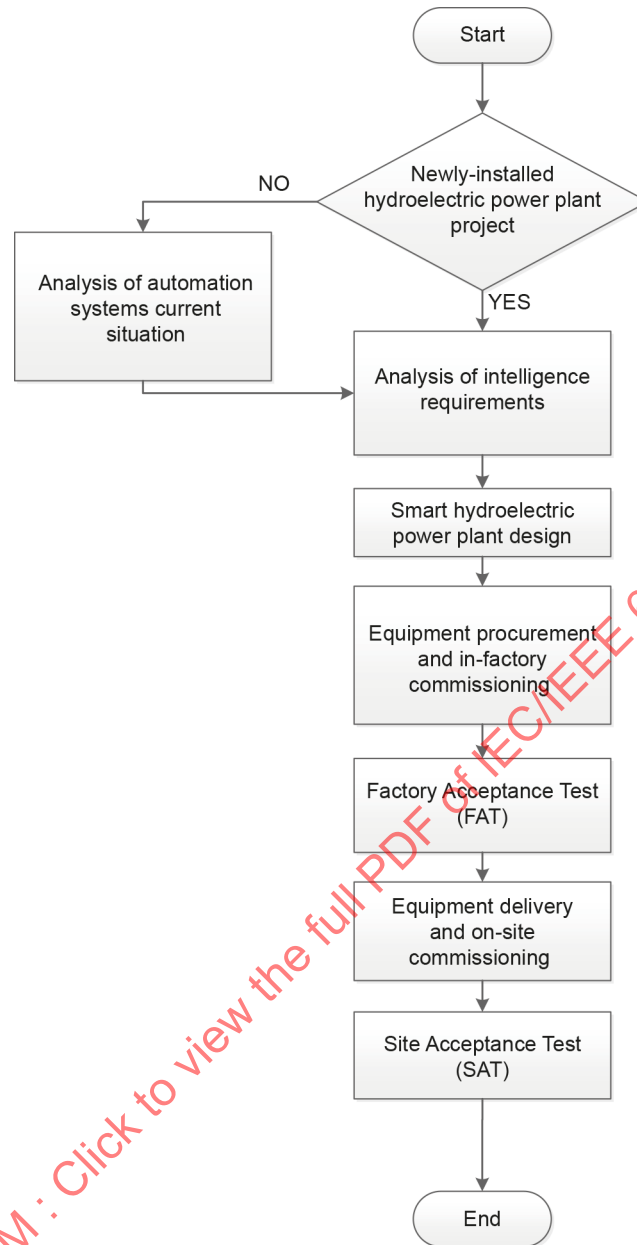
With the aim to improve the secure transmission and storage of documents, encryption technology should be applied to prevent theft or loss of important documents. When users access documents via the network, the security level specified in IEC 62443-3-3 should be met to promote integrity and confidentiality of communication.

12 Implementation procedures of a smart hydroelectric power plant

The required implementation procedures of a newly installed smart hydroelectric power plant in the sequence include analysis of intelligence requirements, smart hydroelectric power plant design, equipment procurement and in-factory commissioning, Factory Acceptance Test (FAT), equipment delivery, on-site commissioning, and Site Acceptance Test (SAT). Analysis of intelligence requirements mainly refers to the analysis of various conventional and intelligent application demands of a hydroelectric power plant. In smart hydroelectric power plant design, appropriate system architecture, equipment and software configuration should be confirmed according to the characteristics of the specific project. The equipment procurement and in-factory commissioning should be accomplished by automation device vendors in the factory according to the design documents. Implementation of FAT and SAT should refer to IEC 62270/IEEE Std 1249.

As to retrofit of a conventional hydroelectric power plant to a smart hydroelectric power plant, the investigation and analysis of current automation systems should be done first to verify whether the functions, performances and interfaces of the existing devices and software could meet the intelligence requirements. If not, a further analysis concerning device/software condition and lifetime should be carried out to identify a feasible solution. In the process of smart hydroelectric power design, a comprehensive evaluation concerning costs, risks and benefits of various solutions should be conducted for the decision of the final solution.

The typical implementation process of a hydroelectric power plant is shown in Figure 16. However, it only gives general guidance. Different national and regional legal requirements shall be followed.



IEC

Figure 16 – Typical implementation procedures of a smart hydroelectric power plant

Bibliography

IEC 60034, (all parts), *Rotating electrical machines*

IEC 60270, *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

IEC 60308, *Hydraulic turbines – Testing of control systems*

IEC 60480, *Specifications for the re-use of sulphur hexafluoride (SF₆) and its mixtures in electrical equipment*

IEC 60567, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance*

IEC 60599, *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*

IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*

IEC 61131-3, *Programmable controllers – Part 3: Programming languages*

IEC 61158, (all parts), *Industrial communication networks – Fieldbus specifications*

IEC 61362, *Guide to specification of hydraulic turbine governing systems*

IEC 61588, *Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*

IEC 61850, (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation*

IEC TS 61850-2:2019, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 2: Glossary*

IEC 61970, (all parts), *Energy management system application program interface (EMS-API)*

IEC 62264, (all parts), *Enterprise-control system integration*

IEC 62270/IEEE Std 1249, *Guide for computer-based control for hydroelectric power plant automation*

IEC 62325, (all parts), *Framework for energy market communications*

IEC 62351, (all parts), *Power systems management and associated information exchange – Data and communications security*

IEC 62357, (all parts), *Power systems management and associated information exchange*

IEC TR 62357-1:2016, *Power systems management and associated information exchange – Part 1: Reference architecture*

IEC 62443, (all parts), *Security for industrial automation and control systems*

IEC 62443-4-2:2019, *Security for industrial automation and control systems – Part 4-2: Technical security requirements for IACS components*

IEC 62541, (all parts), *OPC unified architecture*

IEC 62682, *Management of alarm systems for the process industries*

IEC 81346, (all parts), *Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Structuring principles and reference designations*

IEEE/IEC C37.111, *IEEE/IEC International Standard – Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems*

IEEE Std 125, *IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators*

IEEE Std 421, (all parts), *IEEE Excitation System Series*

IEEE Std 1207, *IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units*

IEEE Std 1451, (all parts), *IEEE Standard for a Smart Transducer Interface for Sensors and Actuators*

IEEE/IEC 60255, (all parts), *IEEE/IEC International Standard – Measuring relays and protection equipment*

ISO 10817-1, *Rotating shaft vibration measuring systems – Part 1: Relative and absolute sensing of radial vibration*

ISO 13372, *Condition monitoring and diagnostics of machines – Vocabulary*

ISO 13373, *Condition monitoring and diagnostics of machines – Vibration condition monitoring*

ISO 13374, *Condition monitoring and diagnostics of machines – Data processing, communication and presentation*

ISO 13379, *Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines on data interpretation and diagnostics techniques*

ISO 13381, *Condition monitoring and diagnostics of machines – Prognostics*

ISO 13849, *Safety of machinery – Safety-related parts of control systems*

ISO 17359, *Condition monitoring and diagnostics of machines*

ISO 20816-5, *Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants*

ISO/IEC 27002, *Information security, cybersecurity and privacy protection – Information security controls*

RFC 5905, *Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	79
INTRODUCTION.....	81
1 Domaine d'application	82
2 Références normatives	82
3 Termes et définitions	82
4 Principes généraux	86
5 Architecture du système	87
5.1 Modèle d'architecture.....	87
5.2 Architecture logique	89
5.2.1 Vue d'ensemble	89
5.2.2 Description des niveaux et des zones	91
5.3 Modèle d'information.....	92
5.4 Structure de réseau	93
5.4.1 Généralités	93
5.4.2 Structure de réseau du niveau centrale et du niveau groupe de centrales	93
5.4.3 Structure de réseau du niveau groupe et du niveau procédé.....	95
5.4.4 Variantes pour la structure du réseau	97
5.4.5 Configuration du réseau en rénovation	101
5.4.6 Interfaces de communication externes	102
6 Système de soutien de base	103
6.1 Vue d'ensemble	103
6.2 Système de synchronisation temporelle	103
6.3 Système d'alimentation électrique	104
6.4 Système CCTV	104
6.5 Système de lutte contre l'incendie.....	104
6.6 Système de contrôle d'accès.....	105
6.7 Système d'affichage à grand écran	105
7 Transducteur intelligent	106
7.1 Vue d'ensemble	106
7.2 Exigences techniques générales	106
7.3 Structure des transducteurs intelligents	107
8 Exigences fonctionnelles applicables aux dispositifs électroniques intelligents (DEI)	109
8.1 Vue d'ensemble	109
8.2 Exigences techniques générales	109
8.3 Mesurage et commande	110
8.3.1 Acquisition des données et exécution des commandes	110
8.3.2 Commande locale	111
8.3.3 Synchronisation	111
8.3.4 Régulateur turbine	111
8.3.5 Excitation	113
8.3.6 Mesurage de la vitesse	113
8.4 Surveillance	114
8.4.1 Surveillance en ligne du groupe	114
8.4.2 Surveillance en ligne des équipements de transmission et de transformation électrique	115

8.4.3	Télémétrie hydrologique	115
8.4.4	Acquisition des informations météorologiques	116
8.4.5	Surveillance de la sécurité des barrages	116
8.5	Protection	116
8.5.1	Vue d'ensemble	116
8.5.2	Protection électrique	117
8.5.3	Protection mécanique	117
9	Plateforme et applications intelligentes	118
9.1	Généralités	118
9.2	Plateforme de conduite et de gestion intégrée	119
9.2.1	Généralités	119
9.2.2	Gestion des données	119
9.2.3	Service de base	121
9.2.4	Applications de base	125
9.3	Applications intelligentes	127
9.3.1	Exploitation économique d'une centrale hydroélectrique	127
9.3.2	Aide à la décision pour la maintenance conditionnelle (CBM)	132
9.3.3	Analyse et évaluation de la sécurité des barrages	134
9.3.4	Interaction entre sécurité et sûreté	134
9.3.5	Surveillance de l'environnement de la centrale	135
9.3.6	Ronde intelligente	136
9.3.7	Simulation d'exploitation et de maintenance	137
9.3.8	Alarme intelligente	138
9.3.9	Fiche de travail et fiche d'exploitation intelligentes	139
9.3.10	Analyse des données et prévision des tendances	140
9.3.11	Aide aux commandes d'urgence	142
10	Cybersécurité	144
10.1	Généralités	144
10.2	Sécurité de la structure de réseau	145
10.3	Sécurité des données et des communications	147
10.4	Sécurité des dispositifs et des logiciels	149
10.5	Contrôle d'accès	150
10.6	Surveillance et gestion complètes de l'infrastructure informatique	150
10.7	Audit et modification	151
10.8	Plan et réponse d'urgence	151
10.9	Formation et sensibilisation des employés	152
11	Mise en service, exploitation et maintenance	152
11.1	Mise en service	152
11.1.1	Vue d'ensemble	152
11.1.2	Gestion des environnements d'essai	152
11.1.3	Gestion de la stratégie d'essai	152
11.1.4	Exécution des essais automatiques	153
11.1.5	Gestion des enregistrements d'essai	153
11.2	Exploitation et maintenance	153
11.2.1	Diagnostic à distance	153
11.2.2	Maintenance des produits	153
11.2.3	Gestion des documents	153
12	Procédures de mise en œuvre d'une centrale hydroélectrique intelligente	154

Bibliographie.....	156
Figure 1 – Modèle d'architecture du système d'une centrale hydroélectrique intelligente	88
Figure 2 – Architecture logique système type d'une centrale hydroélectrique intelligente	90
Figure 3 – Structure physique type du niveau centrale et du niveau groupe de centrales d'une centrale hydroélectrique intelligente	94
Figure 4 – Schéma type de la structure du réseau au niveau procédé et au niveau groupe	96
Figure 5 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante A)	98
Figure 6 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante B)	99
Figure 7 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante C)	100
Figure 8 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante D)	101
Figure 9 – Exemple d'interfaces externes d'une centrale hydroélectrique intelligente	102
Figure 10 – Structure des transducteurs intelligents.....	107
Figure 11 – Adaptation des transducteurs conventionnels.....	108
Figure 12 – Architecture fonctionnelle de l'ICAMP.....	119
Figure 13 – Architecture réseau recommandée	145
Figure 14 – Catégories de sécurité, attaques types et contre-mesures.....	148
Figure 15 – Corrélations entre la série IEC 62351 et les normes de profils du CE 57 de l'IEC	148
Figure 16 – Procédures types de mise en œuvre d'une centrale hydroélectrique intelligente	155

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63198-2775:2023

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

LIGNES DIRECTRICES TECHNIQUES D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE INTELLIGENTE

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.

Les normes de l'IEEE sont élaborées par les Sociétés de l'IEEE, ainsi que par les Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA). Ces normes sont l'aboutissement d'un consensus, soumis à l'approbation de l'Institut national américain de normalisation, qui rassemble des bénévoles représentant divers points de vue et intérêts. Les participants bénévoles ne sont pas nécessairement membres de l'IEEE et leur intervention n'est pas rétribuée. Si l'IEEE administre le déroulement de cette procédure et définit les règles destinées à favoriser l'équité du consensus, l'IEEE lui-même n'évalue pas, ne teste pas et ne vérifie pas l'exactitude de toute information contenue dans ses normes. L'utilisation de normes de l'IEEE est entièrement volontaire. Les documents de l'IEEE sont disponibles à des fins d'utilisation, à condition d'être assortis d'avis importants et de clauses de non-responsabilité (voir <http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html> pour de plus amples informations).

L'IEC travaille en étroite collaboration avec l'IEEE, selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations. Cette norme internationale double logo a été élaborée conjointement par l'IEC et l'IEEE, conformément aux dispositions de cet accord.

- 2) Les décisions officielles 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. Une fois le consensus établi entre les Sociétés de l'IEEE et les Comités de coordination des normes, les décisions officielles de l'IEEE relatives aux questions techniques sont déterminées en fonction du vote exprimé par un groupe à la composition équilibrée, composé de parties intéressées qui manifestent leur intérêt pour la révision des normes proposées. L'approbation finale de la norme de l'IEEE est soumise au Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA).
- 3) Les Publications IEC/IEEE se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC/Sociétés de l'IEEE. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin de s'assurer de l'exactitude du contenu technique des Publications IEC/IEEE; l'IEC ou l'IEEE ne peuvent pas être tenus responsables 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 (y compris les Publications IEC/IEEE) dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications IEC/IEEE et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC et l'IEEE eux-mêmes ne fournissent 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 et l'IEEE ne sont responsables 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 ou à l'IEEE, 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, ou les bénévoles des Sociétés de l'IEEE et des Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA), 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 IEC/IEEE ou toute autre publication de l'IEC ou de l'IEEE, 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 la mise en application de cette Publication IEC/IEEE peut requérir l'utilisation de matériels protégés par des droits de brevet. En publiant cette norme, aucun parti n'est pris concernant l'existence ou la validité de droits de brevet y afférents. Ni l'IEC ni l'IEEE ne peuvent être tenus d'identifier les revendications de brevet essentielles pour lesquelles une autorisation peut s'avérer nécessaire, d'effectuer des recherches sur la validité juridique ou l'étendue des revendications des brevets, ou de déterminer le caractère raisonnable ou non discriminatoire des termes ou conditions d'autorisation énoncés dans le cadre d'un Certificat d'assurance, lorsque la demande d'un tel certificat a été formulée, ou contenus dans tout accord d'autorisation. Les utilisateurs de cette norme sont expressément informés du fait que la détermination de la validité de tous droits de propriété industrielle, ainsi que les risques qu'implique la violation de ces droits, relèvent entièrement de leur seule responsabilité.

L'IEC/IEEE 63198-2775 a été établie par le comité d'études 4 de l'IEC: Turbines hydrauliques, en collaboration avec le comité Energy Development & Power Generation de la Power & Energy Society de l'IEEE, dans le cadre de l'accord double logo IEC/IEEE entre l'IEC et l'IEEE. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le présent document est publié en tant que norme double logo IEC/IEEE.

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

Projet	Rapport de vote
4/448/FDIS	4/451/RVD

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

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

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

Le présent document a été rédigé conformément aux règles données dans les Directives ISO/IEC, Partie 2, disponibles à l'adresse www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/publications.

Le comité d'études de l'IEC et le comité technique de l'IEEE ont 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 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.

INTRODUCTION

Au cours des dernières décennies, l'utilisation généralisée des systèmes de commande automatiques dans les centrales hydroélectriques, y compris les systèmes de commande informatiques, a apporté un certain nombre d'avantages, notamment une meilleure efficacité du travail, un accroissement de la fiabilité et des capacités en temps réel, ainsi qu'une optimisation des dépenses d'exploitation (OPEX - *operating expense*).

De nos jours, de profonds changements se produisent dans les centrales hydroélectriques et leur environnement externe, ce qui pose des défis en matière d'exploitation, de maintenance, de planification et de gestion.

L'évolution des codes des réseaux électriques et des marchés de l'électricité, la sensibilité croissante du public à l'égard de l'impact environnemental et des risques générés par l'exploitation des centrales hydroélectriques comme la maîtrise des variations du débit à l'aval, ainsi que la demande croissante du multi-usage des ressources en eau rendent de plus en plus difficile la prise de décision concernant la planification de la production. Les importantes capacités des groupes et centrales renforcent le rôle des centrales hydroélectriques dans le maintien de la stabilité du réseau. L'intérêt du développement de centrales hydroélectriques en cascade a été largement reconnu, car les exigences en matière d'exploitation et de maintenance intégrées sont de plus en plus importantes. Les dernières technologies telles que l'informatique en nuage, l'intelligence artificielle (IA), les mégadonnées, l'Internet des objets (IoT - *Internet of things*), les terminaux mobiles et la réalité virtuelle (VR - *virtual reality*) amorcent une révolution dans les systèmes d'automatisation des centrales hydroélectriques.

Les centrales hydroélectriques et les centres de conduite à distance nouvellement installés, rénovés et partiellement remis à neuf nécessitent des technologies innovantes pour renforcer le partage des informations et la coordination entre les équipements et les applications. Dans le but de réaliser la détection d'informations multidimensionnelles, l'affichage complet des données, les applications interactives et les avertissements et décisions dans une démarche intelligente, et pour faire face aux défis de l'exploitation, de la maintenance, de la répartition et de la gestion, il convient de mener une innovation qui implique des éléments multiples concernant l'architecture système, le modèle d'information, les normes intégrées, les structures logicielles, la procédure commerciale, les applications, les modèles optimisés, etc. L'innovation fondée sur de tels éléments est multidimensionnelle, flexible et peut répondre à différents besoins, mieux qu'une simple amélioration de certaines technologies. Ainsi les centrales hydroélectriques et les centres de conduite à distance dans lesquels ces innovations sont mises en œuvre peuvent être appelés centrales hydroélectriques intelligentes.

Le présent document propose une architecture ouverte pour une centrale hydroélectrique intelligente et spécifie des exigences techniques applicables pour chaque partie, ce qui améliore ainsi les caractéristiques des centrales hydroélectriques/centres de conduite à distance du point de vue de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité et des performances économiques, renforce l'interaction avec le réseau électrique intelligent et facilite la responsabilité écologique et environnementale. La structure et les fonctionnalités du système global sont principalement déterminées par la taille, le type, l'enjeu et la complexité des centrales hydroélectriques intelligentes spécifiques. Le présent document décrit un ensemble représentatif d'architectures, de composants et de fonctionnalités. La sélection, l'extension ou la modification appropriée, adaptée aux besoins d'une centrale électrique spécifique, doit être choisie dans le cadre d'un projet donné. Le présent document peut servir de référence aux ingénieurs des centrales hydroélectriques/centres de conduite à distance, aux consultants ou aux fournisseurs de systèmes d'automatisation pour les aider à concevoir des centrales hydroélectriques intelligentes, à développer des produits matériels et logiciels, à mettre en œuvre des projets et à compiler des documents connexes.

LIGNES DIRECTRICES TECHNIQUES D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE INTELLIGENTE

1 Domaine d'application

Le présent document décrit la conduite et la gestion intégrées des centrales et groupes de centrales hydroélectriques intelligents au moyen des derniers équipements numériques éprouvés et largement reconnus. Ces descriptions sont applicables à tous les types de centrales hydroélectriques, à l'exception des centrales marémotrices et océaniques.

Le présent document, fondé sur des modèles de communication normalisés reconnus au niveau international, intègre des lignes directrices pour les réseaux de communication, les capteurs, les équipements locaux de surveillance et de commande, la plateforme intégrée de conduite et de gestion (ICAMP - *integrated control and management platform*) ainsi que les applications intelligentes. En outre, une attention particulière est également accordée à la cybersécurité.

Le présent document présente la structure future de centrales électriques entièrement numérisées, équipées de capteurs et d'actionneurs également numérisés, ainsi que la conduite et la gestion intelligentes des centrales électriques à l'aide de l'instrumentation existante.

2 Références normatives

Le présent document ne contient aucune référence normative.

