

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Nuclear facilities – Electrical power systems – Diesel generator units applied as
standby power sources**

**Installations nucléaires – Systèmes d'alimentation électrique – Unités de
générateur diesel utilisées comme sources d'alimentation de secours**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2024 IEC, Geneva, Switzerland

Copyright © 2024 IEEE

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing being secured. Requests for permission to reproduce should be addressed to either IEC at the address below or IEC's member National Committee in the country of the requester or from IEEE.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee, ...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 500 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 25 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études, ...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 500 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 25 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Nuclear facilities – Electrical power systems – Diesel generator units applied as standby power sources

Installations nucléaires – Systèmes d'alimentation électrique – Unités de générateur diesel utilisées comme sources d'alimentation de secours

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 00.000

ISBN 978-2-8322-0000-0

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	9
1.1 General.....	9
1.2 Inclusions for site testing	10
1.3 Exclusions	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	12
4 Abbreviated terms	19
5 Principal design criteria	19
5.1 Capability.....	19
5.1.1 General	19
5.1.2 Mechanical and electrical capabilities	19
5.2 Power capabilities.....	22
5.2.1 Application.....	22
5.2.2 Operation	22
5.3 Interactions.....	23
5.4 Design and application considerations	23
5.5 Design features.....	24
5.5.1 Mechanical and electrical design features.....	24
5.5.2 Control	27
5.5.3 Status information	28
5.5.4 Protection.....	29
6 Factory production testing	30
6.1 General.....	30
6.1.1 Implementation	30
6.1.2 Documentation.....	30
6.1.3 Analyses.....	30
6.1.4 Substitutions.....	30
6.2 Specific production tests	31
6.2.1 General	31
6.2.2 Engine tests	31
6.2.3 Generator tests.....	32
6.2.4 Excitation, control, and other accessories /auxiliaries	32
7 Qualification requirements	32
7.1 General.....	32
7.2 Initial type tests.....	32
7.2.1 General	32
7.2.2 Load capability tests	32
7.2.3 Start and load acceptance tests.....	33
7.2.4 Margin tests.....	34
7.3 Ageing	34
7.3.1 General	34
7.3.2 Equipment important to safety	34
7.3.3 Ageing classification.....	34
7.4 Seismic qualification requirements	35

7.5	Ongoing surveillance	35
7.5.1	General	35
7.5.2	Preventive maintenance, inspection, testing, and monitoring	35
7.5.3	Records and analyses	36
7.6	Modifications	36
7.7	Documentation	36
8	Site testing	37
8.1	Testing	37
8.2	Site acceptance testing	38
8.2.1	General	38
8.2.2	Tests	38
8.2.3	Test loads	38
8.3	Pre-operational testing	39
8.3.1	General	39
8.3.2	Reliability test	39
8.3.3	Individual pre-operational tests	39
8.4	Operational testing	39
8.4.1	General	39
8.4.2	Periodic tests	40
8.5	Test description	42
8.5.1	General	42
8.5.2	Slow-start test	42
8.5.3	Load-run test	42
8.5.4	Fast-start test	42
8.5.5	Loss of offsite power (LOOP) test	42
8.5.6	Accident signal test	43
8.5.7	Combined accident and LOOP test	43
8.5.8	Largest-load rejection test	43
8.5.9	Design-load rejection test	43
8.5.10	Endurance and load test	43
8.5.11	Hot restart test	43
8.5.12	Synchronizing test	44
8.5.13	Protective-trip bypass test	44
8.5.14	Protective-trip verification test	44
8.5.15	Test mode override test	44
8.5.16	Independence test	44
8.5.17	Battery testing	44
8.6	Records	45
Annex A (informative)	Method for establishing steady state load profile for diesel-generator units	46
Annex B (informative)	Example of ageing and aged equipment testing	48
B.1	Method qualification	48
B.2	Categorization and records	49
Annex C (informative)	Diesel-generator unit reliability program elements	52
C.1	General	52
C.2	Major reliability program elements	52
C.3	Element discussion	52
Annex D (informative)	Influence of voltage regulating equipment on DG unit surveillance testing	54

D.1	Purpose	54
D.2	Discussion	54
Annex E	(informative) Example of starting times	55
E.1	Basis for minimum and recommended start attempt capacity	55
E.2	Starting air system	55
E.3	DC starting system.....	56
Annex F	(informative) Power quality considerations for diesel generators units and impact on loads	57
F.1	Purpose	57
F.2	DG unit power quality.....	57
F.2.1	General	57
F.2.2	Dynamic voltage and frequency performance during load acceptance or load rejection	57
F.2.3	Steady state voltage and frequency	58
F.2.4	Support system performance	58
F.2.5	Load carrying capacity	59
F.2.6	Fuel consumption	59
F.2.7	Load performance considerations	59
F.2.8	Offsite power supply power quality effects on paralleled diesel generator	62
Bibliography		64
Figure 1	– Scope diagram	10
Table 1	– Design and application considerations.....	23
Table 2	– Recommended load tests	31
Table 3	– Format for component ageing classification (see Annex B).....	35
Table 4	– Site testing	37
Table 5	– Test parameters	41
Table B.1	– Examples of non-safety/important to safety components	49
Table B.2	– Ageing classification of safety class and important to safety components.....	50
Table E.1	– Recommended capacity of starting air system.....	55
Table E.2	– Recommended capacity of DC system	56

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

NUCLEAR FACILITIES – ELECTRICAL POWER SYSTEMS: DIESEL GENERATOR UNITS APPLIED AS STANDBY POWER SOURCES

FOREWORD

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

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

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

- 2) The formal decisions of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees. The formal decisions of IEEE on technical matters, once consensus within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees has been reached, is determined by a balanced ballot of materially interested parties who indicate interest in reviewing the proposed standard. Final approval of the IEEE standards document is given by the IEEE Standards Association (IEEE SA) Standards Board.
- 3) IEC/IEEE Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees/IEEE Societies in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC/IEEE Publications is accurate, IEC or IEEE cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications (including IEC/IEEE Publications) transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC/IEEE Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC and IEEE do not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC and IEEE are not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or IEEE or their directors, employees, servants or agents including individual experts and members of technical committees and IEC National Committees, or volunteers of IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE SA) Standards Board, for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC/IEEE Publication or any other IEC or IEEE Publications.
- 8) Attention is drawn to the normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that implementation of this IEC/IEEE Publication may require use of material covered by patent rights. By publication of this document, 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 document are expressly advised that determination of the validity of any patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

IEC/IEEE 63332-387 was prepared by subcommittee 45A: Instrumentation, control and electrical power systems of nuclear facilities, of IEC technical committee 45: Nuclear instrumentation, in cooperation with Nuclear Power Engineering Committee of the IEEE Power and Energy Society, under the IEC/IEEE Dual Logo Agreement between IEC and IEEE.

