



IEEE

IEC 62270

Edition 2.0 2013-09

INTERNATIONAL STANDARD

IEEE Std 1249™

NORME INTERNATIONALE



Guide for computer-based control for hydroelectric power plant automation

Guide pour l'automatisation des centrales hydroélectriques à l'aide de systèmes de commande informatiques

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED
Copyright © 2013 IEEE

All rights reserved. IEEE is a registered trademark in the U.S. Patent & Trademark Office, owned by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the IEC Central Office.

Any questions about IEEE copyright should be addressed to the IEEE. Enquiries about obtaining additional rights to this publication and other information requests should be addressed to the IEC or your local IEC member National Committee.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

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

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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



IEEE

IEC 62270

Edition 2.0 2013-09

INTERNATIONAL STANDARD

IEEE Std 1249™

NORME INTERNATIONALE



Guide for computer-based control for hydroelectric power plant automation

Guide pour l'automatisation des centrales hydroélectriques à l'aide de systèmes de commande informatiques

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XB

ICS 27.140

ISBN 978-2-8322-1077-2

**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	1
1 Overview	3
1.1 Scope	3
1.2 Purpose	3
2 Terms and definitions	3
3 System architecture	8
3.1 General	8
3.2 Process control system configurations	8
3.2.1 Basic configuration	8
3.2.2 Control system configuration alternatives	9
3.3 System architecture characteristics	10
3.3.1 General	10
3.3.2 Hierarchy	10
3.3.3 Control locations and levels	11
3.3.4 Interface between the control system and the controlled process	12
3.4 Local individual control	12
3.5 Local control	13
3.6 Central (remote) control	13
3.7 Off-site control	14
4 Control Functions	14
4.1 Local control functions	14
4.1.1 Start/stop sequencing	14
4.1.2 Synchronizing	15
4.1.3 Synchronous condenser mode	15
4.1.4 Pumped storage control	15
4.1.5 Turbine operation optimization	16
4.1.6 Trashrack control	16
4.1.7 Environmental control	16
4.1.8 Black start control	17
4.2 Centralized control functions	17
4.2.1 Control of individual units	17
4.2.2 Switchyard, spillway, and station service control	18
4.2.3 Plant active power (MW) control	18
4.2.4 Plant reactive power (Mvar) control	18
4.2.5 Water and power optimization	18
4.2.6 Water bypass control	19
4.3 Offsite control functions	19
4.3.1 Control of individual generator sets and selection of centralized control functions	19
4.3.2 Switchyard, spillway, and station service control	20
4.3.3 Automatic generation control (AGC)	20
4.3.4 Automatic voltage control (AVC)	20

4.3.5	Remedial action schemes (RAS)	21
4.4	Typical control parameters	21
4.5	Interfaces to other computerized systems	22
4.5.1	Fire detection data	22
4.5.2	Plant security system	23
4.5.3	Maintenance management system	23
4.5.4	Plant conditioning monitoring	23
5	Data acquisition and processing	23
5.1	Data integrity	23
5.2	Data acquisition capabilities	24
5.3	Analog	24
5.4	Discrete	25
5.4.1	Status points	25
5.4.2	Event points	25
5.4.3	Calculated points	25
5.4.4	Postmortem points	25
5.5	Alarm processing and diagnostics	25
5.6	Report generation	26
5.7	Data archival and retrieval	26
5.7.1	Operation scheduling and forecasting	26
5.7.2	Data access and security	27
5.7.3	Operator simulation training	27
6	Communications and data bases	27
6.1	Overview	27
6.2	Communications	27
6.2.1	General	27
6.2.2	Open system standards	27
6.2.3	Digital communication systems at the field level	28
6.2.4	Hydroelectric plant automation classification	28
6.2.5	Networking and communication considerations	29
6.2.6	Data communication functions	30
6.2.7	Control data communication requirements	30
6.3	Control data networks	33
6.3.1	General	33
6.3.2	Local area network (LAN) topologies	33
6.3.3	Physical transmission mode	37
6.4	Data bases and software configuration	37
6.4.1	Open systems and data bases	37
6.4.2	Real-time vs. nonreal-time database designs	38
6.4.3	Software configuration	39
7	User and plant interfaces	40
7.1	User interfaces	40
7.1.1	Input devices	40
7.1.2	Output devices	40
7.2	Plant equipment interfaces	40

7.2.1	Types	40
7.2.2	Sources	42
7.2.3	Input/output protection	42
7.2.4	Collection process	43
7.3	Security considerations	43
7.4	Ergonomic and maintenance considerations	43
7.5	User interface considerations	44
8	System performance	44
8.1	General	44
8.2	Software	45
8.3	Hardware	45
8.3.1	Input/output (I/O) subsystem	45
8.3.2	Control processing subsystems	46
8.4	Communications	47
8.5	Maintenance performance	47
8.6	Measuring performance	48
8.6.1	Functionality	48
8.6.2	Real time ability	48
8.6.3	Availability	49
8.6.4	System initialization and fail-over times	50
9	System backup capabilities	50
9.1	General	50
9.2	Design principles	50
9.3	Basic functions	51
9.4	Design of equipment for backup control	51
9.4.1	Turbine/generator units	51
9.4.2	Circuit breakers and isolating switches (local control)	51
9.4.3	Governor and excitation systems (local control)	51
9.4.4	Spillways and intake gate/turbine isolation (shutoff) valve	52
9.5	Alarm handling	52
9.6	Protective function	52
10	Site integration and support systems	52
10.1	Overview	52
10.2	Interface to other equipment	52
10.3	Environmental considerations	53
10.4	Power source	53
10.5	Supervision of contact status points	54
10.6	Supervision of transducers	55
10.7	Supervision of IED or field bus devices	55
10.8	Control output points	55
10.9	Grounding	55
10.10	Static control	55
11	Recommended test and acceptance criteria	56
11.1	Overview	56
11.2	Specific test requirements	56

11.2.1	Factory acceptance test	56
11.2.2	Field test	57
11.3	Quality assurance	57
11.4	Acceptance	58
12	System management	58
12.1	Maintenance	58
12.2	Training	58
12.2.1	Training plan	58
12.2.2	Courses	59
12.3	Documentation	59
12.3.1	Design documentation	59
12.3.2	System support documentation	60
12.4	Archive	60
Annex A (informative)	Bibliography	61
Annex B (informative)	Legacy control systems	65
Annex C (informative)	IEEE list of participants	68
Figure 1	– Generic control system configuration	9
Figure 2	– System with dedicated unit control processors	10
Figure 3	– Relationship of local, centralized and off-site control	12
Figure 4	– Typical functions – Unit local control board	13
Figure 5	– Multi-point data link versus LANs	33
Figure 6	– Star topology	35
Figure 7	– Ring topology	35
Figure 8	– Bus topology	36
Table 1	– Summary of control hierarchy for hydroelectric power plants	11
Table 2	– Typical parameters necessary to implement automated control	21
Table 3	– Classifications of hydroelectric power plant computer control systems	29
Table 4	– Hydroelectric computer control systems data communications attributes	36
Table 5	– Cable media characteristics	37

Guide for Computer-Based Control for Hydroelectric Power Plant Automation

Sponsor

Energy Development and Power Generation Committee
of the
IEEE Power & Energy Society

IEEE-SA Standards Board

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

Abstract: The application, design concepts and implementation of computer-based control systems for hydroelectric power plant automation is addressed. Functional capabilities, performance requirements, interface requirements, tradeoffs, and hardware considerations and operator training are discussed, including typical application examples.

Keywords: 62270, applications, computer-based control systems, functional capabilities, hardware considerations, hydroelectric power plant automation, hydroelectric power station, IEEE 1249™, interface requirements, operator training, performance requirements, recommendations

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

IEEE Notice to users

Laws and regulations

Users of IEEE Standards documents should consult all applicable laws and regulations. Compliance with the provisions of any IEEE Standards document does not imply compliance to any applicable regulatory requirements. Implementers of the standard are responsible for observing or referring to the applicable regulatory requirements. IEEE does not, by the publication of its standards, intend to urge action that is not in compliance with applicable laws, and these documents may not be construed as doing so.

Copyrights

This document is copyrighted by the IEEE. It is made available for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of engineering practices and methods. By making this document available for use and adoption by public authorities and private users, the IEEE does not waive any rights in copyright to this document.

Updating of IEEE documents

Users of IEEE Standards documents should be aware that these documents may be superseded at any time by the issuance of new editions or may be amended from time to time through the issuance of amendments, corrigenda, or errata. An official IEEE document at any point in time consists of the current edition of the document together with any amendments, corrigenda, or errata then in effect. In order to determine whether a given document is the current edition and whether it has been amended through the issuance of amendments, corrigenda, or errata, visit the IEEE-SA Website at <http://standards.ieee.org/index.html> or contact the IEEE at the address listed previously. For more information about the IEEE Standards Association or the IEEE standards development process, visit IEEE-SA Website at <http://standards.ieee.org/index.html>.

Errata

Errata, if any, for this and all other standards can be accessed at the following URL: <http://standards.ieee.org/findstds/errata/index.html>. Users are encouraged to check this URL for errata periodically.

Patents

Attention is called to the possibility that implementation of this standard may require use of subject matter covered by patent rights. By publication of this standard, no position is taken by the IEEE with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. If a patent holder or patent applicant has filed a statement of assurance via an Accepted Letter of Assurance, then the statement is listed on the IEEE-SA Website at <http://standards.ieee.org/about/sasb/patcom/patents.html>. Letters of Assurance may indicate whether the Submitter is willing or unwilling to grant licenses under patent rights without

compensation or under reasonable rates, with reasonable terms and conditions that are demonstrably free of any unfair discrimination to applicants desiring to obtain such licenses.

Essential Patent Claims may exist for which a Letter of Assurance has not been received. The IEEE is not responsible for identifying Essential Patent Claims for which a license may be required, for conducting inquiries into the legal validity or scope of Patents 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. Further information may be obtained from the IEEE Standards Association.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

IEEE INTRODUCTION

This introduction is not part of IEEE Std 1249, Guide for Computer-Based Control for Hydroelectric Power Plant Automation

This document is a guide for the power industry for the automation of hydroelectric power plants using computer-based controls. The document was prepared by the Working Group on Computer-Based Control for Hydroelectric Power Plant Automation of the Hydroelectric Power Subcommittee of the Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power and Energy Society (PES).

Automation of hydroelectric generating plants has been a proven technology for many years. However due to the relative simplicity of the control logic for hydroelectric power plants, the application of computer-based control on hydro power plants lagged, as compared to applications on thermal generating stations. With the advent of economic, computer-based control systems in the 1980s, installations of these systems in hydroelectric power plants has proceeded at a rapid pace worldwide, for both new installations and rehabilitation of control systems in existing plants. Since preparation of the original guide, significant changes in technology and application criteria have occurred. The purpose of this revision is to address these changes and to harmonize this guide with a companion document, IEEE Std 1010™, IEEE Guide for the Control of Hydroelectric Power Plants.

The guide is directed to the practicing engineer who has some familiarity with computer-based control systems. It contains references and definitions for use with the guide. Clauses addressing functional capabilities, software, security, system integration, system architecture, data bases, user and plant interfaces, system performance, back-up capabilities, support systems, testing and acceptance criteria and system management are contained in the guide.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

GUIDE FOR COMPUTER-BASED CONTROL FOR HYDROELECTRIC POWER PLANT AUTOMATION

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation.

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 <http://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.

International Standard IEC 62270/IEEE Std 1249 has been jointly revised by the Energy Development & Power Generation Committee of the IEEE Power & Energy Society, in cooperation with IEC technical committee 4: Hydraulic turbines, under the terms of that agreement.

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

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

- a) update of system architecture aspects, with different process control system configurations;
- b) update of communications, user and plant interfaces aspects;
- c) suppression of case studies, because of the quickness of evolution of the technology;
- d) complete review of the bibliography, making mention of many IEC and IEEE standards as new references;
- e) addition of a new informative Annex B on legacy control systems.

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

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

FDIS	Report on voting
4/284/FDIS	4/287/RVD

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

International standards are drafted in accordance with the rules given in the ISO/IEC Directives, Part 2.

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

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

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

GUIDE FOR COMPUTER-BASED CONTROL FOR HYDROELECTRIC POWER PLANT AUTOMATION

1 Overview

The automation of control and data logging functions has relieved the plant operator of these tasks, allowing the operator more time to concentrate on other duties. In many cases, the plant's operating costs can be significantly reduced by automation (primarily via staff reduction) while still maintaining or increasing the plant reliability.

Automatic control systems for hydroelectric units based on electromechanical relay logic have been in general use for many years and, in fact, were considered standard practice for the industry. Within the past few decades, microprocessor-based controllers have been developed that are suitable for operation in a power plant environment. These computer-based systems have been applied for data logging, alarm monitoring, and unit and plant control. Advantages of computer-based control include use of graphical user interfaces, the incorporation of sequence of events and trending and automatic archiving and reporting into the control system and the incorporation of artificial intelligence and expert system capabilities.

1.1 Scope

This guide addresses the application, design concepts, and implementation of computer-based control systems for hydroelectric plant automation. It addresses functional capabilities, performance requirements, interface requirements, hardware considerations, and operator training. It includes recommendations for system testing and acceptance. The electrical protective system (generator and step-up transformer) is beyond the scope of this guide.

1.2 Purpose

This guide is directed to the practicing engineer who has some familiarity with computer-based control systems and who is designing or implementing hydroelectric unit or plant control systems, either in a new project or as a retrofit to an existing one. Although this guide is aimed primarily towards large hydroelectric power plants, many of the concepts are applicable for small hydroelectric power plants (i.e. unit size 5 MVA or smaller). Further details on small hydroelectric power plant control concepts can be found in IEEE Std 1020™ [B46].^{1, 2} Typical hydroelectric system control logic upon which this guide is based can be found in companion guide IEEE Std 1010™ [B45] or IEC 61362 [B22].³

2 Terms and definitions

The terms and definitions provided here reflect common industry usage as related to automation of hydroelectric power plants, and may not in all instances be in accordance with IEEE Standards

-
- 1 IEEE publications are available from the Institute of Electrical and Electronics Engineers, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854, USA (<http://standards.ieee.org/>).
 - 2 The number in square brackets refer to the references listed in the bibliography in Annex A.
 - 3 IEC publications are available from the Sales Department of the International Electrotechnical Commission, PO Box 131, 3 rue de Varembe, CH-1211, Genève 20, Switzerland/Suisse (<http://www.iec.ch/>). IEC publications are also available in the United States from the Sales Department, American national Standards Institute, 11 West 42nd Street, 13th Floor, New York, NY 10036, USA.

Dictionary Online⁴ [B39], IEEE Std 610.12 [B41] or IEC 60050-351 [B2] or other applicable standards. For more rigorous terms and definitions, or for terms and definitions not covered herein, the reader is referred to the appropriate IEEE and IEC standards.

2.1 analog-to-digital (a/d) conversion

production of a digital output signal corresponding to the value of an analog input quantity

2.2 automatic control

an arrangement of electrical controls that provides for switching or controlling, or both, of equipment in a specific sequence and under predetermined conditions without operator intervention

2.3 automatic generation control (AGC)

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

2.4 automatic voltage control (AVC)

the capability to regulate a specific power system voltage, via adjustment of unit excitation within the limits of unit terminal voltage and VAR capability

2.5 automation hierarchy

the design and implementation of automation functions in a multilevel structure, such as local level, group level, unit level, etc.

2.6 availability

the ratio of uptime (system functional) to uptime plus downtime (system not functional)

2.7 backplane

a circuit board with connectors or sockets that provides a standardized method of transferring signals between plug-in circuit cards

2.8 bridge

a device that allows two networks of the same or similar technology to communicate

2.9 centralized control

a control location one step removed from local control; remote from the equipment or generating unit, but still within the confines of the plant (e.g., controls located in a plant control room)

2.10 closed loop control

a type of automatic control in which control actions are based on signals fed back from the controlled equipment or system. For example, a plant control system can control the power output of a multi-unit hydroelectric power plant by monitoring the total plant megawatt value and, in turn controlling the turbine governor of each unit thus changing the plant power output to meet system needs. As a further example, plant control system can control the upstream or downstream reservoir water level by monitoring the water level measurement and in turn controlling the turbine governor of each unit or the position of each gate, changing the inflows or outflows to meet the water level set point.

⁴ IEEE Standards Dictionary Online subscription is available at:
http://www.ieee.org/portal/innovate/products/standard/standards_dictionary.html.

2.11 cold standby

a configuration consisting of two control processors arranged such that if a fault occurs on the master control processor, the slave (or second) control processor starts. There is an interruption in the processing operations between the fault on the master processor and the commencement of operation of the slave processor.

2.12 computer-based automation

the use of computer components, such as logic controllers, sequence controllers, personnel computers, or workstations or any kind of digital processor in order to bring plant equipment into operation, optimize operation in a steady-state condition, and shut down the equipment in the proper sequence under safe operating conditions

2.13 control hierarchy

a system organization incorporating multiple levels of control responsibility

2.14 control philosophy

the total concept on which a power plant control system is based

2.15 control processor

a device with CPUs, software, and interface bus which controls equipment in the proper sequence

2.16 data acquisition system

a system that receives data from one or more remote points. Data may be transported in either analog or digital form.

2.17 database

the collection of stored data regarding the process variables and processing procedures

2.18 data bus

a control network technology in which data stations share one single communication system medium. Messages propagate over the entire medium and are received by all data stations simultaneously.

2.19 device (electrical equipment)

an operating element such as a relay, contactor, circuit breaker, switch or valve, used to perform a given function in the operation of electrical equipment

2.20 digital-to-analog (d/a) conversion

production of an analog signal whose magnitude is proportional to the value of a digital input signal

2.21 distributed processing

a design in which data is processed in multiple processors. Processing functions could be shared by the processors throughout the control system.

2.22 event

a discrete change of state (status) of a system or device

2.23 expert system

computer programs that embody judgmental and experimental knowledge about an application. Expert systems are able to reach decisions from new, uncertain and incomplete information with a specified degree of certainty. Expert system abilities include; making logical inferences under

unforeseen conditions; using subjective and formal knowledge; explaining the procedures used to reach a conclusion; growing in effectiveness as embedded expertise is expanded and modified.

2.24 firmware

hardware used for the nonvolatile storage of instructions or data that can be read only by the computer. Stored information is not alterable by any computer program.

2.25 gateway

a device that allows two networks of differing technology to communicate

2.26 hot standby

a configuration of two control processors, each with a dedicated central processing unit (CPU) and dedicated power supply, operated in a synchronous fashion with communications between the two processors whereby one takes over if the other fails, without interruption of the processing.

2.27 local control

for auxiliary equipment, controls that are located at the equipment itself or within sight of the equipment. For a generating station, the controls that are located on the unit switchboard/governor control station.

2.28 local control unit (LCU)

an independent and locally located computer-based function unit (as contrasted to a central control room) which include controller, I/Os and related application software to realize data acquisition and control functions to function based equipments of the hydropower plant such as generating units, plant auxiliaries, switchyard, dam/spillway etc.

2.29 logic (control or relay logic)

predetermined sequence of operation of relays and other control devices

2.30 manual control

control in which the system or main device, whether direct or power-aided in operation, is directly controlled by an operator

2.31 mean-time-between-failure (MTBF)

the time interval (hours) that may be expected between failures of an operating equipment

2.32 mean-time-to-repair (MTTR)

the time interval (hours) that may be expected to return a failed equipment to proper operation

2.33 modem

a modulator/demodulator device that converts serial binary digital data to and from the signal form appropriate for an analog communication channel

2.34 monitoring

a means of providing automatic performance supervision and alarming of the status of the process to personnel and control programs

2.35 offsite control

controls that are not resident at the plant (e.g., at a switchyard, another plant, etc.)

2.36 open loop control

a form of control without feedback

2.37 proportional integral derivative (PID) [control system]

control action in which the output is proportional to a linear combination of the input, the time integral of input, and the time rate of change of input. Commonly used in hydroelectric applications for the control of a generator's active power (speed), and reactive power (voltage).

2.38 pixel

in image processing, the smallest element of a digital image that can be assigned a gray level or color.

2.39 programmable logic controller (PLC)

a digital electronic operating system, designed for use in an industrial environment, which uses a programmable memory for the internal storage of user-oriented instructions for implementing specific functions such as logic, sequencing, timing, counting and arithmetic, to control, through digital and analog inputs and outputs, various types of machines or processes. Both the PLC and its associated peripherals are designed so that they can be easily integrated into an industrial control system and easily used in all their intended functions.

2.40 protocol

a structured data format and a set of rules for the communication procedure required to initiate and maintain communication

2.41 relay, interposing

a device that enables the energy in a high-power circuit to be switched by a low power control signal

2.42 remote control

control of a device from a distant point

2.43 reliability

the characteristic of an item or system expressed by the probability that it will perform a required mission under stated conditions for a stated mission time

2.44 response time

the elapsed time between the moment when a signal is originated in an input device until the moment the corresponding processed signal is made available to the output device(s), under defined system loading conditions

2.45 resistance temperature detector (RTD)

a device for which the electrical resistivity is a known function of the temperature

2.46 scan (interrogation)

the process by which a data acquisition system sequentially interrogates remote stations for data at a specific frequency

2.47 scan cycle

the time in seconds required to obtain a collection of data (for example, all data from one controller, all data from all controllers, and all data of a particular type from all controllers)

2.48 serial communication

a method of transmitting information between devices by sending digital data serially over a single communication channel

2.49 sequential control

a mode of control in which the control actions are executed consecutively

2.50 supervisory control and data acquisition (SCADA)

a system operating with coded signals over communication channels so as to provide control of equipment and to acquire information about the status of the equipment for display or for recording functions

2.51 user interface

a functional system used specifically to interface the computer-based control system to the operator, maintenance personnel, engineer, etc.

3 System architecture

3.1 General

System architecture defines the structures and relationships among the components of the hydroelectric power plant automation system, including its interface with the operational environment. Architecture includes hardware components, software components, configurations, networks, performance, reliability concepts, and maintainability of the automation system. Performance, reliability, and maintainability aspects of the system are covered in other chapters of this guide. These aspects of the system are dependent upon the system architecture. System architecture for a hydroelectric power plant should consider such factors as the number, size, and types of turbines and generators in the plant; whether the plant is generation-only or pumped storage; the plant's auxiliary systems, and whether or not the plant is designed for attended or unattended operation. A wide range of hardware components, networks, software components, and database alternatives are available to configure cost-effective architectures to meet the automation system's design goals. Open system architectures offer the advantages of ease of expansion, ability to accommodate changing technologies, and immunity to premature obsolescence. A detailed discussion of network system architecture is found in IEEE Std 1615 [B51] as well as the IEC 60870-5 series [B9] and IEC 61850 series [B23 through B33].

3.2 Process control system configurations

3.2.1 Basic configuration

Application of individual control processors, including, but not limited to a controller, RTUs (remote terminal units), and computers, for each of the main components of the power plant (i.e. generating units, plant auxiliaries, power plant intake, substation, etc.) should be considered. The main advantage of individual control processors is that a fault on one unit's control processor has no effect on the operation of the other units. Figure 1 shows a generic control system's configuration. Individual applications may include some or all components shown in the figure depending on plant size and importance. Time synchronization should be considered to identify the time within the system and any other subsystem in the plant all which should be connected to a central clock and be synchronized in an appropriate way.

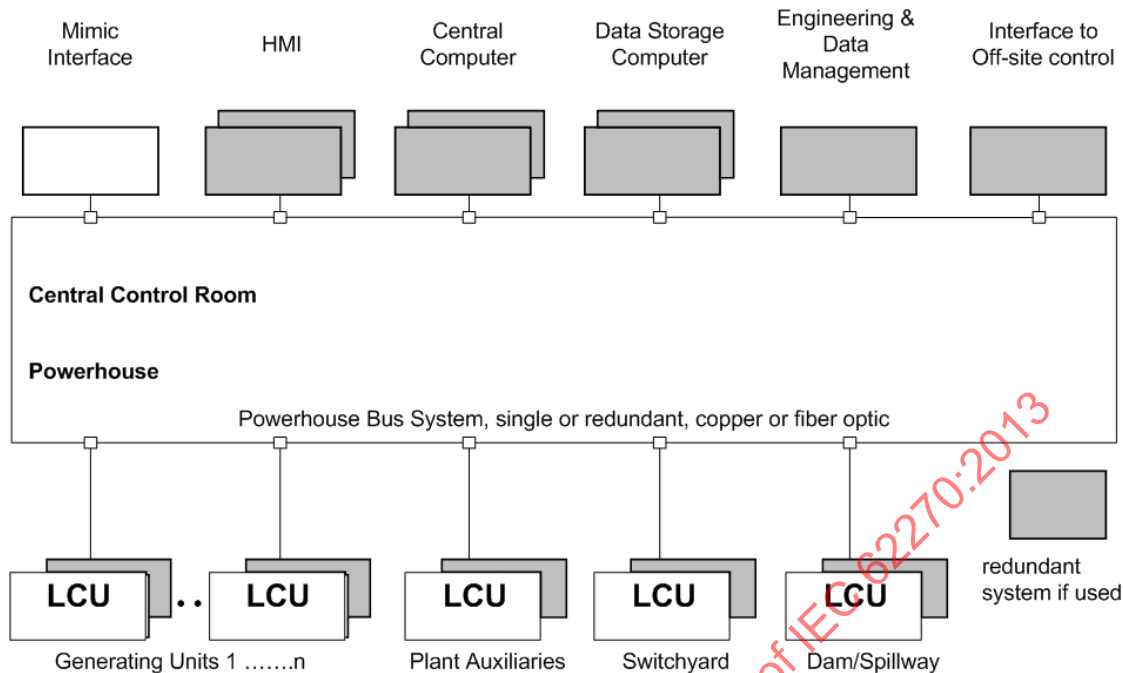


Figure 1 – Generic control system configuration

3.2.2 Control system configuration alternatives

3.2.2.1 Control system redundancy

Control processors/computers in a control system can be arranged in either single or redundant configurations. Control processors can be arranged in a single configuration without any back-up system. To improve the plant's reliability the single control processor can be equipped with hardware back-up (hardwired) systems to start and stop the units. Another alternative is to use a back-up control processor for mechanical protection and emergency control shut down. A traditional approach is installing one dedicated control processor for functions of sequence control, alarm and monitoring/mechanical protection and turbine governor control.

Requirements for safety concerning the equipment that perform safety functions such as unit protection or spillway control should be considered. The choice to implement redundant equipment and the extent of redundancy (sensors, inputs/outputs, processors, power supplies and/or hardwired systems to control the actuators) should be determined from studies aiming to match the requirements for availability and functional safety of electrical and electronic/programmable equipments to the safety-related systems.

Redundant control processors can be installed in automated control systems in a very cost effective manner. As a consequence, redundant concepts find application in control systems in hydroelectric power plants with high requirements for availability. Redundancy can be achieved in automated control systems through arrangements of either a cold standby configuration or a hot standby configuration. If application requirements deem a hot standby configuration appropriate, the configuration can be supplied with either single (common) or redundant input/output devices, power supplies, etc.

Regardless of whether the control processors should be redundant or not, many different ways of arranging the process controllers in the powerhouse exist. An example of a commonly used control configuration is shown below in 3.2.2.2.

3.2.2.2 Control system configuration with dedicated control processors

The system shown in Figure 2 represents a configuration where each main component of the power plant to be controlled has its own control processor. The main advantage of a system with dedicated control processors is that a fault on one unit's control processor has no effect on the operation of the other units. Each of the control processors and computers can be arranged redundantly to improve the system's availability, and may be equipped with a field bus and decentralized input/output modules. Depending on the number of auxiliaries supporting the unit and the distance to the LCU, a reduction in the number of cables and cable connections from the LCU to remote I/O cubicles can be realized.

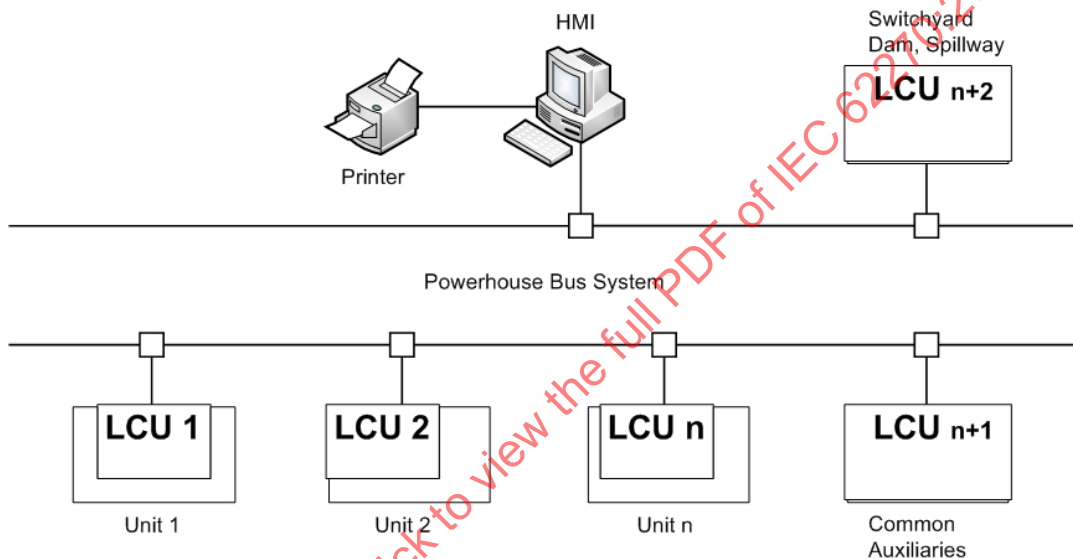


Figure 2 – System with dedicated unit control processors

3.3 System architecture characteristics

3.3.1 General

Any discussion of characteristics of system architectures for hydroelectric automation systems requires some basic understanding of the hierarchical structure of hydro power plant controls that has evolved through many years of practice. Concepts of location, mode of control, and supervision of control as it affects the control hierarchy are covered in subsequent subclauses.

3.3.2 Hierarchy

A general hierarchy of control for hydroelectric power plants is defined in IEEE Std 1010 [B45] or IEC 61362 [B22]. The combination of computer-based and noncomputer-based equipment used for unit, plant, and system control should be arranged in accordance with Table 1.

Table 1 – Summary of control hierarchy for hydroelectric power plants

Control Category	Subcategory	Remarks
Location	Local	Control is local at the controlled equipment or within sight of the equipment.
	Centralized	Control is remote from the controlled equipment, but within the plant.
	Offsite	Control location is remote from the plant.
Mode	Manual	Each operation needs a separate and discrete initiation; could be applicable to any of the three locations.
	Automatic	Several operations are precipitated by a single initiation; could be applicable to any of the three locations.
Operation (Supervision)	Attended	Operator is available at all times to initiate control action.
	Unattended	Operation staff is not normally available at the project site.

Figure 3 (see 3.3.3) illustrates the arrangement of control locations, typical functions at each location, and typical interchange of control and operating information. Local control, centralized control, and offsite control functions are described in 3.5, 3.6 and 3.7.

A decision is required on the extent of functions to be included in the computer-based equipment. At one extreme, the computer-based equipment can incorporate all aspects of local, centralized, offsite, manual, and automatic control. At the other extreme, the computer-based equipment may handle only automatic unit sequences and data acquisition, with all other functions, such as local manual control, handled by non computer-based equipment.

Where provided, manual controls are used during testing, and maintenance, and as a backup to the automatic control equipment. Generally, manual controls are installed near the devices being controlled, such as pumps, compressors, valves, and motor control centres. Transfer of control to higher levels is accomplished by local-remote transfer switches installed at the equipment or similar functions provided in the computers and control processors of the automation system. Often, capability to operate individual items of equipment is also provided at the unit switchboard while in the local-manual mode. If this capability is designed to backup the computer-based equipment, then additional interposing relays and other devices will be required. Alternately, with the high reliability of contemporary computer equipment, local-manual operation from the unit switchboard can be incorporated into the computer controls, thereby reducing control complexity. In this case, direct manual operation may still be possible from the equipment location. Further backup control considerations are described in Clause 9.

For severe faults that require high-speed tripping of a unit, separate protective equipment is included in the unit control system. This protective equipment comprises relay-based, solid-state, or microprocessor-based protection for electrical and mechanical equipment and trip logic. These high-speed protective functions are generally not incorporated into the computer-based systems used for control due to the speed of operation of the control system hardware. Special purpose protective relays provide definite time of response to meet high-speed protection needs.

3.3.3 Control locations and levels

Contemporary hydro power plant control systems have different control levels and these levels can be at different locations. Figure 3 illustrates how more than one location of control may exist for a single piece of equipment.

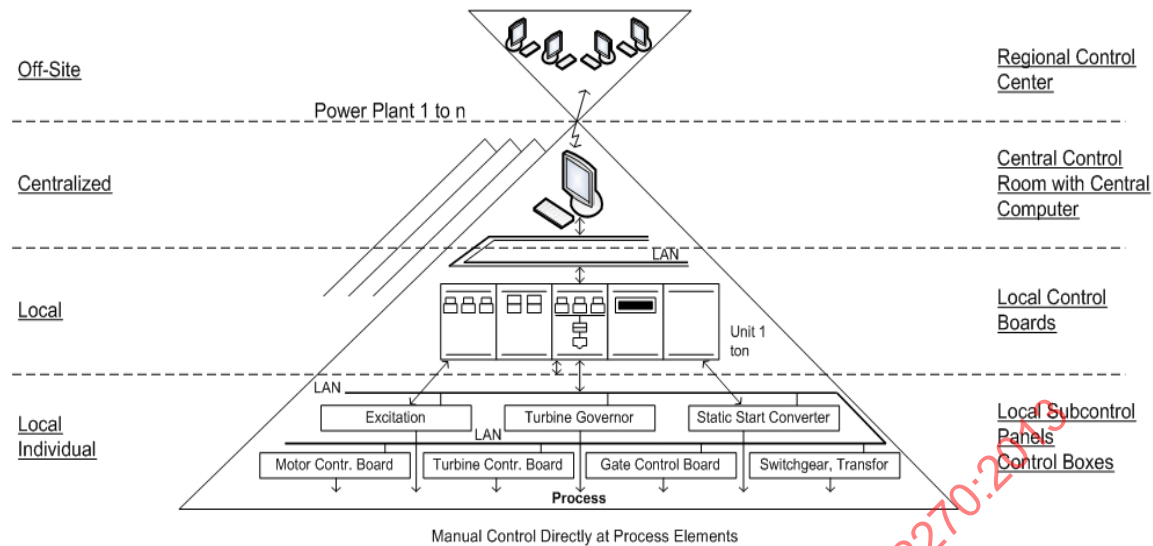


Figure 3 – Relationship of local, centralized and off-site control

3.3.4 Interface between the control system and the controlled process

Many faults on control systems are based on external malfunctioning of sensors and/or valves. This means such faults are usually caused by devices interfacing the control system with the process. Thus the interface between the control system and the process has to be as reliable as possible as well. This can be achieved by:

- providing redundant sensors;
- equipping solenoid operated valves with two self-latching coils;
- providing important auxiliary systems like the governor or bearing oil pumps, compressors etc. with two AC pumps (main and standby pumps). If black-start is required one pump can be a DC pump;
- providing circuit breakers with two tripping coils;
- providing motor starters controlling motors and valves with self-sealing which means each valve, motor or circuit breaker receives two dedicated control signals, one for start/close and the other for stop/open. Faults on the control system do not influence the availability of the generating unit in operation because neither a start/close nor a stop/open signal is present. The process interface (motor, valve) remains in the same status as prior to the fault;
- ensuring fail safe design (critical valves to open or to close in case of system fault);
- providing redundant power sources for active devices.

3.4 Local individual control

Local individual control is mainly used for commissioning and maintenance purposes. If “local” individual control is being used in reference to the auxiliary equipment, it refers to the controls that are located close to the equipment itself or within sight of the equipment. Dedicated systems such as a sub control system for two governor pumps (main and stand-by pumps) with algorithms for automatic switch-over, oil pressure and level control, can be installed as decentralized input/output (I/O) equipment for the local control processor. Each control box or panel can be equipped with a control selector switch (local-remote). In principle, the selector switch nearest to the equipment being controlled has the highest priority that is if the selector switch next to the circuit breaker is in the “local” position, any remote, automatic, or manual, operation is disabled.

3.5 Local control

If “local control” is being used in reference to the generating unit it refers to the unit control board, the common auxiliaries control board, the switchyard control boards, and other local control boards. Controls may not be within sight of the equipment being controlled. However automatic control functionality for automatic sequence control, manual control, supervision, protection, monitoring and alarm annunciation for all the main components of the plant are provided. The traditional control elements for manual control i.e. switches, push buttons, and lamps can be replaced by a human-machine interface (HMI) which is the user interface to the control system. The HMI provides a graphics based visualization of the control and monitoring system using a visual display unit (VDU) or a liquid crystal display (LCD).

Figure 4 illustrates the typical functions of a contemporary unit local control board. Dedicated equipment is recommended for electrical protection and synchronization to provide an independent path for safety.

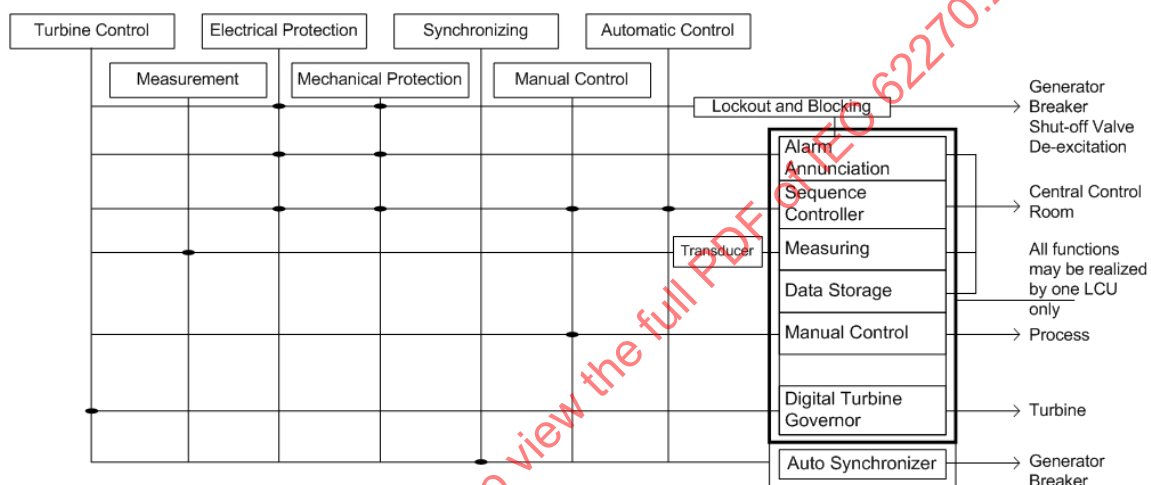


Figure 4 – Typical functions – Unit local control board

As shown in Figure 4 most of the control, monitoring and supervision functions can be performed by a single control processor. Even the turbine governor can be integrated into the control processor. Larger power plants usually are equipped with dedicated control processors for control and for turbine governing purposes.