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent. L'ISO, l'IEC et l'IEEE 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>.
- IEEE Standards Dictionary Online: disponible à l'adresse <http://dictionary.ieee.org>

3.1 centrale hydroélectrique intelligente

centrale hydroélectrique ou groupe de centrales qui présente des informations numérisées, une communication en réseau, une intégration normalisée, des applications interactives, une exploitation optimisée et une aide à la décision intelligente

Note 1 à l'article: La centrale hydroélectrique intelligente utilise des dispositifs électroniques intelligents (DEI) et des équipements intelligents pour l'acquisition automatique, le mesurage, la commande, la protection et d'autres fonctions de base. Elle comporte des applications élaborées d'optimisation économique, d'aide au diagnostic et à la décision, de gestion des interactions sécurité et sûreté en plus d'autres applications fondées sur la plateforme intégrée de conduite et de gestion (ICAMP), conformément aux exigences du réseau électrique et aux exigences réglementaires.

Note 2 à l'article: L'abréviation "ICAMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "integrated control and management platform".

3.2

niveau procédé

niveau du modèle d'architecture qui réalise l'acquisition des données et l'exécution des commandes tout au long du processus de production d'énergie. Il se compose généralement de transducteurs analogiques ou intelligents, de terminaux intelligents, d'équipements intelligents, etc.

3.3

niveau groupe

niveau du modèle d'architecture qui réalise la surveillance, la commande et la protection des équipements liés aux différentes unités en fonction de la stratégie préétablie, et qui se compose généralement de différents DEI

3.4

niveau centrale

niveau du modèle d'architecture qui réalise la surveillance, la commande, l'analyse, etc. d'une centrale. Il se compose généralement d'ordinateurs, de matériels de réseau, de l'ICAMP et de différentes applications intelligentes, dont l'équipement est déployé dans différents emplacements physiques tels qu'une salle de commande centralisée et une salle de serveurs

Note 1 à l'article: L'abréviation "ICAMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "integrated control and management platform".

3.5

niveau groupe de centrales

niveau du modèle d'architecture qui réalise la surveillance, la commande, l'analyse, l'évaluation, l'aide à la décision, etc., d'un groupe de centrales. Il se compose généralement d'ordinateurs, de dispositifs de réseau, de l'ICAMP et de différentes applications intelligentes, notamment l'optimisation économique, la maintenance conditionnelle du parc de production, l'aide aux commandes d'urgence, etc., répartis dans différents emplacements physiques d'un centre de conduite à distance, comme une salle de commande, un bureau de permanence pour la programmation des réservoirs et une salle de serveurs

Note 1 à l'article: L'abréviation "ICAMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "integrated control and management platform".

3.6

bus procédé

réseau de communication qui relie les dispositifs des niveaux procédé et groupe

3.7

bus centrale

réseau de communication qui relie les dispositifs dans les niveaux groupe et centrale, et relie les dispositifs du niveau groupe à ceux du niveau centrale

3.8

bus groupe de centrales

réseau de communication qui relie les dispositifs du niveau groupe de centrales entre eux et relie les dispositifs du niveau centrale à ceux du niveau groupe de centrales

3.9

système

ensemble de parties et de relations entre ces parties qui peuvent être organisées pour atteindre certains objectifs

[SOURCE: IEC 62357-1:2016, 3.1.3]

3.10

zone commande

zone dans laquelle sont localisées les applications des fonctions de surveillance et de commande en temps réel

3.11

zone hors commande

zone dans laquelle sont localisées les applications potentiellement exigées pour le processus de production, mais qui ne participent pas directement à la commande

3.12

zone d'exploitation

zone constituée de la zone commande et de la zone hors commande

3.13

zone d'information de gestion

ensemble des systèmes d'information de gestion des régies d'électricité, en dehors de la zone d'exploitation

3.14

dispositif électronique intelligent

DEI

dispositif au niveau groupe ou procédé intégrant un ou plusieurs processeurs capables de recevoir ou d'envoyer des données/commandes depuis ou vers une source externe (par exemple, compteurs électroniques multifonctions, relais numériques, contrôleurs)

3.15

transducteur intelligent

capteur ou actionneur analogique ou numérique combiné à un microprocesseur, une unité de traitement du signal et une interface de communication

3.16

terminal intelligent

dispositif électronique intelligent (DEI) au niveau procédé qui réalise l'acquisition de données ou l'envoi de commandes, prend en charge un modèle d'information unifié, comporte des capacités d'autodiagnostic et d'autorécupération, connecte différents capteurs de pression, de débit, de température, de position, d'état, etc. ou des actionneurs par des câbles, et qui relie d'autres DEI du niveau groupe par le bus procédé, généralement déployé à proximité des boîtiers de raccordement ou des équipements

3.17

concentrateur de mesures

dispositif d'interface qui traite les signaux analogiques multiples provenant des TC et TT et qui génère des données sous forme de trames multiples synchronisées conformes à l'IEC 61850-9-2 par l'intermédiaire de l'interface logique 4

[SOURCE: IEC TS 61850-2:2019, 3.109]

3.18

équipement intelligent

équipement électromécanique ou hydraulique qui intègre des dispositifs électroniques et des transducteurs, et comprend des fonctions de mesure numérique et de communication en réseau, ainsi qu'un modèle d'information unifié, d'un système d'autodiagnostic et d'informations interactives. Un équipement intelligent prend également en charge des fonctions telles que la surveillance, la commande et la protection

3.19

gestion des données

fonction qui réalise un stockage et une gestion harmonisés des modèles et des données, et fournit des interfaces de services harmonisés d'accès aux données

3.20

service de base

technologies réalisant des fonctionnalités de fond, par exemple, la communication, le traitement et l'accès aux données, la production de graphiques, la gestion de journaux d'événements, la gestion des droits, la gestion de tâches, la gestion de flux de travail, la gestion de processus, le système d'information géographique (SIG), les alarmes, le système expert, etc.

3.21

application de base

logiciel réalisant les fonctionnalités de base des centrales hydroélectriques, par exemple, la supervision et la conduite, l'automatisation de la programmation des réservoirs, la surveillance de l'état de la centrale, la surveillance de la sécurité des barrages, l'affichage et l'analyse de synthèse, les applications mobiles, etc.

3.22

plateforme de conduite et de gestion intégrée ICAMP

plateforme logicielle constituée de la gestion des données, des services de base et des applications de base, déployée séparément dans la zone commande, la zone hors commande et la zone d'information de gestion, qui prend en charge la modélisation unifiée des dispositifs et autres ressources dans les centrales hydroélectriques, fournit des interfaces et des services normalisés de partage des données et d'interactions collaboratives pour la coordination des équipements, des systèmes et des applications intelligents et réalise la conduite et la gestion des centrales hydroélectriques de manière centralisée

Note 1 à l'article: L'abréviation "ICAMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "integrated control and management platform".

3.23

application intelligente

application servant à l'aide à la décision dans le cadre de l'exploitation des centrales hydroélectriques, comme l'optimisation économique de la production, la maintenance conditionnelle (CBM), l'aide aux commandes d'urgence, l'analyse et l'évaluation de la sécurité des barrages, l'alarme intelligente, etc. qui est réalisée par des modules déployés sur l'ICAMP ou sur un système individuel d'aide à la décision

Note 1 à l'article: L'abréviation "CBM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "condition-based maintenance".

Note 2 à l'article: L'abréviation "ICAMP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "integrated control and management platform".

3.24

réglage automatique de la puissance AGC

fonction de réglage automatique de la puissance active produite par les groupes commandables en fonction du point de consigne totale de la centrale ou du groupe de centrales, de la puissance de la ligne de raccordement et de la fréquence du réseau électrique

Note 1 à l'article: L'abréviation "AGC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "automatic generation control".

3.25

réglage automatique de la tension

AVC

fonction de réglage automatique de la tension réseau, par le biais du réglage de l'excitation du groupe dans les limites de la tension aux bornes du groupe et de sa capacité en puissance réactive (VAR)

Note 1 à l'article: L'abréviation "AVC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "automatic voltage control".

Note 2 à l'article: L'abréviation "VAR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "voltage and reactive power".

3.26

conduite globale

fonctions qui permettent de commander automatiquement la puissance produite ou l'eau turbinée globalement, par exemple, AGC, AVC, régulation de niveau centrale ou réservoir

Note 1 à l'article: L'abréviation "AGC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "automatic generation control".

Note 2 à l'article: L'abréviation "AVC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "automatic voltage control".

4 Principes généraux

Les principes généraux relatifs aux centrales hydroélectriques intelligentes sont les suivants:

- 1) Avec le bus procédé, le bus centrale et le bus groupe de centrales comme réseau de base, il convient qu'une centrale hydroélectrique intelligente adopte une architecture découpée en "niveaux" et en "zones". En outre, il convient de définir, au niveau des exigences contractuelles, une architecture fondée sur des transducteurs intelligents et des DEI au niveau procédé et groupe, sur une plateforme logicielle ICAMP au niveau centrale ou groupe de centrales, et sur des applications intelligentes déployées dans les zones correspondantes, ce qui favorise un fonctionnement sûr et fiable des centrales hydroélectriques. Avant de définir l'architecture finale du système dans une centrale hydroélectrique, il convient de procéder à une analyse minutieuse des risques concernant les dépendances et les conséquences des défaillances, etc. Il convient également de mener une analyse sur les besoins de maintenance, les coûts, l'efficacité opérationnelle, etc., afin de satisfaire aux exigences d'exploitation et à celles des autorités de surveillance.
- 2) Il convient d'adopter un modèle d'information qui permet l'autodescription. Un tel modèle d'information permet aux DEI et à l'ICAMP d'identifier correctement les données mesurées. Le modèle d'information rend les fonctions d'application indépendantes des protocoles de communication. Il convient d'adopter les normes internationales décrites au 5.3 dans la définition du modèle pour les équipements électriques, mécaniques et hydrauliques et les fonctions, ce qui permet de réaliser une gestion des données orientée objet et d'améliorer la capacité à réaliser le partage des données, la collaboration entre les applications et l'analyse intelligente des données.
- 3) Il convient d'adopter une communication en réseau pour la transmission des informations. Du point de vue de la pratique et de la rentabilité du projet, il convient de prendre en considération l'emploi de transducteurs intelligents ou de "transducteurs traditionnels plus terminaux intelligents", et d'utiliser des bus procédé, centrale et groupe de centrales hautement efficaces. La liaison sans fil (par exemple, liaison de données cellulaire, Zigbee, LORA) peut également être envisagée pour augmenter la flexibilité du système et réduire l'installation et la mise en service du système.
- 4) Il convient que les DEI soientinteropérables. L'interopérabilité est la capacité de deux dispositifs ou plus, qu'ils proviennent du même fournisseur ou de fournisseurs différents, à échanger des informations pour l'exécution correcte de fonctions spécifiées. Il s'agit de la capacité à fonctionner dans le même réseau ou la même voie de communication par un partage des informations et des commandes.

- 5) Il convient que les centrales hydroélectriques intelligentes mettent en œuvre des outils d'exploitation et de gestion intégrées. Sur la base de l'ICAMP, il convient que cette solution facilite la surveillance intégrée et le partage des données pour des applications de base telles que la supervision et la conduite, l'automatisation de la programmation des réservoirs, la surveillance de l'état de la centrale, la surveillance de la sécurité des barrages, la gestion des informations relatives à la protection et les systèmes de soutien de base comme la télévision en circuit fermé (CCTV - *closed circuit television*) et la lutte contre les incendies. Il convient de réaliser l'analyse globale des données et les interactions entre les applications afin d'améliorer la fiabilité et l'efficacité de l'exploitation d'une seule centrale ou d'un groupe de centrales. Il convient que l'exploitation et la gestion intégrées satisfassent à des exigences telles que l'exploitation sans surveillance, la gestion coordonnée des ressources en eau et de l'électricité, et le diagnostic à distance des défauts.
- 6) Il convient que les centrales hydroélectriques intelligentes comportent une aide à la décision intelligente. En fonction des caractéristiques d'une centrale ou d'un groupe de centrales spécifique, il convient de déployer de manière sélective des applications intelligentes telles que l'aide à la décision en matière de maintenance conditionnelle, l'aide aux commandes d'urgence, l'analyse et l'évaluation de la sécurité des barrages et l'alarme intelligente. Il convient d'établir et d'enrichir en permanence des bases de connaissances expertes. Il convient de construire différents modèles d'analyse, d'évaluation et d'optimisation pour améliorer la capacité de prise de décision optimisée.
- 7) Il convient que les centrales hydroélectriques intelligentes présentent des caractéristiques d'ouverture et de flexibilité. Il convient d'adopter une architecture ouverte et flexible, conforme à des normes internationales bien établies et compatible avec les dispositifs d'automatisme et les DEI conventionnels. Il convient par ailleurs que cette architecture soit en mesure de répondre aux besoins de rénovation complète ou partielle des centrales hydroélectriques intelligentes. Il convient que l'ICAMP soit équipée d'interfaces normalisées et ouvertes, fournissant ainsi un accès aux données et aux services à des applications intelligentes tierces sous réserve de respect des règles de cybersécurité.

5 Architecture du système

5.1 Modèle d'architecture

L'IEC 62357 propose le modèle d'architecture réseau intelligent (SGAM - *smart grid architecture model*). Selon le SGAM, les domaines sont divisés en production, transport, distribution, ressources énergétiques distribuées (RED) et locaux des clients. La centrale hydroélectrique intelligente est un élément important du réseau intelligent et appartient au domaine de la production. Le modèle d'architecture de la centrale hydroélectrique intelligente est représenté à la Figure 1.

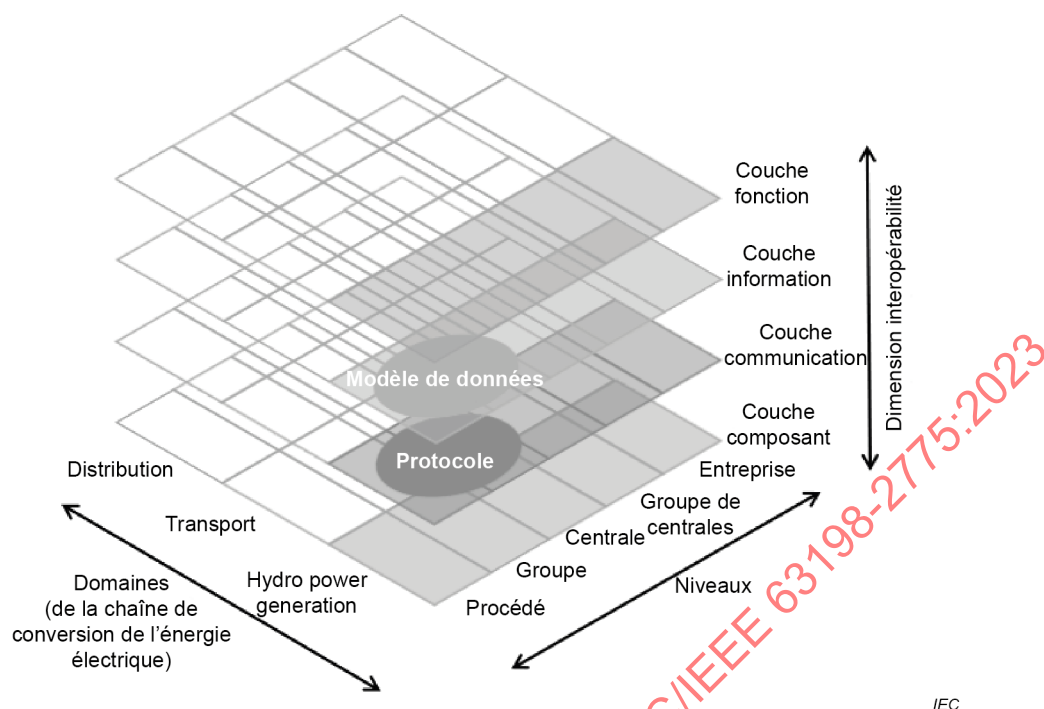


Figure 1 – Modèle d'architecture du système d'une centrale hydroélectrique intelligente

NOTE Les termes "Niveaux", "Groupe", "Centrale", "Groupe de centrales" dans le présent document correspondent chacun aux "Zones", "Field" ("Champ"), "Station" ("Poste") et "Operation" ("Exploitation") dans l'IEC 62357. Le poste de conduite centralisé est inclus dans le "groupe de centrales".

Le présent document	IEC 62357
Niveaux	Zones
Groupe	Champ
Centrale	Poste
Groupe de centrales	Exploitation

Dans le contexte de l'Article 5, un système est un ensemble délimité qui comprend toutes les couches du modèle d'architecture d'une centrale hydroélectrique intelligente. Outre les domaines de la chaîne de conversion de l'énergie électrique, le modèle d'architecture de système d'une centrale hydroélectrique intelligente, comme cela est représenté à la Figure 1, est divisé en deux dimensions supplémentaires: pour la première dimension fondée sur la hiérarchie de l'exploitation et de la gestion, le modèle d'architecture est divisé en niveau procédé, niveau groupe, niveau centrale et niveau groupe de centrales, et chaque niveau est décrit au 5.2.2. Le niveau entreprise n'est pas inclus dans le domaine d'application du présent document. Les niveaux procédé et groupe réalisent la commande locale, le niveau centrale réalise la conduite centralisée, et le niveau groupe de centrales réalise la conduite distante. Pour la seconde dimension fondée sur l'interopérabilité, le modèle d'architecture est divisé en couche composant, couche communication, couche information et couche fonction. Les quatre couches sont décrites ci-dessous.

La couche composant spécifie les composants physiques impliqués dans une centrale hydroélectrique intelligente. Elle comprend les équipements principaux, les transducteurs intelligents, les terminaux intelligents, les DEI (généralement situés dans les niveaux procédé et groupe), l'infrastructure de réseau (liaisons filaires et sans fil, routeurs, commutateurs réseau et pare-feu), et tous les types d'ordinateurs.

La couche communication décrit les mécanismes et les protocoles pour l'échange d'informations entre les composants interopérables adaptés aux fonctions, services et objets d'information ou modèles de données associés sous-jacents.

La couche information décrit les informations utilisées et échangées entre les fonctions et les services. Elle contient des objets d'information et les modèles de données canoniques sous-jacents. Ces objets d'information et ces modèles de données canoniques représentent la sémantique commune aux fonctions et aux services afin de réaliser un échange d'informations entre composants interopérables par l'intermédiaire de la couche communication.

La couche fonction décrit les fonctions, les services et leurs relations. Les fonctions sont représentées indépendamment de leur mise en œuvre physique dans les appareils, les applications et les systèmes.

5.2 Architecture logique

5.2.1 Vue d'ensemble

Afin d'améliorer la sécurité et la flexibilité du système, il convient que l'architecture du système d'une centrale hydroélectrique intelligente soit découpée en "zones" horizontalement et en "niveaux" verticalement. Ainsi, il convient de diviser une centrale hydroélectrique intelligente horizontalement en une zone d'exploitation et une zone d'information de gestion. Une zone peut être établie à un seul emplacement physique ou à différents emplacements physiques. Les principes détaillés de la segmentation sont décrits au 10.2. Il convient de diviser chaque centrale hydroélectrique intelligente verticalement en niveau procédé, niveau groupe et niveau centrale. Le niveau procédé et le niveau groupe de la zone hors commande et de la zone d'information de gestion peuvent être fusionnés. Le niveau groupe de centrales peut être mis en place en fonction des besoins de l'entreprise.

L'architecture logique globale du système d'une centrale hydroélectrique intelligente est représentée à la Figure 2. Cette figure représente la couche fonction au sein de niveaux différents, ainsi que les structures de communication sous-jacentes selon le modèle d'architecture du système de la Figure 1.

La structure globale du système est principalement déterminée en fonction de la taille et du type de la centrale hydroélectrique intelligente. L'architecture générale de la Figure 2 représente un ensemble représentatif de fonctions et de composants. Un projet donné doit donner lieu à la sélection, l'extension ou la modification appropriée, adaptée aux besoins d'une centrale hydroélectrique intelligente spécifique.