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

This new edition supersedes IEEE Std 387-2017 and therefore constitutes a first edition of the standard published under the IEC/IEEE Dual Logo agreement. This document contains the following technical changes with respect to IEEE Std 387-2017:

- This revision incorporates current practices and lessons learned from the implementation of previous versions of this document by the nuclear industry. Additionally, several issues are clarified or changed in this revision.
- This document defines the methods for design and testing of a diesel generator (DG) unit to provide reasonable assurance that in the event it is required to perform its safety functions during a plant emergency condition, it is readily available and capable given the environments to which it can be exposed. This dual logo standard applies to all electrical equipment important to safety in accordance with IAEA terminology including class 1E equipment in accordance with IEEE classification scheme and classes 1, 2 and 3 in accordance with IEC 61226 classification scheme. This document is generally intended for DGs to be utilised as equipment important to safety located in mild environments. The standard may be used in applications where a highly reliable onsite alternating current (AC) power source is required to maintain plant safety following an event with potential loss of offsite power for an extended duration. The documentation and qualification requirements, however, can be less rigorous or different.
- The definitions and terms used in IEC/IAEA standards and guides have been added to support the terminology used in IEEE standards.
- Incorporation of recent industrial experience in the area of DG unit best practices for maintenance and testing.

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

Draft	Report on voting
45A/1536/FDIS	45A/1553/RVD

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

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

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

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

- reconfirmed,
- withdrawn, or
- revised.

INTRODUCTION

a) Technical background, main issues and organization of the standard

This IEC/IEEE international standard defines the standard criteria for the application and testing of diesel generator (DG) units used as standby power supplies in nuclear facilities. This dual logo standard applies to DG units as relevant for electrical equipment important to safety in accordance with IAEA terminology including all equipment important to safety in accordance with the IEEE classification scheme.

The provisions of this document are divided into the following clauses:

- Clause 5: Principal design criteria,
- Clause 6: Factory production testing,
- Clause 7: Qualification requirements,
- Clause 8: Site testing.

This document harmonizes in a unique standard practice formerly given by IEEE Std 387-2017 on sizing, testing, qualification, and operational requirements of diesel engine-driven onsite power sources. This document also considers the general requirements on electrical power systems provided in IEC 63046 and assesses current practices and operating experience on the current fleet of nuclear facilities with a perspective on safety significance of the performance requirements of DG units during accident mitigation.

This document is applicable to the DG units of new nuclear facilities and upgrading or back-fitting of existing facilities. It is intended that the standard be used by operators of nuclear facilities, design engineers, systems evaluators and by licensors.

b) Situation of the current standard in the structure of the IEC/SC 45A standard series

The entry point for the IEC/SC 45A standard series is the two first-level standards providing general requirements on instrumentation and control (IEC 61513) and electrical power systems (IEC 63046) for nuclear facilities.

IEC/IEEE 63332-387 is a second level IEC/SC 45A document under IEC 63046 which focuses on criteria for the application and testing of DG units used for standby power supplies for electrical equipment important to safety in nuclear facilities.

For more details on the structure of the IEC/SC 45A standard series, see paragraph d) of this introduction.

c) Recommendations and limitations regarding the application of the standard

An important concept is that the current fleet of operating reactors with forced cooling and immediate need for alternating current (AC) powered equipment following an emergency or off-normal condition necessitates safety classified onsite power sources. Designs with passive cooling systems preclude the need for immediate AC driven pumps and motors. However, following the events at Fukushima Daiichi nuclear plant, and requirements for design extension conditions, onsite AC power system(s) are required to make up inventory and perform core cooling functions after the passive systems have performed the immediate safety functions at the onset of an event. Diesel engine driven AC power sources can be used to provide the power necessary to perform the functions important to safety in order to maintain safe state conditions in all types of plant designs.

It is important to note that this document establishes no additional functional requirements for safety systems.

To ensure that the standard will continue to be relevant in future years, the emphasis has been placed on issues of principle, rather than specific technologies.

d) Description of the structure of the IEC/SC 45A standard series and relationships with other IEC documents and other bodies' documents (IAEA, ISO)

The IEC/SC 45A standard series comprises a consistent set of documents organised in a hierarchy of four levels. The top-level documents of the IEC/SC 45A standard series are IEC 61513 and IEC 63046, covering respectively general requirements for instrumentation and control (I&C) systems and general requirements for electrical power systems of NPPs. IEC 61513 and IEC 63046 adopt an overall system life-cycle framework and constitute, along with the relevant second-level standards, the nuclear implementation of the basic safety series IEC 61508.

IEC 61513 and IEC 63046 refer directly to other IEC/SC 45A standards for general requirements for specific topics, such as categorization of functions and classification of systems, qualification, separation, defence against common cause failure, control room design, electromagnetic compatibility, human factors engineering, cybersecurity, software and hardware aspects for programmable digital systems, coordination of safety and security requirements and management of ageing.

At a third level, IEC/SC 45A standards not directly referenced by IEC 61513 or by IEC 63046 are standards related to specific requirements for specific equipment, technical methods, or activities. Usually, these documents refer to second-level documents for general requirements and can be used on their own.

A fourth level extending the IEC/SC 45A standard series corresponds to the Technical Reports which are not normative.