3.6 Central (remote) control

This denotes a control location that is one step further removed from local. It is removed from the equipment or generating unit but still within the confines of the power plant. In most cases central control rooms exist in hydro power plants. All control intelligence may be located at the local control level or a central location. Overall plant control (optimization, level and flow control, automatic generation control) is implemented from the central control location.

Central control locations may be equipped with operator stations consisting of computer systems with VDUs, keyboards, mouse, and printers. These printers can record all events in the plant. Analogue mosaic tile system boards can be installed as back-ups to the computer system, either directly wired to the respective local control processor or connected to a main powerhouse control processor.

3.7 Off-site control

Offsite control refers to plant control activity from one or more control centers remotely located from the hydroelectric plant. Plant operations performed from such centers are usually one component of an integrated power dispatch and system operation strategy. Personnel at the offsite control location are normally responsible for operating several power plants and substations, and probably interface with other control centers (regional, power distribution system, or other power producers). This control location is not within the plant. It could be located at the power plant's switchyard, at another plant, or at some other remote location. The term "remote" should not be confused with off-site. Remote can be understood to pertain to a control location distant from the actual equipment but still on-site.

4 Control Functions

4.1 Local control functions

4.1.1 Start/stop sequencing

Reference IEEE Std 1010 [B45], IEC 61850-7-410 [B31].

One of the most obvious uses for computer-based automation in power plants is for automating unit start/ stop control sequencing. The computer system completely controls the starting and stopping of the unit when directed by higher level control or by the operator. Inputs to the computer are unit and plant status points that are constantly monitored for change during the sequence. The computer can continuously monitor and display more status information than an operator can assimilate so control actions, such as abort sequences, can be initiated immediately, without operator reaction time. Because the computer is programmable, modifications to the sequence control can be made easily, even after the plant is operational.

The computer system can also monitor the control sequence and provide troubleshooting information identifying where in the sequence a failure occurred. The computer can then pause in the sequencing to suggest operator intervention or to implement the corrective action. This diagnostic capability can speed up the process of correcting the problem and returning the unit to service. Systems with very high-resolution time stamping can provide sequence-of-events recording that can be used to augment and analyze the protective and control relay actions.

Examples of the equipment controlled and parameters monitored during the start/stop sequence include:

- a) intake gate or inlet valve;
- b) governor hydraulic oil system;
- c) wicket gate limit position;
- d) speed governor;
- e) high pressure oil system for the thrust bearing;
- f) brakes;
- g) cooling water system;
- h) excitation equipment;
- i) unit speed;
- j) protective relaying status;
- k) unit alarms;
- l) unit breaker status;

- m) needle valve position (Pelton turbine);
- n) deflector position (Pelton turbine);
- o) blade position (Kaplan turbine).

4.1.2 Synchronizing

Synchronizing has traditionally been performed either manually or by a dedicated automatic synchronizer unit. Contemporary automatic synchronizers use computer technology to optimize their performance.

The synchronizing function may be performed by the plant computer-based automation system. Synchronizing is a critical function requiring accurate and reliable monitoring of voltage magnitude, frequency, and phase angle and not all computer-based automation systems can provide the accuracy and speed of response required for the synchronizing function. For security, a synchrocheck relay is typically used as a permissive for the circuit breaker close.

4.1.3 Synchronous condenser mode

Hydroelectric generating units are often used in synchronous condenser mode where turbine wicket gates or valves are fully closed while the unit is online and excited (i.e. the unit is running as a motor). One reason for this is to provide reactive power control. The synchronous condenser mode is generally dispatched according to reactive power requirements, but may be regulated automatically by the computer-based control system to achieve optimal reactive power capability and maximum transmission utilization. Another purpose of synchronous condenser operation is to provide readily available, real-power spinning reserve dictated by power system operating requirements. Computer-based control schemes can be useful in efficiently and automatically performing this mode of operation.

Typically, hydro-generators are not designed to operate as a motor with the runner submerged (pumping operation). In cases where a turbine is located below the tailwater level and runs as a synchronous condenser, the water is expelled from the runner area by compressed air (air depression system) to reduce power losses and turbine wear and tear. The computer-based automation system may automatically control the operation of valves, blowers, compressors etc. to maintain a predetermined water level in the turbine discharge chamber. The automation or protection systems should detect when the runner is submerged and either return the unit to generating operation or shut the unit down to prevent damage.

The computer-based automation system can control the auxiliary devices and monitor the generator during this mode of operation. For example, the automation system may override the reverse power relay during this mode of operation. Underfrequency detection can also be used to automatically return the unit to generating operation.

4.1.4 Pumped storage control

The computer-based automation system can provide the complete control necessary for a unit to operate in pumping or generating mode. The system can control the switchgear, static starting equipment, and related equipment necessary to run the unit in either mode. Some basic features easily implemented in a computer-based control system include providing a run time summary of units in the pump mode, providing an automatic restart timer feature in the event the unit fails to start properly, and determining which unit should be started to balance the run time between multiple units. All these features can be implemented at the power plant level and could involve control of the units directly or through unit controllers based on the configuration of the control system.

4.1.5 Turbine operation optimization

As maximum utilization of the water resource becomes increasingly important to power producers, power plant operators are striving to optimize water usage and power production. There are numerous possibilities for optimizing individual unit turbine operation through the application of custom software algorithms. Depending on the parameters monitored and control sequences needed to achieve the operating mode, algorithms can be created to enhance unit operation.

Typical algorithms and monitored parameters necessary for implementation include:

- a) *Efficiency maximization.* Head water level, tail water, gate position, blade position (Kaplan turbines), flow, turbine and generator efficiency curves, active power output.
- b) *Minimization of unit vibration or rough running zones.* Hydraulic head (head water level, tail water level), gate position, blade position (Kaplan turbine), unit vibration, head cover pressure, turbine sound characteristics (acoustic monitors).
- c) *Minimization of cavitation.* Gate position, blade position (Kaplan turbine), flow, hydraulic head (head water level, tail water level) turbine manufacturer's cavitation curves (or scroll case sound level, turbine sound characteristics (acoustic monitors)).

4.1.6 Trashrack control

The computer-based automation system can be used to monitor the water level differential between the upstream and downstream sides of the trashrack and to use this information to alert operations personnel for the need to clean the trashrack or to operate automatic trashrack cleaning equipment. The information provides operations personnel with appropriate data about the condition of the water flow through the trashrack to allow them to make informed decisions. One of the most important functions that the system can provide is the ability to automatically lower the flow through a unit by decreasing the generated power whenever the trashrack differential exceeds a predetermined value. In this way, the automation system can be used to minimize damage to the trashrack equipment.

4.1.7 Environmental control

Computer-based automation systems can monitor and automatically control equipment to meet environmental requirements such as:

Downstream temperature. Environmental regulations often prescribe an optimal temperature for downstream flow to assist local fisheries. In installations where a large impoundment exists, it is often possible to draw either bypass flow or unit flow from different temperature levels of the reservoir using slide gates or other water level selection equipment. Slide gates, for example, are positioned at various heights along the intake structure, which allow water to be drawn from various levels in the reservoir. Computer algorithms can be written to monitor downstream river temperature and to control that variable to a predetermined set point. This is accomplished by monitoring temperatures at reservoir elevations and varying the flow mix to achieve the desired downstream temperature.

Dissolved oxygen: Slide gates, bypass systems, blowers, or other means are used to control amount of dissolved oxygen in the downstream flow.

Minimum in stream flows and ramp rates: Minimum downstream water flows are often dictated by irrigation and environmental requirements. Bypass systems or unit output may be adjusted to meet minimum downstream flow and rate of change requirements. Accurate, timely, and recorded release information is retrievable through an automated system. Accurate, real-time control of valves and gates to provide exact flows based on current head and other conditions is possible rather than relying on simple open or closed control.

4.1.8 Black start control

Hydroelectric power plants play a critical role in helping re-establish power systems after a major outage. Such outages can leave the plant isolated from the system with no generators running and, therefore, no station service power. Black start capability (i.e., starting the plant without a source of external power) for restoring the plant, and ultimately the power system, is vital. Computer-based automation systems can play a role in accomplishing this black start. The computer system can be activated manually or automatically in such conditions to begin a black start control sequence. Automatically, the system can monitor plant and system conditions, start units, and restore station service power. Subsequently, the entire plant can be brought back to full operation and the power system can be restored.

The capability to start a unit under black start conditions is usually a function of the physical devices in the power plant rather than the automation system. An auxiliary power system, such as an emergency generator or station batteries (assuming auxiliary equipment can operate on DC power), should be available to provide power to the computer system, the unit's auxiliary systems and the excitation system's field flashing equipment to increase the probability of a successful black start.

Hydraulic and pneumatic systems should be operational so that the automation system can provide black start capabilities. The advantages of black starting under computer-based automation are similar to those found in a normal start condition. The start sequence may be different for black or normal start. The automation system should have the proper interlocks for each mode of starting. For example, a.c. powered pumps not considered critical for unit starting in black start mode but have interlocks in the start sequence for normal starting, governor parameters for isolated operation and load pickup will be different than online parameters, and synchronizing equipment will need to be disabled or switched to live bus-dead line operation for black start. Considerations should be made for line charging, load pickup, protection inhibiting, and limiter functions.

4.2 Centralized control functions

Centralized control refers to a common control location from which plant functions can be initiated and plant operating information can be collected and displayed. The purpose of centralized control is to consolidate control and monitoring at a common location to facilitate efficient plant operation and to carry out control functions best handled at the plant level. An important example of efficiency derived from centralized control is the economy of minimizing the number of operating staff required during attended operation of the facility. Centralized control also provides a link between the offsite control facilities and the in-plant facilities. Computer-based automation systems can provide the data and control communications to facilitate centralized control regardless if the automation equipment is centralized or distributed. The following clauses describe typical functions provided by the centralized control system.

4.2.1 Control of individual units

Many of the functions available at the unit local control system can be made available at the centralized control location. The extent of duplication between centralized and local control functions depends on the operating philosophy of the utility or owner and the capability of the plant data network. Typical unit control functions able to be initiated at the centralized control location include:

- a) automatic start and synchronization;
- b) automatic stop;
- c) emergency shutdown;
- d) speed setpoint;

- e) power setpoint;
- f) voltage and reactive power set point.

4.2.2 Switchyard, spillway, and station service control

Many of the functions at the switchyard, spillway, and station service local control systems can be made available at the centralized control location. Again, the extent of duplication with local control is an operational decision. Typical functions provided at the centralized location include:

- a) circuit-breaker open/close synchronization;
- b) disconnect switch open/close;
- c) transformer tap changer control;
- d) spillway gate open/close;
- e) plant real-power control.

4.2.3 Plant active power (MW) control

The computer system can be used to maintain the plant or individual unit power output based on different operating criteria. If a plant or unit is to maintain a predetermined power level it can be essentially block-loaded by the computer, and power output can be very accurately maintained at that level regardless of other variables, such as head changes.

Similarly, a plant or unit can be tied to a certain discrete demand and be assigned the task of exactly satisfying that demand so that other units can be block-loaded. When this swing unit trips offline, it is necessary for one or more of the remaining units to transfer from the block-load mode to the swing unit mode to pick up the variable load. Computer-based control systems can automate this control scheme.

A joint power control scheme is often employed in which the desired plant power output is allocated equally among the individual units selected for joint power control. In this case, the plant control scheme includes functions for unit selection, balancing of individual unit power setpoints, control of joint power setpoint, and frequency bias (regulation).

4.2.4 Plant reactive power (Mvar) control

Plant voltage and corresponding plant var output can be controlled by dispatch of individual unit voltage setpoints or by a joint voltage control scheme. The joint voltage control system maintains a desired high voltage bus or line voltage by allocating var generation among individual units selected for joint voltage control. The joint voltage control system can include functions for unit selection, control of joint voltage setpoint, and transformer tap position or line drop compensation.

4.2.5 Water and power optimization

As maximum utilization of the water resource becomes increasingly important to power producers, power plant operators are striving to optimize water usage and power production. Automated water resource management, such as scheduled water releases for minimum water flow and fish water needs, is an excellent application for the computer control system. Accurate, timely, and recorded release information is retrievable through an automated system.

It is also possible to optimize using water for given power requirements by computer-based unit, plant, or system efficiency algorithms. For example, knowing the individual generator, turbine, and penstock efficiencies and the hydraulic head and flow, the onsite computer can direct the optimal loading of the units to meet the overall plant load requirement while achieving the best possible plant efficiency. As the hydraulic head changes, operating efficiencies will change and it may be

necessary for the computer to reallocate unit load to maintain best achievable overall plant efficiency while satisfying the total demand.

4.2.6 Water bypass control

Minimum downstream water flows are often dictated by irrigation and environmental requirements. Water release through bypass mechanisms can be done automatically and more efficiently through the computer. Accurate, real-time control of valves and gates to provide exact flows based on current head and other conditions is possible rather than relying on simple open or closed control.

4.3 Offsite control functions

Offsite control refers to plant control activity from one or more control centers remotely located from the hydroelectric plant. Plant operations performed from such centers are usually one component of an integrated power dispatch and system operation strategy. Typical tasks performed at offsite control centers may include:

- a) periodic megawatt (MW) and megavar (Mvar) adjustments to maintain power system operation in accordance with requirements and criteria established by coordinating bodies (e.g., regional reliability councils);
- b) maintaining generation reserves in accordance with criteria established by coordinating bodies to assure power system stability;
- c) energy interchange scheduling;
- d) automatic Generation Control, including time error control and frequency control (these require coordination with other control areas with which the system may be interconnected);
- e) hourly load forecasts;
- f) transmission line loading (system power flow);
- g) power sales control adjustments.
- h) flow release coordination for several hydroelectric power plants on the same river.

The interconnection of power systems, and the need to control generation and power flow throughout such systems, has led to the design and installation of networks of hierarchical computer-based control schemes that allow system dispatchers to direct power generation at many plants. The computer-based automation systems at individual hydroelectric plants are often parts of power system-wide computer-based control systems used for interconnected power system operation.

When considering automation of hydroelectric plants, it is important to determine how the proposed computer-based plant control system interacts with the offsite power system control computers. Since specific control capabilities can be programmed into computers at various levels in a hierarchical control scheme, an overall philosophy of system control should be established first. The control capabilities and data requirements for the local plant computer can then be defined.

Typical functions performed by offsite control systems that impact the control requirements of the hydroelectric power plant are described in 4.3.1, 4.3.2, 4.3.3, and 4.3.4.

4.3.1 Control of individual generator sets and selection of centralized control functions

Many of the control functions implemented in the local control system at the hydroelectric plant are made available to or usable by, the control system at the offsite location. The number and type of plant control functions available at the offsite system depends on the power system operating philosophy, agreements among power system and plant operating agencies, and the amount and

quality of plant and system data available to the offsite control system. Individual and centralized unit control functions available for use by the offsite control system can include those listed in 4.2.1, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5, and 4.2.6.

4.3.2 Switchyard, spillway, and station service control

The control functions available at the offsite location are similar to those listed in 4.2.2.

4.3.3 Automatic generation control (AGC)

Computer-based AGC, normally executed at one control center in a regional power system, provides the capability to regulate the active power output (megawatt) of selected generators or power plants in real-time. Megawatt setpoints are periodically adjusted by the AGC system to meet requirements for correcting the area control error (ACE), and other constraints.

For the regional control center to be able to allocate a plant's share of the ACE [station control error (SCE)] in a correct and timely manner, the center's control computer must receive data from the plant. Inputs to the algorithm that calculates the ACE include: tie-line power flows; scheduled power generation; time error bias; power system frequency bias. The amount of the ACE assigned to each individual plant (SCE) as a desired change in generation level depends on the plant's assigned level of participation in ACE correction. Plant participation in turn depends on the plant's share of system generation, capability to vary generation, water availability, constraints on changing plant discharge and forebay and tailwater elevations, among other factors.

The amount and type of data and the frequency of update should be established early in the design cycle of the plant control system, and becomes an important design parameter. It is usually critical that generation change allocations to the plant do not violate environmental or equipment limit constraints. A well-designed plant control system should not allow control actions that result in such violations; however, lack of plant control response has the undesirable effect of slowing needed generation changes, and of causing reallocation of changes to other plants in the center's control area. Such reallocations can upset plant generation scheduling and water use planning at all plants affected.

Power setpoint signals are transmitted to selected power plants either as a plant scheduled generation, or individual unit scheduled generation, depending on the utility's practice, or the operating agreement between plant operator and system control center operator if they are owned or controlled by different entities.

Operator interfaces to the plant control system are provided so that individual units can be placed on AGC operation, or removed from AGC operation and placed on local control.

4.3.4 Automatic voltage control (AVC)

Computer-based AVC, normally executed at one control center in a regional power system, provides the capability to regulate the reactive power output (megavar) of selected generators or power plants in real-time by sending a megavar or plant bus bar voltage setpoint. The megavar or voltage setpoint is periodically adjusted by the AVC system to meet requirements for system voltage and other constraints. AVC cycles have to be designed with a sufficient time delay to minimize the possibility of jeopardizing system voltage stability. Plant AVC systems which provide power system node voltage regulation, receive a megavar or voltage setpoint from the regional power system and distribute the megavar setpoints (if a voltage setpoint signal is received, the distributed output signal is converted to megavar setpoints) to those units under AVC control. Operator interfaces to the plant control system are provided so that individual units can be placed on AVC operation, or removed from AVC operation and placed on local control.

4.3.5 Remedial action schemes (RAS)

Many remedial action schemes are provided in contemporary power systems, normally controlled from offsite area control centers. Typical RAS schemes include:

- a) automatic generation shedding based on transmission line configuration (for transient stability);
- b) automatic generation shedding to help correct large-scale system overfrequency;
- c) voltage transient boost capability for dynamic stability;
- d) braking resistor application for transient stability;
- e) load shedding to help correct system underfrequency.

To implement these schemes, various signals are transmitted between the offsite area control center and the plant for arming and triggering corrective action schemes. The update and response time of the plant control computer system are critical and should be carefully considered in implementing remedial action schemes.

4.4 Typical control parameters

Table 2 gives selected examples of input and output parameters that are necessary to implement some of the computer-based control capabilities discussed in this clause. This listing is neither complete nor exhaustive, but is illustrative of implementation particulars that should be considered when designing an automation system.

Table 2 – Typical parameters necessary to implement automated control

Control Action	Inputs	Outputs
Unit Start/Stop	Gate or nozzle limit Gate or nozzle position Breaker status Governor hydraulics Unit speed Unit protective relays Generator voltage	Brake release Gate or nozzle actuator Cooling water valve Exciter Start circuit Unit selection Breaker trip/close
Unit synchronizing	Unit speed Gate or nozzle position Gate or nozzle limit Breaker status Generator voltage Bus voltage	Breaker select Breaker closing Unit select Speed adjust Voltage adjust
AGC	Unit status MW Mvar Unit protective relays Set point	Unit selection Power adjust
Synchronous condensing	Draft tube depression MW Mvar	Power adjust Excitation Draft tube depression Unit selection

Control Action	Inputs	Outputs
Turbine optimization	Head Blade angle Gate or nozzle position MW Sound	Gate or nozzle actuator Power adjust Unit selection
Trashrack control	Differential pressure	Trash raking system Power adjust Gate or nozzle actuator
Black start	Protective relays Bus voltages Generator status Breaker status Generator voltage Unit power	Generator start Unit synchronizing Breaker close (dead bus) Power adjust Voltage regulator Unit selection Breaker selection
Base load control	Unit status MW Mvar Gate or nozzle position Gate or nozzle limit Set point	Power adjust Gate or nozzle actuator Unit selection
Voltage control (AVC)	Unit status Breaker status MW Mvar Bus voltage Set point Generator voltage	Voltage regulator Unit selection
Remedial action schemes	RAS initiation Generator selection Breaker status Unit status System frequency	Breaker trip Breaker selection
Forebay selective withdrawal	Water temperatures Gate or nozzle position	Gate or nozzle actuator Unit select

4.5 Interfaces to other computerized systems

4.5.1 Fire detection data

Contemporary design and operating philosophies for hydroelectric plants include increased emphasis on fire detection. The data acquisition capabilities of computers are very useful for monitoring plant fire detection systems, providing the ability to acquire fire detection data, filter it through software, and provide plant personnel with knowledge-based courses of action. In addition, fire protection control actions such as closing doors and shutting down ventilation fans can be initiated by the computer. Since fire regulations vary and can require separate fire protection control, local regulations should be checked prior to inclusion in the plant computer system.

4.5.2 Plant security system

Plant security is becoming more important to owners working to minimize vandalism, unauthorized entry, and the effects of natural events that might jeopardize the safe and proper operation of the facility. Security information displayed at centralized operators' stations makes it easier and safer for plant personnel to respond to security breaches. For unattended plants, the transmittal to offsite locations of such security information is used to dispatch personnel to investigate the cause. The computer on site also can be programmed to control responses to the security breach, such as turning on lights or alarms, or activating cameras.

4.5.3 Maintenance management system

Data collected via the computer system can be used effectively as input to more sophisticated computerized maintenance management systems (CMMS). CMMS that are condition-based or predictive-based need current information on the condition of equipment in the plant, information that may already be collected in the plant computerized automation system. The automation system can double as a data collection point for data needed for control and protection functions, as well as for data needed to trigger maintenance activities, from the CMMS system, by out-of-limits conditions. Further details of data sharing are outside the scope of this guide.

4.5.4 Plant conditioning monitoring

Most hydroelectric units of any significant size are generally equipped with a varying array of sensors and, in some cases, specialized monitoring systems. The plant's equipment are supervised and protected against serious faults and damages. When problems occur, the operator responds to alarms and indications activated by the control system via the sensors. This information sometimes tends to be cumbersome, uncorrelated and of dubious accuracy (since sensor systems sometimes malfunction); yet, it has to be processed by the operator in a very short period of time. Rapid appropriate action by the operator is essential to minimize the risk of machine damage and extended forced outage time. In addition statistical and trend type information can be made available to access the unit's condition and facilitate a long-term predictive maintenance strategy to extend productivity.

As current technology advances, utilities are employing sophisticated on-line and off-line systems in conjunction with traditional sensors to monitor the status and performance of the complex systems required for power generation.

While many individual systems can perform an analysis based on their self-containing data acquisition modules, they have, in the past, not used all available parameters.

The need to maximize utilities' resources requires consistent and continuous monitoring and analysis of all sensor outputs with the overall unit condition assessment based on the entire range of data available, including past history by an integrated plant condition monitoring system (PCM). The PCM system provides statistics and trend type information related to the plant's condition. The correlation of instantaneous and historic data provides a powerful tool for both, the minute to minute and the day by day operation. It facilitates a long-term predictive maintenance strategy and an extension of the productivity.

5 Data acquisition and processing

5.1 Data integrity

Reliable power plant data is important to system operation. If even one plant reports erroneous generation, operation of the whole power system is affected by the error until the problem is

identified and faulty data corrected, either by the temporary expedients of manual override or substitution of an alternate data source.

The designer of the plant control system should assess the reliability requirements, including the impact that faulty data can have on operation of both the local control system and the offsite control system. The plant control systems should be capable of dealing with failures that impact plant and power system generation.

For signals with significant impact on the control of units, system design should maximize the possibility that significant signals are always available (e.g., by redundant configuration). Alternatively, in case of loss of the signal, an appropriate default or calculated signal should be available to the control system so the control mode change is accomplished in a bumpless manner.

5.2 Data acquisition capabilities

Hydroelectric plant computers can enhance the acquisition of data from the equipment and systems at the facility. The availability and flexibility of contemporary computer input hardware and data acquisition software make the collection and manipulation of large amounts of plant data possible.

Data can be acquired directly from plant devices such as transducers and contacts. Given the communication capabilities of computer-based equipment the plant computer can, if a common protocol is available, acquire data directly from these intermediate data collection systems. This data can be displayed for operator's use, used in the computer control logic, uploaded to higher level control computers, or stored for future report generation. Examples of intelligent electronic devices with these capabilities include:

- a) data loggers;
- b) sequence-of-events recorders;
- c) digital fault recorders;
- d) protective relays;
- e) excitation systems;
- f) governors;
- g) digital power monitors.

5.3 Analog

Analog signals can be monitored at fixed intervals by the system for control purposes. For data acquisition, the number of samples per unit of time is usually configured according to the parameter being monitored. Some critical quantities such as bearing temperature, hydraulic pressures, or vibration can be sampled more frequently than quantities that do not have the potential for rapid change, such as water level. Trending displays of selected analog quantities is a powerful capability of the computer system.

Several methods of collecting data from analog signal inputs are available. These include:

- a) *Constant interval.* Data is stored at a constant time interval.
- b) *Report by exception.* The quantity is constantly monitored, and while the variable remains within certain limits, infrequent reporting of data takes place. When the quantity is out of range, data is reported at predetermined intervals until a steady-state condition exists.
- c) *Variable interval monitoring triggered by event occurrence.* This method monitors and stores signal values at a rate that changes as the result of an event. If no unusual event occurs,

older data is overwritten by new data and constant interval storage takes place. Upon initiation of an event, the data collection rate is increased to provide extremely fine time resolution and all data points stored for future review. This method is very useful for troubleshooting and research into equipment characteristics, but could require extensive memory.

In all cases of analog monitoring, limits can be assigned to each parameter to alarm, shut down, or initiate some other action when a value is out of range. Limits can be absolute, or can include a rate of change of the variable. The computer system has a high degree of flexibility in the recording, alarming, and processing of analog data.

5.4 Discrete

Digital data is interpreted in several ways by the process controller. Some digital data is considered as sequence-of-events data which is time tagged. This time tagged data can be further differentiated by categorizing it as status or alarms. Other digital data is not time tagged and treated differently. All digital data is stored in one or more of the process controller's data bases.

5.4.1 Status points

These digital inputs are generally not time tagged and are intended for indicate the current operating state of various equipment and systems such as breaker position and control switch positions.

5.4.2 Event points

Most automation systems offer sequence of events recording for discrete (on/off) status inputs. The system should provide time stamping in sufficient resolution to provide the information required to analyse the proper operation of the high speed equipment used in contemporary power plants. Computer systems with this sequence-of-events capability are often preferred because they eliminate a stand-alone sequence-of-events recorder and all of the associated additional duplicate wiring and maintenance. Examples of discrete status inputs may include:

- a) event points such as relay operation, unit shutdown, or operator action;
- b) alarm points such as low pressures, high temperatures;
- c) status points such as breaker position, control switch position.

5.4.3 Calculated points

A special data type (either analog or discrete) which results from a predefined function of process objects (e.g., running hours, on/off counting etc.). From the application point of view these calculated points are not different from the previously defined analog or discrete points.

5.4.4 Postmortem points

Postmortem points are derived from special predefined tables which can store a certain amount of sample values of analog points before and after a trigger point which is determined by predefined trigger conditions. Postmortem points normally are used for plant fault basic analyzing.

5.5 Alarm processing and diagnostics

Accumulating large amounts of plant status and alarm data is not very useful unless the information can be processed in such a way to enhance operation and maintenance activities. The capabilities of the computer can be used to sort, select, prioritize, interpret, and display information in ways that were not possible before.

Contemporary power plants are designed to provide status and alarm indication of virtually all electrical and electrical/mechanical systems in the plant. This massive amount of information can be overwhelming, and even counterproductive, if it is not processed and presented properly. When major plant problems occur, multiple alarms are inevitable.

Knowledge-based programs can filter alarms for the operator and even interpret alarm groupings to identify the probable event that generated them. Expert system programming can assist plant operations and maintenance personnel in the location and solution of problems.

5.6 Report generation

Raw data collected by the computer system is necessary for the generation of reports that are used for operations and maintenance decisions. Computer database management and document preparation capabilities are becoming powerful tools for increasing plant efficiency. The multi-tasking capabilities of the computer provide report generation capability while accomplishing real-time control and monitoring of plant functions. Computer-based documentation capabilities include the following:

- a) *Sequence-of-events recording.* Inputs (events) are scanned and time-tagged to the nearest millisecond to provide after-the-fact information to analyze faults and other high-speed events.
- b) *Automated operator's log.* Hourly, daily, and weekly electrical and mechanical data, traditionally logged manually by the operator, can be recorded automatically.
- c) *Historical data recording.* Important data are recorded in such a way as to permit analysis of plant operation over various cycles of operation. Such data can be used to improve the computer control. For example, optimum efficiency algorithms that control plant operation in response to dynamic plant and power system conditions can be developed or improved by studying the historical data records.
- d) *Trend reporting.* Data is reported for trends in equipment operation that indicate problems that may need maintenance attention. Also, water and power data can be analyzed for trends that may be useful for system operation or planning.

5.7 Data archival and retrieval

The long-term archival and retrieval of hydroelectric plant operations data is important. Complete, accurate, well-organized data on water levels and flows, power generation, and plant maintenance is required for regulatory and environmental purposes. In the past, records were kept manually and storage of data in virtually unusable format and in unsafe and inaccessible locations was common.

Irretrievability of useful information was sometimes difficult and could be costly. Well-planned and operated computer-based automation systems in power plants can help relieve this problem. Useful data can be collected, collated, stored, and retrieved in ways that take up less space and time. Significant planning is required to anticipate the long-term data storage needs, and consideration should be given to format of data stored, the expected amount of data that will be collected, and the most appropriate storage media.

5.7.1 Operation scheduling and forecasting

Automation-collected hydro-meteorological data can be used for operation scheduling and forecasting. Information such as weather data and runoff data can be used for near- and longer-term predictions of power generation capability that affect scheduling and forecasting on an individual plant or system-wide basis.

5.7.2 Data access and security

As computer-based automation systems are implemented in power plants, management has direct access to data. This increased availability of data (unit availability, total plant output, etc.) helps streamline management decision making. Automation makes data readily available at all times to all departments with computer access. Data flow and information access are increased thus promoting higher efficiency. To protect the integrity of the control system and its data, the computer system can restrict access to authorized persons. A comprehensive discussion on data security can be found in IEEE Std 1615 [B51].

5.7.3 Operator simulation training

Computer-based hydroelectric plant control systems can include realistic operator training in plant operation. Offline simulation of normal and abnormal operating conditions can be provided that expose the operator to a wide variety of possible plant conditions. Being able to simulate emergency conditions in realistic fashion through the computer system can enhance the operator's response in real emergencies. Where plant normal-status operation training is desired, actual current plant conditions, status, and quantities can be displayed while the operator/trainee practices operating procedures.

6 Communications and data bases

6.1 Overview

Advances in computer technology provide a user with the choice of a variety of system architectures for configuring hydroelectric automation systems. No attempt has been made to describe all configurations and systems available, but rather to focus on systems currently employed or envisioned to find future use in hydroelectric plant automation applications. Supplemental information giving more detail of network communications can be found in IEEE Std 1615 [B51] as well as the IEC 60870-5 series [B9] and IEC 61850 series [B23-B33].

6.2 Communications

6.2.1 General

A communication network permits the linking of resources so information can be communicated to where required. Although physical separation of the communicating devices varies considerably from application to application, in general, a computer communication network always consists of a set of computers (e.g. central room computers, LCUs) connected via physical media and a set of common rules for exchanging information which is configured into the "communication subsystem".

Systems with a communication subsystem working only within its own system family are referred to as "closed systems." Closed systems are discussed in further detail in 6.2.4. While these proprietary systems may enhance communications security and integrity, they preclude addressing the problem of universal connectivity or open systems architecture.

To improve system longevity and flexibility, it is desirable to conform to open system attributes for the communication subsystem. To achieve this goal it is recommended that industry standards or widely supported de facto standards should be employed as further discussed in 6.2.2.

6.2.2 Open system standards

To alleviate the complexity problem of connectivity, the International Standards Organization (ISO) formulated a layered reference model. The resulting Open Systems Interconnection (OSI) Seven-

Layer-Model forms a framework for structuring the architecture of communication subsystems. While the model is an abstract framework, it provides a basic architecture for communication subsystems. The protocols of the individual layers are specified in a number of different standards.

Traditional multi-point-architectures are being replaced by Local Area Network (LAN) standards in power plant communication structures. LAN architectures finding wide use in power plant automation are Switched Ethernet (IEEE Std 802.3 / ISO/IEC 8802-3) [B42] at the physical layer and the Internet Protocol Suite (IPS) – commonly referred to as "TCP/IP" at the network and transport layer.

At the application layer different protocols are used for electric utility applications. Relevant for power plant automation architectures are IEC 60870-5-104 [B13] (addresses automation and control over LAN), IEC 60870-5-103 [B12] (addresses communication of protection devices), IEC 60870-5-101 [B10] and IEC 60870-5-104 [B13] (addresses remote communication to a central or regional dispatch centre), and adaptations of existing field bus de facto standards (e.g. Modbus™ over Ethernet).

A very comprehensive set of standards specifically designed for power utility operation are the IEC 61850-7 series "*Communication networks and systems for power utility automation*" [B23- B33]. They are the first international power utility communication standards which include automation, control and protection. The standards go beyond the scope of pure communication by additionally establishing a standardized exchange of engineering data between devices of different vendors. Currently, these international standards play an important role in substation automation.

An emerging approach specifically addressed to hydropower automation is IEC 61850-7-410 [B31].

6.2.3 Digital communication systems at the field level

For a lot of non safety-critical I/O, the traditional parallel wiring is often replaced by digital communication systems generically known as "field bus" systems. The benefit of using a field bus to connect subsystems is the significant reduction in the number of I/O modules required for the application and the corresponding reduction in complexity of the required interconnecting cabling.

Some field bus systems are internationally standardized or play a role as a defacto-standard in the utility industry. Typical examples of contemporary field bus systems are Profibus™ DP which meets the requirements of IEC 61158 [B21], Ethernet Power Link, and Modbus™.

6.2.4 Hydroelectric plant automation classification

There are two general classes of system architectures used in hydroelectric plant automation systems. One class of systems uses proprietary hardware and software, and makes little or no provision for interoperation with other hardware and software. For discussion purposes, these are termed closed systems.

The other general system class is an integrated system, with all plant control and monitoring components having a common data communication structure supported by common hardware and software structures. The trend in these control systems is towards open systems. From a practical sense, open systems or the openness of a system relates to the ability to replace hardware, modify software, and expand system capabilities without a wholesale reconfiguration of the control system. Attributes of open systems are interconnectivity of the hardware and software, portability of the software, and interoperability of applications and systems.

Examples of applications and major components of the two general system classes are shown in Table 3. For contrast, a traditional supervisory control system is included to illustrate similarities and differences. Again, from a practical sense it should be noted that neither fully closed nor truly open systems exist. Rather, a spectrum of systems exists, all having some ability to communicate or function with other systems.

Table 3 – Classifications of hydroelectric power plant computer control systems

System type	Applications examples	Major components
Traditional supervisory control	Hardwired supervisory control systems	Master stations Non programmable remote terminal units (RTUs)
Closed	Stand-alone systems (proprietary, single-function controllers)	Proprietary controllers Proprietary operator console stations
Open	Hydroelectric power controllers (systems) Large scale energy management systems SCADA systems (microprocessor- based)	Programmable logic controllers on communications networks Networked PCs or workstations End user programmable remote terminal units

6.2.5 Networking and communication considerations

Availability and successful operation of the data communication network is essential to the reliability of a hydroelectric automation system. There are several important concepts to evaluate when considering a communication data network for a hydroelectric power plant data acquisition and control system, some of which include:

- Data links.** Communication among major system elements should use bit serial communication links.
- Adherence to industry standards.** The data network should conform to formal and informal (de facto) industry standards to provide for the widest selection of mutually compatible equipment, and improve the length of service life.
- Availability.** The data network should be designed for maximum availability. This requires fault tolerant design concepts and possibly even a redundant network.
- Correct operation.** The data network should, as minimum, use error detection techniques to prevent the acceptance and use of corrupted data. Error detection without correction implies either loss of the data for the reporting cycle, or a request for retransmission of the data.
- Data transmission speeds.** The data system design should consider the amount and type of data to be transmitted, and the time constraints on the data, e.g., time sensitive control algorithms. Time constraints include consideration of worst case data transmission activity such as complete update of a plant data base during a period of maximum control system activity after a control system element failure, a plant equipment failure, a power system disturbance, or a combination of these events.
- Environmental considerations.** The control data network system should operate acceptably in the expected operating environment. The equipment can be subjected to electromagnetic interference (EMI), radio frequency interference (RFI), and temperature and humidity changes.
- Data network operation.** There are several network control protocols to consider in the design of a data network. Each has advantages and disadvantages to be compared and evaluated considering the volume of data expected, the response time necessary, and achievement of simple system operation.

- h) *Offsite data communications.* The design of the offsite data communication links should accommodate the type and volume of data to be transmitted and received, and the communication facilities available to carry the data. By following industry standards, widely available and compatible equipment can be used.

6.2.6 Data communication functions

6.2.6.1 Monitoring and control

Monitoring equipment. In a digital control system, data from monitored equipment travels over the communication link (or links) to the data acquisition and control system node requiring the data.

Data from the controlled equipment is in one of two forms: discrete data such as contact positions representing alarms and/or events, switch positions, or equipment status; and continuously variable (analog) data. Discrete data is used as equipment status information for operating programs, operator interface display programs, and can optionally be used for sequence of events (SOE) recording. Discrete data can also include information from position encoders, transformer load tap changing equipment, and contact closure or pulse inputs from watt-hour measuring instruments.

Analog data is sensed at the process interface, converted to a digital representation of its analog value, time tagged, and placed in the data base of the control system node where it is sensed. Analog data can be used to generate alarms. A rate of change greater than a reasonable value or a value beyond acceptable limits for the equipment can be used to generate alarms, with the analog data time tag providing time of occurrence information.

Controlling. In a digital control system, control action can be initiated either by application program results within the control node near the controlled equipment (the local node), or by action of the station control node. If the local node initiates control action, the communication network is not used. If the control action is initiated by the operator via the operator interface, or by the station control node, the communication network is used.

Typical control actions in a hydroelectric plant result in starting and stopping turbine-generator units, closing circuit breakers, controlling unit load and generator voltage, opening and closing spillway gates, and operating auxiliary equipment, including station service breakers and transformer tap changers. Control actions are initiated at the operator interface or by the station control node, transmitting the control command to the local node over the communication network.

6.2.6.2 Control node configuration and initialization

The system control nodes' application programming can include both software and firmware, and the control programming may use proportional, integral, and derivative (PID) and other control algorithms.

The control node configuration software, or the PID loop parameters, should not be accessible to change by all users of the control system. There should be a system security provision permitting alteration of the software only by those authorized. An automatic audit trail should exist documenting the changes and their implementer.

6.2.7 Control data communication requirements

6.2.7.1 General

The control data communication network requirements include: time constraints; dependability; safety; data communication network transparency; diagnostics; and maintenance. The following

discussion applies mainly to distributed types of control systems with their various nodes connected by one or more communication networks. It is applicable to closed systems insofar as these systems use data communication networks among their various elements.