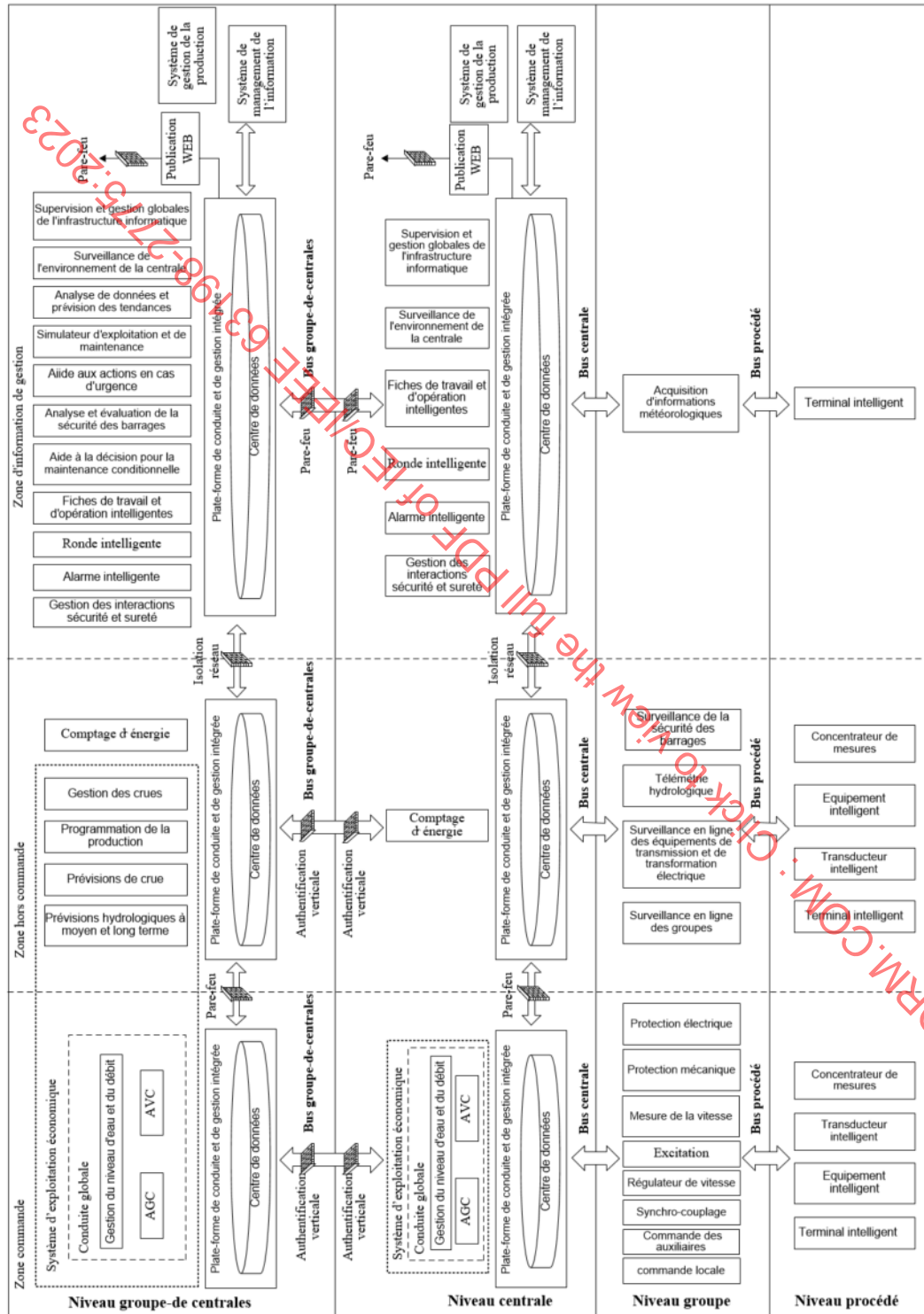


Figure 2 – Architecture logique système type d'une centrale hydroélectrique intelligente

NOTE Le système de soutien de base constitue une condition fondamentale pour le fonctionnement stable d'une centrale hydroélectrique intelligente, et n'est pas représenté à la Figure 2. Se reporter à l'Article 6 pour de plus amples informations.

La Figure 2 représente un déploiement type de transducteurs intelligents, de DEI, de l'ICAMP et d'applications intelligentes d'une centrale hydroélectrique intelligente type.

Il convient qu'une centrale hydroélectrique intelligente comprenne des systèmes de soutien de base, notamment un système de synchronisation temporelle, un système d'alimentation électrique, un système CCTV, un système de lutte contre l'incendie, un système de contrôle d'accès, etc.

Pour une description détaillée des fonctions et des composants, voir les Articles 6 à 9.

5.2.2 Description des niveaux et des zones

Pour la zone d'exploitation et la zone d'information de gestion, une approche modulaire peut être adoptée en fonction de la taille, de l'importance et de la rentabilité d'une centrale hydroélectrique intelligente. Le niveau de sécurité est décroissant dans la séquence de la zone commande, la zone hors commande et la zone d'information de gestion. La ou les zones dont le niveau de sécurité est plus faible peuvent être fusionnées dans une zone dont le niveau de sécurité est plus élevé.

Verticalement, les fonctions et les composants des niveaux sont les suivants:

1) Niveau procédé

Le niveau procédé couvre principalement l'acquisition de données et l'exécution de commandes à l'appui de la production d'énergie. Il comprend l'acquisition de signaux électriques en temps réel et de signaux non électriques, et l'exécution de commandes. Le niveau procédé se compose physiquement de terminaux intelligents, de DEI, d'équipements intelligents, de transducteurs intelligents, etc.

2) Niveau groupe

Le niveau groupe couvre principalement la surveillance, la commande et la protection locales d'une centrale hydroélectrique intelligente. Dans la zone d'exploitation, il convient de déployer la commande locale, la commande auxiliaire, la synchronisation, le régulateur turbine, l'excitation, la protection électrique et la protection mécanique. La protection mécanique se compose de deux parties, l'une est réalisée par des dispositifs de protection contre les vibrations, et l'autre (température, pression, etc.) est réalisée par des dispositifs de commande locale. Il convient de déployer une surveillance en ligne de groupe et une télémétrie hydrologique dans la zone hors commande. Dans la zone d'information de gestion, il convient de déployer la surveillance de la sécurité des barrages, un système CCTV (télévision en circuit fermé) et d'autres fonctions. Il convient de déployer certaines fonctions spécifiques dans les zones correspondantes en fonction des exigences de sécurité respectives. Par exemple, il convient de déployer la fonction de lutte contre l'incendie qui déclenche l'arrêt d'urgence du groupe dans la zone commande, alors qu'il convient de déployer les fonctions sans dispositifs de déclenchement dans la zone hors commande.

3) Niveau centrale

Le niveau centrale se compose d'ordinateurs, de dispositifs de réseau, de l'ICAMP, d'applications intelligentes, qui réalisent la surveillance, la conduite, l'analyse, l'évaluation, etc. Les dispositifs du niveau centrale peuvent être répartis dans différents emplacements physiques d'une centrale hydroélectrique, comme une salle de commande centralisée et/ou une salle de serveurs.

En matière de déploiement des applications de base, il convient de déployer la conduite globale dans la zone commande, alors qu'il convient de déployer l'automatisation de la programmation des réservoirs et la surveillance de l'état de la centrale dans la zone hors commande. Il convient de déployer l'affichage de synthèse, l'application mobile, etc. dans la zone d'information de gestion. En outre, l'ICAMP effectue la collecte et le stockage des informations acquises dans la zone d'exploitation, la zone d'information de gestion et les systèmes de soutien de base, et forme ainsi le centre de données d'une centrale hydroélectrique intelligente.

En matière de déploiement des applications intelligentes, il convient de déployer la conduite globale dans la zone commande. Il convient par ailleurs de déployer la gestion des informations de protection et le comptage de l'énergie dans la zone hors commande. Il convient de déployer les applications d'interaction sécurité et sûreté, l'alarme intelligente, la ronde intelligente, la fiche de travail et la fiche d'exploitation intelligentes, la surveillance de l'environnement de la centrale, la surveillance et la gestion de l'infrastructure informatique, etc., dans la zone d'information de gestion.

4) Niveau groupe de centrales

Le niveau groupe de centrales couvre la surveillance, la conduite, l'analyse, l'évaluation, l'aide à la décision, etc., pour un groupe de centrales. Il se compose généralement d'ordinateurs, de dispositifs de réseau, de l'ICAMP et de différentes applications intelligentes, notamment l'optimisation économique, la maintenance conditionnelle des groupes de production, l'aide aux commandes d'urgence, etc. Les dispositifs de ce niveau sont répartis dans différents emplacements physiques d'un centre de conduite à distance, tels qu'une salle de commande centralisée, un bureau de permanence pour la programmation des réservoirs et une salle de serveurs.

Le déploiement des applications de base au sein du niveau groupe de centrales est le même que celui du niveau centrale. En ce qui concerne les applications intelligentes, il convient de déployer la conduite globale dans la zone commande. Il convient de déployer les applications pour les prévisions hydrologiques à moyen terme et à long terme, les prévisions de crues, la programmation de la production, la programmation de la maîtrise des crues, la gestion des informations de protection et le comptage de l'énergie dans la zone hors commande. Il convient de déployer les applications d'interaction sécurité et sûreté, l'alarme intelligente, la ronde intelligente, la fiche de travail et la fiche d'exploitation intelligentes, l'aide à la décision pour une maintenance conditionnelle, l'analyse et l'évaluation de la sécurité des barrages, l'aide aux commandes d'urgence, l'analyse des données et la prévision des tendances, la surveillance de l'environnement de la centrale ainsi que la surveillance et la gestion de l'infrastructure informatique dans la zone de gestion des informations.

Pour les centrales hydroélectriques intelligentes sans niveau groupe de centrales, les applications intelligentes mentionnées ci-dessus peuvent être déployées au niveau de la centrale en fonction des besoins du projet.

5.3 Modèle d'information

Il convient qu'une centrale hydroélectrique intelligente adopte un modèle d'information unifié pour faciliter l'échange d'informations. À défaut, il est difficile d'échanger des informations entre les centrales, les applications et les équipements de différents fournisseurs.

Il convient qu'une centrale hydroélectrique intelligente adopte des modèles d'information orientés objet des équipements mécaniques et électriques, des installations hydrauliques, des fonctions, etc., de manière à améliorer l'interopérabilité des dispositifs et la flexibilité du système, et à favoriser la compatibilité du système avec le réseau électrique intelligent.

Une centrale hydroélectrique intelligente peut adopter les modèles d'information suivants:

- 1) Le modèle d'information spécifié dans l'IEC 61850 sert à définir la syntaxe et la sémantique abstraites des informations échangées entre les DEI et est présenté en matière de classes et de types d'objets de données, d'attributs, de méthodes d'objets abstraits (services) et de leurs relations. Des descriptions plus détaillées du modèle d'information sont disponibles dans l'IEC 61850-7.
- 2) Le modèle d'information commun (CIM - *common information model*) spécifié dans l'IEC 61970 et l'IEC 62325 comprend les équipements, les fonctions et leurs attributs pour la gestion et l'analyse des réseaux électriques, ainsi que les cas d'utilisation connexes. Des descriptions plus détaillées du modèle d'information sont disponibles dans l'IEC 61970-301 et l'IEC 62325-301.
- 3) Le modèle d'information spécifié dans l'IEC 62264 comprend cinq niveaux (niveau 0 à niveau 4): niveau des processus physiques, niveau des dispositifs intelligents, niveau de surveillance et de commande, niveau de gestion des opérations de fabrication, et niveau de

la planification commerciale et de la logistique pour l'intégration des systèmes de commande aux systèmes d'entreprise.

- 4) Le modèle d'information spécifié dans l'IEC 62541 adopte une technologie orientée objet, définit un espace d'adressage unifié pour stocker les données en temps réel, les données historiques et les notifications d'événements, et fournit des services pour d'autres applications avec une interface unifiée, sûre et fiable.
- 5) L'IEC 81346 fournit un système de désignation de référence (RDS - *reference designation system*) pour la modélisation hiérarchique des systèmes physiques de la centrale. Le repère qui en résulte peut également être utilisé comme code d'identification dans d'autres modèles de données, par exemple comme structure de dispositif logique dans l'IEC 61850. Il fournit des références d'objets simplifiées qui peuvent relier les systèmes d'information entre eux (tels que les systèmes de commande du procédé, de documentation et de maintenance).

5.4 Structure de réseau

5.4.1 Généralités

Il convient qu'une centrale hydroélectrique intelligente réalise une segmentation des zones, des réseaux dédiés, une isolation horizontale et une authentification verticale (voir 10.2 pour de plus amples informations). Il convient que le réseau de communication d'une centrale hydroélectrique intelligente comprenne un bus procédé, un bus centrale et un bus groupe de centrales. Il convient que chacun de ces réseaux adopte des protocoles normalisés.

- 1) Le bus procédé peut adopter le réseau GOOSE et SV spécifié dans l'IEC 61850, le bus de terrain spécifié dans l'IEC 61158, ou d'autres normes reconnues par l'industrie pour communiquer entre les dispositifs du niveau procédé et les dispositifs du niveau groupe, ainsi qu'entre les dispositifs du niveau groupe.
- 2) Le bus centrale peut adopter l'IEC 61850 MMS, l'architecture unifiée OPC (OPC UA) spécifiée dans l'IEC 62541, l'IEC 60870-5-104 ou l'IEC 61970, ou d'autres normes reconnues par l'industrie.
- 3) Le bus groupe de centrales peut adopter l'IEC 61850 MMS, l'architecture unifiée OPC (OPC UA) spécifiée dans l'IEC 62541, l'IEC 60870-5-104 ou l'IEC 61970, ou d'autres normes reconnues par l'industrie.

Pour les fonctions qui exigent une haute disponibilité, il convient que le bus procédé, le bus centrale et le bus groupe de centrales dans la zone d'exploitation, adoptent une structure de réseau à haute disponibilité comme un réseau double, un réseau en anneau, etc. Il convient de tenir compte des résultats de l'analyse des risques, par exemple la séparation physique des composants redondants. Pour les fonctions moins critiques, un réseau, une alimentation électrique, des équipements clés et des applications de base redondants ne sont pas exigés.

En outre, le bus procédé et le bus centrale peuvent être segmentés en différents sous-réseaux en fonction des performances en temps réel et des exigences de sécurité des différentes applications.

La fibre optique est recommandée pour améliorer la fiabilité des communications du réseau vers la zone commande.

La communication sans fil peut être adoptée à tous les niveaux lorsque cela est approprié. Les technologies sans fil rencontrent plus de difficultés à se protéger contre les intrusions illégales que la communication filaire (par exemple, parce que les signaux sans fil ne s'arrêtent pas à la limite de propriété de la centrale). Il convient de prendre en considération ce risque dans l'analyse de la cybersécurité.

5.4.2 Structure de réseau du niveau centrale et du niveau groupe de centrales

La Figure 3 représente une structure de réseau type du niveau centrale et du niveau groupe de centrales d'une centrale hydroélectrique intelligente. Une centrale hydroélectrique intelligente adopte l'isolation de réseau pour isoler les zones d'exploitation et d'information de gestion.

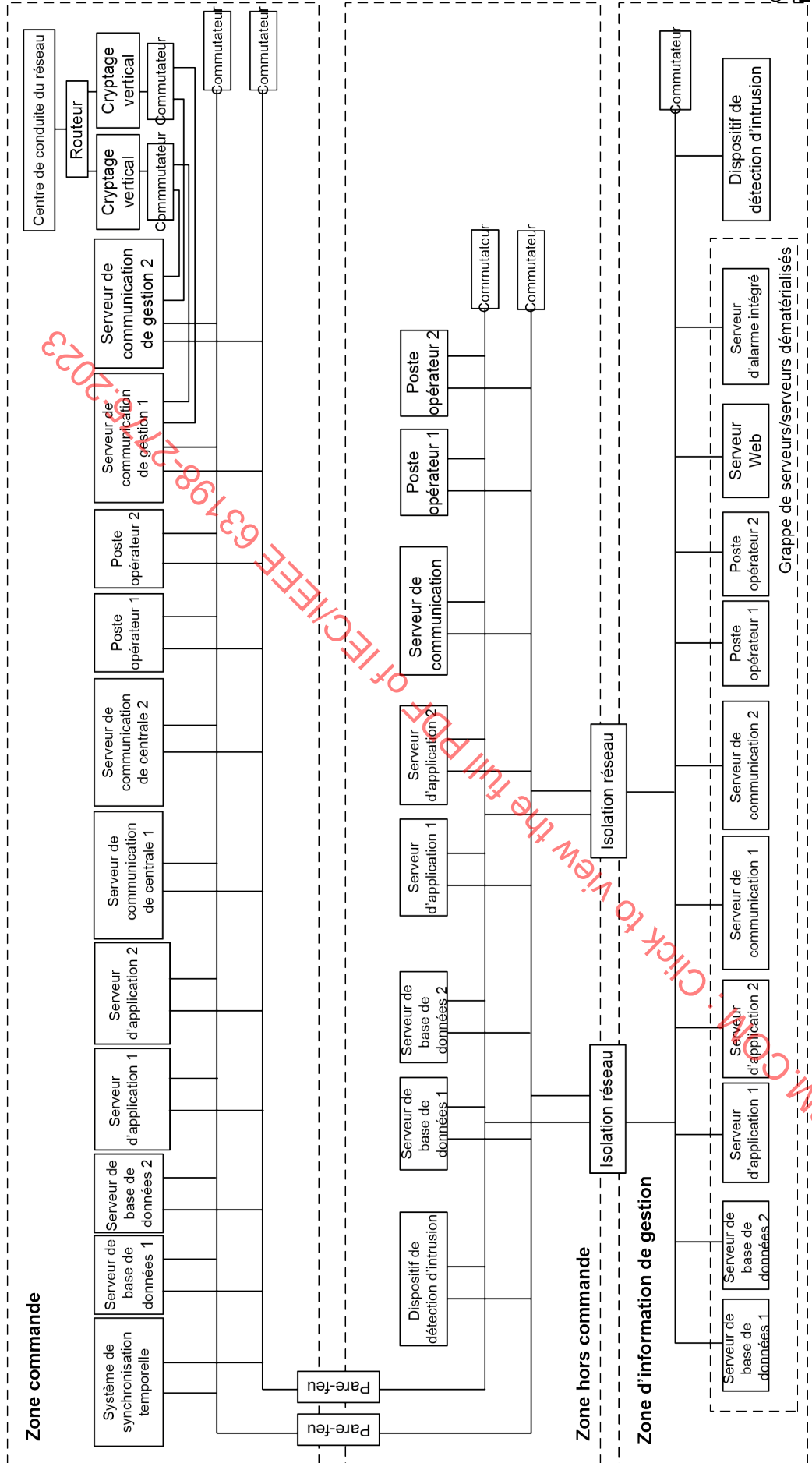


Figure 3 – Structure physique type du niveau centrale et du niveau groupe de centrales hydroélectrique intelligente

Comme cela est représenté à la Figure 3, il convient de déployer des dispositifs de détection d'intrusion et des commutateurs dans la zone commande et dans la zone hors commande. Il convient d'utiliser les pare-feu de réseau pour séparer la zone commande et la zone hors commande. Pour les centrales avec une protection de cybersécurité plus élevée entre la zone d'exploitation et la zone d'information de gestion, des diodes de données peuvent être utilisées ou même être déployées de manière redondante.

Il convient que la communication entre le niveau centrale, le niveau groupe de centrales et les centres de conduite du réseau adopte des dispositifs qui fournissent une protection des limites du réseau étendu (WAN - *wide area network*) pour la zone d'exploitation. Il convient que la protection inclue des fonctions d'authentification et de cryptage, ainsi qu'un système de gestion de réseau, un antivirus, et la sécurité et l'intégrité des données transmises. Dans la zone d'information de gestion, il convient d'utiliser des dispositifs pour fournir une isolation et un contrôle d'accès pour les communications entre le niveau groupe de centrales et le niveau centrale.

Pour les centrales avec des exigences de haute disponibilité, des configurations de serveurs redondants peuvent être déployées – soit sur site, soit sur un système informatique en nuage sécurisé.

5.4.3 Structure de réseau du niveau groupe et du niveau procédé

La Figure 4 représente une structure de réseau type du niveau groupe et du niveau procédé d'une centrale hydroélectrique intelligente.

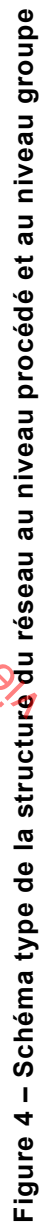


Figure 4 – Schéma type de la structure du réseau au niveau procédé et au niveau groupe

Il convient de connecter les dispositifs de niveau procédé (y compris les terminaux intelligents, les équipements intelligents et les transducteurs intelligents) au bus procédé et les dispositifs de niveau groupe au bus procédé et au bus centrale. Comme cela est représenté à la Figure 4, les dispositifs de niveau groupe peuvent être connectés aux capteurs et aux actionneurs par l'intermédiaire d'un bus procédé multidiffusion (c), d'un bus procédé point à point dédié (b) ou d'un câblage (a). Le bus procédé point à point dédié ou le câblage est utilisé pour réaliser l'échantillonnage/le déclenchement direct.

Dans le cas du câblage, la fonctionnalité intelligente doit être mise en œuvre dans l'appareil avec des interfaces câblées. Il convient de prendre en considération la redondance, l'autosurveillance, etc. dans la conception globale du système pour déterminer l'approche adoptée. La Figure 4 représente un exemple des connexions physiques de la fonction de protection et d'excitation, qui peuvent être appliquées à d'autres fonctions du niveau groupe comme le régulateur turbine, etc. selon le besoin.

Il convient de diviser le bus procédé en sous-réseaux en fonction des unités telles que les groupes de production hydroélectrique, le poste électrique, etc. Plusieurs commutateurs peuvent être utilisés pour former des réseaux indépendants, ou des VLAN séparés peuvent être utilisés pour réaliser une isolation logique.