The IEC/SC 45A standards series consistently implements and details the safety and security principles and basic aspects provided in the relevant IAEA safety standards and in the relevant documents of the IAEA nuclear security series (NSS). In particular this includes the IAEA safety requirements SSR-2/1 (Rev 1), establishing safety requirements related to the design of nuclear power plants (NPPs), the IAEA safety guide SSG-30 dealing with the safety classification of structures, systems and components in NPPs, the IAEA safety guide SSG-39 dealing with the design of instrumentation and control systems for NPPs, the IAEA safety guide SSG-34 dealing with the design of electrical power systems for NPPs, the IAEA safety guide SSG-51 dealing with human factors engineering in the design of NPPs and the implementing guide NSS42-G for computer security at nuclear facilities. The safety and security terminology and definitions used by the SC 45A standards are consistent with those used by the IAEA.

IEC 61513 and IEC 63046 refer to ISO 9001 as well as to IAEA GSR part 2 and IAEA GS-G-3.1 and IAEA GS-G-3.5 for topics related to quality assurance (QA).

At level 2, regarding nuclear security, IEC 62645 is the entry document for the IEC/SC 45A security standards. It builds upon the valid high-level principles and main concepts of the generic security standards, in particular ISO/IEC 27001 and ISO/IEC 27002; it adapts them and completes them to fit the nuclear context and coordinates with the IEC 62443 series. At level 2, IEC 60964 is the entry document for the IEC/SC 45A control rooms standards, IEC 63351 is the entry document for the human factors engineering standards and IEC 62342 is the entry document for the ageing management standards.

NOTE 1 IEC TR 63400 provides a more comprehensive description of the overall structure of the IEC/SC 45A standards series and of its relationship with other standards bodies and standards.

NUCLEAR FACILITIES – ELECTRICAL POWER SYSTEMS: DIESEL GENERATOR UNITS APPLIED AS STANDBY POWER SOURCES

1 Scope

1.1 General

This document defines the criteria for the application and testing of diesel generator (DG) units used as safety class standby power supplies in nuclear facilities. In general, the standard applies to new nuclear facilities as well as for upgrading or back-fitting of existing facilities. Existing facilities can voluntarily adopt the requirements to enhance the performance capabilities and reliability of the installed DG units. The standard can be used in applications where highly reliable onsite alternating current (AC) power source is required to maintain plant safety following an event with potential loss of offsite power for an extended duration.

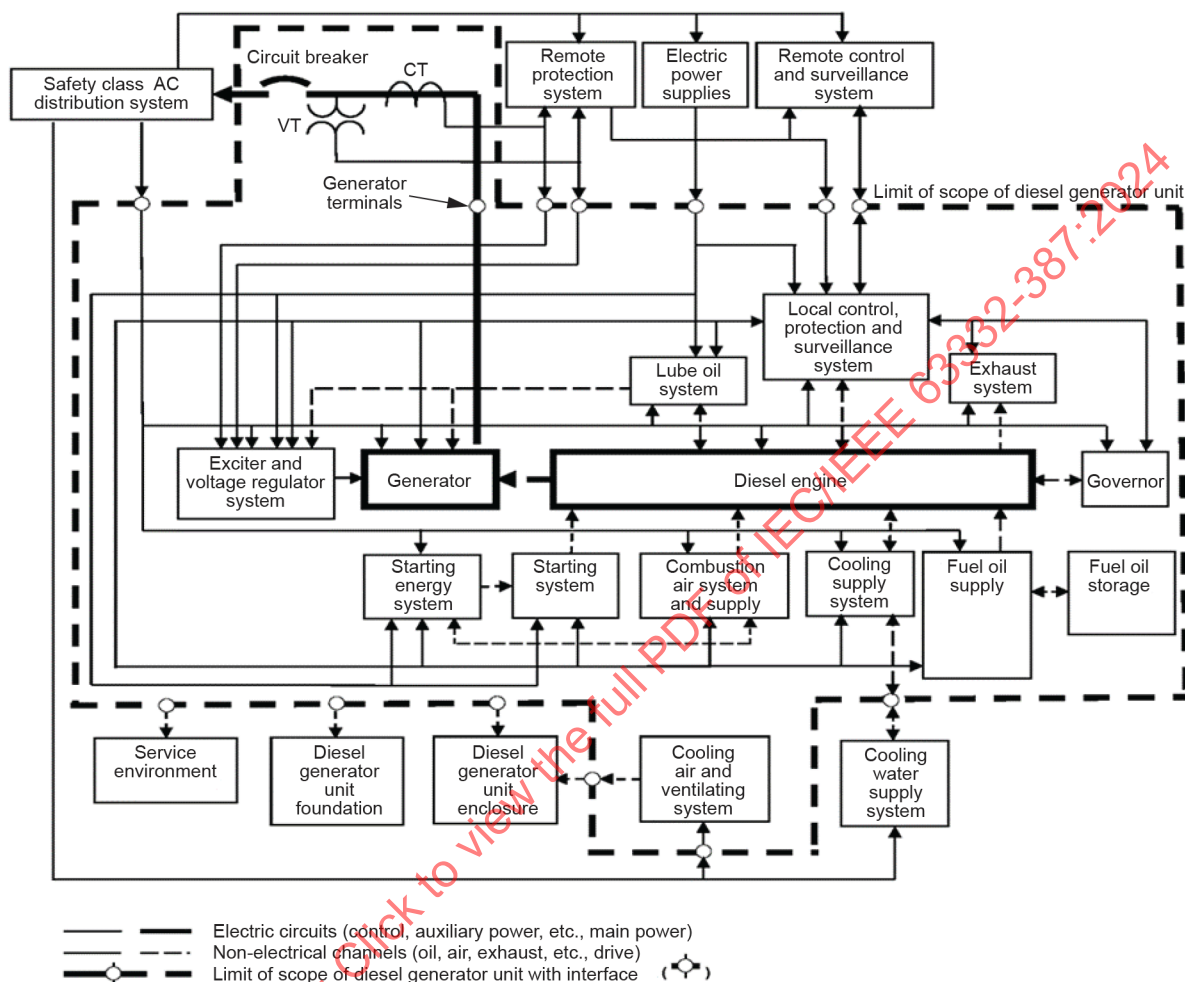
This document provides the principal design criteria, the design features, testing, and qualification requirements for the individual DG units that enable them to meet their functional requirements as a part of the standby power supply under the conditions produced by the design basis events cataloged in the plant safety analysis.

Figure 1 shows the boundaries of systems and equipment included in the scope of this document.