6.2.7.2 Time constraints

6.2.7.2.1 General

Ideally, the current value of the data from each process input, analog or discrete, should be instantaneously available to the requesting application program. In practice, delays between the time the data appears at the process input terminals and the time it appears in the plant data base are unavoidable.

6.2.7.2.2 Data transport delays

There are several sources of data delay. For a digital control system, the first delay occurs in transmitting process data from the input terminals to the data base of the system control node nearest the controlled process (the local node). For analog data, the filtering and a/d conversion processes introduce the first delay. For discrete inputs, the scan process is the first, and usually least important, (apart from the contact bounce filter), source of delay. If the local node performs closed loop control, other delays in data transmission become less important, or less critical to the local control process.

Another delay occurs between the local node and any other node utilizing this data. This delay includes time to format the data for use by the communication network, time to queue the data for transmission and time for the local node to execute the data communication system transmission protocol and transmit the data.

A source of delay occurs with transmission of data to an offsite control system at a dispatch center. The communication network control protocol used by the network to the offsite system can introduce another unpredictable delay.

6.2.7.2.3 Control command execution

System security requires error-free, correct performance of control actions, e.g., the control command should not be misinterpreted by the local control node. Rather than chance incorrect control operation, it is better to reject the command, and ask for it to be repeated, or wait for the next command. To achieve this security level, sophisticated error detecting codes are used, as well as automatic checkback to verify command validity.

If checkback before operation is used, the effective transmission time of the control command is more than doubled. The transmission time can be unpredictable because if the intended receiving node is transmitting data at the time a command is sent, there is a delay in its command retransmission for verification. If the control command sequence requires checkback verification, further delays are introduced.

6.2.7.2.4 Overall control system delays

Power plant response to offsite control commands such as AGC inputs requires accounting for the amount and type of plant data used by the offsite system to determine its control requirement for the plant. Delay in transmission of data to the offsite system from the plant data base is the sum of all delays in getting the data from the local node to the plant data base node.

6.2.7.3 Dependability

Data communication network dependability is a broad term covering hardware reliability and availability, data transmission error detection and correction, and software reliability. For critical systems, redundant data communication networks and/or other fault-tolerant design features may be required. Fault-tolerant data networks should be designed so that failure of any single element of the data network does not cause the entire network to fail. The hardware should exhibit excellent availability and be capable of being quickly repaired and returned to service after a failure.

Data errors due to noise or other influences on the transmission medium should be detected and corrected if possible, or the data should be quickly retransmitted. Excessive errors will increase data transmission times, and lead to problems associated with inadequate transmission network capability.

6.2.7.4 Safety

Plant, equipment, and personnel safety require the control system to not issue, or permit execution of, an incorrect command caused by data errors or equipment failure. To achieve safe operation, the data network should be reliable and have error detection capabilities. Each network topology (see discussion in 6.3.2) has its own set of pros and cons regarding safety issues. There are many techniques used to assure reliable data communication regardless of the network topology used. If a specific data communication link fails, it should not cause failure of the entire data communication network. The system should be able to automatically reconfigure itself and continue transmission of data to remaining operable components. Critical data that are required for life or plant safety systems (e.g., dam spillway gates, etc.) should receive priority in reconfiguration schemes.

6.2.7.5 Data network transparency

Data network operations should be transparent to plant operators and to equipment outside the terminals of the data network. All data transmission functions, including error detection and correction, formatting for transmission, and preparation for presentation to control system nodes should be done by the data network equipment without attention from the control system nodes.

6.2.7.6 Diagnostics

The data communications network should include diagnostic software for both online and offline functions. Monitored online functions include data network performance and alarming for excessive channel errors and channel failures. Offline functions should include tests of each hardware element of the system, transmission medium tests, and verification of the data network error detection and correction features.

6.2.7.7 Maintenance

The data communications network should be easy to maintain, preferably without interruption of the data transmission function. Completely redundant, independent data networks are desirable, so the control system remains operable if one of the networks fails. Further, a failure of a single element should not precipitate a total system failure. Redundancy provides a means for effecting system repairs and provides a method for system tests or training.

6.3 Control data networks

6.3.1 General

The data communications network should be easy to maintain, preferably without interruption of the data transmission function. Completely redundant, independent data networks are desirable, so the control system remains operable if one of the networks fails. Further, a failure of a single element should not precipitate a total system failure. Redundancy provides a means for effecting system repairs and provides a method for system tests or training.

6.3.2 Local area network (LAN) topologies

6.3.2.1 General

The local area network differs from a conventional multi-point data network in several significant ways. With a multi-point data link, a computer typically communicates with several relatively simple terminals. Communication is controlled by the computer, and transmission occurs only between the terminals and the computer at relatively slow speeds. With a LAN, each device attached to the communication medium is a relatively intelligent machine, and any device attached to the LAN can communicate with any other device on the network at very high speed. Figure 5 contrasts the physical differences between multi-point data links and local area networks.

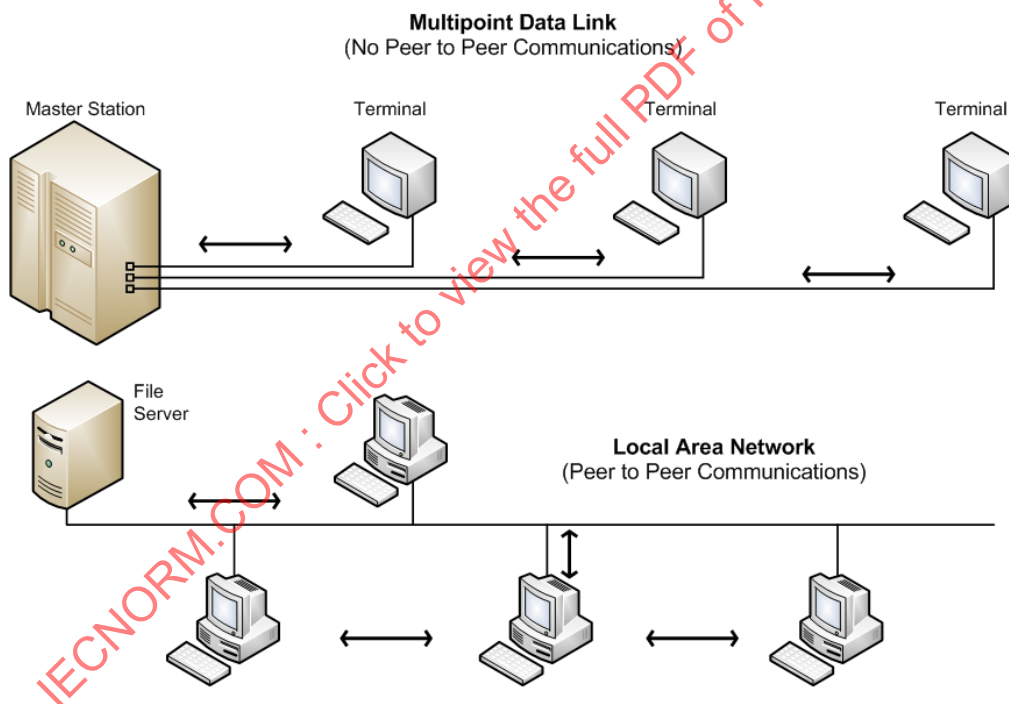


Figure 5 – Multi-point data link versus LANs

6.3.2.2 LAN characteristics

A local area network has the following characteristics:

- a) *Station relationships.* With a typical LAN, all stations accessing the common communication facility are peers on the network; there is generally no distinction made between primary stations and secondary stations.

- b) *Message exchange*. A LAN is designed to give the appearance of supporting multiple message exchanges at any given time between various pairs of stations, although in actual practice only a single message can be transmitted at any given instant.
- c) *Transmission speed*. Transmission speeds are very high, typically in the millions of bits per second.
- d) *Distance*. A LAN is designed to support communication over a limited geographic area, for example within a powerhouse or control dispatch center.
- e) *Transmission medium*. A LAN typically uses private, user-installed communication media.
- f) *Extensibility*. A LAN is designed to transparently become part of a wide area network (WAN). This allows communication over an unlimited geographic area.

6.3.2.3 Classification of local area networks

Many hardware and software systems are available for implementing local area networks. All share the general characteristics just discussed but all are implemented in different ways. In general, LANs are classified according to the following criteria:

- a) network topologies;
- b) transmission media;
- c) transmission techniques;
- d) access protocols.

6.3.2.4 Network topology classification

6.3.2.4.1 General

The network topology relates to the logical way in which stations are interconnected. Three major topologies that are discussed in this guide are the ring, the star, and the bus. These three basic logical LAN-configurations can be realized in many different physical configurations, making use of the rapidly evolving technical development of bridges, routers, switches and communication media in computer networking. For raising the availability of the system at current state of the art it is for instance possible to design fully redundant physical network configurations. For a more detailed reference see IEEE Std 1615 [B51].

6.3.2.4.2 Star topology

With a star topology (see Figure 6), all stations are connected through a central control point. The *Multipoint Data Link* shown in Figure 5 is an example of a star topology. True star topologies are seldom used in contemporary networks. TokenRing and 10BASE-T Ethernet use cabling schemes that resemble a star topology. However, a TokenRing is electrically a ring topology, and 10BASE-T Ethernet is electrically a bus topology.

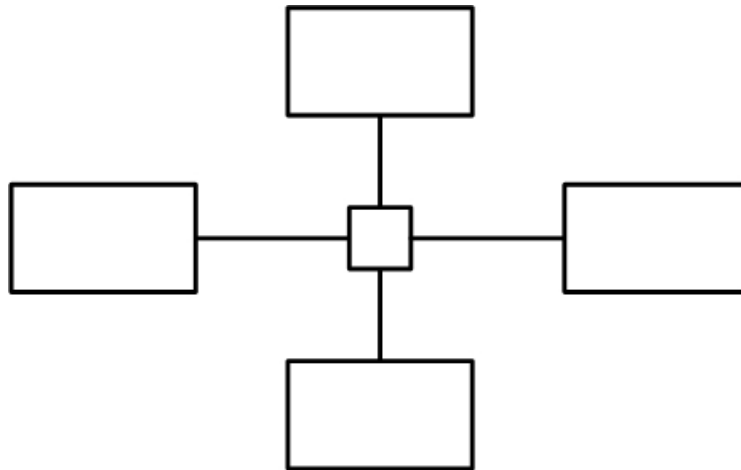


Figure 6 – Star topology

6.3.2.4.3 Ring topology

With a ring topology, (see Figure 7), each station is connected to the next one to form a closed loop. Each station has a transmitter and receiver, and data is transmitted in one direction around the ring. In a regular ring configuration, the communication media is connected point-to-point to each node, with each node acting as a repeater. The arrangement precludes bidirectional communication since the transmitter of one node is connected to the receiver of the next node. This characteristic makes the ring topology favorable for fiber optic media, a unidirectional communication medium. Token Ring topologies are covered in IEEE Std 802.5 / ISO/IEC 8802-5 [B43] and find application in hydroelectric automation systems.

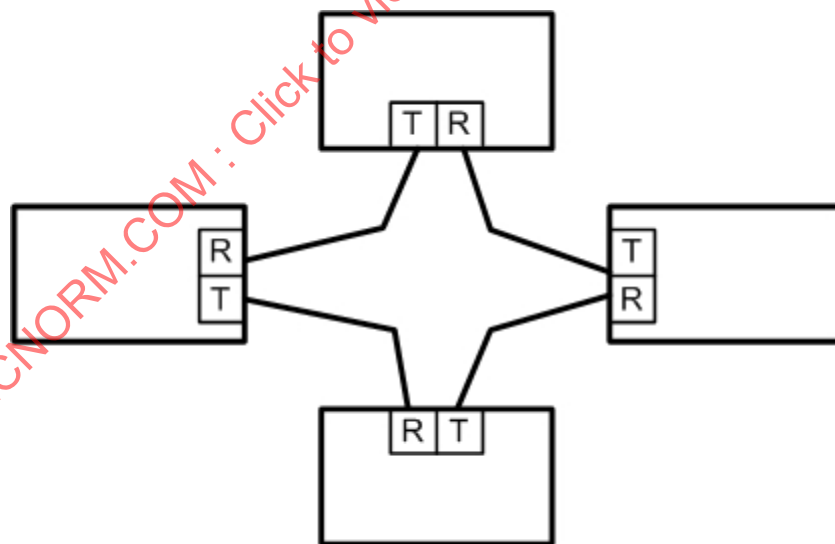


Figure 7 – Ring topology

6.3.2.4.4 Bus topology

With a bus topology (see Figure 8), all stations are attached to a single cable. Standard and ThinNet Ethernet, 10BASE5, and 10BASE2 are examples of a bus topology.

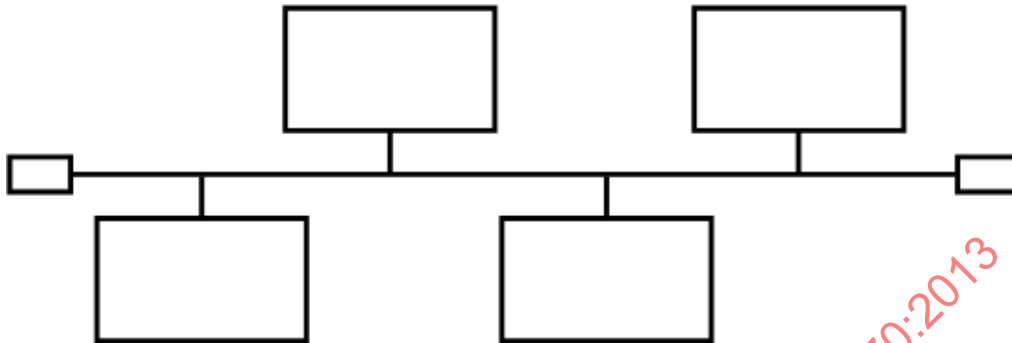


Figure 8 – Bus topology

6.3.2.4.5 Topologies employed in hydroelectric automation systems

Topologies employed in closed hydroelectric automation systems are usually based on manufacturer's proprietary systems (for a discussion of backplane standards, see 6.2.1). General characteristics of typical proprietary systems are described in 6.3.2.4.6. Bus, ring, and star topologies all find application in control systems. A cursory comparison of communication data networks employed with hydroelectric automation systems is shown in Table 4.

Table 4 – Hydroelectric computer control systems data communications attributes

System	Attributes
Traditional supervisory control	Central computer (master) communicating with nonprogrammable RTUs over wire, fiber, radio or microwave; dedicated communications channels Star topology
Closed	Small scale systems Proprietary networks Proprietary communications links
Open	Unlimited scale systems Open system architectures (IEEE 802 / ISO/IEC 8802 -series networks)

6.3.2.4.6 Proprietary bus topologies

Some digital control system vendors provide proprietary data links for equipment modules of their own make. Some can provide complete systems, with process I/O devices and controllers included on the proprietary network data link. Most, however, provide a standard gateway to interface their proprietary data link to an industry standard such as IEEE Std 802.3 / ISO/IEC 8802-3 (Ethernet) [B42], or protocols developed by other standards writing entities (ISA, DOD, etc.).

Proprietary data communication networks (and in some cases, bus structures) are used with some closed control systems having dispersed elements. Normally, for these closed control systems, the user should not have to be concerned with the network capability since the vendor should have evidence demonstrating that all elements of the system are working together to provide the necessary performance. However, should the closed system be of a new design with no performance record, the user should verify that the data communication network has the design capacity to perform as specified, and obtain performance guarantees from the vendor.

If the closed control system requires communication with another system in the plant, the design should have provisions to help ensure that the proprietary data communication network can interface with other systems, either through a bridge or a gateway. For the interface arrangement, data transmission speed is a consideration.

Proprietary data communication network protocol can be a factor in reusing existing remote terminal units (RTUs) when partially replacing or expanding an existing control system. Older systems almost invariably used proprietary data formatting and communication protocol. In this instance, it probably will be necessary to use a gateway between the two systems.

A further discussion of proprietary control systems and data communication networks can be found in IEEE Std 1046 [B47].

6.3.3 Physical transmission mode

Media types used to implement network topologies include unshielded twisted pair, shielded multiple twisted pair, coaxial cable, twin axial cable, or fiber optic cable. The choice of media for a hydroelectric automation application depends on isolation characteristics, transmission bandwidth, signal attenuation, access methods, cost, and immunity to noise. The installation methods used with metallic media have a significant influence on the immunity of circuits to noise (e.g., use of cable trays dedicated only to control cables can significantly increase the immunity to noise of the affected circuits). Table 5 provides a relative comparison of some critical parameters of the various media. It should be noted that the cost of fiber optic cable and equipment is dropping, relative to other physical transmission media. The generally superior characteristics of fiber optics combined with its dielectric isolation make fiber optics well suited for application in power plant control systems

Table 5 – Cable media characteristics

Cable type	Noise immunity	Transmission speed	Transmission length
Shielded, multiconductor twisted pair	Poor	Slow	Short
Coaxial cable, both base-band and broadband	Good	Fast	Long
Twin-axial cable	Good	Faster	Long
Fiber optic	Best	Fastest	Long

6.4 Data bases and software configuration

6.4.1 Open systems and data bases

As open systems become a more popular choice for control system architecture in the hydroelectric plant control system industry, database management systems have become the subject of more intensive study. Formerly, database systems were a given – they came with the system, were vendor proprietary, and could not be interfaced with software from other vendors.

There are four main types of database management systems, which are distinguished by the way they organize data. The data organizations are hierarchical, network, relational, and object-oriented. Characteristics of the four database management systems are noted in the following:

- a) *Hierarchical*. In a hierarchical database, the relationships between records are extremely limited. If a more extensive (network) relationship is required for an application, then the application has to manage the relationships through programmatic manipulations, leading to a system that is very difficult to maintain.
- b) *Network*. In a network database, any record can be related to any other record. The network model permits complex connections among data at extremely high efficiency while supporting a high volume of users. The performance of a network database is dependent upon the identification and organization of relationships during the design process. The network model is particularly inflexible in permitting changes after the initial design.
- c) *Relational*. The relational model implements relationships between data as occurrences of rows, columns and tables. New fields and modifications to the initial database can be accomplished with a minimum of restructuring. Relationships among record types are established dynamically, permitting new applications to be easily accommodated. The relational model has the benefit of being associated with a firm theoretical description. This type of data base finds use in historical data bases such as plant maintenance records and files.
- d) *Object-oriented*. This database design is an emerging technology that is growing to fill the deficiencies of the relational model. Object-oriented databases permits data to be shared externally during database execution, providing excellent speed and simplicity. The object-oriented database lacks the firm theoretical base that the relational model possesses.

6.4.2 Real-time vs. nonreal-time database designs

Hydroelectric automation systems require both real-time and nonreal-time database designs. Real-time designs should be capable of supporting database access requirements of the user interface (UI), SCADA, automatic generation control, event recording, etc. These tasks all should be accomplished in several milliseconds.

Nonreal-time database designs are needed to support historical functions, trending, reporting, and other nonreal-time requirements. These functions require massive amounts of data processing that usually dictates a design at odds with real-time requirements.

Unfortunately, commercially available databases have been inadequate to meet the real-time needs of the automation system and power systems environment. This has forced vendors to develop highly specialized proprietary databases to link with a very limited set of external hardware and operating systems. These systems can accurately be described as closed systems preventing interface with other hardware and software. Any expansion or modification of the system has to be referred to the original vendor or one has to develop in-house expertise to perform the changes desired.

While some automation system vendors still rely on their proprietary database designs to satisfy real-time demands, the tendency in modern control systems is to use commercially available databases for both real-time and non-real time database design due to faster hardware and improved software interfaces.

Often it is possible to retrofit a relational database to an existing system to provide user defined flexibility in reporting and other management tasks. When designing the linkage between the nonreal-time commercial database and the automation system vendor's proprietary database, data transfer in both directions should be included.

The benefits of using commercially-available database management systems include the following:

- a) direct linkages to supporting relational database information is available;
- b) plant operation data is available (through a utility's wide area network) to other groups within the operating utility;
- c) reporting formats can be easily changed to meet changes in plant operational documentation.

6.4.3 Software configuration

6.4.3.1 Custom software

In the custom software area there are several options, as follows:

- a) *Dedicated*. The software changes are closed to the end user.
- b) *Configurable*. The software has features that can be changed by the user's software maintenance personnel. These changes are normally of the form of turning on or off a feature that is already in the software through a software key or password.
- c) *Programmable*. The software has features that can be changed or added by the user's software maintenance personnel.

6.4.3.2 Commercially-available software

The custom software described in the previous subclause is normally available only as part of a turnkey automation system. In contrast, commercially available software can usually be purchased as part of a turnkey system or directly by the power plant owner. In the latter case, the owner will have to make provisions for the installation and configuration of the software. Spreadsheets, database managers, and operator interface software packages are all examples of commercially-available software being used as part of the power plant automation system.

Commercially-available software provides flexibility and has many options. Because of its availability, the user has support from not only the original vendor, but other users and possibly other vendors. The most common options include:

- a) *User configurable*. The user has all of the documentation necessary to change the software operation or to add new code that is linkable to the rest of the software. The user can add features or change options, but cannot change features in the original code without the aid of the original vendor.
- b) *User programmable*. The user has the source code as well as the documentation for the software and can modify it as needed using internal staff or any contractor the user wishes, or the user can implement his/her own software to be added to the system.
- c) *Full graphics*. The user can generate pixel and/or vector graphic images on the displays in any form. The software has sophisticated artwork generation and real-time display of these images under system control. Often, full graphics are implemented in a windowing operating environment.
- d) *Online configurable*. The features mentioned above can be done by authorized personnel sitting in front of the online and running system. That is, authorized personnel can change the configuration of the running system as they wish.

7 User and plant interfaces

7.1 User interfaces

An important aspect for a power plant automation system is the User Interface (UI). The plant equipment interfaces discussed later in this clause are important to the automation system to perform effective monitoring, annunciation, control, etc., but the UI is crucial to the success of the system. If the operator is not able to use the system easily and conveniently, the system cannot be used to its full extent. Additionally, operating errors or data misinterpretation can occur.

To make the system acceptable to the operations personnel, care should be taken in the selection of input and output devices as well as the workstations to be used.

7.1.1 Input devices

Input devices are not mutually exclusive and can be combined to incorporate desired features. Typical devices include keyboards, mice, trackballs, touch screens, keypads, and light pens.

7.1.2 Output devices

As with input devices, various output devices can be combined to incorporate desired features. Typical devices include visual display screens, printers, and audible alarms. Speech synthesis is sometimes used to provide the operator with phonetically based audible messages but is not currently in widespread use in power plant applications.

Mimic boards have been historically used but are being replaced with computer generated graphic displays.

7.2 Plant equipment interfaces

The plant equipment to computer-based control system interfaces are important to the success of the power plant's control system. There are many types of hardware interfaces, each with specific requirements that should be addressed as the system is designed, installed, and tested. PLC hardware interfaces should comply with IEC 61131-2, *Programmable controllers – Part 2: Equipment requirements and tests* [B19].

7.2.1 Types

Examples of plant equipment interfaces include analog transducer signals, intelligent electronic device interfaces, relay, or switch contacts and digital data. The following covers several generic types, but the coverage is not complete because installations can have special application requirements to meet unique concerns. This discussion addresses the analysis process for any plant interface.

7.2.1.1 Digital, contact, and pulse inputs

Digital or contact inputs should meet several criteria for operations at the voltages and current loads anticipated. The current required to drive the input circuitry should be adequate to ensure false indication changes do not occur due to noise. The current should be as low as possible to conserve power and reduce heat generation. Wetting voltages (e.g., those voltages required to sense the status of dry contacts) can be provided by the control system or the field device.

Contact bounce in the input signal can cause erroneous data in the system. Digital inputs should have filters to detect only sustained input signals. These filters can be in the hardware or the software. Filters should be selected in accordance with time tag accuracy. Simple low-pass filters

can introduce undesirable delays. Voltage levels for logic detection should be sufficient to prevent erroneous readings.

Digital inputs can also serve the functions of pulse accumulators or counters. This function is normally in software or firmware of the I/O. Accuracy, counting, and pulse accumulation rates should be sufficient for the intended use.

Another variety of digital inputs comes as parallel (e.g., binary coded decimal) data. The quantity of wire conductors, noise immunity, and hand shaking requirements should be considered when making accommodations for these inputs.

Serial digital inputs (e.g., EIA 232, 422) are frequently used as an interface to newer transducers. Considerations for interfacing with such inputs are covered with other communications issues in 8.4.

Digital input status indicators, often LEDs, can be provided. These indicators ease I/O and control circuit troubleshooting.

7.2.1.2 Digital and contact outputs

Digital or contact outputs provide data and control contacts for external circuits. These contacts should have sufficient current and voltage rating for the external load. These ratings should often be considered in total for a given card or group of I/O as well as for individual circuits. Wetting voltage may be applied either by the output card or by an external circuit.

The ability of the solid-state devices in the output circuitry of the I/O to absorb the required current (without thermal instability of the devices) is a function of temperature (heat generation). Where higher current ratings are required, interposing relays are typically installed. The current ratings are then those of the interposing relays.

Digital outputs can be latched, momentary, or maintained. These functions can be implemented in software or in the output relay. Digital output status indicators – usually LEDs – can be provided, similar to those on input I/Os. The failure state of digital outputs should be defined and specified. Digital output failure can be critical in some applications.

7.2.1.3 Analog inputs

Analog inputs can be low-level (e.g., 0 mA to 1 mA DC, 4 mA to 20 mA DC, 0 – 5 V DC, ± 10 V DC, etc.) current or voltage, resistance, or thermocouple signals. Resistance or millivolt (thermocouple) inputs can be scaled to engineering units by the I/O processor, or a separate RTD or thermocouple to current or voltage converter located with the I/O.

The I/O is often capable of providing the loop power supply for analog inputs. Voltage, tolerance, stability, and loading should be considered.

Scaling accuracy, resolution, dead band, and thermal stability should all be specified to meet the needs of the applications. Thermocouple and RTD replications should meet the standard accuracy for these devices. Open sensor detection is often desirable. Common and differential mode rejection ratios should also be specified.

7.2.1.4 Analog outputs

Analog outputs are typically low-level voltage or current. Accuracy, resolution, deadband, and thermal stability should all be specified. Similar to digital outputs, the condition or value of analog outputs upon failure can be critical in some applications.

7.2.1.5 Analog-to-digital/digital-to-analog conversion

The accuracy of any analog input or output depends on the conversion between the computer's digital data system and the analog information. The conversion is typically performed by multi-bit A/D converters. Conversion accuracy and resolution are a function of the number of A/D converter bits and I/O amplifier design. Further, the accuracy is affected by temperature-induced drift. Thus, A/D resolution, input accuracy, and temperature stability should all be specified.

7.2.1.6 Field devices and field bus standards

Another major source of interface signals are those originating from intelligent electronic devices (IED) and intelligent field devices (e.g., a field device capable of measuring more than one parameter and transmitting the measured parameters over one pair of wires). Intelligent field devices and field bus systems are a developing set of specifications enabling replacement of the traditional 4-20 mA instrument communication system and associated devices while retaining the existing instrument wiring. The resulting reduction in field devices and the sharing of wiring reduces installation costs. Standards covering intelligent field devices and field bus systems are developed by several standards organizations including IEEE Std 1379 [B50], IEC 61158 [B21], and standards developed by the Instrument Society of America (ISA), and National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

7.2.2 Sources

The sources of information to be interfaced to control systems are numerous and not all are covered in this subclause. The most common ones are highlighted, as follows:

- a) *Digital input signal monitoring.* Usually accomplished by sensing the state of relay contacts using the station battery or a voltage supply to detect the opened or closed status of the contact. The output devices are normally solid-state or electromechanical relays that are energized or de-energized by the automation system.
- b) *Analog input devices.* Normally transducers that convert an electrical quantity (voltage, current) or a process variable (pressure, flow, level). In existing plants, control system analog outputs can drive display panels or strip chart recorders for operator observation.
- c) *Parallel input devices.* Usually shaft encoders or digital panel meters. The output devices are digital panel meters or process controller modules. These interface sources are in many cases bidirectional, i.e., they are both input and output devices. Typically, these devices use a Binary Coded Decimal (BCD) encoding scheme, and range from a 4-bit wide (1 BCD digit) bus to 32-bit wide (8 BCD digits) bus, plus control lines.
- d) *Serial sources.* Normally bidirectional devices with built-in intelligence, providing both input and output capability. The devices consist of smart watt-hour meters, shaft encoders, temperature transducers, etc.
- e) *IED or Field devices.* Usually data collection subsystems with smart interfaces to interchange data and/or parameters with the automation system. They can be stand alone devices or slaves to the control system. They could be protective relays, power conditioning monitors, digital governors, digital excitation systems, etc.

7.2.3 Input/output protection

All inputs and outputs should be specified to withstand the Surge Withstand Capability (SWC) requirements of IEEE Std C37.90.1 [B36] or IEC 61000-4-5 [B16] without any false operations.

The SWC test has proven to be a reliable means to identify noise problems similar to those found in a hydroelectric powerhouse. Other test considerations, such as RFI, are covered in 11.2.1.

Where interposing relays are used, appropriate surge protection should be applied to the coils.

7.2.4 Collection process

The data collection process involves all of the aspects discussed above as well as some considerations that are internal to the control system as opposed to the interface itself.

7.2.4.1 Scan rate

The scan rate deals with the rate at which the data is moved from the interface to the database or from the database to the interface. Performance and reliability are greatly affected by the scan rate and some planning is required to achieve a good working compromise between update rates and processing speed or performance. Different types of data should have different scan rates based on data rate of change and importance to the system or users. Some data like alarms need high scan rates while other data like temperatures do not. Each data point needs to be analyzed and not assumed to fit a general scan rate.

7.2.4.2 Archival rate

The archival rate of the control system is normally the rate at which data is stored for long-term, historical purposes. This rate varies dependent on data type, data storage space techniques, retrieval time, and analysis efforts. For example, the archival rate for temperature data does not need to be as often as that for electrical data. The archival rate is similar to the scan rate issue and needs to be analyzed on a data point basis to achieve the proper compromise between performance and usefulness of the resulting data.

7.3 Security considerations

Security issues are increasingly important and need to be considered in the system design. The issues include, but are not limited to, user interface (UI) passwords, invalid access, improper use, information sensitivity, and data protection. UI's need to include appropriate security measures for each location and type. The plant interfaces have security issues also. They include, but are not limited to, physical access controls, improper connection, device spoofing, and data correctness.

The security needs of future systems are changing quickly and the topic is seen as a matter of national security in various countries. It is recommended that the user refer to the newest editions of the respective national regulations and standards for further assistance and information.

7.4 Ergonomic and maintenance considerations

The performance, reliability, and availability of automation systems are important but the needs of the human user are also important. The designer should consider the work place from the maintenance and operation user's perspective. Questions need to be considered like:

- a) How hard is it to work in front of this user interface for eight hours or twelve hours? What are the lighting, positioning, sitting, and viewing conditions? Can conditions be improved with some preplanning and design?
- b) How easy is it to change a device or add a wire to the plant interface? Are there safety hazards to be considered or can it be designed or laid out better?

By paying attention to these kinds of details the plant engineer or designer can make the automation system easier to use, reduce mistakes, and improve reliability of the automation system.

7.5 User interface considerations

User interfaces are used at all control levels of the power plant (local individual control, local control, central control). A user interface philosophy should be developed and used consistently throughout the plant. It may be advantageous to adopt user interfaces consistent with the graphical user interfaces (GUIs) used in common office-based applications.

8 System performance

8.1 General

Performance of the control system can be judged in terms of hardware performance, software performance, and overall performance. Software performance often depends on the performance of the hardware system on which it is operating. Maintenance requirements also affect performance. Establishing expected system performance prior to the choice of a control system and control architecture is essential. This clause discusses hardware performance, software performance, maintenance performance and the performance of the overall system. System performance is based on the following five criteria:

- a) *Security*. The ability of the system to prevent unintended operations, misinterpreted communications, and computational errors. The security of the system is a function of error rates, checking and correction, redundancy, communications protocols, and consistency in the human-machine interface design.
- b) *Reliability*. The rate of failure of hardware, system function, and software.
- c) *Speed*. The rate at which the control system performs functions. This includes response to inputs, operator commands, and system events.
- d) *Input/output integrity*. The accuracy of input detection and conversion to internal system units, output conversion from internal units to output values, input recognition, and time tagging if performed at the input.
- e) *Availability*. See definitions in 2.6 and 8.6.3.

Overall system performance is affected by every link of the system and is dependent on system design. Starting with the computer-based control system itself, care should also be given the communications equipment and systems, power supply systems, environmental factors, software, or other items that interface with the system that are provided by the end user or others in the process of implementation. Performance criteria should be established for the system and carefully refined to govern work provided by all parties involved with system implementation.

Hydroelectric applications of control systems have their own unique requirements. These range from specific software applications for efficient operations, environmental extremes, remoteness from available service personnel and replacement parts, and unattended operation. Each of these should be taken into account for the specific application and performance criteria developed. There are several mutually exclusive factors that should be recognized and evaluated to determine an optimal solution for the application. Factors to be considered include:

- a) control stability versus responsiveness;
- b) robustness versus complexity;
- c) accuracy versus tuning difficulty;
- d) capital versus operating and maintenance costs.

In addition, cost should be weighed as a factor in establishing performance requirements in any of these areas. Typically, the higher the performance required of the system, the greater the system complexity and the greater the cost.

8.2 Software

Software performance criteria include:

- a) *Security*. The ability of the software design to prevent unintended operations.
- b) *Adaptability*. Ability to react to changing requirements.
- c) The level of independence between the application software and the operating system of the computer on which it is designed to operate. Also defined as portability.
- d) *Maintainability*. This criterion includes the following norms:
 - 1) *Changeability*: The level of complexity involved when implementing new functionalities, or modifying existing ones.
 - 2) *Portability*: The ability to be able to move a software platform from one environment to another, for example the capability of a PLC to execute programs developed according to IEC 61131-3 [B20].
 - 3) *Testability*: The ability to verify a newly installed version of the software with minimal impact on system operation.

8.3 Hardware

Control system hardware comprises two parts, the first being the input/output (I/O) subsystem, and the other being the control processing subsystem. Many of today's control system integrate both into the same equipment package. The performance criteria can however be established independently for both subsystems.

8.3.1 Input/output (I/O) subsystem

Input/output characteristics are critical to the proper operation, installation, reliability, and maintenance ease of the control system. The I/O subsystem provides the protective buffer between the harsh electrical environment of the plant and the electrically sensitive environment of the digital computer.

The input/output subsystem should be able to accurately convert between digital and analog signals in the computer system, and general plant digital and analog parameters. In addition, the input/output system can perform time-tagging, scaling, and unit conversion functions. Isolation and protection functions are also part of the input/output. I/O devices are provided with single or multiple processors on the I/O card or board, or within the terminal cabinet. These processors control communications with the host system, and perform input scaling, time-tagging, and unit conversion if resident in the I/O.

Performance considerations for various applications include the following:

- a) portability and the exchange of I/O cards from one I/O location to another. This can reduce spare parts requirements;
- b) availability of I/O cards to be replaced under power. This minimizes the need to shutdown an entire I/O location to change one card;
- c) expandability of the I/O subsystem to allow evolution towards future needs;
- d) sequence-of Events (SOE) time tagging at the I/O locations; accuracy and resolution;
- e) availability of I/O signal types and levels that support the field device signals to be used;
- f) support of redundant field devices, capability for redundant I/O from field device to the database and operator interface;
- g) I/O diagnostics available at the card, e.g., card failure or I/O failure indicating LEDs, or through software in the system.

8.3.2 Control processing subsystems

The control processing system can be made up of a single-chip microcomputer or chip sets supporting single or multiple microprocessors. These often take the form of dedicated control units (embedded microprocessor), programmable logic controllers, or microcomputers. These processors are core components in the control system.

Considerations in processor performance are processor speed, bus bandwidth, and memory volume and type. These parameters control the speed of operation of the control system. The system performance characteristics discussed later in this guide are functions of these parameters. Memory is a critical part of the processing system. Memory can be chip-based or media-based. Media can be flash, fixed or removable disks, magnetic tape, or CD-ROM. The amount of program and database storage directly affects processing speed and response. The amount of data or archival memory affects the amount of data that can be stored, and to a lesser extent the speed of data storage, trending, reporting, and archiving functions. Sufficient memory should be provided for the maximum program, database, and data archives anticipated. An additional spare amount above that is desirable. Some control system designs are based on distribution of the control nodes having sufficient memory and speed to accomplish real time control operations, in conjunction with an efficient communication network allowing data to be sent to a centralized unit equipped with a much larger amount of memory, allowing for mass storage of data.

Many processing systems operate in a multi-tasking or time-sharing environment. These processors are generally more responsive to changes in parameters and control actions. Interrupt-driven systems provide similar response, but can have slower, lower-priority processes. Generally, control processes and actions are assigned levels of priority that dictate the frequency and priority over other functions.

Other considerations fundamental to system performance are:

- a) *Response to loss of power.* Loss of memory or program is significant on loss of power. This governs restart time for the system. Actions on restart are critical in the application of the system. Design of the control processing subsystem should be such that spurious control actions, set point changes, etc., should be minimized on shutdown and restart. Output states on shutdown and restart should be settable and predictable. Storage of programs, parameters, and databases in nonvolatile memory prevents the need for reloading on start-up, thus shortening failover or restart time.
- b) *Failure practices.* Upon a control failure there are two practices possible, either trip the unit upon failure or leave the unit running. The user should evaluate if this decision is in agreement with his control philosophy. With maintenance of remote generated set points, and coordinated unit restarts, it is often possible to maintain generation assuming proper shutdown and protection circuits can operate independent of the control system.
- c) *Communications to other processors.* Input from other processors and computer systems can be needed for proper control operation. For example set points can be received from a generation dispatch system. The speed and priority of these communications are a function of their importance in the system operation. Communications to data gathering systems or supervisory control can be less important.
- d) *Processor redundancy/fault tolerance.* For increased reliability, control processors can be configured as dual, triple, etc., redundant systems. In dual systems, primary and backup units are provided. In a distributed system, some or all of the controllers can be redundant. Proper failover hardware and software can provide a bumpless transfer in control without loss of data. The backup unit can have a replica database, and be monitoring conditions and signals online, or can reload the database and scan all points on switchover. The former provides almost seamless transfer.

- e) *Maintenance*. In redundant systems, the backup unit should be able to be taken out of service for maintenance without disrupting the primary processor.
- f) *Expandability*. Expandability to add additional processors and other support chips such as numeric coprocessors is desirable in many systems. For small systems this can be only the addition of memory, or media drives. For larger systems, this can be the addition of processors or processing computers to create a distributed networked computing system.

8.4 Communications

Communications between the central or distributed processors and the I/Os and to other computer systems is a main function in system performance. The type of communications and the media chosen affect how quickly data can be gathered and control functions completed. Data transfer rates, message security, error checking and corrections are typically implemented in the communications system.