Il convient que la défaillance d'un seul dispositif au niveau groupe n'affecte pas le fonctionnement normal des autres dispositifs. Lorsque le bus centrale tombe en panne, il convient que les dispositifs du niveau groupe puissent fonctionner de manière indépendante et satisfassent aux exigences de base du fonctionnement du groupe.

En résumé, il convient que la centrale hydroélectrique intelligente adopte la structure de réseau de "quatre niveaux et trois bus". En matière de modélisation de l'information et de protocole de communication, elle met en œuvre la modélisation unifiée de l'information d'une centrale hydroélectrique et la communication normalisée en réseau pour réaliser l'interopérabilité entre les dispositifs. Des propositions d'exemples de structures de modélisation et de communication appropriées sont fournies au 5.4.4. Fondée sur l'ICAMP, la centrale hydroélectrique intelligente met en œuvre le partage des données et l'intégration des applications.

5.4.4 Variantes pour la structure du réseau

Du fait de la diversité des centrales hydroélectriques, il est conseillé de prendre en considération l'état du système d'automatisation, la situation de livraison des équipements, etc., lors de la construction et de la rénovation des centrales hydroélectriques intelligentes.

Les Figure 5, Figure 6, Figure 7 et Figure 8 architecturales doivent être comprises comme des exemples. Une variante personnalisée d'un projet réel doit toujours être définie et spécifiée en fonction des exigences individuelles du projet.

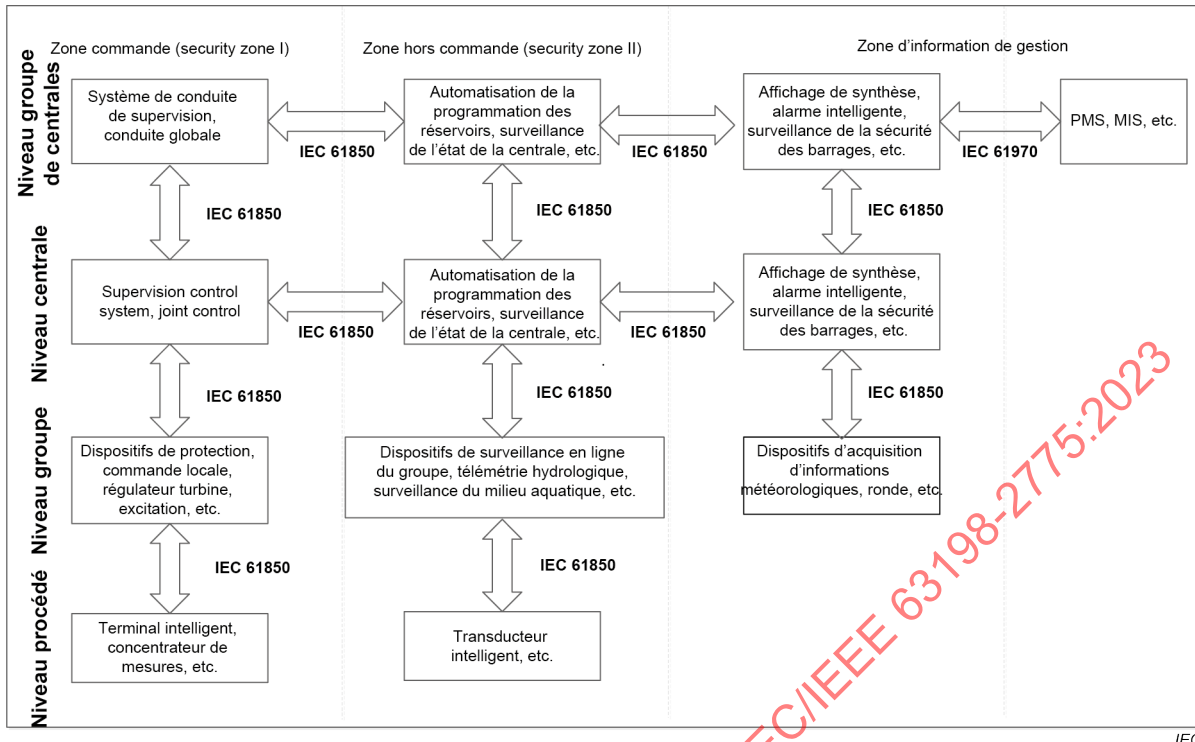


Figure 5 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante A)

Comme cela est représenté à la Figure 5, il est recommandé d'adopter les protocoles GOOSE, SV et MMS pour le protocole de communication du bus procédé. Le MMS est utilisé pour les signaux dont les vitesses de variation sont lentes. Il est recommandé d'adopter le protocole de communication MMS sur le bus centrale et le bus groupe de centrales pour la grande majorité des échanges de données. Le protocole GOOSE peut être utilisé pour le bus centrale dans la zone d'exploitation, pour les échanges de données essentielles dans des situations spécifiques telles que le verrouillage et l'interconnexion entre les contrôleurs. Au niveau de la centrale et du groupe de centrales, si le dispositif d'isolation du réseau entre la zone d'exploitation et la zone d'information de gestion ne peut pas prendre en charge le protocole MMS, des protocoles dédiés peuvent être utilisés.

Le protocole MMS IEC 61850 est recommandé pour la communication entre la zone commande et la zone hors commande au niveau centrale. Le protocole IEC 61970 est recommandé pour la communication entre les applications d'une centrale hydroélectrique intelligente et d'autres applications pertinentes pour la gestion de la production dans la centrale, comme le système de gestion de la production (PMS - *production management system*), le système d'information de gestion (MIS - *management information system*), etc. Le PMS est une plateforme logicielle intégrée utilisée pour la gestion des actifs, la surveillance, la maintenance prédictive, l'affichage visuel, la sécurité de la production et la gestion de la fiabilité.

Le réseau recommandé conforme à l'IEC 61850 jette les bases d'un modèle d'information unifié, réduit efficacement les câblages de signaux des centrales hydroélectriques et améliore l'efficacité de la mise en service des projets. En outre, le protocole de communication GOOSE spécifié dans l'IEC 61850 présente des performances et une fiabilité élevées en temps réel.

Pour la conception de la redondance, il convient de prendre en considération l'IEC TR 61850-90-20.

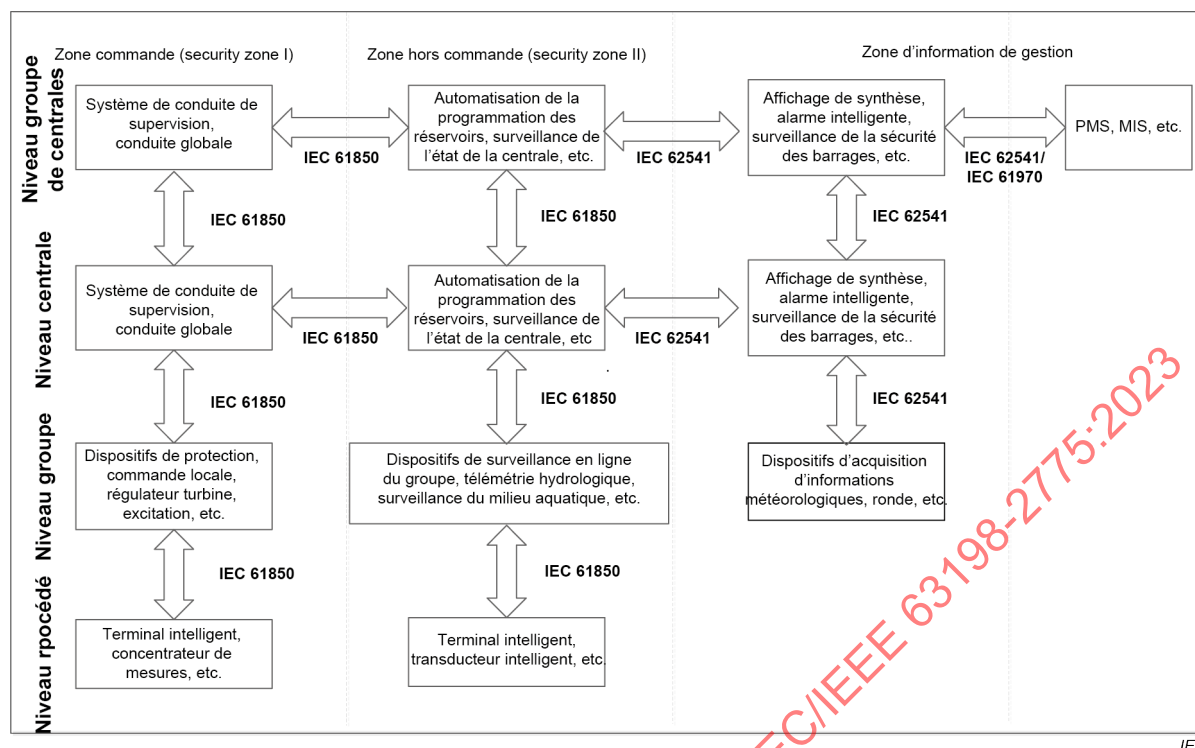


Figure 6 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante B)

Comme cela est représenté à la Figure 6, le protocole de communication du bus procédé dans la zone d'exploitation adopte les protocoles GOOSE, SV et MMS spécifiés dans l'IEC 61850. Le protocole de communication du bus centrale et du bus groupe de centrales dans la zone d'exploitation adopte le protocole MMS spécifié dans l'IEC 61850, et le protocole de communication du bus centrale et du bus groupe de centrales dans la zone d'information de gestion adopte le protocole défini dans l'IEC 62541.

La communication entre la zone commande et la zone hors commande du niveau centrale est réalisée par le protocole MMS de l'IEC 61850. La communication entre la zone d'exploitation et la zone d'information de gestion est réalisée par le protocole défini dans l'IEC 62541. Dans la zone d'information de gestion, la communication entre les applications d'une centrale hydroélectrique intelligente et les autres applications de la centrale comme PMS, MIS, etc., est réalisée par le protocole défini dans l'IEC 62541 ou l'IEC 61970.

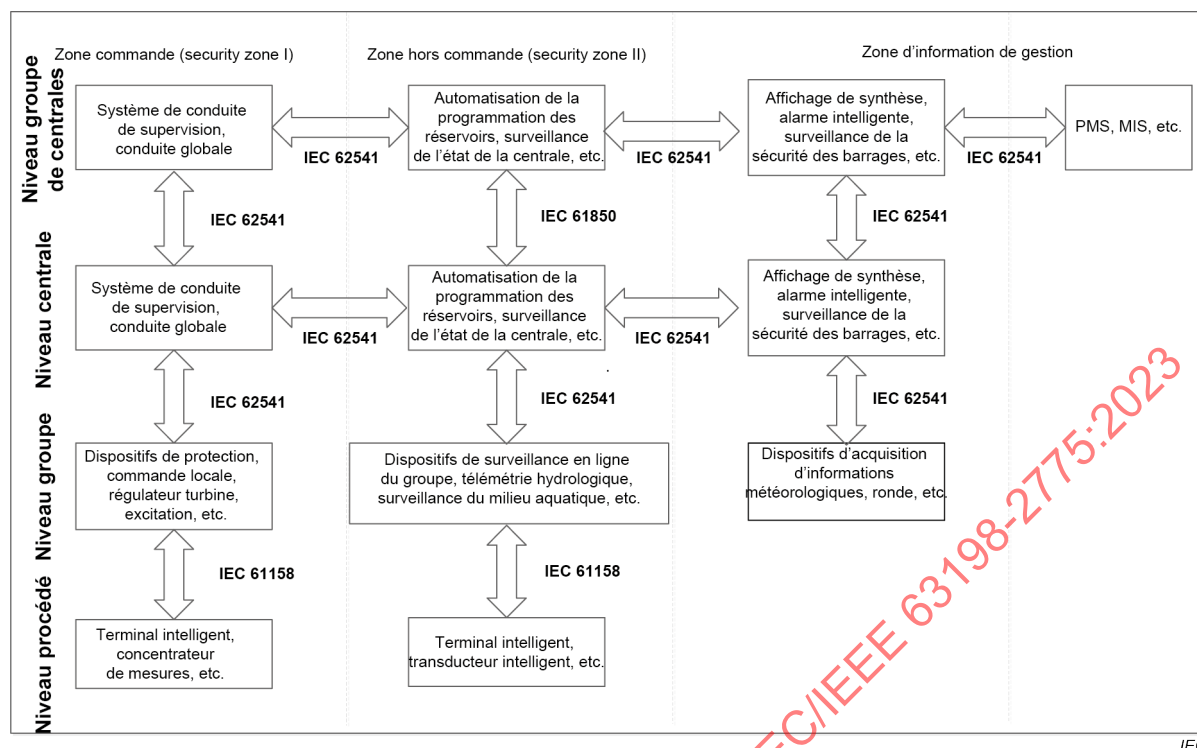


Figure 7 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante C)

Comme cela est représenté à la Figure 7, le bus de terrain IEC 61158 est recommandé pour le bus procédé d'une centrale hydroélectrique intelligente, tandis que l'IEC 62541 est recommandée pour le bus centrale et le bus groupe de centrales. En outre, l'IEC 62541 est recommandée pour la communication entre les zones, ainsi que pour la communication entre l'ICAMP et les applications de la zone d'information de gestion. La communication directe entre la zone de commande et la zone d'information de gestion peut être réalisée en fonction des besoins du projet.

Dans cette structure, l'IEC 62541 est adoptée de manière cohérente, sauf que l'IEC 61158 est adoptée pour le bus procédé. Étant donné que l'IEC 61158 concerne plus de 20 types de bus de terrain et qu'elle est soutenue par de nombreuses alliances de fabricants, de nombreuses technologies et de nombreux produits peuvent être sélectionnés dans le cadre de la norme. L'IEC 62541 présente les caractéristiques suivantes: multiplateforme, haute fiabilité, haute sécurité et modélisation intégrée des données, ce qui peut améliorer le partage des informations. L'IEC 62541 offre notamment la fonctionnalité nécessaire pour se connecter facilement à l'automatisme industriel intelligent.

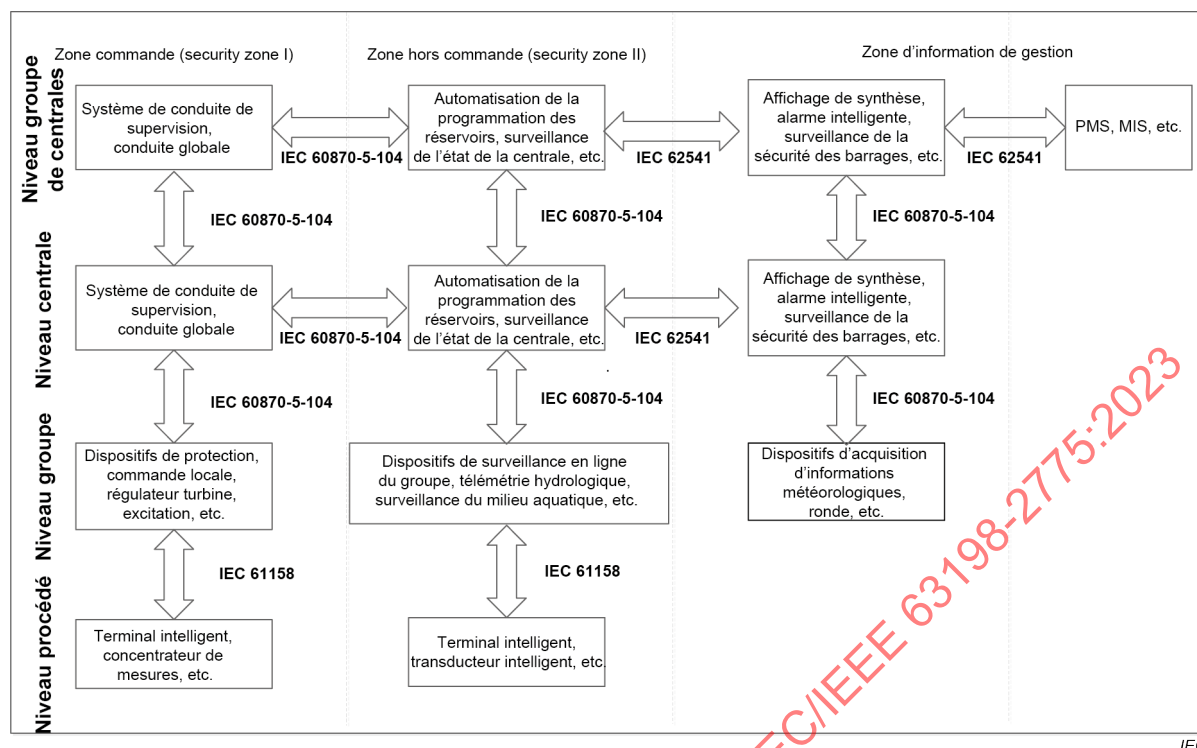


Figure 8 – Structures de réseau de communication recommandées (Variante D)

Comme cela est représenté à la Figure 8, l'IEC 61158 est recommandée pour le bus procédé d'une centrale hydroélectrique intelligente. Les protocoles IEC 60870-5-104 et IEC 62541 sont recommandés pour le bus centrale et le bus groupe de centrales. Le protocole IEC 60870-5-104 est recommandé pour la communication entre la zone commande et la zone hors commande au niveau centrale et groupe de centrales. Le protocole IEC 62541 est recommandé pour la communication entre la zone d'exploitation et la zone d'information de gestion, et la communication entre l'ICAMP et les différentes applications situées dans la zone d'information de gestion.

Cette structure de réseau recommandée permet la communication entre les dispositifs du niveau groupe de centrales, entre les dispositifs du niveau centrale, entre les dispositifs du niveau groupe de centrales et les dispositifs du niveau centrale, et entre les dispositifs du niveau centrale et les dispositifs du niveau groupe par l'adoption du protocole spécifié dans l'IEC 60870-5-104. Étant donné que le protocole est ouvert et largement utilisé, l'échange d'informations peut être facilement réalisé.

5.4.5 Configuration du réseau en rénovation

Lors de la modernisation de centrales hydroélectriques existantes, il est nécessaire de prendre une décision concernant la quantité d'équipements de commande existants à remplacer.

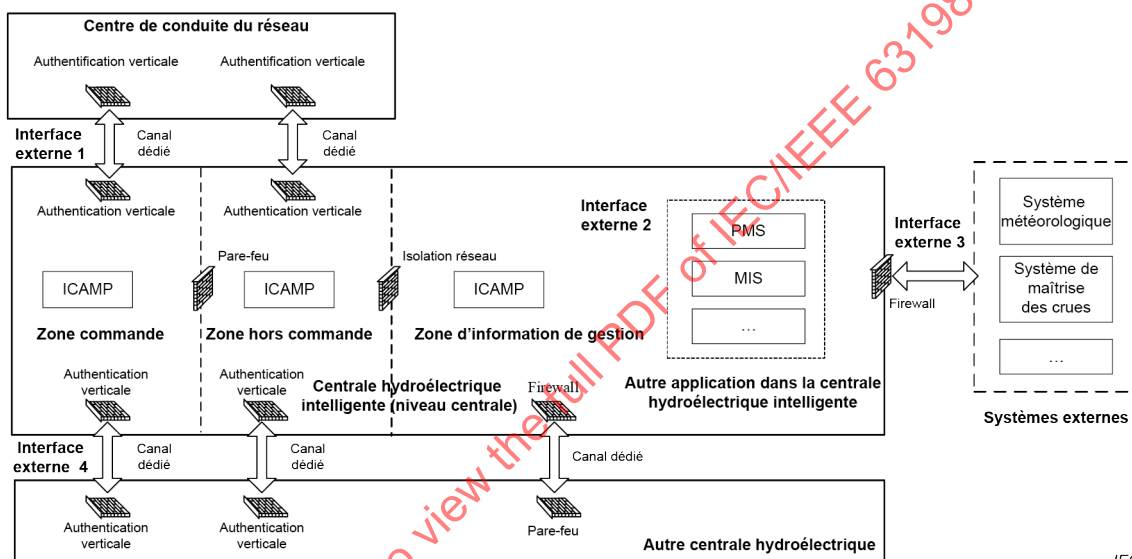
Pour les projets de modernisation de centrales hydroélectriques intelligentes qui conservent le système d'automatisation d'origine, il convient de déployer un ICAMP. Si les dispositifs d'automatisation locaux existants comportent des interfaces de communication et des outils de modélisation de l'information liés aux variantes A à D, ils peuvent être directement connectés à l'ICAMP. Sinon, ils peuvent être connectés à l'ICAMP avec la configuration supplémentaire des protocoles de réseau/convertisseurs de protocole et des outils de modélisation de l'information.

Il convient de déployer les DEI au niveau procédé et au niveau groupe, ainsi que l'ICAMP.

Si seuls les capteurs et actionneurs du système de commande existant sont conservés, il convient alors de prévoir des DEI aux niveaux procédé et groupe et de les intégrer à la structure globale du réseau par l'intermédiaire de l'ICAMP comme cela est décrit de la Figure 5 à la Figure 8.