The following items are within the scope of this document:

- a) The diesel engine, which includes the following:
 - 1) the flywheel and coupling (if applicable),
 - 2) the combustion air system and supply,
 - 3) the starting system including storage of energy,
 - 4) the starting energy system,
 - 5) the fuel oil supply system (e.g., including the day tank, filters, piping, pumps, valves and strainers between the day tank and the engine injection pumps),
 - 6) the lubricating oil system including keep-warm system,
 - 7) the cooling system (jacket water), starting at the point where the cooling medium is introduced to the DG unit. (For a closed loop water-cooling system (radiator) supplied as part of the DG unit, the starting point is water/air interface),
 - 8) the exhaust system,
 - 9) the governor system;
- b) The generator, which includes the following:
 - 1) the excitation and voltage regulation system,
 - 2) the diesel generator output breaker at the switchgear,
 - 3) the diesel generator grounding (earthing) system;
- c) The local control, protection, and surveillance systems associated with the diesel engine, the generator, and their auxiliary equipment and systems cited above. The design of control systems is not in the scope of this document. However, the functional criterion is provided;
- d) The AC and direct current (DC) distribution systems associated with the diesel engine including the battery (if supplied with the generator) for starting, field flashing, the generator, and their auxiliary equipment and systems cited above, exclusive of the auxiliary power system beyond the generator output breaker;
- e) Fuel oil storage system (e.g., storage tank, transfer pumps, filters, piping, valves, and strainers between the storage tank and the day tank);

- f) Cooling air and ventilation system;
- g) Those elements that are essential to the safety function of DG units within the scope of this document (see Figure 1);
- h) Evaluation of the characteristics of the service environment relative to performance and qualification.



IEC

Figure 1 – Scope diagram

1.2 Inclusions for site testing

The following items are not in scope of the standard, and in general, the specific requirements might not be applicable. These items or systems are included as they are essential for the performance of the DG unit and also required for accomplishing site testing as described in Clause 8.

- a) The AC and DC power distribution system, which includes the following:
 - 1) circuits for conveying AC power from the generator breaker up to and including the dedicated safety class bus,
 - 2) circuits for conveying AC or DC power to the DG units and associated controls,
 - 3) DC power supplies (batteries and chargers), if dedicated to the DG unit;

- b) The remote and local control, protection (generator, engine, and auxiliaries), and surveillance systems, which include the following:
 - 1) devices for automatic and manual starting,
 - 2) devices for load shedding and sequencing,
 - 3) remote devices for the protection of the DG unit and its auxiliary equipment,
 - 4) synchronizing equipment.

1.3 Exclusions

The following items are not in the scope of this document:

- a) DG unit enclosure and foundations;
- b) External service equipment (e.g., Heating Ventilation and Air Conditioning (HVAC) system) and systems that are a part of, or that are housed in, the DG unit enclosure, other than those identified in 1.2;
- c) The control, protection, and surveillance systems for the following:
 - 1) Protecting the loads energized by the DG unit,
 - 2) Prevention of common-cause failure between the preferred power supply and the standby power supply system;
- d) Determination of the characteristics of the service environment;
- e) Fire protection system.

2 Normative references

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

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

IEC 61226, *Nuclear power plants – Instrumentation, control and electrical power systems important to safety – Categorization of functions and classification of systems*

IEC 62342, *Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Management of ageing*

IEC 63046, *Nuclear power plants – Electrical power system – General requirements*

IEC/IEEE 60780-323:2016, *Nuclear facilities – Electrical equipment important to safety – Qualification*

IEC/IEEE 60980-344, *Nuclear facilities – Equipment important to safety – Seismic qualification*

IEC/IEEE 62271-37-013:2021, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating current generator circuit-breakers*

IEEE Std 308-2020, *IEEE Standard Criteria for Class 1E Power Systems for Nuclear Power Generating Stations*

IEEE Std 450, *IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications*

IEEE Std 485, *IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications*

IEEE Std 1106, *IEEE Recommended Practice for Installation, Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications*

IEEE Std 1115, *IEEE Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications*

ASME OM, *Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants (Division 2, Part 16, Performance Testing and Monitoring of Standby Diesel Generator Systems in Light-Water Reactor Power Plants)*

NEMA MG 1, *Motors and Generators*, available at <http://www.nema.org/> [viewed 2024-03-11]

3 Terms and definitions

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

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

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

3.1

acceptable

demonstrated to be adequate by the safety analysis of the plant

3.2

acceptance criteria

specified bounds on the value of a functional indicator or condition indicator used to assess the ability of a structure, system or component to perform its design function

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.3

accident

any unintended event, including operating errors, equipment failures and other mishaps, the consequences or potential consequences of which are not negligible from the point of view of protection and safety

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.4

class 1E

safety classification of the electric equipment and systems that are essential to emergency reactor shutdown, containment isolation, reactor core cooling, and containment and reactor heat removal, or otherwise are essential in preventing significant release of radioactive material to the environment

Note 1 to entry: Users of this document are advised that “Class 1E” is a functional term. Equipment and systems are to be classified Class 1E only if they fulfil the functions listed in the definition. Identification of systems or equipment as Class 1E based on anything other than their function is an improper use of the term. The IAEA has corresponding classes into which *systems* and *components* and other items of equipment are assigned on the basis of their functions and their *safety* significance.

Note 2 to entry: Class 1E and Safety class are considered synonymous for electrical equipment and is a subset of equipment important to safety.

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.3, modified – The notes to entry have been added.]

3.5

common cause failure

CCF

failures of two or more structures, systems or components due to a single specific event or cause

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.6

continuous rating

electric power output capability that the DG unit can maintain in the service environment for 8 760 hours (h) of operation per year with only scheduled outages for maintenance

3.7

design basis accident

postulated accident leading to accident conditions for which a facility is designed in accordance with established design criteria and conservative methodology, and for which releases of radioactive material are kept within acceptable limits

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.8

design basis events

postulated events used in the design to establish the acceptable performance requirements for the structures, systems, and components

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.9

design load

combination of electric load (kilowatt (kW)) and kilovolt-ampere reactive (kvar) having the most severe power demand characteristic, which is provided with electric energy from a DG unit for the operation of engineered safety features and other systems required during and following shutdown of the reactor

Note 1 to entry: Design load can include the term power factor.