Communications hardware should support the communications method chosen. This includes modems, interface cards to the processor and I/O, and the communication medium, whether fiber optic, cable, or radio. Communications hardware and software are required at each I/O location and at the central processing site for systems that use distributed I/O.

Communications can use completely-redundant equipment, only-redundant communication media, or nonredundant systems. In redundant systems, no single device failure should disrupt communications. Redundant media systems without redundant support hardware, or redundant hardware systems with single media should have automatic failure sensing and switchover functions.

Communications should be transparent to the user. All error checking and correction should be performed without alerting the user, other than providing error statistics and alarms on excessive failures. Considerations that should be addressed in communications systems include the following:

- a) distance between drops with and without using repeaters;
- b) available media options and the use of multiple media within the system;
- c) the ability to disconnect communications drops without system disruption;
- d) the ability to perform maintenance and troubleshooting on system components with minimum disruption to system communications. This is typically confined to single drop locations in nonredundant systems;
- e) message and data security on open network systems or systems where the network can be accessed using public communications. IEEE Std 1615, [B51] as well as the IEC 60870-5 series [B9] and IEC 61850 series [B23 – B33] provide additional information on networks;
- f) the need for a gateway to other systems, generally for management or maintenance purposes. This should include security aspects as well.

8.5 Maintenance performance

The approach to maintenance of the control system of hydroelectric plants using computer-based systems has changed from that employed with hard-wired relay based control systems. Maintenance actions that were performed at local panel levels, mostly in relay based systems, are now being made at the software level.

Performance considerations for maintenance purposes that affect the control system include the following:

- a) *On-line maintainability*. This allows modification of the application software and parameters without affecting the control process.
- b) *Accessibility*. The ability to modify the application software and parameters over the communication network. Proper care should be given to access security.
- c) *Ease of use of configuration tools*. Well-designed configuration tools for the maintenance items can provide more efficient maintenance actions.

8.6 Measuring performance

8.6.1 Functionality

The first measure of performance is whether the system is provided with the functions specified. Methods for verifying functionality are discussed in Clause 11.

8.6.2 Real time ability

The various plant functions are required to operate quickly and predictably in response to changes in process variables or operator commands. Failure of the control system to execute a programmed response within a specific time frame will, as a minimum, result in operator frustration and dissatisfaction and may, in the worst case, jeopardize the safety of personnel and equipment. To increase the probability of the control system responding in a manner commensurate with the expectations of plant operations, the real-time ability of the control system should be defined in terms of the minimum time that it takes to process field events and operator-entered and program-generated commands.

Controls system response times are typically specified at the plant level – that is, excluding the interface with offsite control centers. The response times for offsite control will vary depending on the type and speed of the interconnecting communications link. In those situations where the response time from offsite control centers is critical, it is necessary that the communications system be designed for secure, high-speed transmission with the plant control system.

It should be understood that the response times discussed in this clause are to be taken only at the plant level. To determine the response times to offsite control centers, the transmission time of the interconnecting communications system should be incorporated.

8.6.2.1 Load rate

The response time of the control system will depend on the system loading at the time of the event or control action as defined by its CPU and network load rate.

The CPU load rate is typically computed as a percentage of CPU capacity for "normal" and "worst case" system loading scenarios. A normal operating scenario is defined to be one where all field values are being updated at the required periodicity; a minimum number of active windows are open at the operator interface; communications are in normal configuration; application programs are in operation; and, normal plant start/stop operations are being undertaken. A "worst case" scenario is typically a case where multiple unit trips and operations occur in a short period of time in response to a catastrophic system or plant failure. Such a condition has the effect of increasing the number of I/O (either field devices or operator-generated commands) that are simultaneously changing state.

Typical CPU load rates for normal operating scenarios are in the range of 40 – 60 %. For worst-case loading scenarios, the CPU load rate will typically vary between 50 – 75 %. The network load rate which identifies the performance of the network (as a percentage of network bandwidth) should be taken into consideration. (for example in the case of Ethernet/TCP-IP, a network load rate of less than 30 % in the worst case scenario is suitable).

8.6.2.2 Response to operator commands and field generated events

The response times for operator commands and field generated events are generally defined by the following parameters:

- a) *Display generation time*. The time interval between the time that a command is issued at the operator interface to the time a display is fully realized at the HMI. Typical times are 1 s to 3 s for normal loading scenarios and 2 s to 5 s for heavy loading scenarios.
- b) *Display update time*. The time to update an active display at the HMI due to a command from the operator interface. Typical times are 1 s to 2 s under both normal and heavy loading scenario.
- c) *Process execution time*. The time interval between the time that a command has been issued at the operator interface to the time that the command is transmitted to the field device. Typical times are 1-3 seconds for normal loading scenarios and 2 s to 3 s for heavy loading scenarios.
- d) *Status and alarm display times*. The time interval between the time that a status change occurs at the input to the control system I/O to the time that the status change is displayed at one or more operator interfaces. Typical response times are 1 s to 2 s for both normal and heavy loading scenarios.
- e) *Database update time*. The time it takes to update the system-wide database following a status change at the input to the control system I/O. Update times for modern control systems are less than 1 s and typically range from 100 ms to 500 ms, depending on the type of I/O (digital input, analog input, or accumulator) and system loading.

8.6.2.3 Resolution

Commands and status changes are time-tagged when the database is updated to permit them to be chronologically processed, displayed, and logged. For purposes of diagnostics and troubleshooting, a time resolution comparable to the database update time is adequate for most plant processes. Certain electrical operations that occur within a time frame inside of the update time, such as circuit breaker tripping, protective relay operation and lockout relay tripping, can all occur inside 100 ms of each other. These types of inputs are commonly termed "sequence-of-events" inputs and are assigned a higher resolution than general plant status and command changes. Sequence-of-events resolutions typically range from 1 ms to 3 ms.

8.6.2.4 Periodicity of application programs

Various application programs such as reservoir operation, joint control, and efficiency computations are configured for periodic execution. The periodicity of these programs should be developed on the basis of the criticality of the process and typically range from several seconds to several minutes.

8.6.3 Availability

Predicted Availability is defined on a component level according to the formula:

$$\text{Predicted Availability} = (\text{MTBF}) / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$$

Typically, MTBF data for computer components are statistically provided on a card or board basis, rather than on a system level. In order to use the component data to calculate the MTBF for a system, it is important to understand the design of the system and the affect that component redundancies have its overall failure rate.

The calculation of MTTR depends on the type of failure and is a function of items such as the availability of spare parts and qualified service personnel to perform the repairs.

For complex systems, the calculation of availability is complex and, as time passes, the variables used to compute MTTR (i.e., the availability of spare parts and personnel qualified to service a particular vintage of equipment) change and proportionately alter the computed availability of the system.

For contractual purposes in new plant control systems, it is customary to define the performance availability of the control system in the following terms:

$$\text{Performance availability} = (\text{test period}) / (\text{test period} + \text{outage time})$$

In the above relationship, the test period is defined as the period of time for which the system will be tested to determine if it meets the specified performance parameters. Outage time is defined as the duration for which any system function is lost or system response time is degraded below specified levels. Corrective and preventative maintenance may be included in outage time. The calculation of performance availability and outage time should be clearly defined in the contract.

8.6.4 System initialization and fail-over times

The time that it takes the system to initialize after start-up, power loss, and/or fail-over is a function of the media that the operating program is stored, the circumstances of the shutdown and the standby capabilities of the system. These should be considered when configuring the overall control system and in the design of the apparatus and the network used to supply it with reliable or uninterruptible power.

9 System backup capabilities

9.1 General

This clause deals with backup facilities that are installed to make it possible to operate essential functions in the plant when the computer-based control system is not functioning. Backup systems are independent and different from computer-based control systems in that they allow an operator to deal directly with plant emergency situations. Redundancies in the computer system, such as dual control processors, are discussed in 3.3.2.

As the contemporary computer-based control equipment has very high reliability, it is obvious that the facilities for backup control should be limited to functions that are essential for the safety of the plant and functions that are necessary for operation of the units under emergency conditions. The backup facilities generally are not intended for long-term operation of the plant.

9.2 Design principles

Although the design of equipment for backup control requirements depends to a great extent on local plant conditions, the general hierarchical control concepts discussed in 3.3.2 provide a basis for establishing plant specific backup needs. Normally, some form of manual control is provided for testing and maintaining the plant's generating equipment and auxiliaries. A common approach to provide automation system backup is adaptation of the manual capability to cover the backup requirements. Though adding some costs and complexity to the automation system, these costs and complications can be minimized through proper design and equipment selection.

When the control and supervisory functions are carried out by the computer-based equipment or the backup control is used, the separate protective equipment is in operation.

The backup control provides manual control of the plant. The operator controls the different process equipment via devices located close to the equipment. Frequently (particularly in existing

plants), capability to manually operate individual unit and plant equipment exists at a unit switchboard. To reduce the backup equipment and cabling needed, the control should be designed with minimal interlocks. The operator should check the conditions before operating in the backup mode. Instruction manuals or checklists should be available.

9.3 Basic functions

It is essential recommended the following functions can be carried out under backup conditions:

- a) emergency stop;
- b) operation of spillways;
- c) operation of high voltage circuit breakers and isolating switches;
- d) starting and stopping of generator/turbine units;
- e) operation of the intake gate/turbine isolation (shutoff) valve;
- f) governor and excitation adjustments.

9.4 Design of equipment for backup control

9.4.1 Turbine/generator units

For turbine/generator units, it may be desirable to start, run, and stop the units manually to maintain production during testing or when the normal controls are unavailable. In special situations, it may be necessary to provide backup equipment which operates independently from the main control elements. Auxiliary equipment such as pumps, fans, valves, etc., may be provided with devices for backup operation. The operating devices are normally push-buttons or control switches that are mounted close to the controlled equipment and which can also be used for testing purposes. Before start and after stop of the unit, the operator should operate the auxiliary equipment according to checklists. To bring the unit up to rated speed and for synchronization under backup conditions, it is necessary to perform several operations in sequence. For additional details, refer to IEEE Std 1010 [B45] or IEC 61362 [B22].

9.4.2 Circuit breakers and isolating switches (local control)

In order to isolate or connect units to the electrical system with backup controls, it is necessary to be able to operate unit circuit breakers and isolating switches.

For circuit breakers and isolating switches in high-voltage switchyards, the backup control may be carried out from a panel containing the control devices for the circuit breakers and isolating switches associated with the unit. With backup control, minimal interlocks are included and the operating devices are connected directly to the breakers or switches.

The control panel may be designed similarly to the turbine/generator unit switchboard. The location of the panel depends on the local conditions, but it is suitable to mount the panel in or close to the cubicles containing the protective equipment for the controlled breakers and switches.

9.4.3 Governor and excitation systems (local control)

To synchronize or adjust generation, it is necessary to be able to control the governor and excitation system with backup controls.

The governor and the excitation systems may be provided with local control mode features by control devices within the equipment. The excitation system should have minimum instrumentation features provided, such as status, alarm, excitation voltage, current and power

factor. The governor instrumentation should have features such as local status, alarm signals and instrumentation, oil pressure, wicket gate opening, and speed.

9.4.4 Spillways and intake gate/turbine isolation (shutoff) valve

For the safety of a hydroelectric power plant, it is important to operate the spillway gates and intake gate/turbine isolation (shutoff) valve in case of a fault in the computer-based equipment.

Backup control may be arranged according to the same principles as for the units and the switchyard. However, the design of the equipment has to be adapted to local conditions including the travel time between the control locations.

The backup control should include facilities for opening and closing of the gates and valves, position indication for the gates and valves, and indication of the head water level and pressure.

9.5 Alarm handling

Due to the high availability of computer-based control systems, the backup control will probably be used infrequently and only for short periods. For this reason, the backup alarm system should be as simple as possible and provide only a limited number of group alarms. As an example, two group alarms can be regarded as sufficient for one turbine/generator unit.

A common problem encountered when designing a backup alarm system is that most indicating devices only provide one dry contact wired to the control equipment. A well-designed backup system should be capable of using one input to drive both the primary and secondary side of the I/O, thus minimizing the need for additional interposing relays and transducers. A typical approach is to use diode isolation from the normal inputs. The signals from the diodes are then grouped together and connected to an alarm unit.

9.6 Protective function

Any protective function provided through the computer-based control system should be accommodated in the backup system if it is essential to the safe operation of either the plant or an individual unit. Those functions that are not essential should be identified to the local operator to increase awareness of the necessity to monitor affected instrumentation.

10 Site integration and support systems

10.1 Overview

Prior to implementation of an automation system, the designer should study the site conditions and identify interfaces and other circumstances that require compatibility for proper operation of the automation system. This clause identifies some features that often need such study.

10.2 Interface to other equipment

An evaluation of existing equipment should be performed. The designer should pay particular attention to the likely interface equipment to the automation system. For example, if voltage raise and lower outputs from the automation system are connected to the generator excitation equipment, the characteristics of the excitation equipment need to be documented. For instance, the time interval between initiating a voltage change command and the resulting change in generator voltage should be obtained. In addition, equipment operational limits (e.g., turbine cavitation limits, generator capability limits, etc.), and hydraulic data (e.g., spillway gate and turbine discharge data), should be obtained. Often such information is at least partially available

from the operations staff. Once collected, the information should be incorporated as reference material into the requirements for the automation system.

10.3 Environmental considerations

Typically, a wide range of environmental conditions can be found in a hydroelectric powerhouse. Certain elements (such as data communication equipment) of an automation system are often designed to operate satisfactorily over a wide range of environmental conditions. Other elements (such as disk drives) can be particularly sensitive to such conditions as dust and vibration. Care should be exercised when determining the location for each element of the automation system.

In some cases it may be necessary to provide air conditioning and other protection for the automation system. If that is not practical, the specifications for the automation system should clearly describe the ambient temperature limits over which the equipment should operate. Care should be exercised to locate all equipment items in places that are accessible. Equipment items should not be located in areas that are subject to extreme conditions of dust, vibration, or moisture. Equipment should not be located in hazardous areas unless the equipment is certified to be operated in such locations.

The need for all or portions of the automation system to operate during or after (without restart or repair) a seismic event should be assessed. The magnitude and duration of the event can provide requirements for system design and construction.

A less apparent source of environmental influence is the introduction of system noise that can be induced by sources of electromagnetic interference (EMI) and radio frequency interference (RFI). Specifically, equipment should not be located in areas with substantial EMI or RFI. Additionally, care should be taken to prevent the introduction of this interference through connecting cabling, grounding, and similar features.

Older computer equipment was usually expensive and difficult to replace. Special fire protection equipment was often designed to extinguish a fire in such computer equipment. With the rapid decline in the cost of computer equipment, however, many newer systems do not warrant special fire protection. The designer should evaluate the need for such equipment and use it if appropriate.

When performing the environmental conditions evaluation, the requirements for making the automation system compatible with the site should be weighed against making the site compatible with the automation system. For example, if a desired location for equipment experiences a wider temperature range than is suitable for automation system equipment, the difficulty in adding a temperature controlled room for the equipment should be compared with the increased cost and complexity of specifying automation system equipment to operate over a wider temperature range.

10.4 Power source

A reliable power source is an important consideration for continuous operation of an automation system. The station DC battery and its associated charging equipment will maintain a source of power that remains available in the event of loss of the station AC source. The design of the station DC system will depend on the size of the station and the value of its generation capacity. The DC system may consist of a single bank of battery cells connected to a single battery charger. Large plants may have redundant battery banks, each with its own battery charger, and in many cases the system may include standby battery chargers to ensure continuous operation when a charger is removed from service. The various DC system design aspects to be considered are thoroughly detailed in IEEE Std 946 [B44].

Data communications equipment associated with automation systems can sometimes be powered directly from the station battery. In other cases the communications devices require a DC source of lower voltage than that provided by the station battery and should be independently powered. In stations where the communications equipment is maintained by specialists other than the routine maintenance team, it may be preferred to have battery packs and independent inverters installed within or near the communications racks, to facilitate their maintenance. Communications racks of this design are simply plugged into station AC receptacles and present no burden to the station DC system. Consideration should be given to station design and maintenance practices when deciding on the best way to power the station's link to the outside network.

Automation system components often include standard computer system devices that only operate on AC power. Since hydroelectric powerhouses occasionally lose AC power, a reliable alternate AC power source should be considered, because some of the automation system features (such as sequence-of-events recording) could be vital during such occurrences. To provide reliable power to the automation system devices, a static inverter is used to convert power from the station battery to AC power. Battery chargers powered by the station AC power keep the batteries charged while providing enough DC power to maintain the inverter load. If an inverter is used, it should include a transfer switch that automatically transfers the power source for the automation system to the station AC power source in the event of an inverter failure. The inverter should be designed to produce an AC output with waveform deviation and waveform characteristics consistent with the requirements of the supplied loads. Appropriate failure detection and alarming should be included for the inverter.

An evaluation (as described in IEEE Std 485 [B40]) should be performed to ensure that the station battery has enough capacity to operate the automation system along with all other DC loads for the specified time periods. Although no universal standard exists for the period of time the automation system should continue to operate after loss of station AC power, a period of half an hour is typically considered adequate but times up to eight hours are not uncommon. The time to respond to a power failure and the system load should be factored into any determination of the capacity of the DC power system.

A capacity test should be performed to verify the battery condition. The battery charger sizing should also be evaluated. The chargers should be capable of supplying the DC system load while charging up the battery in the required time period.

Dependent on the total capacity and importance of power plant, the power supply configuration should be carefully considered. For the plant level, important automation system components which operate only on AC power should be configured for redundant AC power sources, one for connection to normal AC, the other for connection to plant inverter supplied AC. At the local level, the power supplies for the LCU, the protection system, the governing system, the excitation system, the turbine instrument panel, the generator instrument panel, etc, should be redundantly configured for one AC source and one DC source.

It is preferred that turbine and generator auxiliary subsystem relay logic be configured for a DC supply. With DC power sources, once AC sources are restored following an interruption, the turbine and control system logic return to their pre-interruption status thus improving unit reliability.

10.5 Supervision of contact status points

Most automation systems include large numbers of contact status point inputs. These contacts can be found in protective relays, manually-operated control switches, level switches, position switches, and numerous other devices. To the extent possible, the contacts should be used directly as inputs to the automation system and not be tied through auxiliary relays. Use of a single contact in more than one circuit should be avoided.

10.6 Supervision of transducers

Although an automation system can be configured to adapt to just about any electrical signal as an input, the benefits of standardized inputs should be a priority. The accuracy of transducers should also be studied to determine whether or not they meet system accuracy requirements. Although there are no universal standards for transducer outputs, commonly used transducers provide a 0 mA to 1 mA, 4 mA to 20 mA, 0 V to 10 V and 1 V to 5 V signal as an output.

Different transducer outputs may require different input circuits on the automation system. Therefore, keeping the types of transducer outputs to a minimum should reduce the complexity of the automation system and make it easier to add or reconfigure the inputs after the equipment is placed in operation.

10.7 Supervision of IED or field bus devices

Although an automation system can be configured to adapt to just about any IED or field bus interface protocol, the benefits of standardized inputs should be a priority. Most commercially available protocols have been satisfactorily adapted to hydroelectric powerhouse applications and should be given due consideration.

Different protocols typically require different interface software and hardware on the automation system. Therefore, keeping the number of protocols to a minimum should reduce the complexity of the automation system and make it easier to add or reconfigure the devices after the equipment is placed in operation.

10.8 Control output points

The specific characteristics of each output point to be supervised should be determined. Output points include such functions as close/trip, raise/lower, and start/stop. Since older speed level motors and breaker trip circuits sometimes require relatively high levels of inductive current to be switched, the output circuits should be capable of reliably switching this current throughout the life of the automation system. One method of dealing with these high inductive current circuits is to use interposing industrial or machine tool type relays on such outputs.

10.9 Grounding

Each equipment rack in which automation system components are located should be separately connected to the powerhouse ground mat via a large gauge wire. During power system fault conditions, a large potential rise can occur between different locations within a powerhouse due to the large current flowing through the ground. Since this potential rise can show up between the different items of equipment, communication circuits that connect the items should be specified to withstand the maximum potential rise between the equipment items. Using fiber optic cable as a communications path between equipment items is one method by which concerns resulting from this potential rise can be eliminated.

Shields are often used on analog signal cables between the transducers and the automation system. For maximum effectiveness, each shield should be tied to the signal common potential at only one end of the cable. If there are terminations or junction boxes between the transducer and the automation system, each shield circuit should be maintained as a separate, continuous circuit through such junction or termination boxes. The shields should then be left unterminated at the other end.

10.10 Static control

Many components in automation systems can be damaged by static discharges if not properly managed. Well-designed equipment should be immune to static problems in the normal operating

configuration. Damage from static discharges is most likely to occur during system maintenance. Some equipment is designed to minimize static problems and the designer should give appropriate preference to such equipment.

Although usually not a hazard, it is also desirable to take measures to avoid static shocks resulting from operator contact with equipment items. Typical measures to avoid such shocks are use of antistatic carpet and proper grounding for all devices that an operator can contact.

11 Recommended test and acceptance criteria

11.1 Overview

Compliance with the specification requirements is accomplished by inspections, design reviews, and tests. Equipment acceptance requires that all tests be successfully passed. Design reviews should be held to insure that there is a good understanding between the manufacturer and the engineer during the design phase. Inspections should be performed by the engineer to verify the suitability of the design and quality of assembly during the fabrication phase. Tests should be performed by the manufacturer and witnessed by the engineer to verify the design, construction, and performance of the equipment.

Tests should be designed to 100 % test all required functions, displays, and interfaces of the system. This should include 100 % testing of all software routines including signal conditioning, control, information display, data manipulation, alarming, reporting, printing, logging, and application specific routines. Failure modes of equipment should be tested to ensure hazardous or damaging conditions do not occur because of software or hardware failures. The “power-down” state of all output devices should be similarly tested.

11.2 Specific test requirements

11.2.1 Factory acceptance test

A factory acceptance test should be performed prior to shipment of the equipment. The factory test should demonstrate proper operation of all furnished software and hardware and full functionality of all systems and subsystems. A test procedure should be prepared by the manufacturer and approved by the engineer prior to commencement of the factory test. Specific factory tests should include but not be limited to the following:

- a) surge protection testing of each type of input and output point, as is described in IEEE Std C37.90.1 [B36] or IEC 61000-4-5 [B16]. This test is performed to demonstrate that the types of electrical stimuli encountered in the powerhouse environment do not degrade the operation of the automation system;
- b) susceptibility to radiated electromagnetic interference, as described in IEEE Std C37.90.2 [B37] or IEC 61000-4-1 [B14]. This test is performed to demonstrate that hand-held radio transceivers carried by operators do not degrade the operation of the automation system. Another test that can be used for this purpose is ISA/SAMA PMC 33.1 [B52];
- c) emission of radio noise as described in ANSI C63.4 [B1] or IEC 61000-4-3 [B15]. This test is performed to demonstrate that the automation system does not generate emissions that might degrade the operation of nearby equipment;
- d) application of appropriate signals to each input point to verify their operation;
- e) running of programs adequate to test the proper operation of each output point. Tests should be included to demonstrate that all output points revert to the specified state in the event of a failure;
- f) demonstration of each functional routine, control logic sequence, analog control loop, and all configured control logic;

- g) demonstration of major features of system components (displays, printers, storage devices, etc.);
- h) demonstration that the data base is sized for the ultimate system and implemented for all variables;
- i) demonstration of system performance while running all applications software during simulated worst case conditions;
- j) demonstration of system diagnostics;
- k) if an automatic failover is required upon malfunction of an automation system element, testing should be performed to demonstrate proper operation of the failover process;
- l) demonstration of operator interface software and all display screen configurations;
- m) demonstration of each application software routine;
- n) demonstration of all external bus connections for systems not included in the scope of supply including ability to pass required data/control signals. For example, connections for power dispatch control interface, data export to administrative, or other monitoring systems.

The factory test can include full simulation of the application for the control system. This can include simulated turbine-generator unit operation, inlet valve/gate operation, spill gate control, etc. The factory test should include a suitable “burn-in” time for electronic devices to eliminate infant mortalities. This is performed by having the system powered up for an established duration.

11.2.2 Field test

A field test should be performed after the equipment is installed and prior to acceptance. The field test should be part of the overall commissioning program for new or rehabilitated plants. See IEEE Std 1248 [B49] for commissioning program recommendations or IEC 60308 [B3] for the test of the hydro power governing system.

The field test should confirm that no degradation has occurred during shipment and installation and demonstrate system functionality and prepare the system for operation. It can also be used as design verification. A test procedure should be prepared by the manufacturer and approved by the engineer prior to commencement of the field test. The following are recommended:

- a) application of appropriate signals to each input point to verify their operation. This can be included as part of integrated analog loop tests and control circuit functional tests;
- b) running of programs adequate to test the proper operation of each output point;
- c) demonstration of major features of system components (CRTs, printers, disk drives, etc.);
- d) demonstration of system diagnostics;
- e) demonstration of operator interface software;
- f) demonstration of each applications software routine;
- g) demonstration of system availability;
- h) demonstration of operator interface software and all display screen configured;
- i) demonstration of each applications software routine;
- j) demonstration of all external bus connections for systems not included in the scope of supply including ability to pass required data/control signals.

11.3 Quality assurance

A quality assurance program should be established during the manufacturing phase and continued through final acceptance. The quality assurance program should provide policy and procedures for general manufacturing inspections in support of at least the following:

- a) receiving inspection;
- b) engineering change control;
- c) component sampling plans;
- d) quality control inspection and reporting;
- e) test equipment calibration;
- f) software configuration control;
- g) component and system testing.

11.4 Acceptance

When all documentation has been approved and all tests have been successfully passed, a final examination of the equipment should be made, and if it is found to be in compliance, the equipment accepted.

12 System management

12.1 Maintenance

Maintenance can be provided either by the owner, the manufacturer or by a maintenance service. Some factors to consider in making such a choice include:

- a) manufacturer's recommendation;
- b) time needed to get maintenance service on site;
- c) impact of downtime;
- d) alternatives if maintenance organization discontinues support;
- e) impact if in-house staff is not available.

12.2 Training

The supplier is a good source to develop and execute a training plan for the user. This plan should allow the user to become self-sufficient in all aspects of operations, software maintenance and development and hardware maintenance to the board level. Video recording can be effectively used for refresher training.

12.2.1 Training plan

The training plan should include the following information on individual courses:

- a) outline;
- b) duration and scheduling;
- c) location (e.g., user site, manufacturer's site);
- d) qualification of instructors;
- e) objectives;
- f) prerequisites;
- g) content;
- h) training material (handouts);
- i) audiovisual aids;
- j) special equipment, tools, etc.;

- k) ratio of hours of classroom to hours of hands-on laboratory experience.

12.2.2 Courses

The emphasis for each course should take into consideration the relationship between the students and their relationship to the computer-based control system. Possible courses to be considered in the training plan include:

- a) *System operation*. Instruction in the daily operation of the equipment, including the interpretation and use of system interactive controls and displays, the operation of peripherals, how to recognize system problems and take corrective action, and how to manually failover the system.
- b) *Hardware maintenance*. Instructions in how to maintain, troubleshoot, repair, and adjust the equipment to the board level.
- c) *CPU software*. Instructions in how to efficiently use and program the software supplied and used with the CPU equipment furnished with the system, including the real-time operating system, assembly languages, instruction set, loaders, assemblers, compilers, macro language and usage, higher-order languages, machine functions and control machine services, system build, and program debugging.
- d) *System software*. Instruction in how to efficiently use and maintain the system software supplied as part of the system, including communications software, report generation, display generation, data base modification, and failure detection software.
- e) *Application software*. Instruction in how to efficiently use and maintain the applications programs supplied as part of the system.
- f) *Refresher courses*. Based on experience and user needs.

12.3 Documentation

Documentation should be provided that adequately describes the system such that the design can be verified. Documentation should also be provided such that it can be used to support installation, testing, system activation, hardware operations and maintenance, and software maintenance and development.

12.3.1 Design documentation

During the initial phase of the system design, the supplier should prepare a system design specification that serves as the base line for the hardware and software systems configuration and performance. This guide should provide details on how each of the functional requirements of the system are met. Additional design documentation should include details of the man machine interface, hardware drawings, and any information necessary to show how the equipment can be integrated into the user's facility. The items that follow should be included.

- a) Operator interface:
 - 1) keyboard layout and operation;
 - 2) CRT format;
 - 3) cursor control philosophy;
 - 4) display call up philosophy;
 - 5) use of color, flashing, inverted video, etc;
 - 6) display building.
- b) Functional documentation:
 - 1) outline drawings, including dimensions and arrangements;

- 2) system block diagrams showing nomenclature, equipment types, model numbers and input/ output provisions;
- 3) input/output lists with ranges, labels, and other related specific information.

12.3.2 System support documentation

Sufficient documentation should be furnished to allow the user to fully support the equipment throughout its life. In addition to the requirements described in 12.3.1, the following are typical of the items furnished to meet this requirement.

- a) Hardware drawings:
 - 1) external connection diagrams showing the details of all wires connected to user's equipment;
 - 2) power and environmental requirements for each equipment item;
 - 3) site preparation procedures, including: equipment grounding, cable routing, equipment handling, mechanical assembly, etc.;
 - 4) spare parts list.
- b) Software documentation:
 - 1) hierarchical list of software, including revision level;
 - 2) program design standards;
 - 3) configuration control methodology;
 - 4) program requirements specifications;
 - 5) program descriptions;
 - 6) program interface control;
 - 7) acceptance test procedures and test reports;
 - 8) annotated source code program assembled listings;
 - 9) maintenance, reference and user's manuals.
- c) Operations and maintenance data:
 - 1) operations data including specific operating instructions, functional description of operating parts, and special precautions.
 - 2) maintenance data, including instructions for dismantling, assembling, repairing, adjusting, and trouble-shooting all mechanical and electrical equipment; parts catalogs; elementary and connecting diagrams; control and interlock system diagrams; and a list of special tools required. Instructions for dismantling, assembling, repairing, testing, and adjusting should include recommended clearances, voltages, amperages, trouble-shooting procedures for printed circuit cards and any other items needed for maintenance of the equipment. The trouble-shooting procedures should include step-by-step diagnostic procedures for each function performed. Electrical data should include waveforms, component identification, photographs, test points, and parts lists.

12.4 Archive

An appropriate method of archiving software and firmware should be established. This should include operating systems, data bases, configuration and settings. Revision control procedures should be established and followed to increase the chance that the current version of any firmware or software is implemented in the system.

Annex A (informative)

Bibliography

The following listing of technical journal articles, industry standards, recommended practices, and guides is provided as helpful resource material to the engineer engaged in the planning, design, development, and operation of computer-based control systems used for the automation of hydroelectric power plants. The most recent edition, with any corrigenda, of each standard, recommended practice or guide reference is recommended unless specifically stated otherwise in the citation. The engineer is encouraged to review those documents that apply to the cited clause.

Abbreviations used:

ASME	American Society of Mechanical Engineers
ANSI	American National Standards Institute
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NFPA	National Fire Protection Association

- [B1] ANSI C63.4-2002, *Methods of Measurement of Radio-Noise Emissions from Low-Voltage Electrical and Electronic Equipment in the Range of 9 kHz – 40 GHz*⁵
- [B2] IEC 60050-351, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 351: Control technology*⁶
- [B3] IEC 60308, *Hydraulic turbines – Testing of control systems*
- [B4] IEC 60870-1-2, *Telecontrol equipment and systems – Part 1: General considerations – Section Two: Guide for specifications*
- [B5] IEC 60870-2-1, *Telecontrol equipment and systems – Part 2: Operating conditions – Section 1: Power supply and electromagnetic compatibility*
- [B6] IEC 60870-2-2, *Telecontrol equipment and systems – Part 2: Operating conditions – Section 2 – Environmental conditions (climatic, mechanical and other non-electrical influences)*
- [B7] IEC 60870-3, *Telecontrol equipment and systems – Part 3: Interfaces (electrical characteristics)*
- [B8] IEC 60870-4, *Telecontrol equipment and systems – Part 4: Performance requirements*

⁵ ANSI publications are available from the Sales Department, American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, 13th Floor, New York, NY 10036, USA.

⁶ IEC publications are available from the Sales Department of the International Electrotechnical Commission, PO Box 131, 3 rue de Varembe, CH-1211, Genève 20, Switzerland/Suisse (<http://www.iec.ch/>). IEC publications are also available in the United States from the Sales Department, American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, 13th Floor, New York, NY 10036, USA.

- [B9] IEC 60870-5 (all parts), *Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols*
- [B10] IEC 60870-5-101, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*
- [B11] IEC 60870-5-102, *Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols – Section 102: Companion standard for the transmission of integrated totals in electric power systems*
- [B12] IEC 60870-5-103, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment*
- [B13] IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport protocols*
- [B14] IEC 61000-4-1, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-1: Testing and measurement techniques – Overview of IEC 61000-4 series*
- [B15] IEC 61000-4-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*
- [B16] IEC 61000-4-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*
- [B17] IEC 61000-6-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments*
- [B18] IEC 61131-1, *Programmable controllers – Part 1: General information*
- [B19] IEC 61131-2, *Programmable controllers – Part 2: Equipment requirements and tests*
- [B20] IEC 61131-3, *Programmable controllers – Part 3: Programming languages*
- [B21] IEC 61158 (all parts), *Industrial communication networks – Fieldbus specifications*
- [B22] IEC 61362, *Guide to specification of hydraulic turbine governing systems*
- [B23] IEC 61850-3, *Communication networks and systems in substations – Part 3: General requirements*
- [B24] IEC 61850-4, *Communication networks and systems in power utility automation – Part 4: System and project management*
- [B25] IEC 61850-5, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models*
- [B26] IEC 61850-6, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*

- [B27] IEC 61850-7-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models*
- [B28] IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)*
- [B29] IEC 61850-7-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes*
- [B30] IEC 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logic node classes and data object classes*
- [B31] IEC 61850-7-410, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-410: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control*
- [B32] IEC 61850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*
- [B33] IEC 61850-10, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 10: Conformance testing*
- [B34] IEC 62256, *Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Rehabilitation and performance improvement*
- [B35] IEEE Std C37.1™, *IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*
- [B36] IEEE Std C37.90.1™, *IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) – Tests for Electrical Power Apparatus*
- [B37] IEEE Std C37.90.2™, *IEEE Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers*
- [B38] IEEE Std C37.231™, *IEEE Recommended Practice for Microprocessor Based Protection Equipment Firmware Control*
- [B39] *IEEE Standards Dictionary Online*
- [B40] IEEE Std 485™, *IEEE Recommended Practice for Sizing Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations*
- [B41] IEEE Std 610.12™, *IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology*
- [B42] IEEE Std 802.3™ (ISO/IEC 8802-3), *Information technology – Telecommunications and information exchange between systems – Local and metropolitan area networks – Specific requirements – Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications*

- [B43] IEEE Std 802.5™ (ISO/IEC 8802-5), *Information technology – Telecommunications and information exchange between systems – Local and metropolitan area networks – Specific Requirements – Part 5: Token ring access method and physical layer specifications*
- [B44] IEEE Std 946™, *IEEE Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Systems for Generator Systems*
- [B45] IEEE Std 1010™, *IEEE Guide for Control of Hydroelectric Power Plants*
- [B46] IEEE Std 1020™, *IEEE Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants*
- [B47] IEEE Std 1046™, *Application Guide for Distributed Digital Control and Monitoring for Power Plants*
- [B48] IEEE Std 1207™, *IEEE Guide for the Application of Turbine Governing for Hydroelectric Generating Units*
- [B49] IEEE Std 1248™, *IEEE Guide for the Commissioning of Electrical Systems in Hydroelectric Power plants*
- [B50] IEEE Std 1379™, *IEEE Recommended Practice for Data Communications Between Intelligent Electronic Devices and Remote Terminal Units in a Substation*
- [B51] IEEE Std 1615™, *IEEE Recommended Practice for Network Communication in Electric Power Substations*
- [B52] ISA/SAMA PMC 33.1-1978, *Electromagnetic Susceptibility of Process Control Instrumentation*⁷

⁷ This document is available from the Instrument Society of America, 67 Alexander Drive, Research Triangle Park, NC 27709.

Annex B (informative)

Legacy control systems

B.1 Definition

A legacy control system is one that continues to be used even though the components or software are no longer in production or being supported by the original manufacturers. This occurs in the range of 5 – 10 years whereby manufacturers introduce new product lines on the market in order to leverage the newest technological advances. This leads to gradual obsolescence of the original system as newer versions are progressively introduced.

B.2 Replacement issues

Legacy control systems are considered problematic for several reasons, principal among which are the following:

- a) Legacy systems are often composed of hardware and software that is difficult to replace or repair. Continuing to operate a legacy system presents a potential vulnerability in the reliability of the process.
- b) Because of the scarcity of parts, the cost of replacement poses an increasing cost burden in the form of increased maintenance costs.
- c) Legacy systems may be incompatible with new software, processors, or systems. This incompatibility precludes the use of advanced process applications (e.g., machine condition monitoring) that could be used to improve efficiency and reliability of the power plant.
- d) The original software and component design engineers may no longer be available to assist in troubleshooting and repair problems. This problem is often times exacerbated by inadequate or lost documentation.

One or more of the above reasons can be used to justify the replacement of a legacy system. However, there are equally compelling reasons not to do so as described below:

- a) The power plant control process cannot be interrupted. The risk of interrupting the process due to a system replacement is considered to be greater than the risk of a failure of the legacy system.
- b) The replacement cost cannot be accurately estimated. Often, the operation of the legacy system is not well understood making it difficult to define the requirements for the replacement. Also, in those cases when a control system replacement is done sequentially to not interrupt the process, the additional cost for measures necessary to maintain uninterrupted operation are not accounted during initial pricing estimates.
- c) The cost benefit in replacing a legacy system is difficult to quantify. In order to justify a replacement, there should be a cost benefit either in improved efficiency of the process or in reduced operating and maintenance costs. These cost savings are often difficult to accurately estimate and even more difficult to convince to management.

B.3 Life extension strategies

Certain strategies may be employed to extend the life of legacy control systems. These may include:

- a) *Complete documentation.* Life of a control system may be extended by obtaining complete documentation during initial installation. This reduces dependence on the original supplier for long term support.
- b) *Training.* Thorough training allows in-house software and maintenance support.
- c) *Spare parts.* Adequately stock an initial supply of spare parts. Particularly those that are unique or custom made.
- d) *After market support.* Parts and technical support are often available through after market suppliers.