5.4.6 Interfaces de communication externes

Les interfaces qui relient une centrale hydroélectrique intelligente à des dispositifs et systèmes externes sont généralement utilisées pour la communication avec un centre de conduite du réseau, la communication avec d'autres applications pertinentes pour la gestion de la production dans une centrale hydroélectrique intelligente, la communication avec des systèmes externes (systèmes d'établissements autres que les centrales hydroélectriques, comme les systèmes météorologiques, les systèmes de maîtrise des crues), et la communication avec d'autres centrales hydroélectriques. La Figure 9 représente un exemple d'interfaces externes d'une centrale hydroélectrique intelligente. Les interfaces externes 1 à 4 de la Figure 9 sont bidirectionnelles.



IEC

Figure 9 – Exemple d'interfaces externes d'une centrale hydroélectrique intelligente

- 1) Interface 1: La communication avec le centre de conduite du réseau comprend principalement la communication de la gestion des consignes de puissance vers la zone de commande et la communication de programmes de production vers la zone hors commande. Il convient que le protocole de communication adopte le protocole des normes IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, etc. Il convient par ailleurs de déployer des dispositifs d'authentification et de cryptage verticaux au périmètre du réseau de la centrale hydroélectrique intelligente et du centre de conduite du réseau.
- 2) Interface 2: Il convient que la communication avec d'autres systèmes tels que le PMS, le MIS, etc. dans la centrale hydroélectrique intelligente ainsi qu'avec les systèmes de soutien de base tels que les systèmes de lutte contre l'incendie, les systèmes de contrôle d'accès et les systèmes CCTV, soit conforme à l'IEC 61970, l'IEC 62541 ou à d'autres normes reconnues par l'industrie.
- 3) Interface 3: Étant donné que les informations météorologiques et de maîtrise des crues proviennent du réseau public, il convient de déployer des pare-feu au périmètre du réseau entre la zone d'information de gestion et les systèmes externes. Il convient que la communication suive l'IEC 61970, l'IEC 62541 ou d'autres normes reconnues par l'industrie.

- 4) Interface 4: Il convient que la communication entre les centrales hydroélectriques soit conforme à l'IEC 60870-5-104, l'IEC 62541 (OPC UA), l'IEC 61850, l'IEC 61970 ou à d'autres normes reconnues par l'industrie. Pour la communication avec des centrales hydroélectriques externes, il convient de déployer des dispositifs d'authentification et de cryptage respectivement, au périmètre du réseau des centrales. La communication entre les centrales hydroélectriques peut également être réalisée par un centre de conduite à distance (si le niveau groupe de centrales existe).

6 Système de soutien de base

6.1 Vue d'ensemble

Le système de soutien de base est essentiel pour le fonctionnement stable d'une centrale hydroélectrique intelligente, qui comprend généralement un système de synchronisation temporelle, un système d'alimentation électrique, un système CCTV, un système de lutte contre l'incendie et un système de contrôle d'accès. Un affichage sur grand écran peut être inclus en option selon les besoins du projet.

Il convient que la conception et la fabrication du système de soutien de base soient conformes aux exigences légales locales et aux normes existantes. Il convient que les fonctions nouvellement ajoutées liées aux applications d'une centrale hydroélectrique intelligente n'affectent pas ses fonctions d'origine, et qu'elles soient également conformes aux exigences légales locales et aux normes existantes.

6.2 Système de synchronisation temporelle

Le système de synchronisation temporelle est appliqué pour la synchronisation temporelle des dispositifs dans les centrales hydroélectriques intelligentes. Sans synchronisation temporelle, les dispositifs ne peuvent pas être synchronisés sur l'heure normalisée en raison de dérive des horloges internes. Lorsque des événements graves se produisent, la différence de l'horodatation entre dispositifs rend difficile l'analyse des événements.

Ainsi, il convient de mettre en place un système de synchronisation temporelle pour fournir différents types de signaux de synchronisation temporelle pour tous les dispositifs de la centrale hydroélectrique intelligente, et pour assurer la cohérence entre l'heure des dispositifs avec l'heure normalisée.

Pour les projets avec des exigences de haute disponibilité, il est recommandé d'adopter des horloges hôtes redondantes. L'horloge hôte reçoit par l'intermédiaire d'une antenne des signaux de satellite de synchronisation temporelle correspondant à certains pays ou régions, un message de synchronisation temporelle conforme au protocole NTP/SNTP spécifié dans le document RFC 5905, ou d'autres signaux externes pour synchronisation temporelle. D'autres signaux externes avec une fréquence précise peuvent être utilisés pour améliorer la précision de l'horloge si le signal de synchronisation temporelle externe principal est perdu. Il convient d'analyser le choix d'une source de signaux de synchronisation temporelle en fonction des besoins du projet. Il convient que le système de synchronisation temporelle soit équipé d'une horloge interne de haute précision. Lorsque le signal de synchronisation temporelle externe est perdu, le système peut garder le rythme par le biais de l'horloge interne. Lorsque le signal de synchronisation temporelle externe est rétabli, il convient qu'il cesse d'utiliser l'horloge interne et rétablisse la synchronisation temporelle avec le signal de synchronisation temporelle externe. Dans les deux cas, il convient que le système émette les informations de synchronisation temporelle de manière stable et continue.

La communication réseau est largement appliquée dans les centrales hydroélectriques intelligentes, ce qui permet une synchronisation temporelle fondée sur le réseau. Il convient que le système de synchronisation temporelle comporte la fonction de génération de signaux de synchronisation temporelle par l'intermédiaire du réseau. Il convient d'appliquer le protocole relatif au temps dans le réseau (NTP - *network time protocol*) et le protocole simple relatif au temps dans le réseau (SNTP - *simplified network time protocol*) comme protocoles de synchronisation temporelle. Pour les équipements qui exigent une très haute précision temporelle, il convient d'appliquer le protocole de temps de précision (PTP) spécifié dans l'IEC 61588, par exemple pour les systèmes de mesure de phase (PMU - *phase measurement units*) ou pour les valeurs échantillonnées (*sampled values*) selon l'IEC 61850 (IEC/IEEE 61850-9-3), qui répond à la plus haute précision temporelle avec des erreurs qui ne dépassent pas $\pm 1\mu\text{s}$. Outre la synchronisation temporelle par réseau, il convient que le système de synchronisation temporelle comporte la fonction de génération d'autres formes de signaux temporels comme le code IRIG-B (CA), le code IRIG-B (CC, RS-485/422/TTL) et la sortie impulsionnelle 1PPS/1 PPM/1PPH/1PPX qui satisfait aux exigences spécifiées dans l'IEEE/IEC 60255-118-1.

6.3 Système d'alimentation électrique

La centrale hydroélectrique intelligente est généralement équipée de plusieurs systèmes d'alimentation électrique, qui comprennent principalement les auxiliaires d'alimentation en courant alternatif, en courant continu, des systèmes d'alimentation par onduleur, des systèmes d'alimentation sans interruption (ASI), l'alimentation des systèmes de communication, etc.

Il convient que les systèmes d'alimentation aient une fonction de communication réseau pour l'affichage et l'analyse d'informations en temps réel telles que le courant, la tension, la température, la charge, l'état de la batterie, etc. L'application de gestion de l'alimentation électrique qui permet d'exécuter cette fonction peut faire partie de l'ICAMP ou être fournie séparément pour communiquer avec l'ICAMP. Lorsqu'une anomalie se produit dans un système d'alimentation électrique, il convient de prévoir des alarmes immédiates et des recommandations d'intervention afin de faciliter la maintenance et réduire les impacts potentiels des défauts du système d'alimentation électrique.

6.4 Système CCTV

Le système CCTV est utilisé pour superviser visuellement les systèmes essentiels, les structures et les déplacements du personnel sur le site. Il convient que le nombre et l'emplacement des caméras soient proportionnels au niveau de fiabilité et de sécurité exigé par le projet.

Il convient que le système CCTV prenne en charge la commande à distance de chaque caméra et la fonction PTZ (pivotement horizontal/inclinaison verticale/zoom), ainsi que la combinaison d'images, le zoom avant/arrière et le passage à n'importe quelle image de caméra comme affichage principal. Il convient de prévoir des dispositions pour l'enregistrement et la lecture vidéo/audio.

Il convient que le système CCTV fonctionne de manière indépendante. Il convient par ailleurs qu'il soit équipé d'interfaces de communication avec l'ICAMP, par lesquelles les informations du système CCTV (y compris la disposition des caméras, l'état de fonctionnement, la fonction vidéo/audio, les alarmes, etc.) peuvent être transmises aux applications de gestion des interactions sûreté et sécurité. Les commandes de l'application peuvent être reçues pour ajuster la position de la caméra afin de surveiller les zones pertinentes.

6.5 Système de lutte contre l'incendie

Le système de lutte contre l'incendie se compose d'un ou de plusieurs dispositifs de lutte contre l'incendie, d'un ou de plusieurs détecteurs d'incendie et de dispositifs de commande locale reliés par un réseau ou des câbles. Lorsqu'un incendie est détecté, le dispositif de lutte contre l'incendie correspondant déclenche une alarme automatiquement et peut, éventuellement, déclencher un arrêt du groupe à des fins de protection.

Il convient que le système de lutte contre l'incendie fonctionne de manière indépendante. Il convient que le système de lutte contre l'incendie soit équipé d'interfaces de communication avec l'ICAMP, par le biais desquelles les informations correspondantes (y compris le déploiement des capteurs de fumée ou de température, l'état de fonctionnement, les signaux d'incendie, les alarmes, etc.) sont transmises à l'application de gestion des interactions sûreté et sécurité. Il convient que les dispositifs de lutte contre l'incendie génèrent des signaux par l'intermédiaire d'un câblage vers d'autres systèmes (par exemple CCTV, contrôle d'accès, etc.) afin d'enregistrer les informations pertinentes, de faciliter l'évacuation du personnel ou de l'aider à gérer l'accident lorsqu'un incendie se déclare.

6.6 Système de contrôle d'accès

Il convient que le système de contrôle d'accès gère les autorisations d'entrée, contrôle les portes des zones correspondantes et archive les enregistrements d'accès pour toutes requêtes. Le système de contrôle d'accès peut prendre en charge l'accès par le biais de badges, d'empreintes digitales, de reconnaissance faciale, de reconnaissance de l'iris, etc. Lorsque le système de contrôle d'accès détecte des opérations anormales comme l'ouverture/la fermeture de la porte sans autorisation, le maintien de la porte ouverte pendant une période excessivement longue ou l'utilisation d'un badge non valide, il convient qu'il déclenche des alarmes lumineuses et sonores et envoie des informations d'alarme au personnel de sécurité. Pour les sites avec des exigences de haute disponibilité, il convient que la centrale hydroélectrique intelligente soit équipée d'un système de contrôle d'accès à toutes les zones essentielles. Sinon, un système de contrôle d'accès périmétrique simplifié peut être utilisé.

Il convient que le système de contrôle d'accès fonctionne de manière indépendante, et qu'il soit équipé d'interfaces de communication avec l'ICAMP, par le biais desquelles il convient de transmettre les informations de contrôle d'accès, y compris l'état d'accès, l'enregistrement et les alarmes des entrées/sorties, etc., à l'application de gestion des interactions sûreté et sécurité. Il convient que le système de contrôle d'accès reçoive les commandes de fonctionnement par l'intermédiaire du câblage du système de lutte contre l'incendie afin d'exécuter les opérations pertinentes (par exemple, déverrouiller les portes le long du passage d'évacuation) dans le cas d'un incendie, ce qui facilite l'évacuation du personnel.

6.7 Système d'affichage à grand écran

Le système d'affichage à grand écran peut être adopté pour afficher le schéma unifilaire d'une centrale hydroélectrique, l'état de fonctionnement des principaux équipements et les paramètres d'exploitation importants comme la charge, le niveau d'eau, etc. Il peut afficher des données et des graphiques multicanaux provenant de différents systèmes. Les affichages à grand écran peuvent être divisés ou fusionnés selon les exigences. Il convient que le système d'affichage à grand écran soit adaptable aux projets avec des exigences de haute disponibilité.

Il convient que le système d'affichage à grand écran comporte une interface de communication avec l'ICAMP, par laquelle les informations sur l'état de fonctionnement (y compris le paramètre de configuration, la température interne, le temps de fonctionnement, les alarmes, etc.) peuvent être transmises à l'ICAMP.

7 Transducteur intelligent

7.1 Vue d'ensemble

Le transducteur joue un rôle essentiel dans le fonctionnement sûr et stable de la centrale. Outre la tension, le courant, la puissance, la fréquence et d'autres signaux électriques, l'acquisition de données des centrales hydroélectriques comprend également de nombreux signaux non électriques, tels que la température, la pression, le débit, les vibrations, la vitesse et la position. Chaque type de transducteur mesure une ou plusieurs grandeurs physiques, émet principalement un signal analogique et utilise des modes de connexion à deux, trois ou quatre fils. Le transducteur intelligent enrichit l'acquisition de données, réduit les câbles et les pertes de conversion A/N et N/A, et offre en outre une grande immunité au bruit de transmission des signaux. Le transducteur intelligent comporte des fonctions d'autodescription, d'autodiagnostic et d'autoajustement (étalonnage), ce qui favorise la fiabilité de l'acquisition de données. L'exécution de commande peut être appliquée de la même manière pour les actionneurs qu'elle est décrite pour les capteurs aux 7.2 et 7.3.

Il convient d'équiper les centrales hydroélectriques intelligentes de transducteurs intelligents en fonction du rapport coût/efficacité.

Des transducteurs conventionnels combinés à des DEI peuvent également être appliqués.

7.2 Exigences techniques générales

Actuellement, les bus de terrain (par exemple CAN, Profibus, HART, FF) ont été largement utilisés pour l'informatisation et les applications de transducteurs en réseau. Les transducteurs intelligents intègrent des dispositifs de détection et de conversion, des microprocesseurs et des interfaces de communication, et réalisent des fonctions de détection, de traitement de l'information et de communication. Il convient que les transducteurs intelligents présentent les neuf caractéristiques suivantes. De même, il convient que les descriptions de caractéristiques plus détaillées se reportent à l'IEEE Std 1451.

1) Autoidentification

Le transducteur intelligent identifie automatiquement son emplacement, détecte les signaux/ordres envoyés par d'autres transducteurs/dispositifs et d'autres informations transmises par le réseau (comme l'heure).

2) Autodescription

Le transducteur intelligent envoie des informations à d'autres transducteurs/dispositifs pour décrire ses fonctions, son état, etc.

3) Autodiagnostic

Le transducteur intelligent effectue un autodiagnostic pour vérifier si ses composants fonctionnent correctement. En outre, il détecte ses conditions et localise les défauts.

4) Autocalibrage

Le transducteur intelligent étalonne automatiquement l'écart de mesure et compense les erreurs (ou les sources d'erreur) connues par le biais d'un logiciel ou d'un paramètre d'étalonnage prédéfini.

5) Traitement des données

Le transducteur intelligent numérise la grandeur mesurée, effectue le filtrage des données, l'étalonnage et l'analyse, le calcul, etc., pour réaliser le mesurage, l'ajustement, l'équilibrage et la compensation de manière automatique.

6) Analyse

Le transducteur intelligent effectue une analyse et une qualification sur la base des résultats du traitement des données ou des informations acquises par d'autres moyens, et produit les résultats de son analyse.

7) Notification

Le transducteur intelligent envoie des notifications fondées sur les résultats de son analyse par l'intermédiaire du réseau.

8) Configuration à distance

Le transducteur intelligent permet la configuration à distance pour une maintenance facile.

9) Mise à niveau du logiciel à distance

Le transducteur intelligent est accessible pour la mise à niveau à distance du micrologiciel ou des programmes logiciels.

Il convient d'effectuer la configuration à distance et la mise à niveau logicielle à distance uniquement dans des conditions limitées (par exemple, état de mise en service, exigences de maintenance spéciales et mises à niveau de la cybersécurité) avec une considération pleine et entière de la cybersécurité et des autorisations.

7.3 Structure des transducteurs intelligents

Le transducteur intelligent intègre un ou plusieurs capteurs, le conditionnement du signal, la conversion des données, un ou plusieurs microprocesseurs, une ou plusieurs interfaces de communication, etc., pour assurer la détection, le traitement et la communication des informations. Il convient d'utiliser les transducteurs intelligents composites pour des points de mesure composites comme la température et le niveau de l'huile de lubrification des paliers, le débit et la température de l'eau de refroidissement, afin de réduire la quantité de transducteurs et le nombre de nœuds de réseau. La structure des transducteurs intelligents est représentée à la Figure 10 a) et b).

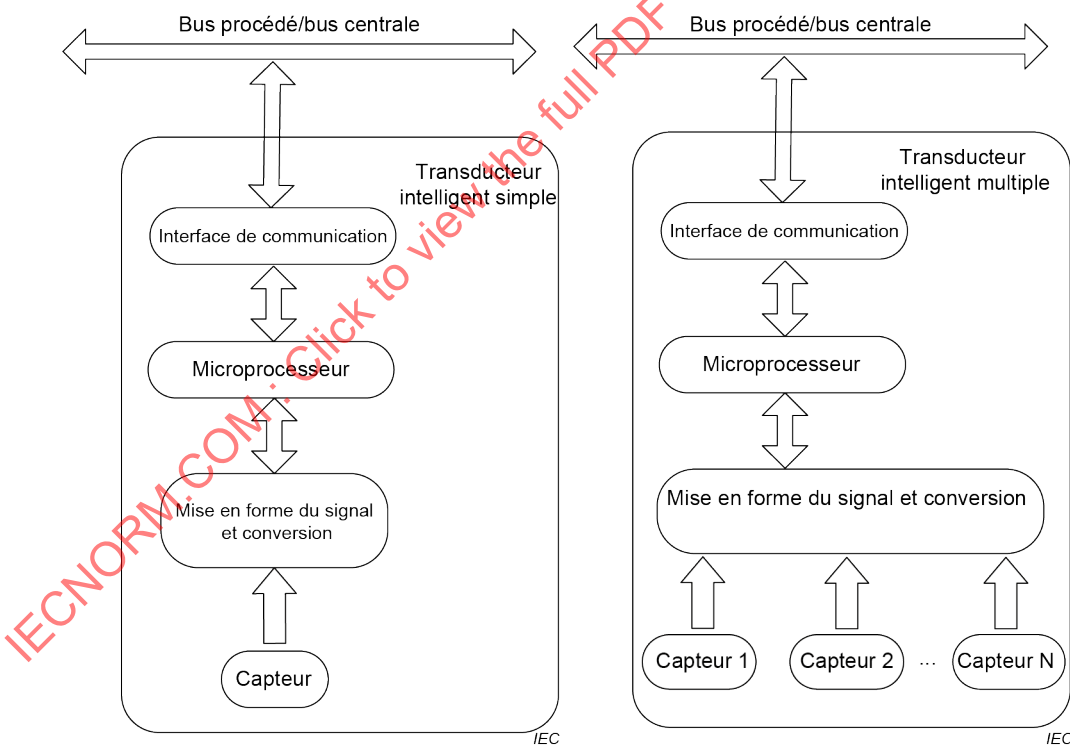
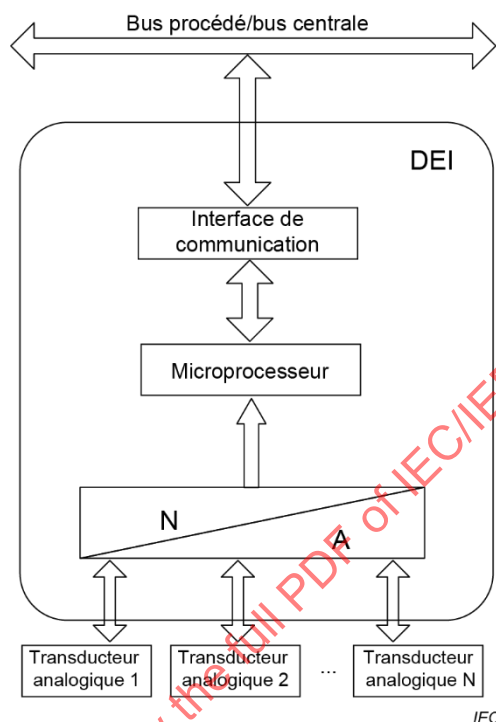


Figure 10 – Structure des transducteurs intelligents

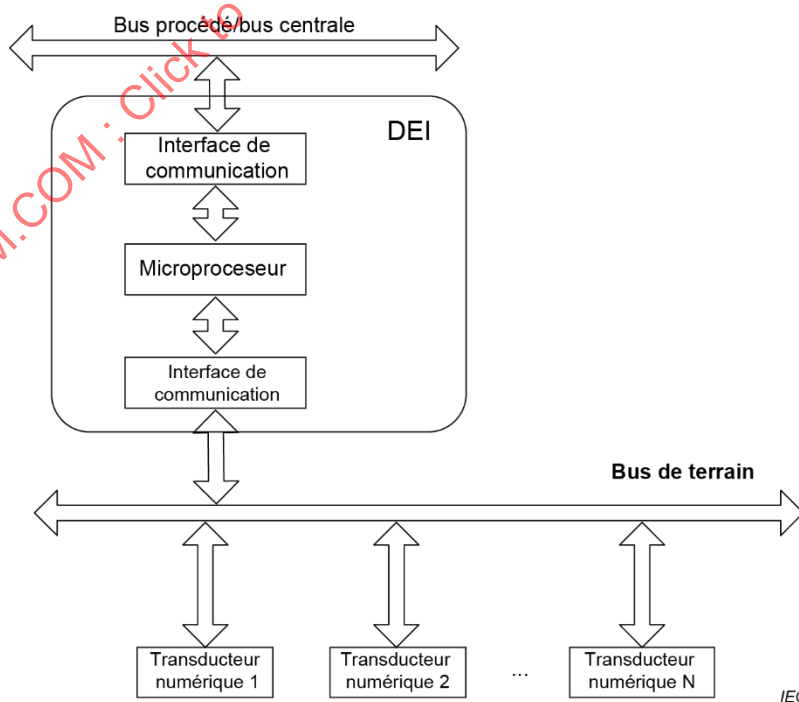
Il convient que le transducteur intelligent adopte des interfaces de communication réseau et qu'il soit généralement connecté au bus procédé.