3.10

diesel-generator unit

independent source of standby electrical power that consists of a diesel-fuelled internal combustion engine (or engines) coupled directly to an electrical generator (or generators), the associated mechanical and electrical auxiliary systems, and the control, protection, and surveillance systems

3.11

design extension conditions

postulated accident conditions that are not considered for design basis accidents, but that are considered in the design process of the facility in accordance with best estimate methodology, and for which releases of radioactive material are kept within acceptable limits

Note 1 to entry: For nuclear power plants and research reactors, design extension conditions comprise conditions in events without significant fuel degradation and conditions in events with melting of the reactor core

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.12

engine equilibrium temperature

condition at which the jacket water and lube oil temperatures are both within $\pm 5,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($10\text{ }^{\circ}\text{F}$) of their normal operating temperatures established by the engine manufacturer

3.13

equipment important to safety

equipment that is part of a safety group and/or whose malfunction or failure could lead to undue radiation exposure of the site personnel or members of the public

Note 1 to entry: Equipment important to safety includes:

- those structures, systems and components that prevent anticipated operational occurrences from leading to accident conditions;
- those features that are provided to mitigate the consequences of malfunction or failure of structures, systems and components.

Note 2 to entry:

A) For usage consistent with IEC 61226, equipment important to safety are as follows:

- all I&C equipment performing Category A to Category C functions (in accordance with the IEC 61226 categorisation scheme),
- all electrical equipment needed to ensure emergency energy supply to this equipment in case of a loss of normal power supply,
- all electrical equipment needed to ensure ultimate energy supply in case of total loss of on-site power (if selected as design extension condition to be mitigated).

B) For usage consistent with other IEEE documents and a Class 1E categorization; for equipment important to safety, qualification is essential to the following:

- electric equipment and systems that are essential to emergency reactor shutdown, containment isolation, reactor core cooling, and containment and reactor heat removal, or
- electric equipment that are otherwise essential in preventing significant release of radioactive material to the environment.

Note 3 to entry: Users of this document are advised that Class 1E is a functional term. Equipment and systems are classified Class 1E only if they fulfil the functions listed in the definition. Identification of systems or equipment as Class 1E based on anything other than their function is an improper use of the term.

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.12, modified – examples of equipment important to safety have been changed to notes.]

3.14

equipment qualification

generation and maintenance of evidence to ensure that equipment will operate on demand, under specified service conditions, to meet system performance requirements

Note 1 to entry: Equipment is qualified for the duration of its operational performance requirement for each applicable DBE condition, including any required post-DBE operation period.

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.15

equipment specification

document identifying all technical and quality assurance requirements for purchasing equipment, material, services and all requirements to meet the safety analysis of the plant

3.16

generator nameplate capacity

maximum amount of electric energy that a generator can produce within specified conditions (e.g., ambient temperature, elevation) as rated by the manufacturer

Note 1 to entry: Generator nameplate capacity is usually expressed in kilovolt-amperes (kVA) and kilowatts (kW), as indicated on a nameplate that is physically attached to the generator.

3.17

interfaces

shared boundary between structures, systems and components that includes physical attachments, mounting, auxiliary components, and connectors (electrical and mechanical) to the equipment

3.18

load-run demand

load-run following a successful start and involving defined acceptance criteria

Note 1 to entry: The applicable criterion may include:

- a load-run of any duration that results from a real (i.e., not a test) automatic or manual signal
- a load-run test to satisfy the plant's load and duration test specifications
- other operations (e.g., special tests) in which the DG unit is planned to run for at least 1 h with at least 50 % of design load

3.19

load-run demand failure

load-run when the DG unit starts but does not pick up the load and run successfully following a valid load-run demand with consideration to exceptions provided in the Note 2

Note 1 to entry: For monthly surveillance tests, the DG unit can be loaded at the rate recommended by the manufacturer or slow-started and reach rated speed on a prescribed schedule to reduce stress and wear on the diesel-generator unit. Any condition identified during maintenance inspections (with the DG unit in the standby mode) that definitely would have resulted in a load-run failure if a demand had occurred shall count as a valid load-run demand failure.

Note 2 to entry: Unsuccessful attempts to start or load-run shall not count as valid demands or failure when they can definitely be attributed to any of the following:

- any operation of a trip that would be bypassed in the emergency operating mode (e.g., high cooling-water temperature trip)
- malfunction of equipment that is not required to operate during the emergency operating mode (e.g., synchronizing circuitry)
- intentional termination of the test because of alarmed or observed abnormal conditions (e.g., small water or oil leaks) that would not have ultimately resulted in significant damage or failure of the DG unit
- component malfunctions or operating errors that did not prevent the DG unit from being restarted and brought to load within 5 min (i.e., without corrective maintenance or significant problem diagnosis)
- a failure to start because a portion of the starting system was disabled for test purposes, if followed by a successful start with the starting system in its normal alignment
- exploratory tests during corrective or preventive maintenance shall not count as demands or failures

3.20

load profile

magnitude and duration of loads (kW and kvar) applied in a prescribed time sequence, including the transient and steady-state characteristics of the individual loads

3.21

loss of offsite power

simultaneous loss of electrical power to all unit safety buses, requiring the standby AC power sources to start and supply power to the safety buses

Note 1 to entry: DC systems and uninterruptible AC systems safety buses are not included

[SOURCE: IEC 63046:2020, 3.25]

3.22

margin

difference between service conditions and the conditions used for equipment qualification

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.23

mild environment

environment that would at no time be significantly more severe than the environment that would occur during normal plant operation, including anticipated operational occurrences

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.18]

3.24

preferred power supply

power supply from the transmission system to the Class 1E distribution system that is preferred to furnish electric power under accident and post-accident conditions

Note 1 to entry: Per IAEA SSG-34 Definitions: The preferred power supply is the power supply from the transmission system to the safety classified electrical power system.

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.25

power factor

ratio of real (active) power (kW) to apparent power (kVA), expressed as $\cos \phi = \text{kW}/\text{kVA} = \text{kW}/(\text{kW}^2 + \text{kvar}^2)^{1/2}$ where kvar is the reactive power

Note 1 to entry: The design load power factor is determined by the plant-specific loading analysis and the rated power factor is defined by the OEM and is the capability of the DG unit.