B.4 Replacement strategies

Once the decision is made to replace a legacy control system, the migration strategy needs to be developed. Several migration strategies that can be used in an upgrade are described below:

- a) *Total replacement.* With this approach, the old system is simply ripped out and new wiring, cabinets, termination assemblies, and equipment is installed in its place. This approach requires the most amount of process downtime and can only be used if there is an overall upgrade of the plant being undertaken that will cause the generating units to be inoperative for the duration of the upgrade. With this approach, much of the system can be replicated and tested in the factory prior to installation. Also, the boundaries of the system replacement can be clearly drawn and cost estimates can be made more precise.
- b) *Controller replacement.* In this scenario, the original cabinets, wiring, and termination assemblies are retained whilst the original I/O modules and control processor modules are removed. New cabinets that contain the new processors and I/O modules are installed adjacent to the existing cabinets and cabling is run between the two. New HMI and control consoles are installed and interconnected to the new cabinets. The existing system is systematically transitioned by cutting over the field wiring to the new cabinets. The old processors and I/O modules are removed so that the old cabinets function strictly as a termination cabinet for field wiring. The disadvantage of this strategy is that it increases the footprint of the system and requires sufficient space in the control room for the two control systems to operate in parallel during the transition period.
- c) *Gateways.* A gateway can be used to bridge components of a legacy system into a new control system by installing new equipment in a plant area and using a gateway to integrate the new equipment with a portion of the old system. A gateway is inexpensive and quick to implement, but should be considered only as a temporary solution. The legacy system remains operational but still continues to age with escalating maintenance costs.
- d) *Modular replacement.* In some cases it may be possible to simply replace the processor and the I/O modules in the existing racks and re-use much of the original wiring and field terminations. New controllers and workstations are used to replace the original legacy equipment, located within the original cabinets, along with new installation of network connectivity. This approach impacts a minimum of field components, but requires a complete outage of the process during the transition period.

B.5 Summary

The migration strategy to use for replacing a legacy system should be selected to minimize downtime of the plant. Unless the units are planned to be out-of-service for an extended period of time for rehabilitation or upgrade, the most practical migration strategy for replacement is a stepped migration plan that minimizes downtime.

Nevertheless, whichever migration strategy is chosen, it is important that a comprehensive audit of the plant instrumentation be made and documented to identify the field devices being controlled

or monitored. Automated database conversion tools should be used to help capture and reuse database information without requiring manual data entry.

Full factory acceptance testing (FAT) ahead of time is recommended to allow sufficient time for proper database conversion work. The system can be fully staged and tested using process simulators.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

Annex C (informative)

IEEE list of participants

At the time this guide revision was completed, the working group had the following membership:

Douglas B. Seely, *Chair*

Jay Anders	Randy Groves	Ed Miska
Dave Apps	Jim Gurney	Hans Naeff
Terry Bauman	Dave Kornegay	Wayne Rand
Bruce Benson	Ron Krohn	Chris Shultz
Steve Brockschink	Lucas Kunz	Philip Spotts
Horst Butz	Chuck Lennon	William Terry
Matthew Davis	Larry Long	Wayne Timm
Russ Fostiak	Corey Mauer	John Yale
George Girgis	Paul Micale	

At the time of the preparation of the original version of this guide, the Hydroelectric Power Plant Automation Work Group had the following membership:

Horst R. Butz, *Chair*
Douglas B. Seely, *Vice-Chair*

B. Berreth	Dave Kornegay	Hans Naeff
J.M. Bogert	Chuck Lennon	G.D. Osburn
S.R. Brockschink	S. Lindström	J. Quinn
H.R. Davis	Larry Long	Larry Rodland
J.S. Edmonds	C.F. Malm	A. Roehl
Randy Groves	D.R. McCabe	H. Rogne
J.H. Gurney	Paul Micale	F. Rust
R.D. Handel	A. Mickevicius	William Terry
R.E. Howell	E.J. Miller, III	V. Warren
R.J. Hughes	Ed Miska	L. Wozniak
J.H. Jones	D.M. Nail	J. Yale

The following members of the individual balloting committee voted on this guide. Balloters may have voted for approval, disapproval, or abstention.

William Ackerman	Jim Gurney	Robert Robinson
Satish Aggarwal	Werner Hoelzl	M. Sachdev
Robert Beresh	Innocent Kamwa	Bartien Sayogo
Steve Brockschink	Piotr Karocki	Douglas Seely
Chris Brooks	Yuri Khersonsky	Gil Shultz
Derek Brown	Jim Kulchisky	Gary Stodter
Gustavo Brunello	Chung-Yiu Lam	William Taylor
Matthew Davis	Michael Lauxman	Wayne Timm
Michael Dood	Larry Long	Joe Uchiyama
Sudath Fernando	Federico Lopez	Eric Udren
Rostyslaw Fostiak	Greg Luri	John Vergis
Alexander Glaninger-Katschnig	Michael S. Newman	Donald Wengerter
Jalal Gohari	Lorraine Padden	Kenneth White
Randy Groves	Michael Roberts	

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	1
1 Vue d'ensemble	4
1.1 Domaine d'application	4
1.2 Objet	4
2 Termes et définitions	5
3 Architecture du système	9
3.1 Généralités	9
3.2 Configurations du système de commande de processus	10
3.2.1 Configuration de base	10
3.2.2 Autres configurations d'un système de commande	11
3.3 Caractéristiques de l'architecture système	12
3.3.1 Généralités	12
3.3.2 Hiérarchie	12
3.3.3 Localisations et niveaux des commandes	14
3.3.4 Interface entre le système de commande et les processus commandés	15
3.4 Commande locale individuelle	15
3.5 Commande locale	16
3.6 Commande centrale (à distance)	17
3.7 Commande hors site	17
4 Fonctions de commande	18
4.1 Fonctions de commande locale	18
4.1.1 Séquencement démarrage/arrêt	18
4.1.2 Synchronisation	19
4.1.3 Mode compensateur synchrone	19
4.1.4 Commande de fonctionnement en pompage pour accumulation	19
4.1.5 Optimisation du fonctionnement de la turbine	20
4.1.6 Commande de la grille de prise d'eau	20
4.1.7 Contrôle de l'environnement	20
4.1.8 Commande de démarrage autonome (en black-start)	21
4.2 Fonctions de commande centralisées	21
4.2.1 Commande des groupes pris individuellement	22
4.2.2 Commande du poste électrique, du déversoir et des auxiliaires	22
4.2.3 Commande de la puissance active de la centrale (MW)	22
4.2.4 Commande de la puissance réactive de la centrale (Mvar)	23
4.2.5 Optimisation de l'eau et de la puissance	23
4.2.6 Commande de dérivation d'eau par by-pass	23
4.3 Fonctions de commande hors site	23
4.3.1 Commande des groupes générateurs pris individuellement et sélection des fonctions de commande centralisées	24
4.3.2 Commande du poste électrique, du déversoir et des auxiliaires	25

4.3.3	Réglage automatique de production (AGC).....	25
4.3.4	Réglage automatique de tension (AVC).....	25
4.3.5	Schémas d'action corrective (RAS).....	26
4.4	Paramètres de commande typiques.....	26
4.5	Interfaces avec les autres systèmes informatiques.....	28
4.5.1	Données de détection d'incendie.....	28
4.5.2	Système de sécurité de la centrale.....	28
4.5.3	Système de gestion de la maintenance.....	28
4.5.4	Surveillance de l'état de la centrale.....	28
5	Acquisition et traitement des données.....	29
5.1	Intégrité des données.....	29
5.2	Capacités d'acquisition de données.....	29
5.3	Analogique.....	30
5.4	Discret.....	30
5.4.1	Points d'état.....	30
5.4.2	Points d'événement.....	30
5.4.3	Points calculés.....	31
5.4.4	Les points post-mortem.....	31
5.5	Traitement des alarmes et diagnostics.....	31
5.6	Génération de rapports.....	31
5.7	Archivage et récupération des données.....	32
5.7.1	Programmation et prévision de fonctionnement.....	32
5.7.2	Sécurité et accès aux données.....	32
5.7.3	Formation de l'opérateur par simulation.....	33
6	Communications et bases de données.....	33
6.1	Vue d'ensemble.....	33
6.2	Communications.....	33
6.2.1	Généralités.....	33
6.2.2	Normes applicables aux systèmes ouverts.....	33
6.2.3	Systèmes de communication numériques dédiés (bus de terrain).....	34
6.2.4	Classification de l'automatisation des centrales hydroélectriques.....	34
6.2.5	Considérations sur la mise en réseau et la communication.....	35
6.2.6	Fonctions de communication des données.....	36
6.2.7	Exigences applicables à la communication des données de commande.....	37
6.3	Réseaux de données de commande.....	39
6.3.1	Généralités.....	39
6.3.2	Topologies de réseaux locaux (LAN).....	39
6.3.3	Mode de transmission physique.....	44
6.4	Bases de données et configuration logicielle.....	45
6.4.1	Systèmes ouverts et bases de données.....	45
6.4.2	Conceptions de base de données temps réel ou non.....	45
6.4.3	Configuration logicielle.....	46
7	Interfaces utilisateur et interfaces avec la centrale.....	47
7.1	Interfaces utilisateur.....	47

7.1.1	Dispositifs d'entrée	47
7.1.2	Dispositifs de sortie	47
7.2	Interfaces d'équipements de centrale	48
7.2.1	Types	48
7.2.2	Sources	50
7.2.3	Protection des entrées/sorties	50
7.2.4	Processus de collecte	51
7.2.5	Fréquence de balayage	51
7.3	Considérations relatives à la sécurité	51
7.4	Considérations ergonomiques et de maintenance	51
7.5	Considérations liées à l'interface utilisateur	52
8	Performances du système	52
8.1	Généralités	52
8.2	Logiciel	53
8.3	Matériel	53
8.3.1	Sous-système d'entrée/sortie (E/S)	53
8.3.2	Sous-systèmes de traitement de commande	54
8.4	Communications	56
8.5	Performance de la maintenance	56
8.6	Mesure des performances	57
8.6.1	Fonctionnalités	57
8.6.2	Capacité temps réel	57
8.6.3	Disponibilité	59
8.6.4	Initialisation du système et temps de basculement	59
9	Capacités de secours du système	60
9.1	Généralités	60
9.2	Principes de conception	60
9.3	Fonctions de base	60
9.4	Conception des équipements de la commande de secours	61
9.4.1	Groupes turbines/générateurs	61
9.4.2	Disjoncteurs et interrupteurs d'isolement (commande locale)	61
9.4.3	Systèmes de régulation turbine et d'excitation (commande locale)	61
9.4.4	Vannes d'évacuateur de crues, vanne de prise d'eau/vanne d'isolation (arrêt) de la turbine	61
9.5	Traitement des alarmes	62
9.6	Fonction de protection	62
10	Systèmes d'intégration et d'appui sur site	62
10.1	Vue d'ensemble	62
10.2	Interface avec d'autres équipements	62
10.3	Considérations environnementales	62
10.4	Source d'alimentation électrique	63
10.5	Supervision des points d'état de contacts	65
10.6	Supervision des transducteurs	65
10.7	Supervision des dispositifs électroniques intelligents IED ou des bus de terrain	65

10.8	Points de sortie de commande	65
10.9	Mise à la terre	66
10.10	Contrôle des décharges statiques	66
11	Essais et critères de réception recommandés	66
11.1	Vue d'ensemble	66
11.2	Exigences spécifiques d'essais	67
11.2.1	Essais de réception en usine	67
11.2.2	Essai sur site	68
11.3	Assurance qualité	68
11.4	Réception	69
12	Gestion du système	69
12.1	Maintenance	69
12.2	Formation	69
12.2.1	Plan de formation	69
12.2.2	Cours	69
12.3	Documentation	70
12.3.1	Documentation de conception	70
12.3.2	Documentation de support système	71
12.4	Archives	72
Annexe A (informative)	Bibliographie	73
Annexe B (informative)	Systèmes de commande obsolètes	77
Annexe C (informative)	Liste IEEE des participants	80
Figure 1	– Configuration générique d'un système de commande	11
Figure 2	– Système avec processeurs de commande dédiés	12
Figure 3	– Relations entre les commandes locale, centralisée et hors site	15
Figure 4	– Fonctions types – Tableau de commande locale de groupe générateur	17
Figure 5	– Liaison de données multipoint versus LAN	40
Figure 6	– Topologie en étoile	42
Figure 7	– Topologie en anneau	42
Figure 8	– Topologie en bus	43
Tableau 1	– Résumé de la hiérarchie de commande pour les centrales hydroélectriques	13
Tableau 2	– Paramètres types nécessaires à la mise en œuvre de la commande automatisée	26
Tableau 3	– Classifications des systèmes de commande informatiques des centrales hydroélectriques	35
Tableau 4	– Attributs des communications de données des systèmes de commande informatiques dans les centrales hydroélectriques	43
Tableau 5	– Caractéristiques des supports câblés	44

GUIDE POUR L'AUTOMATISATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES A L'AIDE DE SYSTEMES DE COMMANDE INFORMATIQUES

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, indépendamment d'autres activités, la CEI publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, auxquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux.

Les normes IEEE sont élaborées par les Sociétés de l'IEEE et par les Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA). Ces normes IEEE 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 soumet pas à essai 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>" <http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html> pour de plus amples informations).

La CEI travaille en étroite collaboration avec l'IEEE, selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations. Cette norme internationale double logo était à l'origine une norme IEEE adoptée par la CEI et a été révisée conjointement par la CEI et l'IEEE, conformément aux dispositions de cet accord.

- 2) Les décisions officielles de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études. 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 CEI/IEEE se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI/Sociétés de l'IEEE. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin de s'assurer de l'exactitude du contenu technique des Publications CEI/IEEE; la CEI ou l'IEEE ne peut être tenu responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI (y compris les Publications CEI/IEEE) dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications CEI/IEEE et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI et l'IEEE ne sont responsables d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Il convient que tous les utilisateurs s'assurent qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI 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 la CEI, 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, direct ou indirect, 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 CEI/IEEE ou de toute autre publication de la CEI ou de l'IEEE, ou du 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 CEI/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 la CEI 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.

La Norme internationale CEI 62270/IEEE Std 1249 a été révisée conjointement par l'"Energy Development & Power Generation Committee" de la "Power & Energy Society" de l'IEEE, en coopération avec le comité d'études 4 de la CEI: Turbines hydrauliques, selon les dispositions de cet accord.

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

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

- a) mise à jour des aspects architecture du système, avec les différentes configurations du système de commande de processus;
- b) mise à jour des aspects communications, interfaces utilisateur et interfaces avec la centrale;
- c) suppression des études de cas, en raison de la rapidité d'évolution de la technologie;
- d) revue complète de la bibliographie, avec mention de nombreuses normes IEC et IEEE comme nouvelles références;
- e) ajout d'une nouvelle Annexe B informative sur les systèmes de commande obsolètes.

La présente publication est une norme double logo CEI/IEEE.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants de la CEI:

FDIS	Rapport de vote
4/284/FDIS	4/287/RVD

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

Les normes internationales sont rédigées selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62270:2013

GUIDE POUR L'AUTOMATISATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES A L'AIDE DE SYSTEMES DE COMMANDE INFORMATIQUES

1 Vue d'ensemble

L'automatisation des fonctions de commande et de consignation des données a libéré l'opérateur de ces tâches et lui offre plus de temps pour se concentrer sur ses autres missions. Dans de nombreux cas, les coûts d'exploitation de la centrale peuvent être réduits de manière significative par l'automatisation (principalement grâce à la réduction du personnel), tout en maintenant ou en augmentant le niveau de fiabilité de la centrale.

Les systèmes de commande automatique pour les groupes de production hydroélectriques s'appuyant sur une logique à relais électromécaniques ont été largement utilisés pendant de nombreuses années et, de fait, étaient considérés comme la pratique normale de l'industrie. Ces dernières décennies, sont apparus des automates programmables à microprocesseurs adaptés à un fonctionnement dans un environnement de centrale électrique. Ces systèmes informatiques ont été utilisés pour la consignation des données, la surveillance des alarmes et la commande des groupes de production et de la centrale. L'utilisation d'interfaces utilisateur graphiques, l'intégration dans le système de commande de listes d'événements, de tendances, d'archivage automatique et d'établissement de rapports, de même que l'intégration de capacités d'intelligence artificielle et de systèmes experts sont des avantages des systèmes de commande informatiques.

1.1 Domaine d'application

Le présent guide traite de l'application, la conception et la mise en œuvre de systèmes de commande informatiques destinés à l'automatisation des centrales hydroélectriques. Il décrit les capacités fonctionnelles, les exigences de performance, les exigences applicables aux interfaces, les considérations matérielles et la formation des opérateurs. Il inclut des recommandations pour les essais et la réception des systèmes. Le système de protection électrique (générateur et transformateur élévateur de tension) ne fait pas partie du domaine d'application du présent guide.

1.2 Objet

Le présent guide est destiné à l'ingénieur praticien ayant déjà des connaissances des systèmes de commande informatiques et chargé de la conception ou de la mise en œuvre de systèmes de commande de groupe de production ou de centrale hydroélectrique, à l'occasion d'un nouveau projet ou lors de la réhabilitation d'un projet existant. Bien que ce guide soit prioritairement destiné à des centrales hydroélectriques importantes, la plupart des concepts s'appliquent à des centrales hydroélectriques de petite taille (c'est-à-dire à des groupes de production de puissance inférieure ou égale à 5 MVA). Des précisions supplémentaires sur les concepts utilisés pour la commande des petites centrales hydroélectriques sont disponibles dans la norme IEEE Std 1020™ [B46].^{1, 2} La logique-type des systèmes de commande pour

¹ Les publications de l'IEEE sont disponibles auprès de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854, USA (<http://standards.ieee.org/>).

² Les chiffres entre crochets renvoient aux références de la bibliographie dans l'Annexe A.

les centrales hydroélectriques sur laquelle repose le présent guide se trouve dans le guide d'accompagnement IEEE Std 1010™ [B45] ou la CEI 61362 [B22].³

2 Termes et définitions

Les termes et définitions donnés ici reflètent l'usage courant dans l'industrie en ce qui concerne l'automatisation des centrales hydroélectriques, et peuvent ne pas être dans tous les cas conformes aux documents suivants: IEEE Standards Dictionary Online⁴ [B39], IEEE Std 610.12 [B41] ou CEI 60050-351 [B2] ou à d'autres normes applicables. Pour des termes et définitions plus rigoureux ou non donnés ici, le lecteur est prié de consulter les normes IEEE et CEI appropriées.

2.1 conversion analogique-numérique (a/n)

production d'un signal de sortie numérique correspondant à la valeur d'une grandeur d'entrée analogique

2.2 commande automatique

agencement de commandes électriques permettant de mettre sous et hors tension et/ou de contrôler un équipement en une séquence spécifique et dans des conditions prédéterminées sans intervention d'un opérateur

2.3 réglage automatique de production (AGC)

capacité à réguler la puissance de sortie de groupes sélectionnables en réponse à la puissance totale de la centrale électrique, au flux de puissance sur les lignes d'interconnexion et à la fréquence du système électrique

2.4 réglage automatique de tension (AVC)

capacité à réguler une tension particulière du système électrique par l'ajustement de l'excitation du groupe dans les limites de la tension aux bornes du groupe et de la capacité en var

2.5 hiérarchie d'automatisation

conception et mise en œuvre de fonctions automatiques dans une structure à plusieurs niveaux, par exemple, niveau local, niveau d'un ensemble, niveau du groupe, etc.

2.6 disponibilité

rapport du temps de disponibilité (système opérationnel) sur le temps de disponibilité plus le temps d'indisponibilité (système non opérationnel)

2.7 fond de panier

carte de circuit comportant des connecteurs ou des prises qui permet le transfert de signaux entre des cartes de circuit enfichables selon une méthode normalisée

2.8 pont

dispositif permettant à deux réseaux de technologie identique ou similaire de communiquer

³ Les publications CEI sont disponibles auprès des Ventes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), Boîte Postale 131, 3 rue de Varembé, CH-1211, Genève 20, Switzerland/Suisse (<http://www.iec.ch/>). Les publications CEI sont également disponibles aux Etats-Unis auprès du Sales Department, American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, 13th Floor, New York, NY 10036, USA.

⁴ *IEEE Standards Dictionary Online* est disponible à l'adresse suivante (sous forme d'abonnement): http://www.ieee.org/portal/innovate/products/standard/standards_dictionary.html

2.9 commande centralisée

emplacement de commande d'un niveau supérieur par rapport à la commande locale; à distance de l'équipement ou du groupe de production, mais encore dans l'enceinte de la centrale (par exemple, commandes situées dans une salle de commande de la centrale)

2.10 commande en boucle fermée

type de commande automatique dans lequel les actions de commande sont fondées sur des signaux issus de l'équipement ou du système commandé. Par exemple, le système de commande d'une centrale peut commander la puissance d'une centrale hydroélectrique à plusieurs groupes en surveillant la valeur de la puissance totale de la centrale en mégawatts et en commandant en retour le système de régulation de turbine de chaque groupe, et modifier ainsi la puissance de la centrale pour satisfaire aux besoins du système. Autre exemple: le système de commande peut réguler les variations du plan d'eau du réservoir amont ou du réservoir aval en surveillant la mesure du niveau d'eau et en commandant en retour le système de régulation turbine de chaque groupe ou la position de chaque vanne, et modifier ainsi les débits entrants et sortants pour satisfaire à la valeur de consigne de niveau d'eau

2.11 reprise à froid

configuration consistant en deux processeurs de commande de sorte qu'en cas de défaillance du processeur maître, le processeur esclave (ou secondaire) démarre. Il y a une interruption dans les opérations de traitement entre le moment où la défaillance du processeur maître se produit et le moment où le processeur esclave commence à fonctionner

2.12 automatisation informatique

utilisation de composants informatiques tels que des automates programmables, des automates séquentiels, des ordinateurs individuels, des stations de travail ou des processeurs numériques de toutes sortes, pour démarrer les équipements de la centrale, optimiser le fonctionnement en régime établi, et arrêter les équipements selon une séquence appropriée dans des conditions sûres

2.13 hiérarchie de commande

organisation d'un système intégrant plusieurs niveaux de responsabilité de commande

2.14 philosophie de commande

concept général sur lequel est fondé un système de commande de centrale

2.15 processeur de commande

dispositif comprenant l'unité centrale, le logiciel, et le bus d'interface qui commande l'installation dans la séquence appropriée

2.16 système d'acquisition de données

système centralisé qui reçoit les données provenant d'un ou plusieurs points distants. Les données peuvent être transportées sous forme analogique ou numérique

2.17 base de données

ensemble de données stockées relatives aux variables de processus et aux procédures de traitement

2.18 bus de données

technologie de réseau de commande dans laquelle des stations de données partagent un support unique de système de communication. Les messages se diffusent sur l'ensemble du support et sont reçus simultanément par toutes les stations de données

2.19 dispositif (équipement électrique)

élément fonctionnel tel qu'un relais, un contacteur, un disjoncteur, un interrupteur ou une électro-vanne, utilisé pour exécuter une fonction donnée dans le fonctionnement d'un équipement électrique

2.20 conversion numérique-analogique (n/a)

production d'un signal analogique dont la grandeur est proportionnelle à la valeur d'un signal d'entrée numérique

2.21 traitement réparti

conception dans laquelle les données sont traitées par plusieurs processeurs. Les fonctions de traitement peuvent être partagées par les processeurs dans tout le système de commande

2.22 événement

changement d'état (statut) discret d'un système ou d'un dispositif

2.23 système expert

programmes informatiques incorporant les connaissances critiques et expérimentales au sujet d'une application. Les systèmes experts peuvent parvenir à des décisions à partir d'informations nouvelles, incertaines et incomplètes selon un degré de certitude spécifié. Les capacités d'un système expert comprennent: la réalisation de déductions logiques dans des conditions imprévues; l'utilisation de connaissances subjectives et formelles; l'explication des procédures utilisées pour parvenir à une conclusion; l'augmentation de l'efficacité à mesure que l'expertise intégrée s'étend et se modifie

2.24 microprogramme constructeur (firmware)

matériel utilisé pour le stockage non volatil d'instructions ou de données lisibles uniquement par l'ordinateur. L'information stockée ne peut être modifiée par aucun programme informatique

2.25 passerelle

dispositif permettant à deux réseaux de technologies différentes de communiquer

2.26 reprise à chaud

configuration de deux processeurs de commande, chacun d'eux ayant une unité centrale dédiée (CPU) et une alimentation électrique dédiée, fonctionnant en mode synchrone, les deux processeurs communiquant entre eux et où l'un des deux prend la relève en cas de défaillance de l'autre, sans interruption des opérations

2.27 commande locale

pour les équipements auxiliaires, commandes qui sont situées sur l'équipement lui-même ou à proximité de l'équipement. Pour une centrale de production, commandes qui sont situées sur le tableau de commande du groupe ou celui du système de régulation turbine

2.28 unité de commande locale (LCU)

partie d'un système informatique, indépendante et située localement (à la différence d'une salle de commande centrale) qui comprend l'automate, les entrées/sorties (I/O) et le logiciel d'application associé servant à réaliser l'acquisition de données et les fonctions de commande destinées aux équipements fonctionnels des centrales hydroélectriques telles que les générateurs, les équipements auxiliaires, le poste électrique, l'ensemble barrage/déversoir, etc.

2.29 logique (logique de commande ou à relais)

séquence prédéterminée de fonctionnement de relais et d'autres dispositifs de commande

2.30 commande manuelle

commande dans laquelle le système ou le dispositif principal, qu'il soit en fonctionnement direct ou alimenté, est directement commandé par un opérateur

2.31 temps moyen entre défaillances (MTBF)

intervalle de temps (en heures) pouvant être attendu entre deux défaillances d'un équipement en fonctionnement

2.32 durée moyenne de réparation (MTTR)

intervalle de temps (en heures) pouvant être attendu pour qu'un équipement défaillant revienne en fonctionnement normal

2.33 modem

dispositif de modulation/démodulation qui convertit les données numériques binaires vers et depuis la forme de signal appropriée à un canal de communication analogique

2.34 surveillance

moyen de supervision automatique des performances et de déclenchement d'alarmes relatives à l'état du processus à destination du personnel et des programmes de commande

2.35 commande hors site

commandes ne se trouvant pas dans la centrale (par exemple dans un poste électrique, dans une autre centrale, etc.)

2.36 commande en boucle ouverte

forme de commande sans rétroaction

2.37 PID (proportional integral derivative), système de régulation

action de régulation dans laquelle la sortie est proportionnelle à une combinaison linéaire de l'entrée, de l'intégrale temporelle de l'entrée et de la dérivée de l'entrée. Couramment utilisée dans les applications hydroélectriques pour la régulation de la puissance active (vitesse) et de la puissance réactive (tension) d'un générateur

2.38 pixel

en traitement d'image, le plus petit élément d'une image numérique auquel un niveau de gris ou de couleur peut être affecté

2.39 automate programmable (PLC)

système à technologie électronique numérique, conçu pour être utilisé dans un environnement industriel, qui utilise une mémoire programmable pour le stockage interne d'instructions orientées utilisateur destinées à la mise en œuvre de fonctions spécifiques telles que la logique, le séquençement, le minutage, le comptage et l'arithmétique, afin de contrôler, grâce à des entrées et des sorties binaires ou analogiques, différents types de machines ou de processus. Le PLC et ses périphériques associés sont tous conçus de manière à pouvoir s'intégrer facilement dans un système de commande industriel et à être utilisés simplement pour toutes les fonctions prévues

2.40 protocole

format de données structuré et ensemble de règles de procédures de communication requis pour initier et maintenir une communication

2.41 relais de découplage

dispositif qui permet de commuter l'énergie dans un circuit haute puissance par un signal de commande à faible puissance

2.42 commande à distance

commande d'un dispositif depuis un point distant

2.43 fiabilité

caractéristique d'un élément ou d'un système exprimée par la probabilité que celui-ci exécute une mission requise dans des conditions données pendant une durée donnée

2.44 temps de réponse

temps écoulé entre le moment où un signal est émis dans un dispositif d'entrée et le moment où le signal traité correspondant est disponible pour le ou les dispositif(s) de sortie, dans des conditions définies de charge du système

2.45 capteur de température à résistance (RTD)

dispositif pour lequel la résistivité électrique est une fonction connue de la température

2.46 balayage (interrogation)

processus par lequel un système d'acquisition de données interroge de manière séquentielle des stations à distance afin d'obtenir des données à une fréquence spécifique

2.47 cycle de balayage

durée en secondes requise pour obtenir un ensemble de données (par exemple, toutes les données d'un automate, toutes les données de tous les automates ou toutes les données d'un type particulier de tous les automates)

2.48 communication série

méthode de transmission d'informations entre des dispositifs par l'envoi de données numériques en série sur un seul canal de communication

2.49 commande séquentielle

mode de commande dans lequel les actions de commande sont exécutées de façon consécutive

2.50 système de supervision, contrôle et acquisition de données (SCADA)

système fonctionnant avec des signaux codés sur des canaux de communication de manière à commander des équipements et à acquérir des informations sur le statut des équipements, dans un but d'affichage ou d'enregistrement

2.51 interface utilisateur

système fonctionnel utilisé spécifiquement pour fournir une interface entre le système de commande informatique et l'opérateur, le personnel de maintenance, l'ingénieur, etc.

3 Architecture du système

3.1 Généralités

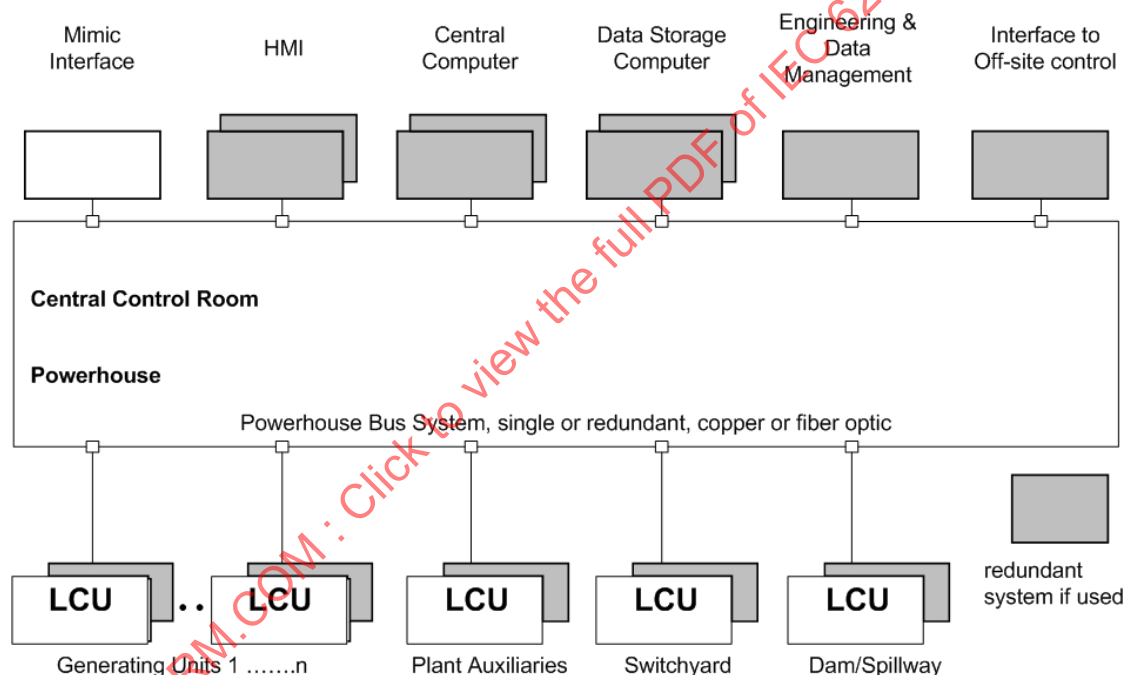
L'architecture du système définit les structures et les relations entre les composants du système d'automatisation de la centrale hydroélectrique, dont son interface avec l'environnement opérationnel. L'architecture comprend les composants matériels, les composants logiciels, les configurations, les réseaux, les performances, les concepts de fiabilité et la maintenabilité du système d'automatisation. Les aspects relatifs aux performances, à la fiabilité et à la maintenabilité du système sont traités dans d'autres chapitres du présent guide. Ces aspects du système dépendent de l'architecture du système. Concernant l'architecture du système pour une centrale hydroélectrique, il convient de tenir compte de facteurs tels que le nombre, la taille et les types de turbines et de générateurs de la centrale; du fait que la centrale est une centrale de production uniquement ou à stockage par pompage; de ses systèmes auxiliaires et du fait qu'elle est conçue pour un fonctionnement avec ou sans surveillance. Une large gamme de composants matériels, de réseaux, de composants logiciels et de bases de données sont disponibles pour configurer des architectures rentables satisfaisant aux objectifs de conception du système d'automatisation. Les architectures ouvertes offrent des avantages: facilité d'extension, capacité à héberger de nouvelles technologies et immunité contre une obsolescence prématurée. Une description

détaillée de l'architecture des systèmes en réseau est fournie dans l'IEEE Std 1615 [B51] de même que dans la série CEI 60870-5 [B9] et la série CEI 61850 [B23 à B33].

3.2 Configurations du système de commande de processus

3.2.1 Configuration de base

Il convient d'envisager l'utilisation de processeurs de commande individuels, y compris, mais sans se limiter à un automate, les terminaux à distance (RTU), et les ordinateurs, pour chacun des composants principaux de la centrale (c'est-à-dire les groupes générateurs, les auxiliaires de centrale, la prise d'eau de la centrale, le poste électrique, etc.). L'intérêt principal à utiliser des processeurs de commande individuels est l'absence d'incidence sur le fonctionnement des autres groupes en cas de défaillance d'un processeur de commande sur un groupe. La Figure 1 montre une configuration générique d'un système de commande. Les applications individuelles peuvent inclure une partie ou la totalité des composants illustrés sur la figure, selon la taille et l'importance de la centrale. Il convient de prendre en compte la synchronisation temporelle afin d'identifier l'heure interne du système et de tous les autres sous-systèmes dans la centrale, qu'il convient de relier à une horloge centrale et de synchroniser de manière appropriée.



Légende

Anglais	Français
Mimic Interface	Interface synoptique
HMI	Interface homme-machine (HMI)
Central computer	Ordinateur central
Data storage computer	Ordinateur de stockage des données
Engineering & Data Management	Ingénierie & Gestion des données
Interface to off-site control	Interface vers le centre de commande hors site
Central Control Room	Salle de commande centrale
Powerhouse	Centrale
Powerhouse Bus System	Système de bus de la centrale

Anglais	Français
single or redundant	simple ou redondant
copper or fiber optic	cuivre ou fibre optique
Generating units	Groupe(s) générateur(s)
Plant auxiliaries	Système(s) auxiliaire(s) de centrale
Switchyard	Poste électrique
Dam/Spillway	Barrage/Déversoir
Redundant system if used	Système redondant si utilisé

Figure 1 – Configuration générique d'un système de commande

3.2.2 Autres configurations d'un système de commande

3.2.2.1 Redondance du système de commande

Les processeurs/ordinateurs de commande dans un système de commande peuvent être organisés en configuration simple ou redondante. Les processeurs de commande peuvent être organisés dans une configuration simple sans système de secours. Afin d'améliorer la fiabilité de la centrale, le processeur de commande unique peut être équipé de systèmes de secours (câblés) pour démarrer et arrêter le fonctionnement des groupes générateurs. On peut également utiliser un processeur de secours pour la protection mécanique et l'arrêt d'urgence. Une approche classique consiste à installer un processeur de commande dédié pour les fonctions de contrôle de séquence, d'alarme et de surveillance vis-à-vis de la protection mécanique et du système de régulation turbine.

Il convient de prendre en compte les exigences de sécurité relatives aux équipements de protection tels que les dispositifs de protection des groupes générateurs ou la commande du déversoir. Il convient de déterminer si le choix d'un équipement redondant doit être retenu et quel degré de redondance doit être appliqué (capteurs, entrées/sorties, processeurs, alimentations électriques et/ou systèmes câblés pour commander les actionneurs) à partir d'études visant à mettre en adéquation les exigences de disponibilité et de sécurité fonctionnelle des équipements électriques et électroniques et des équipements programmables avec les systèmes de sécurité.

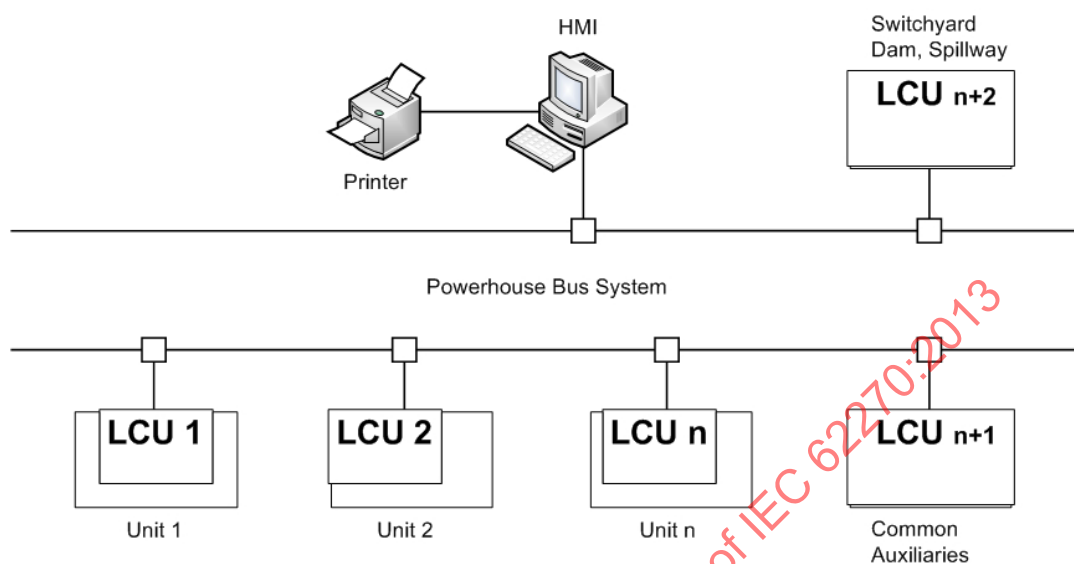
Les processeurs de commande redondants peuvent être installés dans des systèmes de commande automatisés de façon très rentable. Par conséquent, les concepts de redondance s'appliquent aux systèmes de commande des centrales hydroélectriques ayant des exigences élevées en matière de disponibilité. La redondance peut être réalisée dans les systèmes de commande automatisés à travers des configurations soit de reprise à froid soit de reprise à chaud. Si une configuration de reprise à chaud est jugée appropriée, elle peut prévoir des dispositifs d'entrée/sortie, des alimentations électriques, etc., uniques (utilisé en commun) ou redondants.

Qu'il convienne d'installer des processeurs de commande redondants ou non, il existe un grand nombre de configurations différentes des processeurs de commande dans la centrale. Un exemple de configuration utilisée de façon courante est décrit ci-dessous en 3.2.2.2.

3.2.2.2 Configuration d'un système de commande avec des processeurs de commande dédiés

Le système illustré à la Figure 2 représente une configuration où chaque composant principal de la centrale dispose de son propre processeur de commande. L'intérêt principal à utiliser des processeurs de commande dédiés est l'absence d'incidence sur le fonctionnement des autres groupes en cas de défaillance d'un processeur de commande d'un groupe. Chacun des processeurs de commande et des ordinateurs peut être configuré de manière redondante afin d'améliorer la disponibilité du système, et peut être équipé d'un bus de terrain et de modules

d'entrée/sortie décentralisés. En fonction du nombre de systèmes auxiliaires du groupe et de la distance jusqu'à l'unité de commande locale, le nombre de câbles et de connexions câblées entre l'unité de commande locale et les armoires d'entrées/sorties déportées peut être réduit.