Le transducteur intelligent qui ne participe pas directement à la commande de la production (transducteurs pour la sécurité des barrages, la surveillance météorologique, la surveillance de l'environnement, etc.) peut être connecté au bus centrale.

Les centrales hydroélectriques existantes comportent de très nombreux transducteurs conventionnels avec des sorties analogiques ou des interfaces de communication par bus de terrain. Les transducteurs conventionnels peuvent être appliqués dans des centrales hydroélectriques intelligentes configurées comme cela est représenté à la Figure 11. La Figure 11 a) concerne les transducteurs analogiques, dans lesquels la conversion analogique/numérique, le microprocesseur et les interfaces de communication, etc., sont intégrés au DEI. La Figure 11 b) concerne les transducteurs numériques, dans lesquels le microprocesseur et les interfaces de communication sont intégrés au DEI.



a) Adaptation des transducteurs analogiques conventionnels



b) Adaptation des transducteurs numériques conventionnels

Figure 11 – Adaptation des transducteurs conventionnels

8 Exigences fonctionnelles applicables aux dispositifs électroniques intelligents (DEI)

8.1 Vue d'ensemble

Les DEI d'une centrale hydroélectrique intelligente remplissent des fonctions de mesure, de commande et de surveillance, de protection, etc. En général, les DEI comportent des fonctions avancées telles que l'autodiagnostic, l'autorécupération, l'exploitation et la maintenance à distance. Il convient que les DEI soient conformes à des normes unifiées.

Les DEI sont déployés logiquement au niveau groupe et au niveau procédé. Il convient qu'ils soient physiquement situés à proximité de l'équipement concerné. Il convient que les DEI du niveau procédé soient reliés aux capteurs et aux actionneurs par des câbles pour acquérir des signaux et émettre des commandes, et communiquent avec les DEI du niveau groupe par l'intermédiaire du bus procédé. Les DEI du niveau groupe échangent des données entre eux par l'intermédiaire du bus procédé ou du bus centrale, et il convient qu'ils communiquent avec l'ICAMP par l'intermédiaire du bus centrale.

Le présent article fournit un surensemble de fonctions pour une centrale hydroélectrique intelligente.

8.2 Exigences techniques générales

Il convient que les DEI satisfassent aux exigences techniques suivantes:

- 1) Il convient d'appliquer la conception modulaire afin de satisfaire aux exigences d'intégration, d'extension, de mise à jour et de maintenance faciles.
- 2) Il convient de prévoir les interfaces de communication normalisées spécifiées au 5.4 afin de permettre l'interopérabilité entre les dispositifs, réduire le câblage et la charge de maintenance, et améliorer la stabilité et les performances en temps réel.
- 3) Il convient que la modélisation unifiée orientée objet soit prise en charge, et que le modèle comporte une fonction d'autodescription.
- 4) Il convient que le matériel soit adapté à l'environnement. Il convient de satisfaire aux exigences correspondantes en matière de compatibilité électromagnétique, de température, d'humidité, de pression atmosphérique, d'isolation, d'anti-vibration, d'étanchéité à la poussière et d'anticorrosion.
- 5) Il convient d'intégrer les fonctions de synchronisation temporelle, ainsi que d'identification et de rejet des signaux temporels erronés. Il convient d'appliquer les protocoles de synchronisation temporelle tels que le code IRIG-B (CC), IEC 61588, etc.
- 6) Il convient d'intégrer la fonction d'interaction homme-machine, et les interfaces homme-machine types comprennent un témoin lumineux, une LED, un bouton-poussoir, des écrans tactiles, etc. Il convient que les autres exigences soient conformes à l'IEC 62270/IEEE Std 1249.
- 7) Il convient de bloquer les réglages anormaux des valeurs de référence, des paramètres et des autres entrées critiques de l'utilisateur.
- 8) Il convient d'intégrer des fonctions d'autodétection et d'autodiagnostic afin de surveiller et de diagnostiquer automatiquement les alimentations, les liaisons de communication et les canaux d'E/S des appareils. Il convient d'afficher les informations de diagnostic par des indicateurs ou un écran local, et il convient que ces informations soient accessibles par des interfaces de communication.
- 9) Pour déterminer s'il convient que les principaux mesurages et les principales sorties soient câblés ou communiqués par réseau, la conception globale du système doit être prise en considération (par exemple, redondance, autosurveillance). Il convient d'appliquer toujours l'échantillonnage direct par câblage pour les signaux importants, en particulier lorsqu'ils sont impliqués dans des fonctions importantes pour la sécurité comme la protection mécanique, la commande d'urgence et d'arrêt rapide, la synchronisation, le régulateur turbine, l'excitation et la protection électrique.

- 10) Il convient d'intégrer des fonctions de journalisation, telles que l'enregistrement d'événements/alarmes et la perturbographie. Il convient d'intégrer une fonction d'enregistrement ou de recherche d'informations et une fonction d'exportation.
- 11) Pour les composants clés, il convient d'adopter une conception redondante de reprise à chaud, comme la redondance de la communication, de l'alimentation électrique et du processeur maître pour améliorer la fiabilité.
- 12) Il convient de prendre en considération la facilité de maintenance. Il convient de prendre en charge le rebranchement sous tension, la mise en service et la configuration à distance, la mise à niveau à distance des programmes du micrologiciel et le transfert sans coupure pour le dispositif qui peut être maintenu en ligne.
- 13) Il convient de prendre en charge les fonctions de simulation en ligne ou hors ligne avec des paramètres configurables. Dans la simulation en ligne, tous les paramètres d'entrée sont les données en temps réel du procédé hydroélectrique.
- 14) En fonction des exigences d'un projet spécifique, il convient que les dispositifs du niveau groupe prennent en charge une base de données en temps réel.

8.3 Mesurage et commande

8.3.1 Acquisition des données et exécution des commandes

Les terminaux intelligents, les concentrateurs de mesure et autres DEI au niveau procédé sont utilisés pour l'acquisition des données de signaux électriques et non électriques, la surveillance de l'état de fonctionnement des équipements et l'exécution des commandes. Les types de signaux comprennent principalement l'entrée numérique (DI - *digital input*), la sortie numérique (DO - *digital output*), l'entrée analogique (AI - *analogue input*), la sortie analogique (AO - *analogue output*) et d'autres signaux. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient de prévoir l'acquisition des signaux de l'ensemble de la centrale, ainsi que l'exécution des commandes. Les fonctions et les paramètres tels que le type de signal d'E/S, le nombre, etc., peuvent être configurés de manière flexible.
- 2) Il convient d'appliquer un niveau de tension commun pour les DI et les DO. Il convient d'utiliser des dispositifs d'isolation galvanique (tels que des optocoupleurs ou des relais) comme interfaces pour assurer l'isolation électrique du circuit interne. Il convient que les DI soient équipés d'un verrouillage en cas de sous-tension et empêchent toute connexion inversée. Il convient que les DO respectent la puissance maximale du contact et comportent des fonctions telles que l'évitement de la connexion inversée et la protection contre les surcharges. Il convient que les autres exigences soient conformes à l'IEC 62270/IEEE Std 1249.
- 3) Il convient que les AI et les AO adoptent le niveau de courant et de tension couramment utilisé. Il convient que la précision de conversion et la capacité maximale satisfassent aux exigences pertinentes de mesure/commande de l'équipement correspondant. Il convient que les autres exigences soient conformes à l'IEC 62270/IEEE Std 1249.
- 4) Il convient que les signaux d'entrée d'échantillonnage par courant alternatif se situent dans la plage de valeurs nominales correspondante et satisfassent aux exigences du degré d'erreur. Il convient que le circuit comporte un dispositif d'isolation pour permettre l'accès aux signaux électromagnétiques du transformateur de tension (TT) et du transformateur de courant (TC). Il convient d'inclure des fonctions d'alarme pour la détection des défauts sur les circuits TT et TC.

8.3.2 Commande locale

Il convient que la fonction de commande locale soit remplie par des DEI au niveau groupe, afin de mesurer et commander des objets, notamment des groupes, des transformateurs, des appareillages électriques, des équipements auxiliaires (y compris des systèmes électriques et oléohydrauliques), des vannes, etc. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient d'utiliser un bus procédé pour acquérir les données mesurées en vue de leur traitement et de leur calcul et pour envoyer des ordres et des consignes. En outre, il convient d'appliquer l'échantillonnage direct par câblage pour les signaux importants impliqués dans la protection mécanique et la commande d'arrêt d'urgence.
- 2) Il convient que la communication avec l'ICAMP s'effectue par l'intermédiaire du bus centrale pour l'émission des DI, des AI et la réception des ordres et consignes.
- 3) Il convient de prendre en charge la commande de séquence (y compris la commande du groupe), tout comme il convient de programmer la logique de commande afin d'effectuer le démarrage/arrêt du groupe, la régulation de la puissance active/réactive, etc. Il convient également que le langage de programmation soit conforme aux normes internationalement reconnues telles que l'IEC 61131-3.
- 4) Il convient de fournir la configuration graphique et le logiciel programmable pour la mise en service, le dépannage et les modifications en ligne.

8.3.3 Synchronisation

Il convient de réaliser la synchronisation automatique et manuelle par mesure de la fréquence, de l'amplitude de la tension et de la phase de la tension des deux côtés du point de synchronisation. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient de transmettre les commandes d'augmentation/diminution de la tension, d'augmentation/diminution de la vitesse et d'activation du disjoncteur correctement et en temps voulu.
- 2) Il convient d'intégrer la fonction de compensation automatique du déphasage inhérent de la tension de part et d'autre du point de synchronisation.
- 3) Il convient d'intégrer une fonction d'autodiagnostic, de sorte qu'un mauvais fonctionnement ne doit pas être effectué lorsque la fonction est défectueuse.
- 4) Il convient d'intégrer une fonction d'enregistrement des défauts. Il convient que les fichiers d'enregistrement soient conformes à des normes internationales telles que l'IEEE Std C37.111. Il convient que ces fichiers puissent être sauvegardés, visualisés, exportés, etc.
- 5) Compte tenu d'une éventuelle défaillance du réseau, les entrées de tension de synchronisation peuvent être câblées directement à partir des transformateurs de potentiel électromagnétique. Les principales sorties de synchronisation peuvent également être câblées.

8.3.4 Régulateur turbine

Le système de régulation turbine est composé d'un régulateur électronique, d'un ou de plusieurs servomoteurs, d'équipements électrohydrauliques et d'un équipement de pression d'huile (système d'alimentation en pression hydraulique). Il réalise la fonction d'adaptation de la puissance de production à la charge isolée ou connectée au réseau et d'ajustement de la vitesse de rotation en fonction du ou des codes réseau applicables. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient de réaliser les commandes de démarrage, d'arrêt, de marche à vide (y compris le rejet de la charge), de suivi de la fréquence du réseau pendant la synchronisation, de puissance, de réglage primaire de la fréquence, de fonctionnement isolé et d'arrêt d'urgence. Le régulateur turbine peut également être capable de fonctionner dans d'autres modes de commande comme les modes d'ouverture, de régulation du niveau d'eau ou du débit. Il convient de satisfaire aux exigences techniques spécifiées dans l'IEEE Std 125, l'IEEE 1207 et/ou l'IEC Std 61362.

- 2) Il convient que les entrées/sorties numériques et les entrées/sorties analogiques soient acquises/émises par le terminal intelligent. Il convient que les signaux importants du disjoncteur du groupe et les signaux comme la vitesse de la turbine et l'ouverture des aubes directrices soient acquis par des transducteurs indépendants. Ces signaux peuvent également être acquis par câblage.
- 3) Une fonction d'enregistrement des défauts peut être intégrée, avec la possibilité de définir les conditions préalables à l'enregistrement des défauts. L'appareil peut enregistrer les mesures telles que la puissance active, l'ouverture des aubes directrices, l'ouverture des pales de roue, la fréquence du groupe, la hauteur de chute, la fréquence du réseau et l'état des disjoncteurs.
- 4) Dans les cas pour lesquels un haut degré de fiabilité est exigé, il convient d'envisager l'emploi de régulateurs turbines redondants conformes à l'IEC 61362. Il convient que les régulateurs fonctionnent de manière transparente, sans interruption de service, lors de la commutation entre les régulateurs redondants.
- 5) Il convient que les signaux de mesure incluent la position des aubes directrices et des pales de roue (pour une turbine Kaplan), la puissance, la vitesse et la hauteur de chute. Des fonctions de surveillance de l'état et de diagnostic des défauts des signaux de mesure peuvent être intégrées. Selon les exigences de disponibilité du projet, des signaux redondants peuvent être fournis.
- 6) Il convient que le régulateur turbine électronique ou d'autres systèmes comportent la surveillance et le diagnostic des défauts des principaux composants hydrauliques.
- 7) Il convient que le bus centrale transmette à l'ICAMP les informations d'état et d'autodiagnostic, comme l'état maître/esclave et le mode manuel/automatique, le défaut d'alimentation électrique, le défaut du signal de retour, le défaut des régulateurs et des modules E/S.
- 8) Selon les exigences, il convient que le régulateur turbine soit préparé à réaliser des essais de mise en service pour les performances du régulateur turbine statique/dynamique, la régulation primaire de la fréquence, la reconnaissance des paramètres, etc. Les fonctions et interfaces exigées pour réaliser ces essais peuvent être intégrées au régulateur turbine ou complétées par des équipements externes tels que des générateurs de signaux, des enregistreurs de données, des analyseurs de données, etc.
- 9) À des fins de mise en service et de maintenance spécifiques, il peut être exigé de commander localement les principaux composants hydrauliques, notamment la soupape de distribution principale, l'électrodistributeur de commande, le ou les servomoteurs et les pompes à huile.
- 10) Une fonction d'essai de simulation de fonctionnement en réseau isolé peut être intégrée telle qu'elle est décrite dans l'IEC 60308. En outre, d'autres essais peuvent être réalisés, comme la simulation de la boucle fermée de la commande de démarrage, de la commande de la puissance, du suivi de la fréquence du réseau pendant la synchronisation, du réglage primaire de la fréquence, de l'arrêt d'urgence, de la commande de marche à vide (y compris le rejet de la charge) et de scénarios de délestage.
- 11) Il convient que le bus centrale transmette à l'ICAMP les informations comprenant la consigne de puissance active, la hauteur de chute nette, l'ouverture des aubes directrices, la vitesse du groupe, le fichier d'enregistrement des défauts, etc.

8.3.5 Excitation

L'excitation régule la tension de l'alternateur, ajuste la puissance réactive pour un seul groupe et supprime les oscillations basse fréquence du réseau électrique. Lorsque le réseau subit des défaillances, il convient que la régulation de l'excitation continue de fonctionner normalement. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que la commande d'excitation intègre les fonctions suivantes: régulateur automatique de tension (AVR - *automatic voltage regulator*), régulateur de courant de champ (FCR - *field current regulator*), régulateur de facteur de puissance (PFR - *power factor regulator*), régulateur de puissance réactive (RPR - *reactive power regulator*) et stabilisateur de puissance (PSS - *power system stabilizer*). Ces fonctions satisfont aux exigences techniques spécifiées dans l'IEEE Std 421 et l'IEC 60034-16. Il convient que le stabilisateur de puissance soit conforme aux exigences de l'IEEE Std 421.5, et soit équipé d'interfaces d'entrée et de sortie pour les essais.
- 2) Il convient que des fonctions auxiliaires soient intégrées, comprenant au moins un limiteur de surexcitation, un limiteur de sous-excitation (limiteur P/Q, limiteur d'angle de charge, limiteur de courant de champ minimal), un limiteur de tension/fréquence (V/F) et une surveillance de la déconnexion du TT.
- 3) Il convient que les entrées/sorties numériques et le mesurage de la vitesse du groupe soient acquis/émis par les terminaux intelligents. Il convient que les signaux tels que la tension du stator de l'alternateur, le courant du stator, le courant de champ, etc. soient directement acquis par l'intermédiaire des transducteurs, par exemple des équipements TT/ TC conventionnels ou optiques.
- 4) Il convient que le bus centrale transmette à l'ICAMP les informations comprenant la tension du stator de l'alternateur, le courant du stator, le courant de champ, la puissance active, la puissance réactive, etc.
- 5) Pour les groupes hydroélectriques avec des exigences de haute disponibilité, il convient de configurer des canaux de régulation de reprise à chaud. Il convient que les canaux de régulation puissent être commutés à distance et manuellement.
- 6) Il convient que le bus centrale transmette à l'ICAMP les informations d'autodiagnostic telles que l'état de l'alimentation électrique, des canaux de régulation, des modules de thyristors, du système de refroidissement et du disjoncteur de courant de champ.
- 7) Il convient que le système d'excitation prenne en charge un défaut de position du disjoncteur du groupe.
- 8) Il convient que les signaux de limitation incluent la sous-excitation, la surexcitation et la tension/fréquence (V/Hz). Il convient que les signaux d'alarme incluent la surchauffe de l'armoire du redresseur, un courant de sortie anormal des ponts redresseurs parallèles, une position anormale du disjoncteur du groupe et du disjoncteur de courant de champ, des valeurs échantillonnées anormales, etc. Il convient que les signaux de défaut incluent une perte de puissance de l'alimentation stabilisée du régulateur, une perte de puissance des circuits de commande, un défaut d'alimentation du système de refroidissement de l'armoire du redresseur, une protection contre les surtensions de l'enroulement d'excitation, la fusion des fusibles du pont redresseur, l'absence d'impulsions de déclenchement, une défaillance du circuit d'amorçage de l'excitation, une commutation des canaux de régulation, une déconnexion d'un TT, etc.
- 9) Il convient d'inclure une simulation pour réaliser des essais de régulation en boucle fermée du dispositif de démarrage/arrêt du groupe, des fonctions de limitation, de la réponse à l'échelon, du stabilisateur de puissance, etc.

8.3.6 Mesurage de la vitesse

Cette fonction mesure principalement la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine, et génère des alarmes pertinentes en fonction des résultats de la mesure. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que différentes méthodes de mesure de la vitesse du groupe soient prises en charge: méthodes électriques (par exemple, signal TT, y compris TT conventionnel) et méthodes mécaniques (par exemple, roue dentée).

- 2) Il convient que le terminal intelligent mette en œuvre les entrées et les sorties.
- 3) Il convient que les sorties numériques soient configurables en fonction des différentes exigences sur le signal de vitesse.
- 4) Il convient d'intégrer une fonction de surveillance et d'alarme du glissement du groupe.

8.4 Surveillance

8.4.1 Surveillance en ligne du groupe

La surveillance en ligne du groupe est appliquée pour l'acquisition, le traitement, le stockage, l'analyse et le diagnostic automatiques des paramètres pertinents de conditions de fonctionnement des turbines hydrauliques et des alternateurs. Il convient que les données de surveillance soient affichées localement et transmises à l'ICAMP par l'intermédiaire du bus centrale. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) La surveillance conditionnelle doit inclure un mesurage des vibrations du groupe.
Il convient d'inclure les mesurages de pulsation de la pression de l'eau, de l'entrefer et de la densité du flux magnétique.
Un mesurage des décharges partielles peut être inclus.
Il convient que les signaux tels que la température, le débit, le niveau, la pression, l'ouverture du vannage, etc., qui sont liés au fonctionnement du groupe, soient obtenus à partir d'autres DEI.
- 2) Il convient que les signaux de vibration, d'entrefer, de densité de flux magnétique et de pulsation de pression soient acquis et traités de manière continue et synchrone.
- 3) Les signaux de décharge partielle des enroulements du stator de l'alternateur peuvent être acquis et traités.
Il convient d'effectuer au moins un mesurage par jour.
- 4) Il convient d'inclure un calcul des valeurs caractéristiques et la génération d'alarmes de dépassement de seuil. Pour les signaux de vitesse, il convient que les valeurs caractéristiques incluent la vitesse moyenne quadratique (RMS - *root-mean-square*), ainsi que l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation. Pour les signaux de déplacement qui mesurent les vibrations de paliers, il convient que les valeurs caractéristiques incluent le déplacement de crête à crête, ainsi que l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation. Pour les signaux de déplacement qui mesurent les vibrations de l'arbre, il convient que les valeurs caractéristiques incluent, par exemple, le déplacement maximal (S_{max}), le déplacement de crête à crête, le déplacement moyen (écart), ainsi que l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation.
- 5) Il convient que les mesurages et l'évaluation des vibrations et de la pulsation de la pression d'eau des groupes hydrauliques soient conformes à l'ISO 20816-5 et à l'ISO 10817-1.
- 6) Il convient que les mesurages de la décharge partielle en ligne de l'isolation de l'enroulement du stator de l'alternateur soient conformes à l'IEC 60034-27-2.
- 7) Pour des informations plus détaillées sur la surveillance des conditions et la fonction de diagnostic des groupes hydrauliques, voir les normes ISO 13372, ISO 13373, ISO 13374, ISO 13379, ISO 13381 et ISO 17359.
- 8) Il convient d'intégrer une fonction d'historisation. Il convient que les fichiers d'enregistrement des événements/alarmes et des défauts soient conformes à l'IEEE Std C37.111 et à l'IEC 62541.