3.26

qualified life

period for which a structure, system or component has been demonstrated, through testing, analysis or experience, to be capable of functioning within acceptance criteria during specific operating conditions while retaining the ability to perform its safety functions in accident conditions for a design basis accident or a design basis earthquake

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.27

safety class

for nuclear power plants, the classes into which systems and components and other items of equipment are assigned on the basis of their functions and their safety significance

Note 1 to entry: Class 1E and safety class are considered synonymous for electrical equipment and is a subset of equipment important to safety.

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022, modified – The note to entry has been added.]

3.28

safety system

system important to safety, provided to ensure the safe shutdown of the reactor or the residual heat removal from the core, or to limit the consequences of anticipated operational occurrences and design basis accidents

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022].

3.29

service environment

aggregate of conditions surrounding the DG unit in its enclosure, while serving the design load during normal, accident, and post-accident operation

3.30

service life

period from initial operation to final withdrawal from service of a structure, system or component

Note 1 to entry: The projected service life could be reduced by shelf life for age-sensitive components.

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022, modified – The note to entry has been added.]

3.31

severe accident

accident more severe than a design basis accident and involving significant core degradation

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022].

3.32

short-time rating

<diesel-generator unit> electric power output capability that the DG unit can maintain in the service environment for 2 h in any 24 h period, without exceeding the manufacturer's design limits and without reducing the maintenance interval established for the continuous rating

Note 1 to entry: Operation at this higher rating does not limit the use of the DG unit at its continuous rating.

3.33

single failure criterion

SFC

criterion (or requirement) applied to a system such that it must be capable of performing its task in the presence of any single failure

Note 1 to entry: To ensure that the single failure criterion is met, usually two or more independent (redundant) systems or trains are provided by design to achieve the same safety function

Note 2 to entry: The following exception applies to single failure criterion as used for DG units:

- Any single failure within the DG unit system that prevents the generator from performing the safety function is considered a single failure. Failure of one subsystem installed as part of redundant (or multiple) channels to improve the reliability of a DG unit is not considered a single failure unless the consequences of the failure prevent the DG unit from performing its safety function.

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022, modified – The note 2 to entry has been added].

3.34

standby power supply

power supply that is selected to furnish electric energy when the preferred power supply is not available

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.35

start demands

all valid and inadvertent starts, including all starts that are followed by load-runs, whether by automatic or manual initiation, and situations where the DG unit is started, but no attempt is made to load the DG unit

Note 1 to entry: The following conditions may apply to start demand failures:

- Any failure within the DG unit system that prevents the generator from achieving a specified frequency (or speed) and voltage within specified time allowance is classified as a valid start failure. For monthly surveillance tests, the DG unit can be brought to rated speed and voltage in the time recommended by the manufacturer to reduce stress and wear.
- Any condition identified during maintenance inspections (with the DG unit in the standby mode) that would definitely have resulted in a start failure if a demand had occurred shall count as a valid start demand and failure.

3.36

start signal

input signal to the DG unit start logic that initiates a DG unit start sequence

Note 1 to entry: The start signal can be the result of a planned (manual) demand or actual demand such as an automatic/emergency start signal

3.37

start time

elapsed time between receipt of an emergency start signal and achieving voltage and frequency for breaker closure to energize required loads

3.38

surveillance testing

periodic testing to verify that structures, systems and components continue to function or are capable of performing their functions when called upon to do so

[SOURCE: IAEA Nuclear Safety and Security Glossary, 2022]

3.39

total integrated dose

total cumulative dose

calculated dose the equipment would be subjected to in its service life (40 years or 60 years) and the bounding dose from the worst-case design basis event for the required period of operation

Note 1 to entry: If qualification in radiation environment is applicable, follow guidance in IEC/IEEE 60780-323.

4 Abbreviated terms

AC	alternating current
DBE	design basis event
DC	direct current
DG	diesel generator
ECCS	emergency core cooling system
FAT	factory acceptance test
HVAC	heating ventilation and air conditioning
LOCA	loss of coolant accident
LOOP	loss of offsite power
MOV	motor-operated valve
NPP	nuclear power plant
OEM	original equipment manufacturer
OPC	open phase condition
RTD	resistance temperature detector
SBO	station blackout
var	volt-ampere reactive power

5 Principal design criteria

5.1 Capability

5.1.1 General

When in service, each DG unit shall have the capability of performing the safety functions of a standby power supply, in accordance with the requirements stated in IEEE Std 308 and IEC 63046.

5.1.2 Mechanical and electrical capabilities

5.1.2.1 General

The variations of voltage, frequency, and waveform (including the effects of harmonic distortion) of the DG unit shall not degrade the performance of any equipment important to safety below an acceptable level (see also Annex F). The DG unit shall also meet each of the following specific capabilities related to the design, application, and qualification requirements of this document.

5.1.2.2 Design conditions

The unit shall be capable of operating during and after any design basis event without support from the preferred power supply system. The following design conditions, including appropriate margins as required by IEC/IEEE 60780-323, shall be specified by those individuals responsible for the system application and, as a minimum, shall include the following:

- operational cycles (e.g., 4 000 starts over a period of 40 years or 6 000 starts over a period of 60 years),
- operating hours (e.g., 6 000 h over a period of 40 years or 9 000 h over 60 years),
- operate continuously for an extended duration when external events impair offsite power sources,
- temperature at equipment locations (minimum and maximum with durations and average annual ambient),

- e) the engine equilibrium temperature is within the allowable range,
- f) seismic response spectra,
- g) radiation (specified total integrated dose over a period of 40 years or 60 years depending on the operating period, plus accident if located in harsh environment),
- h) humidity (minimum and maximum with durations),
- i) load profile, including allowable voltage and frequency variations (see Annex A),
- j) absolute barometric pressure (altitude and tornado depressurization/pressurization, duration, and magnitude),
- k) combustion air contaminants (salt, sand, etc.),
- l) fuel type and quality,
- m) auxiliary electrical power supply requirements,
- n) effect of fire protection actuation,
- o) service water quality,
- p) maximum wind speed(s) and direction(s) if radiator cooling is used,
- q) external events such as earthquakes, tornadoes, hurricanes, floods, tsunamis, and seiches,
- r) site specific weather (cold or hot) weather conditions such as ice clogging.