Légende

Anglais	Français
Printer	Imprimante
HMI	Interface homme-machine (HMI)
Switchyard	Poste électrique
Dam	Barrage
Spillway	Déversoir
LCU	Unité de commande locale
Powerhouse Bus System	Système de bus de la centrale
Unit	Groupe générateur
Common auxiliaries	Systèmes auxiliaires courants

Figure 2 – Système avec processeurs de commande dédiés

3.3 Caractéristiques de l'architecture système

3.3.1 Généralités

Toute discussion sur les caractéristiques des architectures de système destinées aux systèmes d'automatisation des centrales hydroélectriques nécessite une compréhension des bases de la structure hiérarchisée des commandes des centrales hydroélectriques, laquelle a évolué à travers de nombreuses années de pratique. Les concepts de localisation, de mode de commande, et de supervision de commande, qui affectent la hiérarchie de commande, sont traités dans les paragraphes suivants.

3.3.2 Hiérarchie

Une hiérarchie de commande générale pour les centrales hydroélectriques est définie dans la norme IEEE Std 1010 [B45] ou la CEI 61362 [B22]. Il convient que la combinaison

d'équipements informatisés et non informatisés utilisés pour la commande de groupe, de la centrale et du système soit telle que décrite au Tableau 1.

Tableau 1 – Résumé de la hiérarchie de commande pour les centrales hydroélectriques

Catégorie de commande	Sous-catégorie	Remarques
Localisation	Locale	La commande est locale, sur l'équipement commandé ou visible depuis l'équipement.
	Centralisée	La commande est distante de l'équipement commandé mais à l'intérieur de la centrale.
	Hors site	L'emplacement de la commande est distant de la centrale.
Mode	Manuel	Chaque action nécessite une manoeuvre séparée discrète; pourrait s'appliquer à chacune des trois localisations.
	Automatique	Plusieurs actions sont mises en œuvre par une seule manoeuvre; pourrait s'appliquer à chacune des trois localisations.
Surveillance de fonctionnement	Surveillé	L'opérateur est disponible à tout moment pour initier une action de commande.
	Non surveillé	Aucun opérateur n'est normalement disponible sur le site.

La Figure 3 (voir 3.3.3) illustre la disposition des localisations de commande, les fonctions typiques à chaque localisation et les échanges typiques d'informations de commande et de fonctionnement. Les fonctions de commande locale, de commande centralisée et de commande hors site sont décrites en 3.5, 3.6 et 3.7.

L'étendue des fonctions à inclure dans l'équipement informatique doit être décidée. Dans un cas extrême, l'équipement informatique peut incorporer tous les aspects de la commande, locale, centralisée, hors site, manuelle et automatique. À l'autre extrême, l'équipement informatique peut ne traiter que les séquences automatiques du groupe et l'acquisition des données, avec toutes les autres fonctions, telles que la commande manuelle locale, prises en charge par des équipements non informatisés.

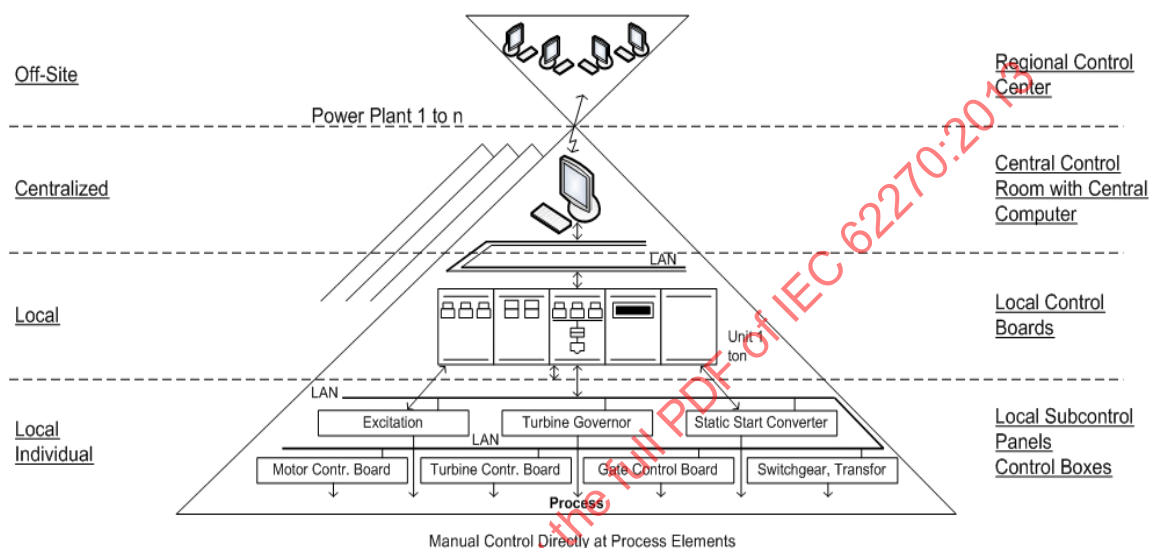
Lorsque cela est prévu, les commandes manuelles sont utilisées au cours des essais et des opérations de maintenance ainsi que comme système de secours de l'équipement de commande automatique. Les commandes manuelles sont généralement installées à côté des dispositifs commandés, comme les pompes, les compresseurs, les vannes et les centres de commande des moteurs. Un transfert de commande à des niveaux plus élevés est réalisé par des commutateurs de transfert local - distance installés au niveau de l'équipement ou par des fonctions similaires prévues dans les ordinateurs et les processeurs de commande du système d'automatisation. Souvent, la capacité à faire fonctionner chaque élément de l'équipement est fournie également sur le tableau de commande du groupe, en mode local-manuel. Si cette capacité est conçue pour servir de secours à l'équipement informatique, alors des relais de découplage supplémentaires, ainsi que d'autres dispositifs, sont requis. De façon alternative, grâce à la grande fiabilité des équipements informatiques modernes, le fonctionnement local-manuel à partir du tableau de commande du groupe peut être intégré dans les commandes informatiques, ce qui réduit la complexité des commandes. Dans ce cas, un fonctionnement manuel direct peut tout de même être possible à partir de l'emplacement de l'équipement. D'autres considérations sur les commandes de secours sont données à l'Article 9.

Pour les défaillances sérieuses nécessitant le déclenchement à haute vitesse d'un groupe générateur, un équipement de protection séparé est inclus dans le système de commande du groupe. Cet équipement de protection comprend des protections à relais, à semi-conducteurs ou à microprocesseurs pour les équipements électriques et mécaniques et la logique de

déclenchement. Ces fonctions de protection rapide ne sont généralement pas intégrées dans les systèmes informatiques de commande en raison de la vitesse de fonctionnement des équipements de commande. Des relais de protection à usage spécifique fournissent un temps de réponse défini pour satisfaire aux besoins de protection rapide.

3.3.3 Localisations et niveaux des commandes

Les systèmes de commande utilisés actuellement dans les centrales hydroélectriques ont différents niveaux de commande qui peuvent être localisés à des emplacements différents. La Figure 3 montre comment plusieurs localisations de commande peuvent exister pour un seul équipement.



Légende

Anglais	Français
Off-site	Hors site
Powerplant 1 to n	Centrale 1 à n
Regional Control Center	Centre de commande régional
Centralized	Centralisé
WAN	Réseau étendu (WAN)
Central Control Room with Central Computer	Salle de commande centrale avec ordinateur central
Local	Local
Local Control Boards	Tableaux de commande locale
Unit 1 to n	Groupe générateur 1 à n
Excitation	Excitation
Individual	Individuel
Turbine Governor	Système de régulation turbine
Static Starting Converter	Convertisseur statique de démarrage
Motor Control Center	Centre de commande des moteurs
Turbine Control Board	Tableau de commande des turbines
Gate Control Board	Tableau de commande des vannes

Anglais	Français
Switchgear, transformer	Poste électrique, transformateur
Manual Control Directly at Process Elements	Commande manuelle directement au niveau des éléments de processus
Process	Processus
Local Subcontrol	Tableaux de sous-commande locale
Panels	Panneaux
Control Boxes	Boîtiers de commande

Figure 3 – Relations entre les commandes locale, centralisée et hors site

3.3.4 Interface entre le système de commande et les processus commandés

De nombreuses défaillances des systèmes de commande proviennent d'un dysfonctionnement externe des capteurs et/ou des vannes. Cela signifie que ces défaillances sont généralement causées par des dispositifs d'interface entre le système de commande et le processus. L'interface entre le système de commande et le processus doit également être aussi fiable que possible. Cela peut être réalisé en:

- f) fournissant des capteurs redondants;
- g) munissant les électrovannes de deux bobines à verrouillage automatique;
- h) alimentant les systèmes auxiliaires importants tels que le système de régulation turbine ou les pompes à huile des paliers, les compresseurs, etc., avec deux pompes à courant alternatif (pompe principale et pompe de secours). Si un démarrage autonome (black-start) est nécessaire, une des pompes peut être à courant continu;
- i) prévoyant des disjoncteurs munis de deux bobines de déclenchement;
- j) prévoyant des démarreurs des moteurs et des vannes à commandes auto-maintenues, ce qui signifie que chaque vanne, moteur ou disjoncteur reçoit deux signaux de commande, l'un pour le démarrage/fermeture et l'autre pour l'arrêt/ouverture. Des défaillances du système de commande n'influencent pas la disponibilité du groupe générateur en fonctionnement car il n'y a aucun signal présent de démarrage/fermeture ou d'arrêt/ouverture. L'interface de processus (moteur, vanne) conserve le même état qu'avant la défaillance;
- k) assurant une conception à sûreté intégrée (vannes de sécurité critique à ouvrir ou à fermer en cas de défaillance du système);
- l) prévoyant des sources d'alimentation électrique redondantes pour les dispositifs actifs.

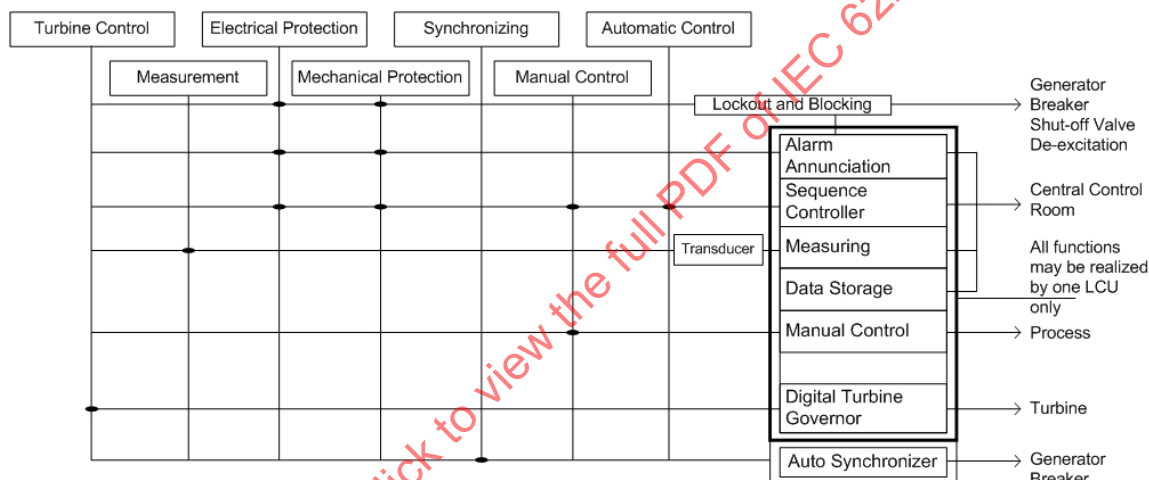
3.4 Commande locale individuelle

La commande locale individuelle est essentiellement utilisée pour les besoins de la mise en service et de la maintenance. Si le terme de commande "locale" individuelle est utilisé par rapport à l'équipement auxiliaire, cela fait référence aux commandes situées à proximité de l'équipement lui-même ou visibles depuis l'équipement. Les systèmes dédiés tels que le sous-système de commande des deux pompes du système de régulation turbine (pompe principale et pompe de secours) avec des algorithmes de commutation automatique, le contrôle de la pression et du niveau d'huile, peuvent être installés comme équipements d'entrée/sortie décentralisés du processeur de commande locale. Chaque boîtier ou panneau de commande peut être équipé d'un sélecteur de commande (local - distance). En principe, le sélecteur le plus proche de l'équipement à commander a la plus haute priorité, c'est-à-dire, si le sélecteur à proximité du disjoncteur est en position "local", tout fonctionnement à distance, automatique, ou manuel est désactivé.

3.5 Commande locale

Si le terme de "commande locale" est utilisé par rapport au groupe générateur, il fait référence au tableau de commande du groupe, au tableau de commande des équipements auxiliaires courants, aux tableaux de commande du poste électrique et à d'autres tableaux de commande locale. Les commandes peuvent ne pas être visibles depuis l'équipement à commander. Cependant, la fonctionnalité de commande automatique est prévue pour tous les composants principaux de la centrale concernant le contrôle séquentiel automatique, la commande manuelle, la supervision, la protection, la surveillance et la diffusion d'alarme. Les éléments de commande traditionnels pour la commande manuelle, c'est-à-dire: les boutons-poussoirs, commutateurs, les lampes, les indicateurs, etc., peuvent être remplacés par une interface homme-machine (IHM) qui est l'interface de l'utilisateur avec le système de commande. L'IHM fournit une visualisation graphique du système de commande et de surveillance, en utilisant un écran de visualisation (VDU) ou d'affichage à cristaux liquides LCD).

La Figure 4 illustre les fonctions types d'un tableau de commande locale de groupe générateur actuel. Concernant la protection électrique et la synchronisation, il est recommandé d'utiliser un équipement dédié de façon à assurer une voie indépendante pour la sécurité.



Légende

Anglais	Français
Turbine control	Commande turbine
Electrical protection	Protection électrique
Synchronizing	Synchronisation
Automatic control	Commande automatique
Measurement	Mesurage
Mechanical protection	Protection mécanique
Manual control	Commande manuelle
Lockout and blocking	Verrouillage et blocage
Generator breaker	Disjoncteur de générateur
Shut-off valve	Vanne d'arrêt
De-excitation	Désexcitation
Alarm annunciation	Diffusion d'alarme
Sequence controller	Contrôleur de séquence

Anglais	Français
Central control room	Salle de commande centrale
Transducers	Transducteurs
Measuring	Mesure
All functions may be realized by one PLC only	Toutes les fonctions peuvent être exécutées par un seul automate programmable
Data storage	Stockage des données
Manual control	Commande manuelle
Process	Processus
Digital turbine governor	Régulateur de turbine numérique
Turbine	Turbine
Auto Synchronizer	Synchroniseur automatique

Figure 4 – Fonctions types – Tableau de commande locale de groupe générateur

Comme illustré à la Figure 4, la plupart des fonctions de commande, de surveillance et de supervision peuvent être réalisées par un seul processeur de commande. Même le régulateur de turbine peut être intégré dans le processeur de commande. Les plus grandes centrales sont généralement équipées de processeurs de commande dédiés à des fins de commande et de régulation turbine.

3.6 Commande centrale (à distance)

Cela fait référence à une localisation de commande située un niveau plus éloigné que la commande locale. Elle est éloignée de l'équipement ou du groupe générateur mais reste encore située sur le site de la centrale de production. Dans la plupart des cas, des salles de commande centrale sont prévues dans les centrales hydroélectriques. Toute l'intelligence de commande peut se situer au niveau de la commande locale ou à un emplacement centralisé. La commande globalisée de la centrale (optimisation, contrôle des niveaux et des débits, commande de production automatique) est effectuée à partir du centre de commande centrale.

Les centres de commande centrale peuvent être équipés de postes opérateurs comprenant des systèmes informatiques avec écrans de visualisation, claviers, souris et imprimantes. Ces imprimantes peuvent consigner tous les événements dans la centrale. Des tableaux d'affichage analogique à effet mosaïque peuvent être installés comme dispositifs auxiliaires du système informatique, soit directement câblé au processeur de commande locale correspondant, soit reliés à un processeur de commande principal de la centrale.

3.7 Commande hors site

La commande hors site se réfère à l'activité de commande d'une centrale depuis un ou plusieurs centres éloignés de la centrale hydroélectrique. Les opérations de la centrale exécutées depuis ces centres constituent en général un composant d'une stratégie intégrée de répartition de puissance et de fonctionnement du système. Le personnel du centre de commande hors site est normalement en charge du fonctionnement de plusieurs centrales et postes électriques et il interagit probablement avec d'autres centres de commande (centre régional, système de distribution électrique ou autres producteurs d'énergie électrique). Ce centre de commande est hors de la centrale. Il peut être situé dans le poste électrique de la centrale, dans une autre centrale, ou dans un emplacement autre distant. Il convient de distinguer le terme "à distance" du terme "hors site". Le terme "à distance" peut être interprété

comme ayant trait à une localisation de commande éloignée de l'équipement lui-même mais toujours sur site.

4 Fonctions de commande

4.1 Fonctions de commande locale

4.1.1 Séquencement démarrage/arrêt

Référence aux normes IEEE Std 1010 [B45], CEI 61850-7-410 [B31].

L'un des usages les plus évidents de l'automatisation informatique des centrales électriques est l'automatisation du séquencement de la commande démarrage/arrêt de groupe générateur. Le système informatique commande de façon complète le démarrage ou l'arrêt du groupe, soit directement via une commande de plus haut niveau, soit par action de l'opérateur. Les entrées vers le système informatique sont des informations de l'état du groupe et de la centrale, dont les changements sont surveillés en permanence pendant la séquence. Le système informatique peut surveiller et afficher en continu plus d'informations d'état qu'un opérateur peut assimiler, de sorte que les actions de commande, telles les séquences d'interruption, peuvent être initiées immédiatement, sans temps de réaction d'un opérateur. En raison de la capacité de programmation du système informatique, les modifications de la commande de la séquence peuvent être apportées facilement, même après la mise en service de la centrale.

Le système informatique peut également surveiller la séquence de commande et fournir des informations de dépannage identifiant le moment de la séquence où a eu lieu une défaillance. Le système informatique peut ensuite marquer une pause dans le séquencement afin de suggérer une intervention à l'opérateur ou de mettre en œuvre l'action corrective. Cette capacité de diagnostic peut accélérer le processus de correction du problème et de retour du groupe en service. Les systèmes dotés d'un horodatage à très haute résolution peuvent produire des rapports sur les séquences d'événements pouvant être utilisés pour augmenter et analyser les actions des relais de protection et de commande.

Certains équipements contrôlés et paramètres surveillés pendant la séquence de démarrage/arrêt sont par exemple les suivants:

- a) vanne de prise d'eau ou vanne d'admission;
- b) système oléo-hydraulique de la régulation turbine;
- c) position limite d'ouverture du vannage;
- d) système de régulation turbine;
- e) circuit d'huile haute pression pour le palier de butée;
- f) freins;
- g) circuit d'eau de refroidissement;
- h) équipement d'excitation;
- i) vitesse du groupe;
- j) état des relais de protection;
- k) alarmes du groupe;
- l) état du disjoncteur du groupe;
- m) position de l'injecteur (turbine Pelton);
- n) position du déflecteur (turbine Pelton);
- o) position des pales (turbine Kaplan).

4.1.2 Synchronisation

La synchronisation était traditionnellement effectuée manuellement ou par une unité de synchronisation automatique dédiée. Aujourd'hui, les synchroniseurs automatiques utilisent les technologies informatiques pour optimiser leurs performances.

La synchronisation peut être réalisée par le système informatique d'automatisation de la centrale. La synchronisation est une fonction critique qui nécessite une surveillance précise et fiable de l'amplitude de la tension, de la fréquence et de l'angle de phase, et tous les systèmes informatiques d'automatisation ne peuvent fournir la précision et la vitesse de réponse requises pour la fonction de synchronisation. Un relais synchrocheck est généralement utilisé à des fins de sécurité pour autoriser la fermeture du disjoncteur.

4.1.3 Mode compensateur synchrone

Les groupes générateurs hydroélectriques sont souvent utilisés en mode compensateur synchrone, avec les aubes directrices des turbines ou les vannes complètement fermées alors que le groupe générateur est connecté et excité (c'est-à-dire que le groupe fonctionne comme un moteur). Une des raisons pour cela est la possibilité de fournir une commande de puissance réactive. Le mode compensateur synchrone est généralement réparti en fonction des exigences de puissance réactive mais il peut être régulé automatiquement par le système de commande informatique, afin d'obtenir une capacité de puissance réactive optimale et une utilisation maximale de la transmission. Un autre objectif du fonctionnement en mode compensateur synchrone est de fournir une réserve tournante de puissance active facilement disponible, dictée par les exigences de fonctionnement du système électrique. Les systèmes de commande informatique peuvent être utiles pour exécuter ce mode de fonctionnement de manière efficace et automatique.

Généralement, les générateurs hydrauliques ne sont pas conçus pour fonctionner comme un moteur avec la roue immergée (fonctionnement en pompe). Lorsque la turbine se trouve sous le niveau du plan d'eau d'aval et fonctionne en mode compensateur synchrone, l'eau est refoulée du voisinage de la roue par de l'air comprimé (système de dépression d'air) afin de réduire les pertes de puissance et l'usure de la turbine. Le système informatique d'automatisation peut commander le fonctionnement automatique des vannes, ventilateurs, compresseurs, etc., afin de maintenir un niveau d'eau prédéfini dans la chambre de refoulement de la turbine. Il convient que les systèmes d'automatisation ou de protection détectent le moment où la roue mobile est immergée et soit ramènent le groupe générateur en mode production, soit arrêtent le groupe afin de prévenir un dommage.

Le système d'automatisation informatique peut commander les dispositifs auxiliaires et surveiller le générateur pendant ce mode de fonctionnement. Par exemple, dans ce mode, le système d'automatisation peut neutraliser le relais de puissance inverse. Une détection de sous-fréquence peut également être utilisée pour ramener automatiquement le groupe en mode générateur.

4.1.4 Commande de fonctionnement en pompage pour accumulation

Le système d'automatisation informatique peut offrir toutes les commandes nécessaires au fonctionnement d'un groupe en mode pompage ou en mode générateur. Le système peut commander l'appareillage électrique de connexion, le lanceur statique et les équipements associés nécessaires au fonctionnement du groupe dans l'un ou l'autre mode. Certaines des fonctionnalités de base simples à mettre en œuvre dans un système de commande informatique comprennent: la fourniture du cumul de la durée de fonctionnement des groupes en mode pompage, la fourniture d'une fonction de minuterie de redémarrage automatique au cas où le groupe ne démarre pas correctement, et la détermination du groupe qu'il convient de démarrer si l'on veut équilibrer la durée de fonctionnement entre plusieurs groupes. Toutes ces fonctionnalités peuvent être mises en œuvre au niveau de la centrale et impliquent une

commande des groupes directe ou par l'intermédiaire d'automates de groupe, selon la configuration du système d'automatisation.

4.1.5 Optimisation du fonctionnement de la turbine

Une utilisation maximale des ressources en eau devenant de plus en plus importante pour les producteurs d'énergie électrique, les exploitants d'une centrale électrique s'efforcent d'optimiser l'usage de l'eau et la production électrique. Il existe de nombreuses possibilités d'optimisation du fonctionnement d'une turbine au moyen d'algorithmes logiciels personnalisés. En fonction des paramètres surveillés et des séquences de commande nécessaires au mode de fonctionnement, des algorithmes peuvent être créés pour améliorer le fonctionnement des groupes.

Les algorithmes et les paramètres contrôlés types nécessaires à la mise en œuvre comprennent:

- a) *Maximisation du rendement.* Niveau du plan d'eau d'amont, niveau du plan d'eau d'aval, position de vannage, position des pales (turbines Kaplan), débit, courbes de rendement des turbine et générateur, puissance active.
- b) *Minimisation des vibrations de groupe ou des zones de fonctionnement accidentel.* Hauteur de chute (niveau du plan d'eau amont, niveau du plan d'eau d'aval), position du vannage, position des pales (turbine Kaplan), vibrations de groupe, pression sur le plafond de roue, paramètres caractéristiques acoustiques de turbine (surveillance acoustique).
- c) *Minimisation de la cavitation.* Position de vannage, position des pales (turbine Kaplan), débit, hauteur de chute (niveau du plan d'eau d'amont, niveau du plan d'eau d'aval), courbes de cavitation du fabricant de la turbine (ou niveau de pression acoustique de la bêche spirale, caractéristiques acoustiques de la turbine (surveillance acoustique)).

4.1.6 Commande de la grille de prise d'eau

Le système d'automatisation informatique peut servir à surveiller le différentiel de niveau d'eau entre les côtés amont et aval de la grille de prise d'eau, et à utiliser ces informations pour avertir les opérateurs de la nécessité de nettoyer la grille ou de faire fonctionner un équipement automatique de nettoyage de la grille. Les informations procurent aux opérateurs les données appropriées sur l'état du débit d'eau à travers la grille, de façon à leur permettre de prendre des décisions en connaissance de cause. L'une des fonctions les plus importantes que le système peut fournir est la capacité à abaisser automatiquement le débit vers un groupe en diminuant la puissance générée dès que le différentiel de grille dépasse une valeur prédéterminée. De cette façon, le système d'automatisation peut être utilisé pour minimiser l'endommagement de la grille.

4.1.7 Contrôle de l'environnement

Les systèmes informatiques d'automatisation peuvent surveiller et commander automatiquement l'installation afin de satisfaire aux exigences environnementales telles que:

Température aval: Les réglementations environnementales prescrivent souvent une température optimale de l'eau à l'aval de l'installation afin de ne pas nuire aux pêcheries locales. Dans les installations à larges retenues, il est souvent possible de faire varier le débit de dérivation par by-pass ou le débit des groupes à partir de niveaux de température différents du réservoir, au moyen de vannes glissières ou d'autres équipements de sélection du niveau d'eau. Par exemple, les vannes glissières sont positionnées à diverses hauteurs le long de la structure de prise d'eau, ce qui permet de puiser l'eau à partir de différents niveaux dans le réservoir. Des algorithmes informatiques peuvent être écrits pour surveiller la température de la rivière à l'aval, et contrôler cette variable selon un point de consigne prédéterminé. Ceci est possible en surveillant les températures à des hauteurs différentes du réservoir et en faisant varier les débits pour atteindre la température aval souhaitée.

Oxygène dissous: des vannes glissières, des systèmes de dérivation par by-pass, des turbines de ventilation ou d'autres dispositifs sont utilisés pour contrôler la quantité d'oxygène dissous en aval du réservoir.

Valeurs minimales des débits et vitesses de variation: Les exigences applicables à l'irrigation et à l'environnement requièrent souvent des débits d'eau en aval minimaux. Les systèmes de dérivation ou les puissances de groupes peuvent être réglés afin de satisfaire aux exigences relatives aux débits d'eau minimaux à l'aval et aux vitesses de variation requises. Des informations précises, horodatées et enregistrées sur le déversement sont accessibles par l'intermédiaire d'un système automatisé. Une commande précise en temps réel des vannes et vannages permettant de fournir des débits exacts en fonction de la hauteur de chute et d'autres conditions est possible, plutôt que d'utiliser une simple commande d'ouverture ou de fermeture.

4.1.8 Commande de démarrage autonome (en black-start)

Les centrales hydroélectriques jouent un rôle critique dans le rétablissement des systèmes électriques après une interruption de service importante. Ces interruptions peuvent entraîner l'isolement de la centrale par rapport au système, aucun générateur ne fonctionnant plus et donc aucun auxiliaire n'étant plus alimenté. La capacité de démarrage autonome (c'est-à-dire le démarrage de la centrale sans source d'alimentation externe) afin de réalimenter la centrale et au final le système électrique, est vitale. Les systèmes d'automatisation informatiques peuvent jouer un rôle dans la réalisation de ce démarrage autonome. Le système informatique peut être activé manuellement ou automatiquement de manière à commencer une séquence de commande de démarrage à froid. Le système peut automatiquement surveiller l'état de la centrale et du système, démarrer des groupes générateurs et restaurer l'alimentation électrique des auxiliaires. Ensuite, la centrale dans son intégralité peut revenir au fonctionnement complet et le système électrique peut être restauré.

La capacité à démarrer un groupe générateur en autonomie est généralement une fonction des dispositifs physiques de la centrale électrique plutôt que du système d'automatisation. Il convient de disposer d'un réseau d'alimentation auxiliaire, tel qu'un générateur d'urgence ou des batteries auxiliaires (en supposant que cet équipement puisse fonctionner sur un réseau d'alimentation en courant continu), afin de fournir l'alimentation au système informatique, aux systèmes auxiliaires du groupe et au dispositif d'amorçage du courant d'excitation, afin d'augmenter la probabilité de réussite d'un démarrage autonome.

Il convient que les systèmes hydrauliques et pneumatiques soient opérationnels pour que le système d'automatisation puisse offrir des capacités de démarrage autonome. Les avantages d'un démarrage autonome automatisé par informatique sont similaires à ceux d'un démarrage normal. La séquence de démarrage peut être différente pour un démarrage normal ou pour un démarrage autonome. Il convient que le système d'automatisation dispose de verrouillages adaptés à chaque mode de démarrage. Par exemple, les pompes alimentées en courant alternatif ne sont pas considérées comme indispensables au démarrage autonome du groupe mais disposent de verrouillages dans la séquence de démarrage normal, les paramètres du régulateur turbine pour un fonctionnement isolé et la reprise de charge sont différents des paramètres pour un fonctionnement interconnecté, et l'équipement de synchronisation devra être désactivé ou devra fonctionner par couplage avec un bus hors tension pour le démarrage autonome. Il convient de prendre en compte plusieurs aspects comme l'alimentation des lignes du réseau électrique, la reprise de charge, l'inhibition de protections ainsi que les fonctions de limitation.

4.2 Fonctions de commande centralisées

La commande centralisée se réfère à une localisation de commande commune depuis laquelle les fonctions de la centrale peuvent être initiées et les informations sur le fonctionnement de la centrale, collectées et affichées. L'objectif de la commande centralisée est de réunir la commande et la surveillance en un emplacement commun afin de faciliter un fonctionnement

performant de la centrale et d'exécuter les fonctions de commande qui sont les mieux gérées au niveau de la centrale. L'économie représentée par la réduction du nombre d'opérateurs pour le suivi du fonctionnement de l'installation est un exemple important de la performance induite par la commande centralisée. La commande centralisée offre également un lien entre les installations de commande hors site et les installations internes. Les systèmes informatiques d'automatisation peuvent fournir les données et les informations de commande afin de faciliter la commande centralisée, que l'équipement d'automatisation soit centralisé ou distribué. Les articles qui suivent décrivent les fonctions types assurées par le système de commande centralisée.

4.2.1 Commande des groupes pris individuellement

La plupart des fonctions disponibles sur le système de commande local de groupe générateur peuvent être mises à disposition à l'emplacement de la commande centralisée. Le degré de duplication entre les fonctions des commandes locale et centralisée dépend de la philosophie de fonctionnement de la compagnie exploitante ou du propriétaire, et de la capacité du réseau de données de la centrale. Les fonctions types de commande de groupe générateur pouvant être initiées à l'emplacement de la commande centralisée incluent généralement les fonctions suivantes:

- a) démarrage et synchronisation automatiques;
- b) arrêt automatique;
- c) arrêt d'urgence;
- d) consigne de vitesse;
- e) consigne de puissance active;
- f) consignes de tension et de puissance réactive.

4.2.2 Commande du poste électrique, du déversoir et des auxiliaires

La plupart des fonctions disponibles sur les systèmes de commande locaux du poste électrique, du déversoir et des auxiliaires peuvent être mises à disposition à l'emplacement de la commande centralisée. Ici également, le degré de duplication avec la commande locale est une décision d'exploitation. Les fonctions fournies à l'emplacement de la commande centralisée incluent généralement les fonctions suivantes:

- a) synchronisation de l'ouverture/fermeture du disjoncteur;
- b) ouverture/fermeture du sectionneur;
- c) commande du changeur de prise du transformateur;
- d) ouverture/fermeture de la vanne de déversoir;
- e) commande de la puissance active de la centrale.

4.2.3 Commande de la puissance active de la centrale (MW)

Le système informatique peut être utilisé pour maintenir la puissance active de la centrale ou d'un groupe générateur en fonction de différents critères de fonctionnement. Lorsqu'une centrale ou un groupe générateur doit maintenir un niveau de puissance prédéterminé, celui-ci peut être assigné à une consigne fixe par le système informatique et la puissance active peut être maintenue de manière très précise à ce niveau, indépendamment des autres variables telles que les modifications de la hauteur de chute.

De la même façon, une centrale ou un groupe générateur peuvent être associés à une certaine demande discrète et se voir assigner la tâche de répondre exactement à cette demande afin que les autres groupes générateurs puissent être assignés à une consigne fixe.

Lorsque ce groupe générateur variable se déconnecte, au moins un des groupes générateurs restants doit passer du mode de chargement en bloc au mode variable pour reprendre la charge variable. Les systèmes de commande informatiques peuvent automatiser ce schéma de commande.

Un schéma de commande de puissance globale dans lequel la puissance active souhaitée pour la centrale est répartie de manière égale entre les groupes générateurs sélectionnés pour la commande de puissance globale est souvent employé. Dans ce cas, le schéma de commande de la centrale inclut des fonctions de sélection de groupe générateur, d'équilibrage des consignes de puissance de chaque groupe générateur, de commande de la consigne de puissance globale et d'influence de la fréquence (régulation).

4.2.4 Commande de la puissance réactive de la centrale (Mvar)

La tension de la centrale et la puissance réactive correspondante en var de la centrale peuvent être contrôlées par la répartition de consignes de tension sur les groupes générateurs ou au moyen d'un schéma de commande de tension conjointe. Le système de commande de tension conjointe maintient une tension souhaitée de jeu de barres haute tension, en allouant une génération de var à chaque groupe générateur sélectionné pour la commande de tension conjointe. Le système de commande de tension conjointe peut comprendre des fonctions de sélection de groupe générateur, de commande de la consigne de tension conjointe, et de la position de la prise du transformateur ou de la compensation de chute de tension le long de la ligne.

4.2.5 Optimisation de l'eau et de la puissance

Une utilisation maximale des ressources en eau devenant de plus en plus importante pour les producteurs d'énergie, les opérateurs d'une centrale électrique s'efforcent d'optimiser l'usage de l'eau et la production électrique. Une gestion automatisée des ressources en eau, par exemple des rejets d'eau planifiés pour un débit minimal et correspondant aux besoins d'eau des poissons, est une excellente application du système de commande informatique. Des informations de sortie précises, horodatées et enregistrées sur le déversement sont récupérables par l'intermédiaire d'un système automatisé.

L'utilisation de l'eau peut également être optimisée en fonction des exigences de puissance au moyen d'algorithmes informatiques d'optimisation du rendement de groupe générateur, de la centrale ou du système. Par exemple, si l'on connaît les rendements individuels d'un générateur, d'une turbine et d'une conduite forcée, ainsi que la hauteur de chute et le débit, le système informatique sur site peut orienter la charge optimale des groupes générateurs afin de satisfaire à l'exigence de charge globale de la centrale, tout en permettant le meilleur rendement possible de la centrale. Lorsque la hauteur de chute change, les rendements d'exploitation changent, et le système informatique peut devoir réallouer la charge des groupes pour conserver le meilleur rendement global possible de la centrale, tout en satisfaisant à la demande totale.

4.2.6 Commande de dérivation d'eau par by-pass

Les exigences applicables à l'irrigation et à l'environnement requièrent souvent des débits d'eau en aval minimaux. Le rejet d'eau par des mécanismes de dérivation peut se faire automatiquement et plus efficacement par ordinateur. Une commande précise en temps réel des vannes et des vannage permettant de fournir des débits exacts en fonction de la hauteur de chute du moment et d'autres conditions est possible, plutôt que d'utiliser de simples commandes d'ouverture et de fermeture.

4.3 Fonctions de commande hors site

La commande hors site se réfère à l'activité de commande d'une centrale depuis un ou plusieurs centres éloignés de la centrale hydroélectrique. Les opérations de la centrale exécutées depuis ces centres constituent en général un composant d'une stratégie intégrée

de répartition de puissance et de fonctionnement du système. Les tâches généralement effectuées dans les centres de commande hors site peuvent comporter:

- a) des ajustements périodiques des mégawatts (MW) et mégavars (Mvar) pour maintenir le fonctionnement du système électrique en conformité avec les exigences et les critères établis par les organismes de coordination (par exemple, les services des conseils régionaux chargés de la fiabilité des systèmes électriques);
- b) le maintien de réserves de production conformément aux critères établis par les organismes de coordination afin d'assurer la stabilité du système électrique;
- c) la programmation des échanges d'énergie;
- d) le réglage automatique de production (AGC), incluant le réglage d'erreur temporelle et le réglage de fréquence (ceux-ci nécessitant une coordination avec d'autres zones de réglage auxquelles le système peut être interconnecté);
- e) les prévisions de charge horaire;
- f) la charge des lignes de transmission (transit de puissance du système);
- g) les ajustements de réglage des ventes d'énergie.
- h) la coordination de la répartition des lâchers de débit entre plusieurs centrales hydroélectriques sur une même rivière.

L'interconnexion des systèmes électriques et le besoin de contrôler la production et le transit de puissance à travers ces réseaux, ont conduit à la conception et à l'installation de réseaux de schémas de commande informatiques hiérarchisés qui permettent aux dispatcheurs du système de répartir la production d'énergie électrique sur de nombreuses centrales. Les systèmes informatiques d'automatisation au niveau de plusieurs centrales hydroélectriques sont souvent parties intégrantes des grands systèmes de commande informatiques des systèmes électriques utilisés pour le fonctionnement du système électrique interconnecté.

Dans l'automatisation des centrales hydroélectriques, il est important de déterminer la manière dont le système de commande informatique proposé va interagir avec les systèmes informatiques de commande hors site. Étant donné que des capacités de commande peuvent être programmées dans les systèmes informatiques à divers niveaux d'un schéma de commande hiérarchique, il convient d'établir d'abord une philosophie générale du système de commande. Les capacités de commande et les exigences applicables aux données pour le système informatique local de la centrale peuvent ensuite être définies.

Les fonctions types effectuées par les systèmes de commande hors site qui ont une incidence sur les exigences de commande de la centrale hydroélectrique sont décrites dans 4.3.1, 4.3.2, et 4.3.4.

4.3.1 Commande des groupes générateurs pris individuellement et sélection des fonctions de commande centralisées

La plupart des fonctions de commande mises en œuvre dans le système de commande locale de la centrale hydroélectrique sont disponibles ou sont utilisables par le système de commande hors site. Le nombre et le type des fonctions de commande disponibles sur le système hors site dépendent de la philosophie de fonctionnement du système électrique, des accords entre les responsables du système électrique et ceux de la centrale, et de la quantité et la qualité des données de la centrale et des données système mises à disposition du système de commande hors site. Les fonctions de commande d'une unité et les fonctions centralisées mises à la disposition du système de commande hors site peuvent inclure les fonctions énumérées en 4.2.1, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5 et 4.2.6.