8.4.2 Surveillance en ligne des équipements de transmission et de transformation électrique

La surveillance en ligne des équipements de transmission et de transformation électrique est appliquée pour l'acquisition, le traitement, le stockage, l'analyse et le diagnostic automatiques des paramètres d'état connexes du transformateur, de l'appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse, etc. Il convient que les données de surveillance soient mises à disposition localement et transmises à l'ICAMP par l'intermédiaire du bus centrale. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que les signaux de surveillance de l'état des transformateurs incluent la quantité de gaz dissous dans l'huile du transformateur, la température de l'huile et la température de l'enroulement. Selon les exigences de disponibilité de la centrale électrique, les signaux peuvent inclure la décharge partielle du courant de mise à la terre du noyau de fer, le courant de mise à la terre des pièces de serrage, le courant de mise à la terre du neutre, etc. Il convient que les signaux de surveillance de l'état de l'appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse incluent la décharge partielle, la pression et l'humidité du gaz SF₆, l'activation et la désactivation des disjoncteurs et des sectionneurs.
- 2) Il convient que les signaux qui incluent la température de l'huile et la pression du gaz SF₆ soient acquis en continu. Il convient que les signaux qui incluent l'analyse des gaz dissous du transformateur et la décharge partielle du gaz SF₆ soient acquis de manière périodique. Par exemple, il convient d'effectuer au moins un mesurage par jour.
- 3) Il convient d'intégrer des fonctions de calcul des valeurs caractéristiques et une alarme de dépassement de seuil. Il convient que les valeurs caractéristiques de la décharge partielle incluent l'amplitude, la densité, les temps et la phase de décharge de chaque barre omnibus de l'alternateur. Il convient que les valeurs caractéristiques de la quantité de gaz dissous dans l'huile du transformateur incluent la concentration et le taux de variation de gaz tels que l'hydrogène (H₂), le monoxyde de carbone (CO) et les gaz hydrocarbures.
- 4) Il convient que l'échantillonnage et l'analyse des gaz dissous dans l'huile de transformateur soient conformes à l'IEC 60567 et à l'IEC 60599.
- 5) Il convient que les mesurages de décharge partielle du transformateur et de l'appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse soient conformes à l'IEC 60270.
- 6) Il convient que les mesurages de la pression du gaz SF₆ et de la teneur en humidité de l'appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse soient conformes aux exigences de l'IEC 60480.
- 7) Il convient que la modélisation de la surveillance, du diagnostic et de l'analyse de l'état des équipements de transmission et de transformation électrique tels que le transformateur principal, l'appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse, etc., soit conforme à l'IEC TR 61850-90-3.

8.4.3 Télémétrie hydrologique

La fonction de télémétrie hydrologique intelligente comprend l'acquisition, la transmission, le traitement et le stockage des données hydrologiques. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que la télémétrie hydrologique prenne en charge les transducteurs simples ou composites. Il convient d'inclure un pluviomètre, un indicateur de niveau d'eau, un indicateur d'ouverture de vanne, un débitmètre, etc.
- 2) Il convient que la télémétrie hydrologique prenne en charge les méthodes de calcul de la moyenne, du pic et de l'accumulation des données acquises.
- 3) Il convient d'utiliser des interfaces de communication, notamment les bus de terrain, ZigBee, GPRS/4G et les interfaces satellites. Il convient de prendre en charge le protocole MMS spécifié dans l'IEC 61850, l'IEC 61158, etc.
- 4) Il convient que la fonction de télémétrie hydrologique effectue automatiquement les mesurages périodiques et le stockage des données selon l'intervalle de temps prédéfini.
- 5) Il convient que ce dispositif présente une faible consommation d'énergie et soit alimenté par batterie.

8.4.4 Acquisition des informations météorologiques

Les fonctions de collecte automatique intelligente des informations météorologiques comprennent l'acquisition, la transmission, le traitement et le stockage des données météorologiques. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que le dispositif d'acquisition des informations météorologiques prenne en charge les transducteurs simples ou composites. Il convient d'inclure les six éléments météorologiques, c'est-à-dire la vitesse et la direction du vent, la température, la pression atmosphérique, les précipitations et l'humidité relative. L'intensité du rayonnement solaire, la température du sol, l'humidité du sol, la durée d'ensoleillement, etc., peuvent également être incluses.
- 2) Il convient que le dispositif d'acquisition des informations météorologiques prenne en charge les méthodes de calcul de la moyenne, du pic et de l'accumulation des données acquises.
- 3) Il convient d'utiliser des interfaces de communication, notamment les bus de terrain, ZigBee, GPRS/4G et les interfaces satellites. Il convient de prendre en charge le protocole MMS spécifié dans l'IEC 61850, l'IEC 61158, etc.
- 4) Il convient que le dispositif d'acquisition des informations météorologiques effectue automatiquement les mesurages périodiques et le stockage des données selon des intervalles de temps prédéfinis.
- 5) Il convient que ce dispositif présente une faible consommation d'énergie et soit alimenté par batterie.

8.4.5 Surveillance de la sécurité des barrages

Les fonctions de surveillance intelligente de la sécurité des barrages comprennent l'acquisition, la transmission, le traitement et le stockage des données de différents éléments de surveillance de la sécurité des barrages. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que ces fonctions prennent en charge les transducteurs à usage unique ou multiple. Il convient d'inclure la tension, le courant, la capacité, la résistance, les éléments piézorésistifs, l'inductance, le fil vibrant, le potentiomètre, le laser, etc.
- 2) Il convient d'utiliser des interfaces de communication, notamment les bus de terrain, ZigBee, GPRS/4G et les interfaces satellites. Il convient de prendre en charge le protocole MMS spécifié dans l'IEC 61850, l'IEC 61158, etc.
- 3) Il convient que les fonctions de surveillance de la sécurité des barrages effectuent automatiquement des mesurages périodiques et le stockage des données selon des intervalles de temps prédéfinis.
- 4) Il convient que ce dispositif présente une faible consommation d'énergie et soit alimenté par batterie.

8.5 Protection

8.5.1 Vue d'ensemble

La protection sert à améliorer la sécurité de fonctionnement des équipements principaux des centrales hydroélectriques, notamment la turbine, l'alternateur, les transformateurs auxiliaires de la centrale, les transformateurs de puissance, les appareillages électriques, les jeux de barre, les lignes de transmission, etc. Il convient que les schémas de protection pour les protections mécaniques et électriques, y compris les protections enveloppes (redondance), soient fondés sur les normes, réglementations et études pertinentes afin de répondre aux exigences de sécurité et de disponibilité du système électrique.

8.5.2 Protection électrique

Il convient que la protection électrique mesure les signaux électriques avant et après la défaillance de l'équipement électrique de la centrale ou du réseau électrique, effectue le calcul et l'analyse des caractéristiques de variation des signaux électriques et exécute des actions (par exemple, déclenchement, arrêt, déchargement) pour protéger les équipements. Lorsqu'une défaillance se produit, la protection électrique intelligente coupe rapidement les composants défaillants afin d'améliorer efficacement la sécurité de fonctionnement des équipements électriques et le fonctionnement stable du système électrique. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient que la protection électrique soit conforme aux exigences techniques relatives aux conditions environnementales de fonctionnement, aux essais mécaniques, aux essais d'isolation électrique et aux essais de compatibilité électromagnétique des dispositifs de protection définies dans l'IEEE/IEC 60255.
- 2) La tension et le courant de la protection peuvent être mesurés par un transformateur électromagnétique ou un transformateur électronique. Il convient que la communication entre le concentrateur de mesures et le dispositif de protection électrique soit de type point à point.
- 3) Il convient d'appliquer le mode de déclenchement direct (par exemple, par câblage entre la protection électrique et les interrupteurs/disjoncteurs et/ou par communication point à point entre le terminal intelligent et la protection électrique) pour la protection des équipements principaux (y compris le groupe alternateur-transformateur, le transformateur, etc.) et la protection de la cellule du groupe. Il convient d'appliquer d'autres modes de déclenchement qui satisfont aux exigences de fiabilité et de rapidité (par exemple, le déclenchement par le bus procédé) pour la protection des cellules multiples (par exemple, la protection du jeu de barres). Il convient que le bus procédé transmette les informations de verrouillage entre les dispositifs de protection électrique et la protection contre les défaillances du disjoncteur, etc.
- 4) Il convient que les dispositifs de protection redondants ne comportent aucune connexion électrique entre eux, avec des signaux acquis à partir d'un enroulement secondaire TT/TC indépendant. Il convient que chaque dispositif de protection traite tous les défauts avec une fonction de protection indépendante et sa propre acquisition d'entrée/sortie.
- 5) En cas de perte du signal de synchronisation de l'heure externe ou de défaillance de l'horloge externe, il convient que la fonction de protection maintienne toujours le fonctionnement normal.
- 6) Il convient que le dispositif de protection électrique comporte des fonctions d'autodiagnostic et d'alarme. En cas d'endommagement de l'un des composants du dispositif, à l'exception des relais de sortie, il convient de désactiver la fonction du dispositif.
- 7) Il convient que les défauts des dispositifs externes, y compris les défauts de la fibre optique, des terminaux intelligents, des commutateurs au niveau procédé, etc., ne provoquent pas de dysfonctionnement de la protection électrique.

8.5.3 Protection mécanique

La protection mécanique comprend le mesurage des vibrations, ainsi que différents autres paramètres tels que la température des paliers, les niveaux d'huile, les pressions dans les accumulateurs, la vitesse, la défaillance du régulateur turbine numérique, etc. Une combinaison logique de ces paramètres peut être utilisée pour arrêter le groupe. Il convient que la protection mécanique soit conforme aux normes de sécurité fonctionnelle telles que l'ISO 13849.

La protection contre les vibrations réalise une surveillance en temps réel des vibrations du système de paliers et des arbres principaux du groupe, et génère des signaux d'arrêt du groupe lorsqu'elle détecte un état anormal du groupe. Les principales exigences fonctionnelles sont les suivantes:

- 1) Il convient d'intégrer les fonctions de mesure en ligne des vibrations, d'identification de l'état de fonctionnement, de calcul des vibrations hors limites et de logique d'arrêt de l'unité, d'émission des signaux d'alarme et d'arrêt de l'unité, etc.

- 2) Il convient d'intégrer une fonction d'acquisition asynchrone des signaux de vibration et du transducteur de phase de référence. Il convient que le mesurage des vibrations de paliers utilise un transducteur de vitesse magnéto-électrique ou d'accélération piézoélectrique, tandis qu'il convient que le mesurage des vibrations de l'arbre utilise un transducteur de déplacement de type courant de Foucault ou capacitif. De même, il convient que le mesurage de la vitesse de rotation/phase de référence utilise un transducteur de déplacement de type courant de Foucault ou d'autres techniques appropriées comme les capteurs magnétiques, etc.
- 3) Pour les techniques utilisées pour la protection contre les vibrations (par exemple, la mesure S_{max} , le déplacement de crête à crête, le déplacement moyen (écart)), la synchronisation de l'échantillonnage n'est pas nécessaire. Toutefois, lorsque des techniques qui exigent une synchronisation de l'échantillonnage (par exemple, l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation) sont adoptées, il convient d'ajuster automatiquement la fréquence d'échantillonnage en fonction des signaux de phase de référence afin de réaliser un échantillonnage synchrone de la forme d'onde originale des transducteurs.
- 4) Il convient d'intégrer une fonction de calcul des valeurs caractéristiques des vibrations.
 Il convient que les valeurs caractéristiques des signaux de vitesse incluent la valeur moyenne quadratique (RMS), ainsi que l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation.
 Il convient que les valeurs caractéristiques des signaux de déplacement de la vibration du palier incluent le déplacement de crête à crête, ainsi que l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation.
 Pour les signaux de déplacement de la vibration de l'arbre, il convient que les valeurs caractéristiques incluent, par exemple, la mesure S_{max} , le déplacement de crête à crête, le déplacement moyen (écart), l'amplitude et la phase de la fréquence de rotation.
 Il convient de prendre en considération les caractéristiques basse fréquence des groupes hydrauliques.
- 5) Il convient que le mesurage et l'évaluation des vibrations du groupe soient conformes à l'ISO 20816-5 et à l'ISO 10817-1.
- 6) Il convient d'intégrer une fonction de journalisation. Il convient que les fichiers d'enregistrement des événements/alarmes et des formes d'onde de défaut soient conformes aux normes internationales telles que l'IEEE Std C37.111, l'IEC 62541, etc. Ces fichiers sont transmis à l'ICAMP par le bus centrale.
- 7) Il convient de définir séparément le seuil d'alarme de dépassement des vibrations et la logique d'arrêt du groupe en fonction des différents états de fonctionnement du groupe, tels que le processus normal de démarrage/arrêt, le fonctionnement avec la charge assignée, le fonctionnement en zone de turbulences et le processus de rejet de la charge.
- 8) Des fonctions de calcul automatique et de correction en ligne des zones de turbulences des groupes peuvent être intégrées. Le bus centrale transmet à l'ICAMP les données de zones de turbulences calculées, qui sont utilisées pour la conduite globale afin d'éviter le fonctionnement du groupe dans des zones de turbulences.

9 Plateforme et applications intelligentes

9.1 Généralités

La plateforme et les applications intelligentes sont principalement déterminées par la taille et le type des centrales hydroélectriques intelligentes. Le présent article décrit un ensemble représentatif de fonctions de gestion des données, de services de base, d'applications de base et d'applications intelligentes. Un projet donné doit donner lieu à la sélection, l'extension ou la modification appropriée, adaptée aux besoins d'une centrale hydroélectrique intelligente spécifique.

9.2 Plateforme de conduite et de gestion intégrée

9.2.1 Généralités

L'ICAMP se compose de la gestion des données, des services de base et des applications de base, et peut être distribué dans la zone commande, la zone hors commande et la zone d'information de gestion. La plateforme fournit des interfaces (voir 9.2.2.1) et des services pour les équipements, les systèmes et les applications intelligents. Il s'agit d'une plateforme logicielle qui réalise le partage de données, la conduite et la gestion centralisées, ainsi que l'interaction. L'architecture fonctionnelle de l'ICAMP est représentée à la Figure 12.

Il convient que l'ICAMP intègre des applications de base et prenne en charge des applications intelligentes de différents fournisseurs. Il convient d'adapter les applications de base selon les besoins spécifiques de chaque centrale hydroélectrique intelligente.

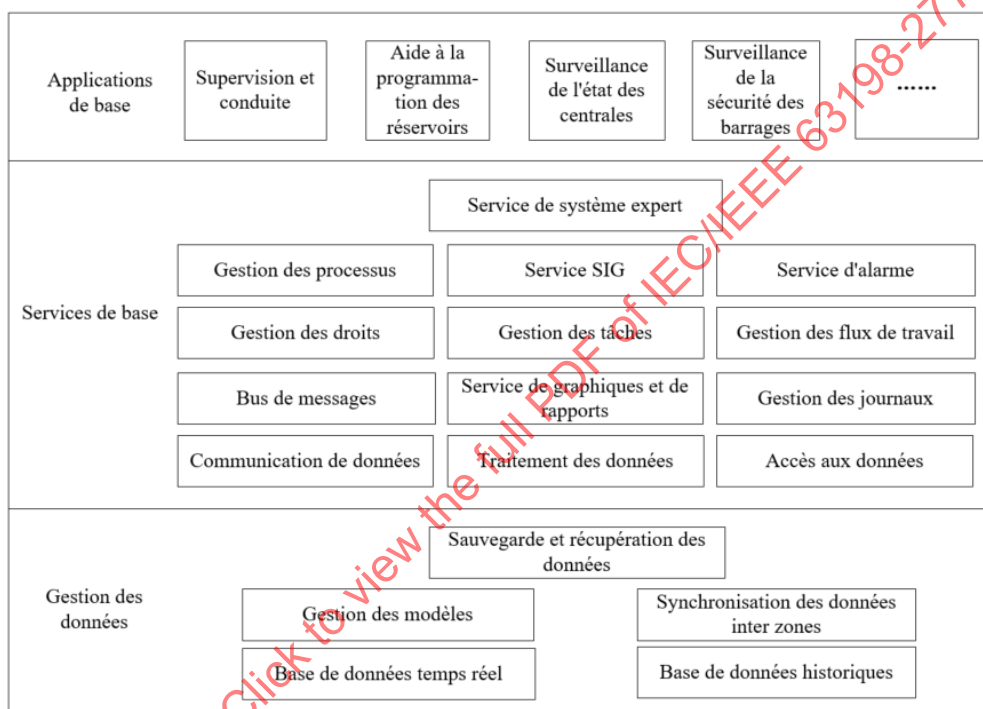


Figure 12 – Architecture fonctionnelle de l'ICAMP

9.2.2 Gestion des données

9.2.2.1 Base de données en temps réel

La base de données en temps réel acquiert et stocke des données en temps réel qui proviennent de dispositifs au niveau groupe et au niveau procédé, ce qui facilite la surveillance de l'état de fonctionnement en temps réel.

La base de données en temps réel constitue un système de gestion des données à haute performance, qui présente les avantages d'un stockage rapide, d'une interrogation efficace et d'un taux de compression des données élevé, capable de stocker massivement des données en temps réel et fréquemment modifiées.

Il convient que la base de données en temps réel soit physiquement répartie sur plusieurs nœuds du réseau informatique, et qu'elle appartienne logiquement à un système de gestion intégré. La base de données de chaque nœud recueille différents types et formats de données sur site. Il convient qu'elle soit configurée de manière redondante.

9.2.2.2 Base de données historiques

La base de données historiques est utilisée pour stocker les données historiques, les alarmes, etc. Il convient d'intégrer les fonctions suivantes:

- 1) Il convient que la base de données définisse différents types de données de base, notamment les données numériques, les données texte, les dates et les données multimédias (comme les voix et les graphiques), et prenne en charge les types de données personnalisés dérivés d'une combinaison de types de données de base.
- 2) Il convient qu'elle comporte une capacité de compression des données pour le stockage.
- 3) Avec la capacité de stockage massif des données, il convient qu'elle réalise efficacement le stockage et le traitement de données massives, comme le stockage de téraoctets de données, de grands objets, etc.
- 4) Il convient que les fonctions de journalisation et d'audit permettent l'enregistrement des événements et l'audit des mises à jour des données afin de faciliter la compréhension de l'état de la base de données et de sa modification.
- 5) Les données historiques peuvent être stockées en millisecondes, secondes, minutes, heures, jours, mois, années ou toute autre période configurable.
- 6) Il convient que les données soient associées à des attributs tels que la source des données, l'identification des modifications et la qualité des données, etc.

9.2.2.3 Gestion des modèles

Il convient que la modélisation d'une centrale hydroélectrique intelligente repose sur les modèles mentionnés au 5.3, et établisse une représentation unifiée des données, ainsi qu'un chemin d'accès. Il convient que la modélisation prenne en charge les fonctions de supervision et de conduite, d'automatisation de la programmation des réservoirs, de surveillance de la sécurité des barrages, de surveillance de l'état de la centrale, etc. Il convient par ailleurs qu'elle prenne en charge le langage XML pour améliorer la flexibilité et l'extensibilité des modèles.

Le modèle d'information repose principalement sur la hiérarchie des fonctions et des composants. Il convient de prévoir une gestion unifiée des modèles, qui permet de gérer les modèles normalisés de l'ensemble de la centrale par le biais de fichiers de modélisation importés automatiquement ou manuellement.

Il convient que la gestion des modèles prenne en charge la modification, l'expansion, la combinaison et l'association des modèles d'information. Il convient qu'elle prenne également en charge la gestion des versions et la recherche d'informations sur les modèles de différentes versions.

9.2.2.4 Synchronisation des données interzones

Il convient que la gestion des données prenne en charge la synchronisation des données par "contenu complet" et "contenu incrémentiel", entre la zone commande, la zone hors commande et la zone d'information de gestion selon les besoins de l'application. Les exigences spécifiques sont les suivantes:

Contenu complet: Toutes les données sont transmises de manière synchrone à intervalles réguliers ou en séries chronologiques, y compris les données en temps réel, les données en temps non réel et les fichiers texte. Il convient d'intégrer des fonctions de reprise de transmission des données et de compression des données.