5.1.2.3 Starting and loading

The unit shall be capable of starting, accelerating, and being loaded with the design load within the time required by the equipment specification, with respect to the following conditions:

- a) from the normal standby condition,
- b) with cooling not available, for a time equivalent to that required to bring the cooling equipment into service with energy from the DG unit,
- c) achieve voltage and frequency requirements for load sequencing commensurate with assumptions in safety analysis,
- d) on a restart with an initial engine temperature equal to the continuous rating full-load engine temperature.

5.1.2.4 Light-load or no-load operation

The unit shall be capable of accepting design load following operation at light load or no load for the time required by the equipment specification. Provisions to enable successful light or no-load operation can be provided by the manufacturer.

5.1.2.5 Design load

The unit shall be capable of carrying the design load for the time required by the equipment specification. This includes management of both auto-connect and manual loads.

5.1.2.6 Dynamic load

Facility safety analyses evaluate fluid flow rates in the ECCS (and other important to safety systems) and make assumptions about the steady-state speed of rotating equipment. The ability of the DG to maintain steady-state voltage and frequency within an acceptable band can impact performance capabilities of the ECCS motor loads such as pumps, motor-operated valves, and fans. The voltage and frequency perturbations during load sequencing, coupled with an allowable operating band for DGs during steady-state conditions, should be evaluated for impact on critical parameters, such as flow rates and stroke times, assumed in safety analyses. The function of the DG is to ensure that the safety functions of the systems will be accomplished in accordance with safety analyses (see Annex F). Hence, the unit shall be capable of maintaining voltage and frequency at the generator terminals within limits that will not degrade the performance of any of the loads below their minimum requirements during steady state operation and the duration of transients caused by load application or load removal. During load sequencing, it is important to maintain the DG unit within operational limits defined below to provide reasonable assurance that the sequential motor loads will start, accelerate successfully, and maintain adequate speed, and the diesel engine will not stall or overstress the mechanical systems:

- a) The DG unit shall be designed so that the frequency will not decrease, at any time during the loading sequence, to less than 95 % of nominal and the voltage will not decrease to less than 75 % of nominal. A larger decrease in voltage and frequency may be justified for a DG unit that carries only one large, connected load¹.
- b) Frequency shall be restored to within 2 % of nominal, in less than 60 % of each load-sequence interval, for a step load increase².
- c) Frequency shall be restored to within 2 % of nominal, in less than 80 % of each load-sequence interval, for disconnection of the single largest load³.
- d) Voltage shall be restored to within 10 % of nominal within 60 % of each load-sequence interval⁴.
- e) The acceptance values of the frequency and voltage shall be based on plant-specific analysis (where conservative values of voltage and frequency are measured) to prevent load interruption. A greater percentage of the load-sequence interval may be used if it can be justified by analysis. However, the load-sequence interval shall include sufficient margin for the accuracy and repeatability of the load-sequence timer.
- f) During recovery from transients caused by disconnection of the largest single load, the speed of the DG unit shall not exceed the nominal speed plus 75 % of the difference between nominal speed and the overspeed trip set point, or 115 % of nominal (whichever is lower)⁵.
- g) The transient following a complete loss of load shall not cause the DG unit speed to reach the overspeed trip set point⁶.
- h) The voltage and frequency perturbations can impact the performance of motor driven pumps. The hydraulic perturbations in the associated fluid systems should be evaluated.

¹ Technical basis: This frequency and voltage criteria prevents (1) contactors from dropping out requiring specific engineering analysis and (2) motors from stalling during starting conditions.

² Technical basis: A time limit of 60 % of interval between successive loads provides reasonable assurance that frequency has been restored for successful start of next load.

³ Technical basis: Large load rejection will result in an increase in frequency. A longer time interval (80 %) is acceptable as the increase in speed will not adversely impact the successful start of the next load.

⁴ Technical basis: Limits the amount of time the motors slow down.

⁵ Technical basis: Diesel engine protection from catastrophic mechanical damage and personnel injury.

⁶ Technical basis: Diesel engine protection from catastrophic mechanical damage and personnel injury.

- i) Loads should generally be automatically connected in sequence after restoration of power supplies. The sequencing of loads avoids overloading of standby generators due to motor starting and inrush currents. The capability of the standby system to restore supplies in the defined sequence should be demonstrated by the performance of analytical system studies using commercially available software. Some designs can have process-related start signal in series with the load sequencer signal for specific loads. In such designs, there is a potential for simultaneous sequencing of more than one load per step. Analytical studies should be performed to validate DG unit capability to start and accelerate process related loads concurrent with normally sequenced loads. Baseline analytical studies should be performed during the design and start-up phase of the project and validated with actual tests performed during the operational phase. These studies can be used for evaluating systems modifications implemented throughout the life of the DG unit.

5.1.2.7 Provisions for operator/attendant actions

Each DG unit shall have the capability to start and stop from the main control room. Synchronization capability should be available in the main control room and local panel in the DG unit room. The main control room shall have adequate information for operators to monitor generator voltage, frequency, output power and critical parameters such as steady state engine temperature, lube oil pressure and any parameters recommended by manufacturer. If the plant design requires a remote-control panel (external to the main control room), then adequate control and indication should be provided in the remote-control panel to start, stop and monitor key power output parameters. The unit shall be equipped with provision for:

- a) expected maintenance actions while carrying the design load as defined in 5.1.2.5. Expected maintenance actions include replenishment of fluids and duplex filter changes,
- b) manual/automated synchronization (if manual synchronisation is required by the safety case) with offsite power source (or another running source) for conducting surveillance and recovery from a LOOP/SBO condition,
- c) override emergency mode of operation with interlocks to prevent human errors or spurious switchover.

5.2 Power capabilities

5.2.1 Application

The DG unit shall have continuous and short-time ratings that reflect the output capabilities of the DG unit in accordance with the requirements of 5.1 and the following:

- a) Inspections and scheduled maintenance shall be performed periodically.
- b) Unscheduled maintenance shall be performed in accordance with the need as indicated by the periodic inspections and operating experience.

5.2.2 Operation

The DG units may be utilized to the limit of their power capabilities, as defined by the continuous and short-time ratings.