4.3.2 Commande du poste électrique, du déversoir et des auxiliaires

Les fonctions de commande à disposition du système hors site sont similaires à celles énumérées en 4.2.2.

4.3.3 Réglage automatique de production (AGC)

L'AGC informatique, normalement exécuté au niveau d'un centre de commande d'un système électrique régional, offre la capacité de réguler la puissance active (en mégawatts) de générateurs ou de centrales sélectionnés en temps réel. Les points de consigne en mégawatts sont régulièrement ajustés par le système AGC afin de satisfaire aux exigences de correction des erreurs de réglage de zone (ACE) ainsi qu'à d'autres contraintes.

Pour que le centre de contrôle régional puisse allouer correctement et dans les temps à une centrale une part de l'ACE (erreur de réglage de centrale (SCE)), l'ordinateur de commande du centre doit recevoir des données en provenance de la centrale. Les entrées de l'algorithme qui calcule l'ACE comprennent: les flux de puissance sur les lignes d'interconnexion; la production de puissance active planifiée; l'influence de l'erreur temporelle; l'influence de la fréquence du système électrique. La quantité de l'ACE affectée à chaque centrale (SCE) comme modification souhaitée du niveau de production dépend du niveau de participation à la correction de l'ACE assigné à la centrale. En retour, la participation de la centrale dépend de la part de la centrale dans la production, de sa capacité à faire varier sa production, de la disponibilité de l'eau, des contraintes de modification du débit de la centrale et des cotes des plans d'eau amont et aval, entre autres facteurs.

Il convient que la quantité et le type de données et la fréquence de la mise à jour soient établis au niveau du cycle de conception du système de commande de la centrale et représentent un paramètre important de la conception. Il est généralement essentiel que les allocations de changement de production à la centrale respectent les contraintes environnementales ou de limitation des équipements. Il convient qu'un système de commande de centrale bien conçu n'autorise aucune action de commande qui ne respecterait pas ces contraintes; toutefois l'absence de réponse de commande d'une centrale a comme conséquences indésirables le ralentissement des changements de production nécessaires et la réallocation des changements à d'autres centrales de la zone de contrôle. Ces réallocations peuvent bouleverser la planification de la production et celle de l'utilisation de l'eau sur toutes les centrales affectées.

Des signaux de consigne de puissance sont transmis à des centrales sélectionnées soit par la programmation de la production des centrales, soit de chaque groupe générateur individualisé, en fonction de la pratique de la compagnie exploitante ou de l'accord entre l'exploitant de la centrale et l'exploitant du centre de commande du système, s'ils sont détenus ou gérés par des entités différentes.

Les interfaces opérateur avec le système de commande de la centrale sont prévues pour que les groupes générateurs puissent être individuellement placés en fonctionnement AGC, ou retirés du fonctionnement AGC et placés en commande locale.

4.3.4 Réglage automatique de tension (AVC)

L'AVC informatique, normalement exécuté au niveau d'un centre de commande d'un système électrique régional, offre la capacité de réguler la puissance réactive (en mégavars) de groupes générateurs ou de centrales sélectionnées en temps réel en transmettant une consigne de mégavars ou de tension de jeu de barres de la centrale. La consigne de mégavars ou de tension est ajustée périodiquement par le système AVC pour satisfaire aux exigences de tension du système électrique et à d'autres contraintes. Les cycles de l'AVC doivent être conçus avec un temps de retard suffisant pour minimiser le risque de mettre en péril la stabilité de tension du système. Les systèmes AVC de la centrale, qui règlent la tension d'un nœud du système électrique, reçoivent une consigne de mégavars ou de tension

depuis le système électrique régional, et répartissent les consignes de mégavars aux groupes générateurs sous contrôle AVC (si un signal de consigne de tension est reçu, le signal de sortie réparti est converti en consignes de mégavars). Des interfaces opérateur avec le système de commande de la centrale sont prévues pour que les groupes générateurs puissent être individuellement placés en fonctionnement AVC ou retirés du fonctionnement AVC, et placés en commande locale.

4.3.5 Schémas d'action corrective (RAS)

De nombreux schémas d'action corrective sont prévus dans les systèmes électriques modernes, normalement contrôlés depuis les centres de commande de zone hors site. Les schémas d'action corrective (RAS) comprennent généralement:

- a) le délestage automatique de production en fonction de la configuration de la ligne de transmission (pour la stabilité transitoire);
- b) le délestage automatique de production pour aider à la correction de la surfréquence dans les systèmes à grande échelle;
- c) la capacité de variation rapide transitoire de tension pour la stabilité dynamique;
- d) l'application de résistance de freinage pour la stabilité transitoire;
- e) le délestage de charge pour aider à la correction de la sous-fréquence du système.

Pour mettre en œuvre ces schémas, divers signaux sont transmis entre le centre de commande de zone hors site et la centrale afin d'armer et de déclencher les schémas d'action corrective. La mise à jour et le temps de réponse du système informatique de commande de la centrale sont essentiels et il convient de les étudier soigneusement lors de la mise en œuvre des schémas d'action corrective.

4.4 Paramètres de commande typiques

Le Tableau 2 présente quelques exemples de paramètres d'entrée et de sortie nécessaires à la mise en œuvre de certaines des capacités de commande informatique présentées dans cet article. Cette liste n'est en aucun cas complète ni exhaustive, mais elle illustre certaines particularités de mise en œuvre qu'il convient d'étudier lors de la conception d'un système d'automatisation.

Tableau 2 – Paramètres types nécessaires à la mise en œuvre de la commande automatisée

Action de commande	Entrées	Sorties
Arrêt/démarrage du groupe générateur	Limite du vannage ou injecteur Position du vannage ou injecteur Etat du disjoncteur Hydraulique de la régulation turbine Vitesse du groupe générateur Relais de protection du groupe générateur Tension du générateur	Desserrage du frein Commande du vannage ou injecteur Vanne d'eau de refroidissement Excitateur Circuit de démarrage Sélection du groupe générateur Déclenchement/fermeture du disjoncteur
Synchronisation du groupe générateur	Vitesse du groupe générateur Position du vannage ou injecteur Limite du vannage ou injecteur Etat du disjoncteur Tension du générateur Tension du jeu de barres	Sélection du disjoncteur Fermeture du disjoncteur Sélection du groupe générateur Ajustement de la vitesse Ajustement de la tension

Action de commande	Entrées	Sorties
AGC	Etat du groupe générateur MW Mvar Relais de protection du groupe générateur Point de consigne	Sélection du groupe générateur Ajustement de la puissance
Compensation synchrone	Dépression de l'aspirateur MW Mvar	Ajustement de la puissance Excitation Dépression de l'aspirateur Sélection du groupe générateur
Optimisation de la turbine	Hauteur de chute Angle des pales Position du vannage ou injecteur MW Bruit	Commande du vannage ou injecteur Ajustement de la puissance Sélection du groupe générateur
Commande de la grille de prise d'eau	Pression différentielle	Système de grille de prise d'eau Ajustement de la puissance Commande du vannage ou injecteur
Démarrage autonome (en black-start)	Relais de protection Tensions du jeu de barres Etat du groupe générateur Etat du disjoncteur Tension du générateur Puissance du groupe générateur	Démarrage du générateur Synchronisation du groupe générateur Fermeture du disjoncteur (jeu de barres hors tension) Ajustement de la puissance Régulation de tension Sélection du groupe générateur Sélection du disjoncteur
Pilotage de la charge de base	Etat du groupe générateur MW Mvar Position du vannage ou injecteur Limite du vannage ou injecteur Point de consigne	Ajustement de la puissance Commande du vannage ou injecteur Sélection du groupe générateur
Réglage automatique de tension (AVC)	Etat du groupe générateur Etat du disjoncteur MW Mvar Tension du jeu de barres Point de consigne Tension du générateur	Régulation de tension Sélection du groupe générateur
Schémas d'action corrective	Initiation des RAS Sélection du générateur Etat du disjoncteur Etat du groupe générateur Fréquence du système électrique	Déclenchement du disjoncteur Sélection du disjoncteur
Prélèvement sélectif du bassin amont	Températures de l'eau Position du vannage ou injecteur	Commande du vannage ou injecteur Sélection du groupe générateur

4.5 Interfaces avec les autres systèmes informatiques

4.5.1 Données de détection d'incendie

Les philosophies actuelles de conception et de fonctionnement des centrales hydroélectriques accordent une place plus importante à la détection d'incendie. Les capacités d'acquisition de données des ordinateurs sont très utiles pour surveiller les systèmes de détection d'incendie des centrales, permettre d'acquérir des données de détection d'incendie, les filtrer par logiciel et proposer des actions au personnel basées sur la connaissance. De plus les actions de commande de protection contre l'incendie comme la fermeture de portes et l'arrêt de ventilateurs peuvent être initiées par l'ordinateur. Étant donné que les réglementations sur ce sujet varient et peuvent exiger une commande séparée de protection contre l'incendie, il convient de vérifier les réglementations locales avant d'inclure un tel système dans le système informatique de la centrale.

4.5.2 Système de sécurité de la centrale

La sécurité des centrales est de plus en plus importante aux yeux des propriétaires qui cherchent à diminuer le vandalisme, les entrées non autorisées et les effets d'événements naturels pouvant mettre en danger le fonctionnement sûr et correct de l'installation. Les informations relatives à la sécurité affichées sur les postes centralisés des opérateurs permettent au personnel de répondre plus facilement et plus sûrement aux violations de sécurité. Dans les centrales non surveillées, la transmission de ces informations de sécurité aux centres hors site sert à répartir le personnel à la recherche de la cause du problème. L'ordinateur sur site peut également être programmé pour contrôler les réponses aux violations de sécurité, par exemple le déclenchement de lumières ou d'alarmes ou l'activation de caméras.

4.5.3 Système de gestion de la maintenance

Les données collectées via le système informatique peuvent être utilisées efficacement en entrée des systèmes de gestion de la maintenance assistée par ordinateur (CMMS) plus sophistiqués. Les systèmes CMMS conditionnels ou prédictifs ont besoin des informations courantes relatives à l'état des équipements de la centrale; ces informations peuvent déjà être collectées dans le système d'automatisation informatique de la centrale. Le système d'automatisation peut, à partir du CMMS en cas de dépassement des conditions limites, servir de collecte pour les données nécessaires tant aux fonctions de commande et de protection qu'aux activités de déclenchement de la maintenance. Une explication plus détaillée du partage de données ne fait pas partie du domaine d'application du présent guide.

4.5.4 Surveillance de l'état de la centrale

La plupart des groupes hydroélectriques de taille significative sont généralement équipés d'une grande variété de capteurs, et dans certains cas, de systèmes de surveillance spécialisés. Les équipements de la centrale sont supervisés et protégés contre les défaillances et détériorations sérieuses. En cas de problème, l'opérateur réagit aux signaux des alarmes et aux indications activées par le système de commande à travers des capteurs. Ces informations sont parfois difficiles à gérer, non corrélées et peu précises (car les systèmes à base de capteurs peuvent dysfonctionner); cependant, l'opérateur doit traiter ces informations rapidement. Une action rapide et appropriée de l'opérateur est essentielle pour minimiser le risque d'endommagement des machines et un temps d'indisponibilité fortuite prolongé. En outre, des informations statistiques et de tendances peuvent être mises à disposition pour accéder à l'état du groupe générateur et faciliter la mise en œuvre d'une stratégie de maintenance préventive à long terme afin d'augmenter la productivité.

Avec les avancées technologiques actuelles, les compagnies exploitantes utilisent des systèmes sophistiqués en ligne et hors ligne en même temps que des capteurs traditionnels pour surveiller l'état et la performance de systèmes complexes requis pour la production d'énergie électrique.

Aujourd'hui, la plupart des systèmes individuels peuvent réaliser une analyse à partir de leurs propres modules d'acquisition de données autonomes alors que dans le passé, ils n'utilisaient pas tous les paramètres disponibles.

Le besoin de rentabiliser le plus possible les ressources des compagnies exploitantes nécessite une surveillance et une analyse systématiques et continues de tous les résultats fournis par les capteurs avec l'évaluation de l'état global du groupe générateur basée sur l'ensemble des données disponibles, y compris l'historique, grâce à un système de surveillance intégré de l'état de la centrale (PCM). Ce système de surveillance PCM fournit des données statistiques et de tendances concernant l'état de la centrale. La corrélation entre les données instantanées et les données historiques est un excellent outil de surveillance de fonctionnement en temps réel et en continu. Elle facilite la mise en œuvre d'une stratégie de maintenance préventive à long terme et permet d'augmenter la productivité.

5 Acquisition et traitement des données

5.1 Intégrité des données

Des données fiables sur la centrale sont importantes pour le fonctionnement du système. Si une seule centrale produit des rapports erronés de production, le fonctionnement du système électrique tout entier est affecté par l'erreur tant que le problème n'est pas identifié et que les données défectueuses ne sont pas corrigées, que ce soit par des moyens temporaires de passage en mode manuel ou par remplacement par une source de données alternative.

Il convient que le concepteur du système de commande de la centrale évalue les exigences de fiabilité, y compris l'impact que peuvent avoir des données défectueuses sur le fonctionnement du système de commande local comme sur celui du système de commande hors site. Il convient que les systèmes de commande des centrales soient capables de traiter les défaillances qui affectent la production de la centrale et du système électrique.

Pour les signaux qui influent de manière significative sur la commande des groupes générateurs, il convient que la conception du système maximise la possibilité que les signaux significatifs soient toujours disponibles (par exemple, par une configuration redondante). Ou bien, en cas de perte de signal, il convient qu'un signal par défaut ou un signal calculé approprié soit mis à disposition du système de commande de manière à effectuer le changement de mode de commande sans discontinuité.

5.2 Capacités d'acquisition de données

Les systèmes informatiques de centrale hydroélectrique peuvent améliorer l'acquisition de données de l'équipement et des divers systèmes de l'installation. La disponibilité et la flexibilité des équipements informatiques modernes tant matériels pour les entrées que logiciels d'acquisition de données permettent la collecte et la manipulation de grandes quantités de données de la centrale.

L'acquisition des données peut se faire directement à partir des dispositifs de la centrale, tels que les transducteurs et les contacts. Étant donné les capacités de communication des équipements informatiques, le système informatique de la centrale peut, si un protocole est disponible, collecter directement les données à partir de ces systèmes d'acquisition des données intermédiaires. Ces données peuvent être affichées à l'usage de l'opérateur, utilisées dans la logique de commande informatique, chargées sur des ordinateurs de commande de plus haut niveau ou stockées pour la future génération de rapports. Des exemples de dispositifs électroniques intelligents ayant ces capacités sont donnés ci-après:

- a) enregistreurs chronologiques;
- b) enregistreurs de séquences d'événements;
- c) oscillograpturbographe numériques;

- d) relais de protection;
- e) systèmes d'excitation;
- f) régulateurs turbine;
- g) systèmes numériques de surveillance de la puissance.

5.3 Analogique

Les signaux analogiques peuvent être surveillés à intervalles fixes par le système à des fins de commande. Pour l'acquisition des données, le nombre d'échantillons par unité temporelle est habituellement déterminé en fonction du paramètre surveillé. Certaines grandeurs critiques comme la température des paliers, les pressions hydrauliques ou les vibrations peuvent être échantillonnées plus fréquemment que les grandeurs ne disposant pas d'un potentiel de changement rapide, comme le niveau d'eau. L'affichage des tendances des grandeurs analogiques choisies est une capacité puissante du système informatique.

Il existe plusieurs méthodes de collecte de données à partir de signaux d'entrée analogiques. Celles-ci comprennent:

- a) *Intervalle constant*. Les données sont stockées à intervalles temporels constants.
- b) *Rapport par exception*. La grandeur est surveillée en permanence et tant que la variable reste dans certaines limites, les rapports de données sont peu fréquents. Lorsque la grandeur sort de la plage prévue, les données sont rapportées à intervalles prédéterminés jusqu'à l'existence d'un régime établi.
- c) *Surveillance à intervalles variables déclenchée par les événements*. Cette méthode surveille et stocke les valeurs des signaux à une vitesse qui change à la suite d'un événement. Si aucun événement inhabituel ne se produit, les données plus anciennes sont remplacées par les nouvelles et le stockage a lieu à intervalle constant. A l'initiation d'un événement, la vitesse de collecte des données augmente afin de produire une résolution temporelle extrêmement fine et tous les points de données sont stockés pour un examen futur. Cette méthode est très utile pour le dépannage et l'exploration des caractéristiques d'un équipement mais elle est susceptible de nécessiter une grande quantité de mémoire.

Dans tous les cas de surveillance analogique, des limites peuvent être affectées à chaque paramètre pour initier une alarme, un arrêt ou toute autre action lorsqu'une valeur sort de la plage prévue. Les limites peuvent être absolues ou inclure un taux de variation de la variable. Le système informatique possède un haut degré de flexibilité dans l'enregistrement, le déclenchement d'alarmes et le traitement des données analogiques.

5.4 Discret

Les données binaires sont interprétées de différentes façons par le contrôleur de processus. Certaines données binaires sont considérées comme des données de séquence d'événements horodatées. Les données horodatées peuvent être ensuite différenciées dans des catégories d'états ou d'alarmes. D'autres données binaires ne sont pas horodatées et sont traitées différemment. Toutes les données binaires sont stockées dans une ou plusieurs bases de données du contrôleur de processus.

5.4.1 Points d'état

Ces entrées binaires ne sont généralement pas horodatées et sont destinées à indiquer l'état de fonctionnement en cours des différents équipements et systèmes comme la position du disjoncteur et les positions de l'interrupteur de commande.

5.4.2 Points d'événement

La plupart des systèmes d'automatisation proposent un enregistrement des séquences d'événements pour des entrées de statut discrètes (marche/arrêt). Il convient que le système

permette un horodatage de résolution suffisante pour produire les informations nécessaires à l'analyse du bon fonctionnement des équipements à haute vitesse utilisés dans les centrales électriques modernes. Les systèmes informatiques dotés de cette capacité d'enregistrement des séquences d'événements sont souvent préférés car ils suppriment le besoin d'un enregistreur de séquences d'événements autonome, et de tous les câbles supplémentaires doublés et de la maintenance associés. Des exemples d'entrées de statut discret peuvent être:

- a) points d'événement tels que le fonctionnement de relais, l'arrêt d'un groupe générateur ou l'action de l'opérateur;
- b) points d'alarme tels que les basses pressions, les températures élevées;
- c) points de statut tels que la position du disjoncteur, la position de l'interrupteur de commande.

5.4.3 Points calculés

Un type de données particulières (analogiques ou discrètes) résultant d'une fonction prédéfinie des objets de processus (par exemple, comptage des heures de fonctionnement, comptage marche/arrêt, etc.). Du point de vue de l'application, ces points calculés ne sont pas différents des points discrets ou analogiques préalablement définis.

5.4.4 Les points post-mortem

Les points post-mortem sont déterminés à partir de tableaux spécifiques prédéfinis, pouvant stocker une certaine quantité de valeurs échantillonnées de points analogiques avant et après un point de déclenchement, lui-même déterminé par des conditions de déclenchement prédéfinies. Les points post-mortem sont normalement utilisés pour l'analyse de base des défauts de la centrale.

5.5 Traitement des alarmes et diagnostics

L'accumulation de grandes quantités de données d'état et d'alarme n'est utile que si les informations peuvent être traitées de manière à améliorer les activités d'exploitation et de maintenance. Les capacités du système informatique peuvent être utilisées pour trier, sélectionner, affecter des priorités, interpréter et afficher les informations d'une manière qui n'était pas possible auparavant.

Les centrales modernes sont conçues pour produire des indications d'état et d'alarme de presque tous les systèmes électriques et électromécaniques de la centrale. Cette quantité massive d'informations peut être impressionnante, voire même contreproductive, si elle n'est pas traitée et présentée correctement. Lorsqu'un problème majeur se produit dans une centrale, des alarmes multiples sont inévitables.

Les programmes à base de connaissances peuvent filtrer les alarmes à destination de l'opérateur et même interpréter des groupements d'alarmes pour identifier l'événement les ayant probablement générées. La programmation de systèmes experts peut aider le personnel d'exploitation et de maintenance à localiser et à résoudre les problèmes.

5.6 Génération de rapports

Les données brutes collectées par le système informatique sont nécessaires pour générer des rapports utilisés pour les décisions opérationnelles et de maintenance. Les capacités informatiques de gestion de base de données et de préparation de documents sont des outils de plus en plus puissants qui augmentent le rendement des centrales. Les capacités multitâches du système informatique comprennent une capacité de génération de rapports, active en même temps que l'exécution de fonctions de commande et de surveillance en temps réel. Les capacités informatiques de documentation comprennent les possibilités suivantes:

- a) *Enregistrement de séquences d'événements.* Les entrées (événements) sont numérisées et horodatées à la milliseconde près afin de procurer des informations post-événement permettant d'analyser les défauts et autres événements à haute vitesse.
- b) *Registre automatisé de l'opérateur.* Les données électriques et mécaniques horaires, quotidiennes et hebdomadaires, traditionnellement saisies manuellement par l'opérateur, peuvent être enregistrées automatiquement.
- c) *Enregistrement de données historiques.* Les données importantes sont enregistrées de manière à permettre l'analyse du fonctionnement de la centrale sur divers cycles de fonctionnement. Ces données peuvent servir à améliorer la commande informatique. Par exemple, les algorithmes de rendement optimal qui contrôlent le fonctionnement de la centrale en réponse aux conditions dynamiques de la centrale et du système électrique peuvent être développés ou améliorés grâce à l'étude des enregistrements de données historiques.
- d) *Rapports de tendances.* Les tendances dans le fonctionnement des équipements sont enregistrées pour indiquer les problèmes pouvant nécessiter un entretien de maintenance. De même, les données relatives à l'eau et à l'énergie électrique peuvent être analysées pour mettre en évidence des tendances qui peuvent servir au fonctionnement ou à la planification du système.

5.7 Archivage et récupération des données

L'archivage à long terme et la récupération des données d'une centrale hydroélectrique sont importants. Des données complètes, précises et organisées sur les niveaux et les débits d'eau, la production d'énergie électrique et la maintenance de la centrale sont requises à des fins réglementaires et environnementales. Par le passé, les enregistrements étaient effectués manuellement et il était courant de stocker les données sous un format pratiquement inutilisable et en des emplacements peu sûrs et inaccessibles.

La récupération des informations utiles était parfois difficile et pouvait s'avérer coûteuse. Des systèmes informatiques d'automatisation correctement préparés et organisés pour les centrales électriques peuvent soulager ce problème. Les données utiles peuvent être collectées, assemblées, stockées et récupérées de manière plus économe en espace et en temps. Une bonne planification doit être effectuée pour anticiper les besoins de stockage à long terme et il convient de réfléchir au format du stockage des données, à la quantité de données qu'il est prévu de collecter et au support de stockage le plus approprié.

5.7.1 Programmation et prévision de fonctionnement

Les données hydro-météorologiques collectées automatiquement peuvent être utilisées à des fins de programmation et de prévision de fonctionnement. Des informations telles que des données météorologiques et des données d'écoulements peuvent servir aux prévisions à court et à long terme sur la productibilité, qui affectent la programmation et la prévision concernant une centrale ou un système complet.

5.7.2 Sécurité et accès aux données

Lorsque des systèmes informatiques d'automatisation sont mis en œuvre dans les centrales électriques, le management a un accès direct aux données. Cette disponibilité accrue des données (disponibilité du groupe générateur, puissance totale de la centrale, etc.) contribue à simplifier le processus décisionnel de la gestion. L'automatisation met les données à disposition de tous les services à tout moment par accès informatique. Les flux de données et l'accès à l'information sont meilleurs, donc l'efficacité est plus grande. Pour protéger l'intégrité du système de commande et de ses données, le système informatique peut restreindre l'accès aux personnes autorisées. Une discussion exhaustive sur la sécurité des données est disponible dans l'IEEE Std 1615 [B51].

5.7.3 Formation de l'opérateur par simulation

Les systèmes de commande informatiques des centrales hydroélectriques peuvent inclure un programme réaliste de formation de l'opérateur au fonctionnement de la centrale. La simulation hors ligne de conditions de fonctionnement normales et anormales, exposant l'opérateur à une grande variété de conditions possibles dans une centrale, peut être fournie. La simulation de conditions d'urgence de manière réaliste par l'intermédiaire du système informatique peut améliorer la réponse de l'opérateur en cas d'urgence réelle. Si l'on souhaite une formation dans des conditions normales de fonctionnement, les conditions réelles en cours de la centrale, son état et les différentes grandeurs peuvent être affichés pendant que l'opérateur/stagiaire met en pratique les procédures d'exploitation.

6 Communications et bases de données

6.1 Vue d'ensemble

Les avancées de la technologie informatique proposent à l'utilisateur un large choix d'architectures différentes pour configurer un système d'automatisation hydroélectrique. Il n'est pas question de décrire ici tous les systèmes et configurations disponibles, mais plutôt d'examiner les systèmes couramment employés ou dont on prévoit qu'ils trouveront un usage dans les applications futures d'automatisation des centrales hydroélectriques. Une description plus détaillée de l'architecture des systèmes en réseau est fournie dans l'IEEE Std 1615 [B51] de même que dans la série CEI 60870-5 [B9] et la série de normes CEI 61850 [B23 à B33].

6.2 Communications

6.2.1 Généralités

Un réseau de communication permet de relier les ressources de manière à pouvoir communiquer les informations vers l'endroit requis. Bien que la séparation physique des dispositifs de communication varie considérablement d'une application à une autre, en général, un réseau de communication comprend toujours un ensemble de systèmes informatiques (par exemple, des ordinateurs de salle de commande centrale, des unités de commande locale LCU), reliés à travers différents supports physiques, et un ensemble de règles de pratique d'échange d'informations, configuré dans le "sous-système de communication".

Les systèmes comprenant un sous-système de communication qui travaille uniquement dans sa propre famille de systèmes sont désignés comme des "systèmes fermés". Les systèmes fermés sont décrits plus en détail en 6.2.4. Bien que ces systèmes propriétaires puissent améliorer la sécurité et l'intégrité des informations, ils empêchent l'accès à une connectivité universelle ou à une architecture de systèmes ouverts.

Afin d'améliorer la longévité et la flexibilité du système, il est souhaitable de se conformer aux attributs des systèmes ouverts pour le sous-système de communication. Pour atteindre cet objectif, il convient d'employer les normes industrielles ou les normes de facto largement utilisées, comme il est décrit plus en détail en 6.2.2.

6.2.2 Normes applicables aux systèmes ouverts

Pour simplifier la question de la connectivité, l'Organisation internationale de normalisation (ISO) a formulé un modèle de référence en couches. Le modèle à sept couches d'interconnexion de systèmes ouverts (OSI) forme un cadre de référence pour la structure de l'architecture des sous-systèmes de communication. Quoique le modèle soit un cadre abstrait, il fournit une architecture de base pour les sous-systèmes de communication. Les protocoles utilisés pour chaque couche sont spécifiés dans un certain nombre de normes différentes.

Les architectures multipoint traditionnelles sont progressivement remplacées par les normes pour les réseaux locaux (LAN) dans les structures des systèmes de communication des

centrales. Les architectures de réseaux locaux largement utilisées dans l'automatisation des centrales sont le protocole de réseau local à commutation Ethernet (IEEE Std 802.3 / ISO/IEC 8802-3) [B42] au niveau de la couche physique et la suite de protocoles Internet connus sous le nom de "TCP/IP" au niveau de la couche réseau et transport.

Différents protocoles sont utilisés au niveau de la couche application concernant les applications des centrales électriques. Les normes pertinentes pour les architectures des systèmes d'automatisation des centrales électriques sont les suivantes: CEI 60870-5-104 [B13] (traite de l'automatisation et de la commande au travers de réseaux LAN), CEI 60870-5-103 [B12] (traite de la communication des dispositifs de protection), CEI 60870-5-101 [B10] et CEI 60870-5-104 [B13] (traite de la communication à distance vers un centre de commande central ou régional), ainsi que des adaptations de normes de facto relatives au bus de terrain (par exemple, Modbus™ sur Ethernet).

Un ensemble exhaustif de normes destinées spécifiquement au fonctionnement des centrales électriques est la série de normes CEI 61850-7 "*Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques*" [B23 à B33]. Ce sont les premières normes internationales sur les systèmes de communication des centrales électriques qui couvrent les systèmes d'automatisation, de commande et de protection. Les normes vont au-delà du domaine d'application de la communication stricto sensu car elles établissent également un modèle d'échange normalisé des données d'ingénierie entre des systèmes de différents fournisseurs. Actuellement, ces normes internationales jouent un rôle important dans l'automatisation des postes électriques.

Une approche récente destinée spécifiquement à l'automatisation des centrales hydroélectriques est traitée dans la CEI 61850-7-410 [B31].

6.2.3 Systèmes de communication numériques dédiés (bus de terrain)

Pour un grand nombre de modules d'entrées/sortie de systèmes de commande non critiques du point de vue de la sûreté, le câblage en parallèle traditionnellement utilisé est souvent remplacé par des systèmes de communication numériques, généralement connus sous le nom de "bus de terrain". L'avantage à utiliser un bus de terrain pour connecter les sous-systèmes est la réduction significative du nombre de modules d'entrée/sortie nécessaires à l'application et par conséquent, la simplification du câblage requis pour l'interconnexion.

Certains bus de terrain font l'objet de normes internationales ou servent de normes de facto dans l'industrie. Des exemples typiques de bus de terrain utilisés actuellement sont Profibus™ DP qui satisfait aux exigences de la CEI 61158 [B21], Ethernet Power Link, et Modbus™.

6.2.4 Classification de l'automatisation des centrales hydroélectriques

Il existe deux classes génériques d'architecture système utilisées dans les systèmes d'automatisation des centrales hydroélectriques. La première utilise des matériels et logiciels propriétaires et ne prévoit que peu ou pas d'interopération avec d'autres matériels et logiciels. Pour précision, ceux-ci sont appelés des systèmes fermés.

L'autre classe générique de système est représentée par un système intégré, dont tous les composants de commande et de surveillance de la centrale disposent d'une structure commune de communication de données prise en charge par des structures matérielles et logicielles communes. La tendance de cette classe va vers des systèmes ouverts. Dans la pratique, les systèmes ouverts ont la capacité à remplacer le matériel, à modifier les logiciels et à étendre les capacités du système sans avoir à reconfigurer entièrement le système de commande. Les attributs des systèmes ouverts sont l'interconnectivité du matériel et des logiciels, la portabilité des logiciels et l'interopérabilité des applications et des systèmes.

Des exemples d'applications et de composants principaux de ces deux classes génériques de systèmes sont indiqués dans le Tableau 3. Un système de commande de supervision

classique est également inclus à titre de comparaison pour illustrer les similarités et les différences. De nouveau, d'un point de vue pratique, il convient de noter qu'il n'existe pas de système totalement fermé ou totalement ouvert. On peut plutôt parler d'un spectre de systèmes disposant tous d'une certaine capacité à communiquer ou à fonctionner avec d'autres systèmes.

Tableau 3 – Classifications des systèmes de commande informatiques des centrales hydroélectriques

Type de système	Exemples d'applications	Composants principaux
Commande de supervision classique	Systèmes de commande de supervision câblés	Postes maîtres Terminaux à distance (RTU) non programmables
Fermé	Systèmes autonomes (propriétaires, automates monofonctionnels)	Automates propriétaires Consoles propriétaires à destination de l'opérateur
Ouvert	Automates de centrales hydroélectriques (systèmes) Systèmes de gestion de l'énergie à grande échelle Systèmes SCADA (à base de microprocesseurs)	Automates programmables sur réseaux de communication PC ou stations de travail en réseau Terminaux à distance programmables par l'utilisateur

6.2.5 Considérations sur la mise en réseau et la communication

La disponibilité et le bon fonctionnement du réseau de communication de données sont essentiels à la fiabilité d'un système d'automatisation hydroélectrique. Un certain nombre de concepts importants sont à étudier lorsque l'on envisage d'utiliser un réseau de communication de données pour le système de commande et d'acquisition de données d'une centrale hydroélectrique, dont ceux qui suivent:

- Liaisons de données.** Il convient que la communication entre les éléments principaux du système utilise des liaisons série binaires.
- Adhésion aux normes industrielles.** Il convient que le réseau de données soit conforme aux normes industrielles formelles et informelles (de facto) afin de proposer la plus large sélection d'équipements mutuellement compatibles et d'améliorer la durée de vie.
- Disponibilité.** Il convient que le réseau de données soit conçu pour une disponibilité maximale. Ceci nécessite une conception qui tolère des pannes, voire éventuellement un réseau redondant.
- Fonctionnement correct.** Il convient que le réseau de données utilise au minimum des techniques de détection d'erreur, pour éviter l'acceptation et l'utilisation de données altérées. La détection d'erreur sans correction entraîne soit la perte des données du cycle en cours, soit une requête de retransmission des données.
- Vitesses de transmission des données.** Il convient que la conception du système tienne compte de la quantité et du type des données à transmettre et des contraintes de temps sur les données, par exemple, des algorithmes de commande sensibles au temps. Les contraintes de temps comprennent la prise en compte des cas les plus défavorables de transmission des données, comme une mise à jour complète de la base de données d'une centrale pendant une période d'activité de commande maximale après la défaillance d'un élément du système de commande, la défaillance d'un équipement de la centrale, une perturbation du réseau d'alimentation ou une combinaison de ces différents événements.
- Considérations environnementales.** Il convient que le réseau de données de commande fonctionne correctement dans l'environnement de fonctionnement prévu. L'équipement

peut être soumis à des perturbations électromagnétiques (EMI), à des perturbations radioélectriques (RFI) et à des changements de température et d'humidité.

- g) *Fonctionnement du réseau de données.* Plusieurs protocoles de contrôle du réseau sont à étudier lors de la conception d'un réseau de données. Chacun présente des avantages et des inconvénients qu'il faut comparer et évaluer en tenant compte du volume de données prévu, du temps de réponse nécessaire et de la simplicité de fonctionnement du système.
- h) *Communications de données hors site.* Il convient que la conception des liaisons de communication de données hors site s'accorde au type et au volume de données à émettre et à recevoir, et aux installations de communication disponibles pour le transport des données. En suivant les normes industrielles, des équipements largement disponibles et compatibles peuvent être utilisés.

6.2.6 Fonctions de communication des données

6.2.6.1 Surveillance et commande

Surveillance de l'équipement. Dans un système de commande numérique, les données de l'équipement surveillé se déplacent le long de la ou des liaisons de communication vers le nœud du système de commande et d'acquisition de données qui requiert les données.

Les données provenant de l'équipement commandé existent sous deux formes: des données discrètes, telles que les positions de contacts représentant des alarmes et/ou des événements, les positions d'interrupteurs, ou l'état des équipements; et des données continûment variables (analogiques). Les données discrètes servent d'information sur l'état des équipements pour les programmes d'exploitation, les programmes d'affichage de l'interface opérateur; et, en option, elles peuvent servir à l'enregistrement des séquences d'événements (SOE). Les données discrètes peuvent également inclure des informations provenant des codeurs de position, de l'équipement de changeur de prises en charge du transformateur, et de la fermeture de contact ou des entrées par impulsions provenant des wattheuremètres.

Les données analogiques sont captées sur l'interface de processus, converties en une représentation numérique de leur valeur analogique, horodatées et placées dans la base de données du nœud du système de commande où elles ont été captées. Les données analogiques peuvent servir à générer des alarmes. Une vitesse de changement supérieure à une valeur raisonnable ou au-delà des limites acceptables pour l'équipement peut servir à générer des alarmes, l'horodatage des données analogiques fournissant l'information sur l'heure de l'événement.

Commande. Dans un système de commande numérique, une action de commande peut être initiée soit en conséquence des résultats du programme d'application au nœud de commande proche de l'équipement commandé (le nœud local), soit par action du nœud de commande de la centrale. Si le nœud local initie l'action de commande, le réseau de communication n'est pas utilisé. Si l'action de commande est initiée par l'opérateur via l'interface opérateur ou depuis le nœud de commande de la centrale, le réseau de communication est utilisé.

Les actions de commande typiques d'une centrale hydroélectrique entraînent le démarrage et l'arrêt des groupes turbines-générateurs, la fermeture des disjoncteurs, le contrôle de la charge du groupe générateur et de la tension du générateur, l'ouverture et la fermeture des vannes d'évacuation de crues, ainsi que le fonctionnement des équipements auxiliaires, dont les disjoncteurs de distribution des auxiliaires de la centrale et les changeurs de prise de transformateurs. Les actions de commande sont initiées au niveau de l'interface opérateur ou depuis le nœud de commande de la centrale, et transmises vers le nœud local via le réseau de communication.

6.2.6.2 Configuration et initialisation du nœud de commande

La programmation des applications des nœuds de commande du système peut concerner les logiciels et les microprogrammes constructeur, et la programmation de régulation peut utiliser un algorithme PID et d'autres algorithmes de régulation.

Il convient que le logiciel de configuration du nœud de commande ou les paramètres de la boucle PID ne puissent pas être modifiés par tous les utilisateurs du système de commande. Il convient de prévoir un moyen de sécurité du système ne permettant la modification du logiciel que par les personnes autorisées. Il convient de produire un journal d'audit documentant les modifications et leur mise en œuvre.

6.2.7 Exigences applicables à la communication des données de commande

6.2.7.1 Généralités

Les exigences applicables au réseau de communication de données de commande comprennent: les contraintes de temps; la sûreté de fonctionnement; la sécurité; la transparence du réseau de communication de données; les diagnostics; et la maintenance. Les commentaires qui suivent s'appliquent principalement aux systèmes de commande distribués dont les différents nœuds sont connectés au moyen d'un ou plusieurs réseaux de communication. Ils s'appliquent aux systèmes fermés dans la mesure où ceux-ci utilisent parmi leurs différents éléments des réseaux de communication de données.

6.2.7.2 Contraintes de temps

6.2.7.2.1 Généralités

Dans l'idéal, il convient que la valeur en cours des données de chaque entrée du processus, analogiques ou discrètes, soit instantanément mise à disposition du programme d'application qui effectue la demande. Dans la pratique, les retards entre l'apparition des données sur les bornes d'entrée de processus et leur apparition dans la base de données de la centrale sont inévitables.

6.2.7.2.2 Retards dans le transport des données

Les causes de retard dans le transport de données sont diverses. Pour un système de commande numérique, le premier retard se produit lors de la transmission des données de processus des bornes d'entrée vers la base de données du nœud de commande du système le plus proche du processus commandé (le nœud local). Pour les données analogiques, les processus de filtrage et de conversion analogique/numérique introduisent le premier retard. Pour les entrées discrètes, le processus de balayage est la première cause de retard, et généralement la moins importante (mis à part le filtre de rebondissement de contact). Si le nœud local exécute une commande en boucle fermée, les autres retards dans la transmission des données sont moins importants ou moins critiques pour le processus de commande local.