Contenu incrémentiel: Seule la variation des données est enregistrée et transmise de manière synchrone.

Il convient que la transmission des données de la zone hors commande à la zone d'information de gestion s'effectue par l'isolation du réseau, avec des fonctions comprenant la synchronisation des données, la synchronisation des alarmes et la vérification des données.

Il convient que la transmission des données de la zone d'information de gestion à la zone hors commande s'effectue par l'isolation du réseau, avec des fonctions comprenant la variation des données et la synchronisation des alarmes des systèmes externes (météorologiques, maîtrise des crues, etc.).

9.2.2.5 Sauvegarde et récupération des données

Il convient de réaliser la sauvegarde des données en vue de leur récupération en cas d'anomalie de la base de données.

Il convient de prévoir la requête des journaux de sauvegarde et de récupération.

Il convient d'effectuer une sauvegarde périodique de la base de données sur un support de stockage spécifique selon la stratégie de sauvegarde. Les fichiers journaux de la base de données sauvegardée peuvent être supprimés. Le support de stockage peut être un disque dur, un disque compact (CD), des réseaux redondants de disques indépendants (RAID), etc. La sauvegarde et la récupération peuvent être complètes ou incrémentielles. Elles peuvent concerner l'ensemble de la base de données ou des tables spécifiques. Les stratégies et les paramètres de la sauvegarde et de la récupération des données peuvent être configurés.

9.2.3 Service de base

9.2.3.1 Communication de données

La communication de données comprend la communication entre l'ICAMP et les dispositifs au niveau du groupe, et la communication entre l'ICAMP et les applications intelligentes ou autres systèmes au niveau centrale ou groupe de centrales. Toutes les variantes décrites précédemment au 5.4.4 peuvent être appliquées. Il convient que la communication de données satisfasse aux exigences de performances en temps réel et de validité des données.

Il convient que les protocoles de communication de données se reportent au 5.4 et que la périodicité et les données échangées soient configurables. Il convient de surveiller l'état de la liaison de communication. Il convient que le rétablissement de la communication s'effectue de manière automatique après reconnexion de la liaison. Il convient d'intégrer la journalisation et l'alarme de l'état de communication.

9.2.3.2 Traitement des données

Il convient de traiter les données acquises automatiquement et manuellement en fonction des propriétés des données, qui réalisent des fonctions de surveillance, de modification, d'alarme, d'interrogation, d'analyse, d'enregistrement et de compression/décompression. Il convient de prendre en charge les fonctions suivantes:

- 1) Vérification de la validité des données.
- 2) Traitement des données et calculs complets de différentes applications.
- 3) Calcul de la valeur maximale, minimale, moyenne, etc.
- 4) Statistiques automatiques sur les données d'entrées analogiques, les données de cumul et les données d'entrées numériques (sur la base d'une minute, d'une heure, d'un jour, d'un mois, d'une année, etc.).
- 5) Modification manuelle de la valeur et des propriétés des données.
- 6) Blocage des données confirmées manuellement.
- 7) Calcul avec des règles configurables.

9.2.3.3 Accès aux données

L'accès aux données fournit des interfaces d'accès unifiées pour les bases de données en temps réel et historiques. Il convient que cet accès soit très performant pour satisfaire aux exigences de temps réel et de concordance de l'ICAMP.

Il convient que l'accès aux données stockées dans des nœuds distribués ou des nœuds redondants s'effectue correctement.

Il convient que les opérations importantes et fondamentales telles que les déclarations de connexion et d'exécution d'une ou de plusieurs bases de données fassent l'objet d'un audit. Il convient de prendre en considération la sécurité des données.

9.2.3.4 Bus de messages

Le bus de messages relie l'émetteur et le récepteur de messages et réalise la communication entre les applications. Ce bus gère l'enregistrement des applications, leur annulation, l'abonnement/la fin de l'abonnement aux messages et la publication/l'acceptation des messages.

Il convient que le bus de messages identifie les messages et les achemine entre les applications en interaction.

Il convient qu'il prenne en charge la transmission des messages entre émetteurs et récepteurs au moyen de différents protocoles normalisés, tels que ceux définis au 5.4.

Il peut permettre des formats de données différents entre les émetteurs et les récepteurs. Dans ce cas, le bus de messages effectue une conversion du format des données pour répondre aux exigences de l'émetteur et du récepteur.

Il convient que le bus de messages prenne en charge différents modes de transmission des messages, notamment le mode demande/réponse (synchrone et asynchrone) et la publication/abonnement.

9.2.3.5 Service de graphiques et de rapports

Le service de graphiques trace des graphiques pour la surveillance et la conduite des centrales hydroélectriques intelligentes. Il convient que les graphiques s'adaptent automatiquement aux affichages de différentes résolutions pendant leur visualisation. Il convient de prévoir des fonctions d'édition des graphiques.

Il convient que le service de rapports prévoie une fonction d'édition et facilite l'extension de différentes fonctions de rapport, par la production de nouveaux rapports sans programmation. Il convient que la bibliothèque de fonctions de rapports comporte différentes fonctions de calcul (comme la fonction temporelle, le calcul arithmétique) afin de satisfaire à l'exigence de calcul de différents rapports.

Il convient de générer les rapports automatiquement et périodiquement à l'aide d'un modèle configurable, notamment les rapports quotidiens, mensuels, annuels et les périodes personnalisées.

9.2.3.6 Gestion des journaux

Il convient que la gestion des journaux consiste en un service de journaux d'application, un service de journaux de sécurité et un service de journaux Web.

Le service de journaux d'application enregistre les informations de fonctionnement de différentes applications, et peut être consulté en fonction des différentes applications. Par exemple, le service de journaux d'applications d'alarme contient différents types d'informations d'alarme. Ce service est utilisé pour l'intégration et l'analyse des informations de fonctionnement des applications.

Le service de journaux de sécurité enregistre des informations telles que le démarrage/arrêt de l'ordinateur, l'état du réseau, la connexion/la déconnexion de l'utilisateur et les opérations de l'utilisateur.

Le service de journaux Web enregistre l'identification du visiteur, le temps et le contenu de la navigation et le trafic Web.

Il convient que tous les services de gestion des journaux incluent des fonctions d'enregistrement, d'interrogation et de sauvegarde des journaux.

9.2.3.7 Gestion des droits

Il convient que le service de gestion des droits réalise la gestion des utilisateurs/rôles et le contrôle complet des autorisations d'accès aux données, menus, applications, types, attributs et processus.

Il convient d'associer des droits d'accès différents à des rôles différents. Lorsqu'un utilisateur est créé, les droits d'accès peuvent être octroyés par le choix d'un ou de plusieurs rôles.

Il convient que le service de gestion des droits prenne en charge des droits d'accès aux données qui précisent quelles données peuvent être interrogées ou modifiées par l'utilisateur. Les droits d'accès aux données identifient les centrales et les équipements auxquels l'utilisateur peut accéder. Il convient que le service prenne en charge les méthodes d'inclusion et d'exclusion. Par exemple, si un utilisateur a accès à une certaine centrale, il a accès par défaut à tous les équipements de la centrale, et certains équipements peuvent être exclus manuellement. Il convient que l'autorisation d'accès aux données prenne en charge séparément l'autorisation de lecture et d'écriture.

En outre, le service permet de gérer les utilisateurs, y compris l'ajout, la modification et la suppression des utilisateurs, et d'octroyer les droits aux utilisateurs.

Il convient de prévoir une gestion uniforme des droits. Si l'utilisateur s'est déjà connecté à un système, cette fonction vérifie si l'utilisateur doit se connecter à nouveau pour accéder aux sous-systèmes connexes.

9.2.3.8 Gestion des tâches

Le service de gestion des tâches effectue le déclenchement des tâches périodiques. Ce service, qui fonctionne comme un processus d'arrière-plan, vérifie en permanence si la tâche périodique atteint les conditions de déclenchement, et quel nœud exécute les tâches périodiques. Lorsque les conditions sont remplies, il convient que la tâche correspondante soit exécutée dans le nœud d'applications spécifié.

Il convient que le service de gestion des tâches inclue la configuration des tâches et leur exécution périodique. La configuration des tâches comprend l'ajout, la suppression et la modification des tâches. Il convient que la configuration de chaque tâche inclue:

- 1) Le paramètre de répétition, qui définit si la tâche doit être exécutée de manière répétée ou une seule fois.
- 2) Le paramètre temporel qui définit l'heure de départ et les intervalles.
- 3) Le paramètre d'exécution qui définit si la tâche doit être exécutée automatiquement ou non.

L'exécution périodique consiste principalement à effectuer des tâches connexes dans un temps déterminé.

9.2.3.9 Gestion des flux de travail

Le service de gestion des flux de travail modélise, planifie et supervise le processus étape par étape utilisé pour réaliser une activité de projet.

Il convient que la gestion des flux de travail inclue les fonctions suivantes:

- 1) Configuration des flux de travail: Utilise des outils graphiques de conception des flux de travail pour créer un nouveau flux de travail, modifier le flux de travail existant et distribuer le flux de travail configuré au personnel correspondant pour exécution.
- 2) Moteur de flux de travail: Traite principalement des processus qui peuvent être lancés par l'opérateur. Les étapes de l'activité (nœuds) sont générées en fonction du flux de travail configuré et des conditions réelles. Les étapes sont exécutées par le personnel désigné. Différentes tâches sont exécutées en fonction de différentes conditions.
- 3) Suivi de flux de travail: Enregistre automatiquement les sujets d'étude achevés. Les opérateurs peuvent visualiser les étapes en cours et le personnel affecté, vérifier si le temps alloué a été dépassé, décider si un rappel est nécessaire et mettre fin aux flux de travail anormaux. L'administrateur peut interroger tous les états des flux de travail en cours en fonction de rôles spécifiques.

9.2.3.10 Gestion des processus

Il convient que la gestion des processus surveille et enregistre l'état d'exécution et l'affectation des ressources des processus dans l'ICAMP, et qu'elle prenne en charge l'alarme anormale et la récupération d'alarme. Dans le cas d'une certaine anomalie du processus, il convient que le service redémarre le processus automatiquement.

9.2.3.11 Service de système d'information géographique (SIG)

Il convient que le service SIG comprenne la fonction de navigation sur carte, de gestion des couches, de surveillance en temps réel, d'interrogation des propriétés de la carte, d'analyse isocline/surface et de maintenance des données, afin de fournir une aide à la prise de décision visualisée pour la maîtrise des crues et l'aide aux commandes d'urgence.

9.2.3.12 Service d'alarme

Le service d'alarme effectue l'acquisition centralisée des alarmes et informe le personnel correspondant sur la base de règles prédéfinies.

Les règles de déclenchement des alarmes et les méthodes de diffusion des alarmes peuvent être configurées.

Il convient que le déclenchement des alarmes repose sur des conditions uniques ou multiples.

Il convient d'intégrer la fonction d'acquiescement d'alarme, de mise en suspens et de mise hors service.

Il convient de prendre en charge la recherche d'informations historiques sur les alarmes.

L'alarme peut être transmise par support audio, SMS, courriel, etc.

9.2.3.13 Service de système expert

Le service de système expert est utilisé pour fournir des fonctions d'analyse et d'aide à la prise de décision pour les applications intelligentes. Par exemple, l'application CBM l'utilise pour analyser et évaluer l'état des équipements primaires.

Il convient que le service comprenne les fonctions de base de connaissances, de moteur d'inférence, d'interprétation et d'acquisition de connaissances.

La base de connaissances est utilisée pour archiver les connaissances fournies par les experts. Le processus de résolution de problèmes du système expert consiste à simuler le mode de pensée des experts par l'utilisation des connaissances de la base. Il convient que la base de connaissances soit indépendante du programme de système expert, ce qui signifie que les utilisateurs peuvent modifier et améliorer les connaissances de la base afin de renforcer les performances du système expert.

À partir d'une condition ou d'une information donnée, il convient que le moteur d'inférence fasse correspondre de manière répétée les règles de la base de connaissances pour obtenir une nouvelle conclusion ou solution. Il existe deux modes, c'est-à-dire le raisonnement déductif et le raisonnement inductif.

Il convient que l'interpréteur soit capable d'expliquer le processus de conclusion et de solution en réponse aux questions des utilisateurs.

Il convient que l'acquisition de connaissances permette d'enrichir et de modifier le contenu de la base de connaissances, ainsi que d'exécuter les fonctions d'apprentissage automatique.

9.2.4 Applications de base

9.2.4.1 Application de supervision et de commande

Déployée dans la zone commande, il convient que l'application de supervision et de commande comprenne la mise à disposition aux opérateurs d'informations en temps réel de base et de commandes par le biais d'interfaces homme-machine, l'enregistrement d'événements associés et la gestion de rapports, etc. relatifs aux équipements électromécaniques, y compris les groupes, les appareillages électriques, les auxiliaires communs, la prise d'eau de barrage, la grille à débris, les vannes, les systèmes d'éclairage, de ventilation et de climatisation, etc. Il convient que les schémas de fonctions correctives autonomes rapides soient remplis par des dispositifs et des fonctions situés au niveau centrale ou une combinaison de fonctions au niveau centrale, groupe de centrales ou hors site. Des schémas types d'action corrective (RAS) et d'autres fonctions d'application de supervision et de commande peuvent être consultés dans l'IEC 62270/IEEE Std 1249.

Selon cette norme, deux modes de commande peuvent être sélectionnés: 1) en mode manuel, l'opérateur initie chaque action par l'application de supervision et de commande; 2) en mode automatique, l'action est effectuée par une application intelligente telle que l'application de conduite globale (voir la description de ces fonctions au 9.3).

9.2.4.2 Application d'automatisation de la programmation des réservoirs

Déployée dans la zone hors commande, l'application d'automatisation de la programmation des réservoirs fournit des informations sur l'hydrologie, la puissance et la météorologie pour une application intelligente d'exploitation économique. L'application effectue des calculs périodiques du débit entrant, du débit sortant, de la décharge du réservoir, etc., et réalise la surveillance et la gestion des schémas de production et de maîtrise des crues.

9.2.4.3 Gestion des informations sur la protection électrique

Déployée dans la zone hors commande, il convient que l'application de gestion des informations de protection électrique puisse surveiller et analyser le fonctionnement, les actions et l'enregistrement des signaux électriques des dispositifs de protection électrique. Il convient qu'elle effectue la configuration des paramètres et les diagnostics des équipements défectueux et des types de défauts, sur la base des informations d'action et des données d'enregistrement.

9.2.4.4 Application de surveillance de l'état de la centrale

Déployée dans la zone hors commande, il convient que l'application de surveillance de l'état de la centrale effectue l'évaluation de l'état physique et l'analyse de l'historique de fonctionnement des groupes, des transformateurs et des lignes de transmission de la centrale hydroélectrique en temps réel. Il convient qu'elle permette un stockage massif, une gestion à long terme et une analyse exhaustive des données, qu'elle reflète la tendance de variation des conditions des équipements dans des graphiques (diagramme de distribution, courbes, diagrammes à barres, etc.), des rapports et d'autres formes, et qu'elle génère une préalerte et une alarme en cas d'anomalies.

9.2.4.5 Application de surveillance de la sécurité des barrages

Déployée dans la zone hors commande, il convient que l'application de surveillance de la sécurité des barrages assure la surveillance de la structure hydraulique, en se concentrant sur la déformation du barrage, les infiltrations, les contraintes, la température, etc.

9.2.4.6 Affichage de synthèse

Déployée dans la zone d'information de gestion, il convient que l'application d'affichage de synthèse permette de diffuser sur le Web des informations provenant de la supervision et de la conduite, de la surveillance de l'état des centrales, de l'automatisation de la programmation des réservoirs, de la surveillance de la sécurité des barrages, etc. Les informations peuvent être affichées sous forme de graphiques, de rapports ou autres. Il convient que l'application permette une mise en page et une configuration des menus en fonction des rôles, ainsi que la configuration et la gestion des informations de synthèse.

9.2.4.7 Application mobile

L'application mobile extrait et intègre les informations qui proviennent de la supervision et de la conduite, de la surveillance de l'état des centrales, de l'automatisation de la programmation des réservoirs, de la surveillance de la sécurité des barrages, etc., en fournissant des fonctions de recherche d'informations, de saisie et de téléchargement de données, et d'annotation.

1) Recherche d'informations

Il convient d'intégrer la recherche d'informations sur l'hydrologie, les projets, l'état des appareils, etc., sous forme de graphiques, de rapports et de cartes en lien avec le système d'information géographique (SIG).

2) Saisie et téléchargement de données

Pendant les rondes d'inspection quotidiennes des équipements importants ou la collecte manuelle de données de stations de surveillance sans dispositifs de télémétrie, le personnel peut utiliser des appareils portables intelligents pour réaliser la saisie des données et l'enregistrement sur place.

3) Informations d'alarme

Selon les règles d'alarme prédéfinies, les informations d'alarme sont générées automatiquement ou manuellement. L'alarme correspondante est transmise aux dispositifs portables en fonction des règles de priorité entre utilisateurs. Les informations d'alarme peuvent inclure des défauts et des défaillances d'équipements, des informations hydrologiques anormales, la pollution de l'eau, des événements illégaux, etc., et être présentées sous forme de messages ou de graphiques.

4) Navigation et téléchargement de vidéos

Il convient que le dispositif portable intelligent reçoive les données vidéo et affiche la liste des points de surveillance selon l'autorisation du personnel. Le personnel peut sélectionner les points de surveillance dans une liste et visualiser les images et les vidéos. Avec un dispositif portable intelligent, le personnel peut prendre des photos ou enregistrer des vidéos et les télécharger dans la base de données.

Les applications mobiles sont sujettes à différentes attaques; par conséquent, il convient d'appliquer des stratégies de sécurité. Il convient d'adopter la combinaison du nom d'utilisateur et du mot de passe, du code caractéristique du matériel mobile et du numéro de mobile pour la certification des autorisations. Il convient de proposer des fonctions différentes sur la base des droits des utilisateurs. Par exemple, seules les fonctions de téléchargement et de visualisation des données sont disponibles pour le personnel de ronde, tandis que toutes les fonctions sont disponibles pour les administrateurs.

9.3 Applications intelligentes

9.3.1 Exploitation économique d'une centrale hydroélectrique

9.3.1.1 Généralités

L'exploitation économique est un système intégré composé de plusieurs applications intelligentes interdépendantes, notamment la prévision hydrologique à moyen terme et à long terme, la prévision des crues, la programmation de la production, la programmation de la maîtrise des crues, la conduite globale, etc.

Il convient que l'exploitation économique coordonne non seulement les différents objectifs d'une seule centrale hydroélectrique, tels que la production d'électricité, la maîtrise des crues et l'irrigation, etc., mais prenne également en considération les relations hydrauliques et de puissance entre les groupes de centrales pour optimiser les bénéfices.

Il convient que l'exploitation économique forme une architecture en boucle fermée pour la planification et l'exploitation avec la flexibilité nécessaire pour s'adapter à différents modes de gestion. Chaque centrale ou groupe de centrales électriques peut choisir des applications différentes pour répondre à ses propres besoins opérationnels. Les réglementations en matière de gestion sont différentes selon les pays et les régions. Les entités gérées peuvent être un groupe de centrales, une centrale électrique unique, un groupe unique ou une combinaison de ces éléments (certains groupes sont commandés directement par le centre de conduite du réseau, et d'autres sont commandés par la centrale).

9.3.1.2 Prévisions hydrologiques à moyen terme et à long terme

L'application de prévision hydrologique à moyen terme et à long terme prédit les conditions hydrologiques dans un avenir à relativement long terme sur la base des données historiques d'hydrologie et de météorologie et est utilisée pour les réservoirs avec une capacité de régulation au moins hebdomadaire. Il convient de définir l'intervalle de prévision et la période de prévision en fonction des conditions hydrologiques du site et des exigences du réseau, etc. Il convient que cette application comprenne trois fonctions principales: la composition du schéma de prévision, la prévision hydrologique à moyen terme et à long terme et l'évaluation de la précision des prévisions.

Le schéma de prévision hydrologique constitue la base fondamentale des prévisions hydrologiques à moyen terme et à long terme. Il convient de prévoir des outils de configuration visuelle pour composer le schéma de prévision. Il convient que l'analyse des caractéristiques hydrologiques (hydrologie extrême, hydrologie moyenne), de la probabilité et du processus annuel type des données des séries de ruissellement soit prise en charge, tout comme l'étalonnage automatique et la comparaison manuelle du schéma.

Les méthodes de prévision hydrologique à moyen terme et à long terme utilisent principalement des méthodes statistiques. Les informations climatiques mondiales, notamment les taches solaires, les courants océaniques et la température des océans, peuvent être considérées comme des entrées de ces méthodes statistiques. En raison des avantages et des inconvénients des différentes méthodes de prévision hydrologique à moyen terme et à long terme, il convient de combiner différentes méthodes pour une meilleure précision des prévisions.