Un autre retard se produit entre le nœud local et tout autre nœud qui utilise ces données. Ce retard inclut le temps de formatage des données pour leur utilisation par le réseau de communication, le temps de mise en file d'attente des données pour leur transmission et le temps d'exécution par le nœud local du protocole de transmission du système de communication de données et de transmission des données.

La transmission des données vers un système de commande hors site situé dans un centre de répartition de la production est une autre cause de retard. Le protocole de commande du réseau de communication utilisé par le réseau pour le système hors site peut introduire un autre retard non prévisible.

6.2.7.2.3 Exécution d'un ordre de commande

La sécurité du système exige une exécution sans erreur et correcte des actions de commande; par exemple, il convient que l'ordre de commande ne soit pas mal interprété par le

nœud de commande local. Plutôt que de risquer un fonctionnement incorrect, il vaut mieux rejeter la commande et demander qu'elle soit répétée, ou attendre la commande suivante. Pour atteindre ce niveau de sécurité, des codes de détection d'erreur sophistiqués sont utilisés, ainsi qu'un contrôle automatique pour vérifier la validité de la commande.

Si l'on utilise un contrôle avant exécution, la durée de transmission effective de la commande est plus que doublée. La durée de transmission peut être imprévisible car si le nœud de réception prévu transmet des données au moment où une commande est envoyée, la retransmission est retardée à des fins de vérification. Si la séquence de commande requiert une vérification de contrôle, cela entraîne des retards supplémentaires.

6.2.7.2.4 Retards globaux du système de commande

La réponse de la centrale aux commandes hors site telles les entrées AGC exige de tenir compte de la quantité et du type des données utilisées par le système hors site afin de déterminer ses exigences de commande pour la centrale. Le retard dans la transmission des données vers le système hors site depuis la base de données de la centrale est la somme de tous les retards dans l'obtention des données entre le nœud local et le nœud de base de données de la centrale.

6.2.7.3 Sûreté de fonctionnement

La sûreté de fonctionnement du réseau de communication de données est un terme général recouvrant la fiabilité et la disponibilité du matériel, la détection et la correction des erreurs de transmission de données et la fiabilité logicielle. Pour les systèmes critiques, des réseaux de communication de données redondants et/ou d'autres caractéristiques de conception tolérante aux pannes peuvent être requis. Il convient de concevoir des réseaux de données tolérants vis-à-vis des défaillances de sorte que la défaillance d'un élément du réseau de données n'entraîne pas la défaillance du réseau entier. Il convient que le matériel présente une excellente disponibilité et puisse être rapidement réparé et remis en service après une défaillance.

Il convient que les erreurs de données dues au bruit ou à d'autres influences sur le support de transmission soient détectées et corrigées si possible, ou que les données soient retransmises rapidement. Des erreurs excessives augmentent les temps de transmission des données et entraînent des problèmes associés à une capacité inadéquate du réseau de transmission.

6.2.7.4 Sécurité

La sécurité de la centrale, des équipements et du personnel exige que le système de commande n'émette ni n'autorise l'exécution d'une commande incorrecte provoquée par des erreurs de données ou des défaillances de l'équipement. Pour fonctionner en toute sécurité, il convient que le réseau de données soit fiable et dispose de capacités de détection d'erreurs. Chaque topologie de réseau (voir la discussion en 6.3.2) a ses avantages et ses inconvénients en ce qui concerne la sécurité. De nombreuses techniques sont utilisées pour assurer une communication fiable des données, quelle que soit la topologie de réseau utilisée. Lorsqu'une liaison de communication de données particulière est défaillante, il convient que cela n'entraîne pas la défaillance du réseau de communication tout entier. Il convient que le système puisse se reconfigurer automatiquement et continuer la transmission des données aux composants restés en fonctionnement. Il convient que les données critiques nécessaires aux systèmes de sécurité des personnes et de la centrale (par exemple, vannes d'évacuation de crues des barrages, etc.) soient prioritaires dans les schémas de reconfiguration.

6.2.7.5 Transparence du réseau de données

Il convient que les opérations du réseau de données soient transparentes vis-à-vis des opérateurs de la centrale et des équipements extérieurs aux terminaux du réseau de données. Il convient que toutes les fonctions de transmission de données, y compris la détection et la

correction d'erreurs, le formatage en vue de la transmission, et la préparation pour la présentation aux nœuds du système de commande soient exécutées par l'équipement de réseau de données sans impliquer les nœuds du système de commande.

6.2.7.6 Diagnostics

Il convient que le réseau de communication de données comprenne un logiciel de diagnostic pour les fonctions en ligne comme hors ligne. Les fonctions en ligne surveillées comprennent les fonctions de performance du réseau et d'alarme en cas d'erreurs et de défaillances excessives des voies. Il convient que les fonctions hors ligne comprennent les essais de chaque élément matériel du système, les essais des supports de transmission et la vérification des fonctions de détection et de correction des erreurs du réseau de données.

6.2.7.7 Maintenance

Il convient que le réseau de communication de données soit simple à maintenir, de préférence sans interruption de la fonction de transmission des données. Des réseaux de données indépendants totalement redondants sont souhaitables afin que le système de commande reste fonctionnel en cas de défaillance de l'un des réseaux. En outre, il convient que la défaillance d'un élément n'entraîne pas la défaillance totale du système. La redondance est un moyen pour effectuer des réparations sur le système et fournit une méthode d'essais ou de formation sur le système.

6.3 Réseaux de données de commande

6.3.1 Généralités

Il convient que le réseau de communication de données soit simple à maintenir, de préférence sans interruption de la fonction de transmission des données. Des réseaux de données indépendants totalement redondants sont souhaitables afin que le système de commande reste fonctionnel en cas de défaillance de l'un des réseaux. En outre, il convient que la défaillance d'un élément n'entraîne pas la défaillance totale du système. La redondance est un moyen pour effectuer des réparations sur le système et fournit une méthode d'essais ou de formation sur le système.

6.3.2 Topologies de réseaux locaux (LAN)

6.3.2.1 Généralités

Le réseau local diffère du réseau de données multipoint classique à plusieurs égards importants. Avec une liaison de données multipoint, un ordinateur communique en général avec plusieurs terminaux relativement simples. La communication est contrôlée par l'ordinateur et la transmission a lieu uniquement entre les terminaux et l'ordinateur, à des vitesses relativement lentes. Avec un LAN, chaque équipement relié au support de communication est une machine relativement intelligente et chaque équipement relié au LAN peut communiquer avec les autres équipements sur le réseau à très haute vitesse. La Figure 5 représente les différences physiques entre les liaisons de données multipoint et les réseaux locaux.

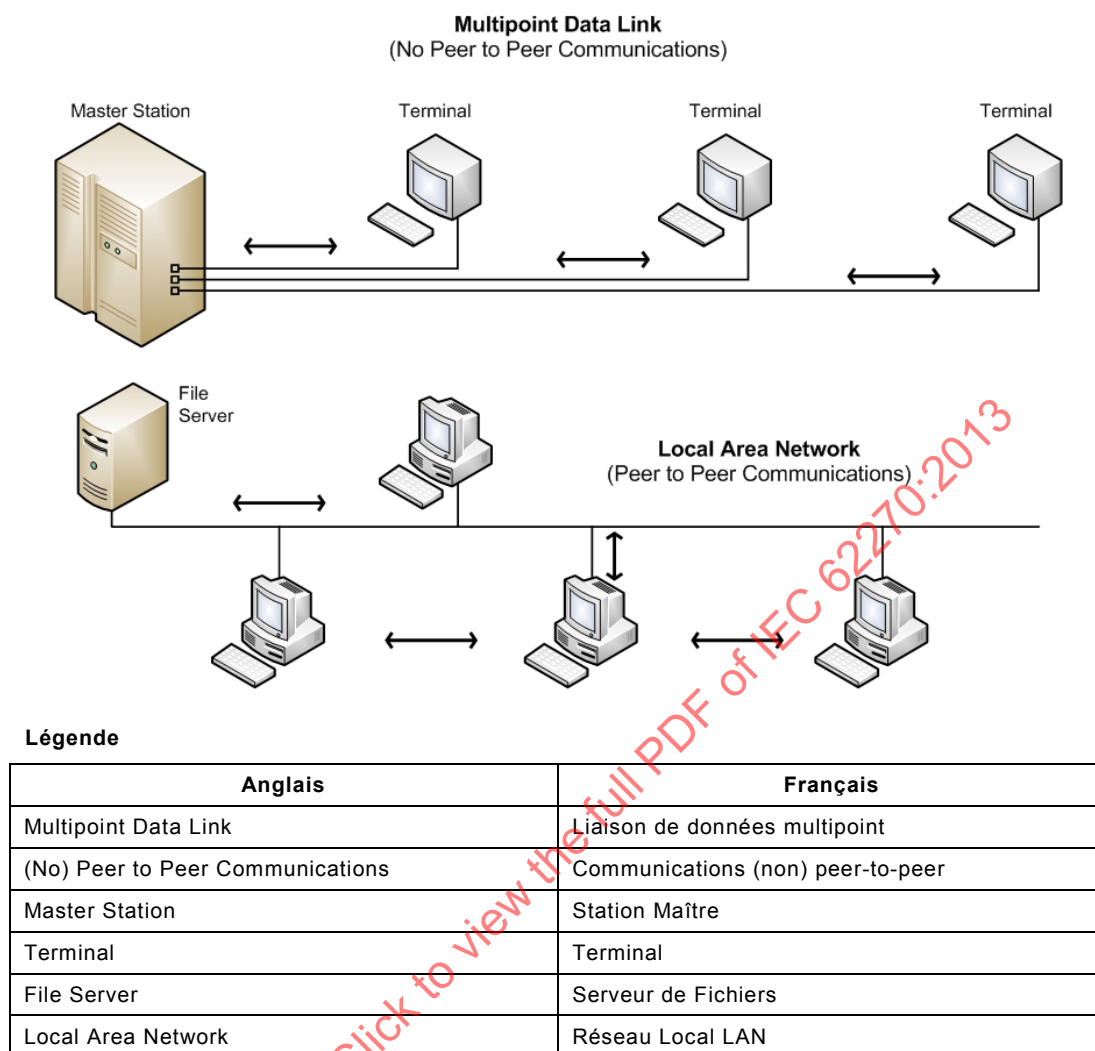


Figure 5 – Liaison de données multipoint versus LAN

6.3.2.2 Caractéristiques des LAN

Un réseau local présente les caractéristiques suivantes:

- Relations entre les stations.* Dans un LAN typique, toutes les stations ayant accès à l'installation de communication commune sont des homologues sur le réseau; en général, aucune distinction n'est faite entre les stations principales et secondaires.
- Échange de messages.* Un LAN est conçu pour donner l'impression de prendre en charge de multiples échanges de messages à tout moment donné entre diverses paires de stations; en fait, dans la pratique réelle, un seul message peut être transmis à un instant donné.
- Vitesse de transmission.* Les vitesses de transmission sont très élevées, généralement en millions de bits par seconde.
- Distance.* Un LAN est conçu pour prendre en charge la communication sur une zone géographique limitée, par exemple, à l'intérieur d'une centrale électrique ou d'un centre de commande de répartition.

- e) *Support de transmission*. Un LAN utilise généralement des supports de communication privés installés par l'utilisateur.
- f) *Extensibilité*. Un LAN est conçu pour s'intégrer de manière transparente à un réseau étendu (WAN). Ceci permet la communication sur une zone géographique illimitée.

6.3.2.3 Classifications des réseaux locaux

Il existe de nombreux systèmes matériels et logiciels disponibles pour la mise en œuvre de réseaux locaux. Ils partagent tous les caractéristiques présentées ici mais ils sont mis en œuvre de différentes manières. De manière générale, les LAN sont classés selon les critères suivants:

- a) topologies de réseau;
- b) supports de transmission;
- c) techniques de transmission;
- d) protocoles d'accès.

6.3.2.4 Classification des topologies de réseau

6.3.2.4.1 Généralités

La topologie du réseau concerne la logique d'interconnexion entre les stations. Trois principales topologies sont discutées dans ce guide, à savoir l'anneau, l'étoile et le bus. Ces trois configurations LAN logiques de base peuvent être réalisées dans de nombreuses configurations physiques différentes, en faisant usage des développements techniques à évolution rapide des ponts, routeurs, commutateurs et supports de communication, dans la mise en réseau d'ordinateurs. Pour augmenter la disponibilité du système dans l'état actuel des connaissances, il est par exemple possible de concevoir des configurations de réseau physiques complètement redondantes. Pour une référence plus détaillée, voir IEEE Std 1615 [B51].

6.3.2.4.2 Topologie en étoile

Dans la topologie en étoile (voir Figure 6), toutes les stations sont connectées par l'intermédiaire d'un point de commande central. La *liaison de données multipoint* illustrée à la Figure 5 est un exemple de topologie en étoile. Les véritables topologies en étoile sont rarement utilisées dans les réseaux modernes. Les réseaux TokenRing et Ethernet 10BASE-T utilisent des schémas de câblage qui ressemblent à une topologie en étoile. Cependant, électriquement, TokenRing est une topologie en anneau et Ethernet 10BASE-T est une topologie en bus.

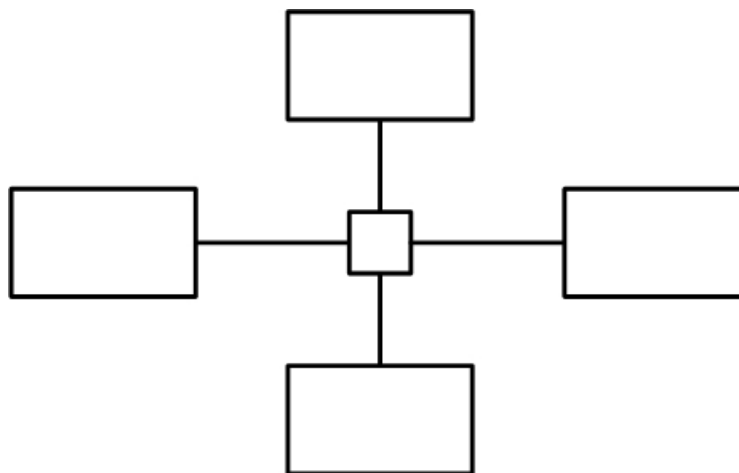


Figure 6 – Topologie en étoile

6.3.2.4.3 Topologie en anneau

Dans une topologie en anneau (voir Figure 7), chaque station est connectée à la suivante de manière à former une boucle fermée. Chaque station dispose d'un émetteur et d'un récepteur et les données sont transmises dans une direction autour de l'anneau. Dans une configuration en anneau ordinaire, le support de communication est connecté à chaque nœud en liaison point à point, chaque nœud agissant comme répéteur. Cette configuration empêche toute communication bidirectionnelle puisque l'émetteur d'un nœud est connecté au récepteur du nœud suivant. Cette caractéristique fait de la topologie en anneau une topologie favorable aux supports à fibre optique, qui sont des supports de communication unidirectionnels. Les topologies TokenRing sont traitées dans l'IEEE Std 802.5 / l'ISO/CEI 8802-5 [B43] et trouvent des applications dans les systèmes d'automatisation hydroélectriques.

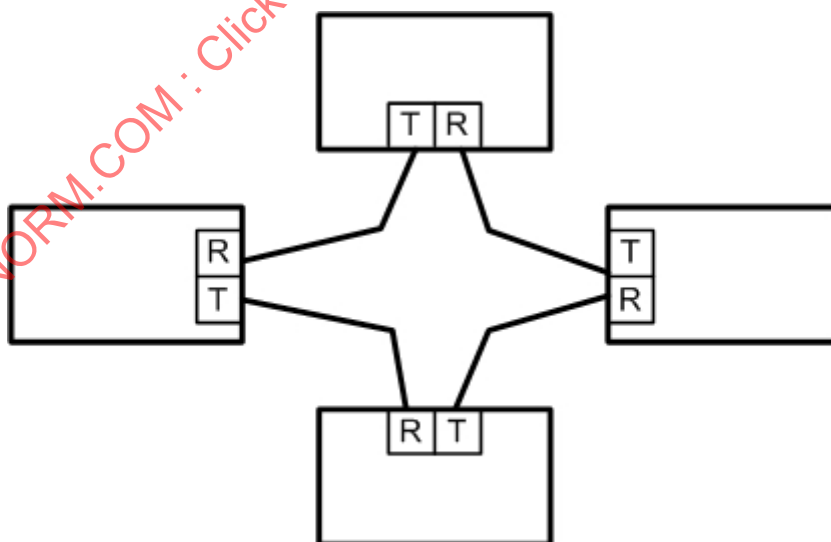


Figure 7 – Topologie en anneau

6.3.2.4.4 Topologie en bus

Dans une topologie en bus (voir Figure 8), tous les postes sont reliés à un câble unique. L'Ethernet normalisé et ThinNet, 10BASE5 et 10BASE2 sont des exemples de topologie en bus.

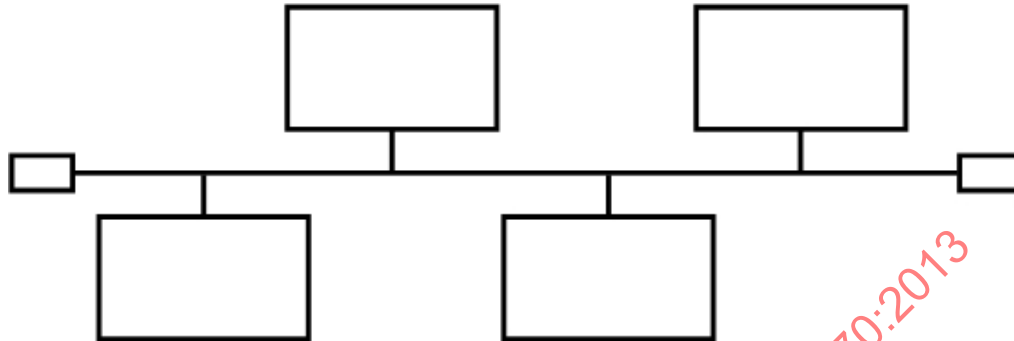


Figure 8 – Topologie en bus

6.3.2.4.5 Topologies utilisées dans les systèmes d'automatisation hydroélectriques

Les topologies utilisées dans les systèmes d'automatisation hydroélectriques fermés sont généralement basées sur des systèmes propriétaires des constructeurs (pour une explication sur les normes applicables aux fonds de panier, voir 6.2.1). Les caractéristiques générales des systèmes propriétaires types sont décrites en 6.3.2.4.6. Les topologies en bus, en anneau et en étoile trouvent toutes des applications dans les systèmes de commande. Le Tableau 4 donne une rapide comparaison des réseaux de communication employés dans les systèmes d'automatisation hydroélectriques.

**Tableau 4 – Attributs des communications de données
des systèmes de commande informatiques dans les centrales hydroélectriques**

Système	Attributs
Commande de supervision classique	Ordinateur central (maître) communiquant avec des terminaux à distance non programmables sur des canaux de communication câblés, à fibre, radio ou micro-ondes dédiés Topologie en étoile
Fermé	Systèmes à petite échelle Réseaux propriétaires Liaisons de communication propriétaires
Ouvert	Systèmes à échelle illimitée Architectures ouvertes (Réseaux conformes à la série de normes IEEE 802/ISO/CEI 8802)

6.3.2.4.6 Topologies en bus propriétaires

Certains fournisseurs de systèmes de commande numériques proposent des liaisons de données propriétaires pour les modules de leur fabrication. Certains peuvent fournir des systèmes complets, comprenant des dispositifs d'entrée/sortie et des automates inclus sur la liaison de données propriétaire. Cependant, la plupart fournissent une passerelle normalisée pour faire l'interface entre leur liaison de données propriétaire et une norme industrielle telle

que la norme IEEE Std 802.3 / ISO/CEI 8802-3 (Ethernet) [B42], ou d'autres protocoles développés par d'autres organismes de normalisation (ISA, DOD, etc.)

Les réseaux de communication de données propriétaires (et dans certains cas les structures en bus) sont utilisés avec certains systèmes de commande fermés incluant des éléments dispersés. Normalement, pour ces systèmes de commande fermés, il convient que l'utilisateur n'ait pas à se préoccuper de la capacité du réseau; en effet, il convient que le fournisseur dispose de preuves démontrant que tous les éléments du système fonctionnent ensemble de manière à assurer les performances nécessaires. Toutefois, si le système fermé est de conception nouvelle et ne bénéficie pas de documentation sur ses performances, il convient que l'utilisateur vérifie que le réseau de communication de données a la capacité à fonctionner de la manière spécifiée et obtienne de la part du fournisseur des garanties de performance.

Si le système de commande fermé requiert de communiquer avec un autre système de la centrale, il convient que la conception soit réalisée de manière à aider à garantir que le réseau de communication propriétaire peut interagir avec d'autres systèmes, que ce soit par l'intermédiaire d'un pont ou d'une passerelle. La vitesse de transmission des données est un élément à prendre en compte lors de la configuration de l'interface.

Le protocole du réseau de communication de données propriétaire peut être un facteur à prendre en compte dans la réutilisation de terminaux à distance (RTU) existants en cas de remplacement partiel ou d'extension d'un système de commande existant. Les systèmes anciens utilisaient presque invariablement des protocoles de formatage et de communication propriétaires. Dans ce cas, il est probablement nécessaire d'utiliser une passerelle entre les deux systèmes.

Une présentation plus détaillée des systèmes de commande et des réseaux de communication propriétaires est disponible dans l'IEEE Std 1046 [B47].

6.3.3 Mode de transmission physique

Les supports utilisés dans la mise en œuvre des topologies de réseau comprennent les paires torsadées non blindées, les paires torsadées blindées multiples, les câbles coaxiaux, les câbles biaxiaux et les câbles à fibre optique. Le choix du support pour une application d'automatisation hydroélectrique dépend des caractéristiques d'isolement, de la bande passante de transmission, de l'atténuation du signal, des méthodes d'accès, du coût et de l'immunité au bruit. Les méthodes d'installation utilisées avec les supports métalliques ont une grande influence sur l'immunité au bruit des circuits (par exemple, l'utilisation de chemins de câbles uniquement dédiés aux câbles de commande peut augmenter significativement l'immunité au bruit des circuits concernés). Le Tableau 5 propose une comparaison de quelques paramètres critiques des divers supports. Il convient de noter que le coût des câbles et des équipements à fibre optique est en diminution par rapport aux autres supports de transmission physiques. Les caractéristiques généralement supérieures des fibres optiques, combinées à leur isolation diélectrique, en font des supports bien adaptés aux applications dans les systèmes de commande des centrales électriques.

Tableau 5 – Caractéristiques des supports câblés

Type de câble	Immunité au bruit	Vitesse de transmission	Longueur de transmission
Paires torsadées multiconducteurs blindées	Faible	Lente	Courte
Câble coaxial, en bande de base comme en large bande	Bonne	Rapide	Longue
Câble biaxial	Bonne	Plus rapide	Longue

Type de câble	Immunité au bruit	Vitesse de transmission	Longueur de transmission
Fibre optique	La meilleure	La plus rapide	Longue

6.4 Bases de données et configuration logicielle

6.4.1 Systèmes ouverts et bases de données

Les systèmes ouverts étant de plus en plus prisés pour l'architecture de système de commande dans l'industrie des centrales hydroélectriques, les systèmes de gestion des bases de données sont maintenant l'objet d'études plus poussées. Les systèmes de bases de données étaient auparavant fournis avec le système, étaient des systèmes propriétaires du fournisseur et ne pouvaient pas interagir avec les logiciels d'autres fournisseurs.

Il existe quatre types principaux de systèmes de gestion de base de données, que l'on distingue selon la manière dont les données sont organisées. L'organisation des données est hiérarchique, en réseau, relationnelle ou orientée objet. Les caractéristiques des quatre systèmes de gestion de base de données sont précisées ci-après:

- Hiérarchique.* Dans une base de données hiérarchique, les relations entre les enregistrements sont extrêmement limitées. Lorsque des relations plus étendues (en réseau) sont nécessaires pour une application, l'application doit alors gérer les relations par l'intermédiaire de manipulations de programmation, ce qui rend le système très difficile à maintenir.
- En réseau.* Dans une base de données en réseau, tout enregistrement peut être associé à un autre enregistrement. Le modèle en réseau autorise des connexions complexes entre les données avec une efficacité extrêmement élevée et la prise en charge d'un grand volume d'utilisateurs. Les performances d'une base de données en réseau dépendent de l'identification et de l'organisation des relations durant le processus de conception. Le modèle en réseau est particulièrement inadapté aux modifications après la conception initiale.
- Relationnelle.* Le modèle relationnel met en œuvre des relations entre les données sous forme d'occurrences de lignes, de colonnes et de tableaux. Les nouveaux champs et les modifications de la base de données initiale peuvent être apportés avec un minimum de restructuration. Les relations entre les types d'enregistrement sont établies de manière dynamique, ce qui permet d'héberger facilement de nouvelles applications. Le modèle relationnel présente l'avantage d'être associé à une description théorique ferme. Ce type de base de données trouve des applications dans les bases de données historiques telles que les enregistrements et les fichiers de maintenance de centrale.
- Orientée objet.* Cette conception de base de données est une technologie émergente en croissance qui compense les déficiences du modèle relationnel. Les bases de données orientées objet permettent de partager les données en externe pendant l'exécution de la base de données, ce qui autorise une excellente vitesse et une grande simplicité. La base de données orientée objet manque de la base théorique ferme que possède le modèle relationnel.

6.4.2 Conceptions de base de données temps réel ou non

Les systèmes d'automatisation hydroélectriques nécessitent des conceptions de bases de données temps réel et d'autres non temps réel. Il convient que les conceptions temps réel puissent prendre en charge les exigences d'accès à la base de données de l'interface utilisateur (UI), du système SCADA, de la régulation automatique de production, de l'enregistrement d'événements, etc. Il convient d'accomplir toutes ces tâches en quelques millisecondes.

La conception de bases de données non temps réel est nécessaire pour prendre en charge les fonctions d'historique, les tendances, les rapports et les autres exigences qui ne sont pas temps réel. Ces fonctions nécessitent d'énormes quantités de traitement de données qui entraînent généralement une conception en contradiction avec les exigences du temps réel.

Malheureusement, les bases de données commerciales disponibles se sont révélées inadéquates à satisfaire aux besoins temps réel des systèmes d'automatisation et des réseaux d'alimentation. Ceci a poussé les fournisseurs à développer des bases de données propriétaires hautement spécialisées à relier à un ensemble très limité de matériels et de systèmes d'exploitation externes. Ces systèmes peuvent être décrits de manière précise comme des systèmes fermés qui empêchent leur interaction avec d'autres matériels et logiciels. Toute extension ou modification du système doit être communiquée au fournisseur d'origine; sinon, une expertise doit être effectuée en interne afin d'apporter les modifications souhaitées.

Alors que certains fournisseurs de systèmes d'automatisation se fient encore à leurs bases de données propriétaires pour répondre aux demandes temps réel, la tendance observée en ce qui concerne les systèmes de commande modernes est d'utiliser des bases de données disponibles du commerce pour les bases de données temps réel comme non temps réel, grâce à des interfaces matérielles et logicielles plus rapides et plus performantes.

Une base de données relationnelle peut souvent être modernisée dans un système existant, afin de permettre une flexibilité définie par l'utilisateur dans l'établissement de rapports et d'autres tâches de gestion. Lors de la conception de la liaison entre la base de données du commerce non temps réel et la base de données propriétaire du fournisseur du système d'automatisation, il convient de prévoir le transfert de données dans les deux sens.

Les avantages à utiliser des systèmes de gestion de base de données disponibles dans le commerce sont entre autres:

- a) des liens directs sont disponibles pour prendre en charge les informations des bases de données relationnelles;
- b) les données de fonctionnement de la centrale sont disponibles (par l'intermédiaire d'un réseau étendu de la compagnie exploitante) pour d'autres groupes au sein de la compagnie;
- c) les formats de rapports peuvent être modifiés facilement afin de satisfaire aux modifications de la documentation d'exploitation de la centrale.

6.4.3 Configuration logicielle

6.4.3.1 Logiciel personnalisé

Il existe plusieurs options pour un logiciel personnalisé:

- a) *Dédié*. Les modifications du logiciel ne sont pas accessibles à l'utilisateur final.
- b) *Configurable*. Le logiciel dispose de fonctionnalités qui peuvent être modifiées par le personnel de maintenance du logiciel de l'utilisateur. Ces modifications consistent généralement en l'activation ou la désactivation d'une fonctionnalité déjà présente dans le logiciel, par l'intermédiaire d'une clé ou d'un mot de passe.
- c) *Programmable*. Le logiciel dispose de fonctionnalités qui peuvent être modifiées ou ajoutées par le personnel de maintenance du logiciel de l'utilisateur.

6.4.3.2 Logiciel disponible du commerce

Le logiciel personnalisé décrit au paragraphe précédent n'est normalement disponible que comme partie d'un système d'automatisation clés en main. En revanche, un logiciel disponible du commerce peut généralement être acheté comme partie d'un système clés en main ou

directement par le propriétaire de la centrale. Dans ce dernier cas, le propriétaire doit prévoir l'installation et la configuration du logiciel. Les tableurs, les outils de gestion de base de données et les progiciels d'interface opérateur sont des exemples de logiciels du commerce utilisés dans le système d'automatisation d'une centrale électrique.

Un logiciel du commerce offre une grande flexibilité et dispose de nombreuses options. Grâce à sa disponibilité, l'utilisateur bénéficie d'une assistance non seulement de la part du fournisseur mais aussi d'autres utilisateurs et éventuellement d'autres fournisseurs. Les options les plus courantes comprennent:

- a) *Configurable par l'utilisateur.* L'utilisateur dispose de toute la documentation nécessaire pour modifier le fonctionnement du logiciel ou ajouter du nouveau code à relier au reste du logiciel. L'utilisateur peut ajouter des fonctionnalités ou modifier des options, mais ne peut pas modifier des fonctionnalités dans le code d'origine sans l'aide du fournisseur d'origine.
- b) *Programmable par l'utilisateur.* L'utilisateur dispose du code source ainsi que de la documentation du logiciel et peut le modifier si nécessaire à l'aide de personnels internes ou de tout sous-traitant qu'il souhaite; il peut également ajouter son propre logiciel au système.
- c) *Fonctions graphiques complètes.* L'utilisateur peut générer des images graphiques en pixels et/ou vectorielles sur les écrans, sous toutes les formes. Le logiciel génère des illustrations sophistiquées et les affiche en temps réel sous la commande du système. Souvent, cette option est mise en œuvre dans un environnement à fenêtres.
- d) *Configurable en ligne.* Les fonctionnalités mentionnées ci-dessus peuvent être exécutées par des personnels autorisés installés devant le système en ligne et en cours d'exécution. Cela signifie que ces personnels autorisés peuvent modifier la configuration du système en cours d'exécution comme ils le souhaitent.

7 Interfaces utilisateur et interfaces avec la centrale

7.1 Interfaces utilisateur

Un élément important d'un système d'automatisation de centrale électrique est l'interface utilisateur (UI, user interface). Les interfaces d'équipements de centrale dont il est question plus loin dans le présent article sont importantes pour que le système d'automatisation exécute efficacement ses fonctions de surveillance, de diffusion, de commande, etc., mais l'UI est indispensable à la réussite du système. Si l'opérateur ne peut pas utiliser le système de manière simple et pratique, le système ne peut pas être utilisé à son plein potentiel. De plus, des actions opérateur erronées ou une mauvaise interprétation des données peuvent survenir.

Pour rendre le système utilisable par les opérateurs, il convient de sélectionner soigneusement les dispositifs d'entrée et de sortie, de même que les stations de travail à utiliser.

7.1.1 Dispositifs d'entrée

Les dispositifs d'entrée ne sont pas exclusifs les uns des autres, et ils peuvent être combinés afin d'incorporer les fonctionnalités souhaitées. Les dispositifs généralement utilisés comprennent les claviers, souris, boules de commande, écrans tactiles, pavés numériques, et crayons optiques.

7.1.2 Dispositifs de sortie

Comme pour les dispositifs d'entrée, divers dispositifs de sortie peuvent être combinés pour incorporer les fonctionnalités souhaitées. Les dispositifs généralement utilisés comprennent les écrans de visualisation, les imprimantes, et les alarmes sonores. La synthèse de la parole est parfois utilisée pour fournir à l'opérateur des enregistrements sonores de messages

transcrits phonétiquement mais son usage n'est actuellement pas largement répandu dans les applications des centrales électriques.

Des tableaux synoptiques sont traditionnellement utilisés mais ils sont progressivement remplacés par des écrans graphiques générés par ordinateur.

7.2 Interfaces d'équipements de centrale

Les interfaces des équipements de centrale avec le système de commande informatique jouent un rôle important dans la réussite du système de commande automatisé de la centrale hydroélectrique. Il existe de nombreux types d'interfaces matérielles, chacun impliquant des exigences spécifiques qu'il convient de traiter lors de la conception, de l'installation et des essais du système. Il convient que les interfaces matérielles avec les automates programmables PLC satisfassent à la CEI 61131-2, *Automates programmables – Partie 2: Spécifications et essais des équipements* [B19].

7.2.1 Types

Des exemples d'interfaces d'équipements de centrale comprennent les signaux des transducteurs analogiques, les interfaces avec les systèmes électroniques intelligents, les relais, ou les contacts des interrupteurs et les données numériques. Le présent paragraphe couvre plusieurs types génériques, mais cette couverture n'est pas exhaustive car certaines installations peuvent avoir des exigences particulières pour satisfaire à des besoins uniques. La présente discussion traite du processus d'analyse pour toutes les interfaces de centrale.

7.2.1.1 Entrées numériques, par contact et par impulsions

Il convient que les entrées numériques ou par contact satisfassent à différents critères pour fonctionner aux tensions et aux charges de courant prévues. Il convient que le courant devant être utilisé pour permettre le fonctionnement des circuits d'entrée soit adapté pour s'assurer qu'aucun changement dû à une indication erronée ne se produise en raison du bruit. Il convient que le courant soit aussi faible que possible pour maintenir la puissance et réduire la production de chaleur. Des tensions de mouillage (par exemple, les tensions devant être utilisées pour détecter l'état des contacts secs) peuvent être fournies par le système de commande ou le dispositif de terrain.

Un rebondissement de contact dans le signal d'entrée peut introduire des données erronées dans le système. Il convient que les entrées numériques disposent de filtres afin de ne détecter que les signaux d'entrée maintenus. Ces filtres peuvent être intégrés aux matériels ou aux logiciels. Il convient de sélectionner les filtres en fonction de la précision de l'horodatage. De simples filtres passe-bas peuvent introduire des retards indésirables. Il convient que les niveaux de tension pour la détection logique soient suffisants pour empêcher les lectures erronées.

Les entrées numériques peuvent également exécuter des fonctions d'accumulateur ou de compteur d'impulsions. Cette fonction est normalement intégrée au logiciel ou au microprogramme de gestion des entrées et sorties. Il convient d'avoir une précision et une vitesse de comptage et d'accumulation des impulsions suffisants pour l'utilisation prévue.

Un autre type d'entrées numériques est constitué des données en parallèle (par exemple, le décimal codé en binaire). Il convient de tenir compte des exigences relatives à la quantité de conducteurs câblés, à l'immunité au bruit et à l'établissement de liaison lors de l'hébergement de données d'entrée.

Les entrées numériques en série (par exemple, EIA 232, 422) sont fréquemment utilisées comme interfaces avec les transducteurs les plus récents. Les éléments à prendre en compte dans l'interface avec ces entrées sont traités en 8.4 avec d'autres questions relatives à la communication.

Des indicateurs d'état d'entrée numérique, souvent des LED, peuvent être fournis. Ces indicateurs facilitent la localisation de pannes des entrées/sorties et du circuit de commande.

7.2.1.2 Sorties numériques et par contact

Les sorties numériques ou par contact fournissent des données et des contacts de commande aux circuits externes. Il convient que ces contacts présentent un courant nominal et une tension nominale suffisants pour la charge externe. Il convient souvent de prendre en compte ces valeurs nominales dans leur totalité pour une carte donnée ou un groupe donné d'entrées/sorties comme pour les circuits individuels. La tension de mouillage peut être appliquée soit par la carte de sortie soit par un circuit externe.

La capacité des dispositifs à semi-conducteurs des circuits de sortie des entrées/sorties à absorber le courant requis (sans instabilité thermique des dispositifs) est fonction de la température (production de chaleur). Lorsque des valeurs plus élevées de courant nominal sont requises, des relais de découplage sont généralement installés. Les valeurs de courant nominal sont alors celles des relais de découplage.

Les sorties numériques peuvent être verrouillées, momentanées ou maintenues. Ces fonctions peuvent être mises en œuvre dans le logiciel ou le relais de sortie. Des indicateurs d'état de sortie numérique, habituellement des LED, peuvent être fournis, de la même manière que pour les entrées. Il convient de définir et de spécifier l'état de défaillance des sorties numériques. La défaillance d'une sortie numérique peut être critique dans certaines applications.

7.2.1.3 Entrées analogiques

Les entrées analogiques peuvent être des signaux de courant ou de tension de bas niveau (par exemple, 0 mA à 1 mA CC, 4 mA à 20 mA CC, 0 V à 5 V CC, ± 10 V CC, etc.), de résistance ou de thermocouple. Les entrées de résistance ou en millivolts (thermocouple) peuvent être mises à l'échelle des unités utilisées dans l'ingénierie par le processeur d'entrée/sortie, ou par un convertisseur séparé RTD ou thermocouple/courant ou tension, situé avec l'E/S.

L'E/S est souvent capable de fournir l'alimentation électrique en boucle pour les entrées analogiques. Il convient de tenir compte de la tension, de la tolérance, de la stabilité et de la charge.

Il convient de spécifier la précision, la résolution, la bande d'insensibilité et la stabilité thermique de manière à satisfaire aux besoins des applications. Il convient que les reproductions de thermocouple et de RTD satisfassent à la précision normalisée pour ces dispositifs. Une détection des capteurs en position "ouvert" est souvent souhaitable. Il convient de spécifier également les taux de réjection de mode commun et différentiel.

7.2.1.4 Sorties analogiques

Les sorties analogiques sont généralement une tension ou un courant de bas niveau. Il convient de spécifier la précision, la résolution, la plage d'insensibilité et la stabilité thermique. De même que les sorties numériques, l'état ou la valeur des sorties analogiques suite à une défaillance peut être critique dans certaines applications.

7.2.1.5 Conversion analogique-numérique/numérique-analogique

La précision de toute entrée ou d'une sortie analogique dépend de la conversion entre le système informatique de données numériques et l'information analogique. La conversion est généralement effectuée par des convertisseurs A/N multibits. La précision et la résolution de la conversion dépendent du nombre de bits du convertisseur A/N et de la conception de l'amplificateur d'entrée/sortie. De plus, la précision est affectée par la dérive induite par la température. Il convient donc de spécifier la résolution A/N, la précision de l'entrée et la stabilité de la température.