Operating a DG unit at load levels less than 30 % of rated output for extended time periods impacts the unit negatively. The most common consequence is engine exhaust sooting or wet stacking. This condition occurs when a diesel engine's unused/unburned fuel, carbon particles, and accumulated moisture gather around the exhaust system components and leak through the exhaust slip joints. This mainly occurs when the engine is operated at light loads for a long period of time due to low heat in the cylinders. No-load or low-load operation of the DG unit for an extended duration can occur following an emergency start with the preferred power source available to the DG unit bus. Unless time and load parameters for light-load and no-load operations are established by tests and documentation, the following precautions shall be taken:

- a) When 4 h operation at 30 % or less of the continuous rating has been accumulated (without at least 0,5 h operation above 50 % of the continuous rating), the unit shall be operated at a load of at least 50 % of the continuous rating for a minimum of 0,5 h.
- b) Operating at load levels other than those described in 5.2.2 step a) shall be restricted to the manufacturer's recommendations.

5.3 Interactions

Independence between DG units shall not be compromised. Mechanical and electric system interactions between a particular DG unit and other units of the standby power supply, the nuclear side of the plant, the non-nuclear side of the plant, and the safety class electrical system shall be coordinated in such a way that the DG unit's design function and capability requirements of 5.1 can be realized for any design basis event, except failure of that DG unit.

5.4 Design and application considerations

Design and application considerations shall include, but not necessarily be limited to, the considerations listed in Table 1.

Table 1 – Design and application considerations

Item	Consideration
1	Avoidance of common-cause failures between units of the standby power supply
2	Single failure criterion as applied to the standby power supply
3	Matching of the diesel engine, generator, excitation system, voltage regulator, and governor
4	Energy for operation of the control, protection, and surveillance system
5	Control, protection, and surveillance systems
6	Lubrication system and equipment
7	Selection of air, water, or other means of cooling
8	Supply of cooling medium and ambient air temperature
9	Cooling system and equipment
10	Selection of electric, pneumatic, or other means of starting
11	Supply of starting energy
12	Starting system and equipment
13	Supply, temperature, and quality of combustion air
14	Combustion air system and equipment
15	Storage of fuel
16	Fuel supply system and equipment
17	Removal of products of combustion
18	Equipment design life
19	Service environment
20	Seismic design

Item	Consideration
21	Design load, including effects of frequency and voltage variations
22	Time available between receipt of start signal and initiation of load sequence
23	Description of loading sequence with time durations of application of individual loads
24	Maximum time available between receipt of start signal and acceptance of design load
25	Accommodation of loading sequence and time duration for application of individual loads
26	Load performance characteristics (transient and steady-state)
27	Continuous rating
28	Short-time rating
29	Light-load or no-load operation
30	DG unit performance characteristics, including transient characteristics (cold/hot engine kW and generator step-change kVA) and any applicable engine derating due to service environment (see item 19)
31	Electric fault conditions
32	Electric transients, including surge voltages
33	Insulation and temperature rating of electric equipment insulation systems for operating and quiescent conditions
34	Creepage and clearance distances for electric equipment contacts
35	Electrically induced thermal effects
36	Mechanically induced thermal effects
37	Thermal shock
38	Mechanical shock
39	Operating cycles that might cause thermally induced stresses
40	Physical configuration and mechanical support of attached auxiliaries, accessories, hardware, piping, wire and cable, and raceways
41	Handling during manufacture, shipping, storage, and installation
42	Fire protection system: separation between units, and possible damaging effects by actual or inadvertent operation
43	Tornado depressurization's air intake impact
44	Separation criteria between Classes 1, 2 and 3 (IEC 61226 classification) and safety class and non-safety class 1E (IEEE classification) wiring
45	Operational vibration
46	Monitoring DG units during accident and post-accident conditions
47	Design considerations for testability and synchronizing capability
48	Annunciation of protective devices that initiate DG unit trip
49	Communication means between the DG unit room and control room(s)
50	Fire protection interlocks and alarms with regard to personnel safety
51	Data acquisition system

5.5 Design features

5.5.1 Mechanical and electrical design features

5.5.1.1 General

The DG unit is subjected to mechanical stresses associated with the centripetal and centrifugal forces of the moving parts inside it in a specified operational range. In addition, the DG unit is subjected to transients in the electrical system such as mis-synchronised closure of output breaker, electrical faults or sudden load changes. The DG unit shall be designed to mechanically withstand the maximum anticipated vibrations and transients.

The DG unit shall be designed to mechanically withstand the maximum anticipated electrical transients. Typical types of transients include out-of-phase breaker closure and electrical faults.

Manual synchronization of the DG unit can result in out-of-phase breaker closure. The manufacturer should define limits (out of phase closure) and ensure the DG unit can withstand linear and torsional vibrations within the specified limits. The DG output breaker design should preclude out-of-phase closure such as the use of a synchronizing check relay if the allowable limits are exceeded.

When a short circuit is suddenly applied at the end of the generator winding, the electrodynamic force can cause the end of the coil to be deformed or even damage the insulation.

Overvoltage in stator and rotor windings of diesel generators is harmful to generator insulation. Powerful impulse current in stator winding, combined with overvoltage, can lead to breakdown of weak insulation links.

Diesel generators can produce violent vibration, which can cause strong and destructive mechanical stress on some structural components. Some designs can incorporate a coupling that separates the engine from the generator during severe fault conditions to avoid damage to the DG unit.

5.5.1.2 Vibration

Vibration amplitudes shall be limited to be within the design capabilities of the DG unit and auxiliary components. Solenoids, relays, piping, and other devices shall be mounted in such a way as to reduce vibration effects.

Torsional and linear vibrations resulting from unbalance of rotating parts, torque reaction to firing in cylinders, misfiring in cylinders, etc. should be minimized. Resonance condition shall be analysed for all operating modes to ensure that the DG unit can operate safely. The analytical results should be verified during type testing.

5.5.1.3 Torsional vibration

Harmful torsional vibration stresses shall not occur within a range from 10 % above to 10 % below rated idle speed and from 5 % above to 5 % below rated synchronous speed.

5.5.1.4 Overspeed

Moving parts shall be designed to withstand that level of overspeed that results from a short-time rating load rejection. Margin shall be provided to allow the overspeed device to be set sufficiently high so that the unit will not trip on short-time rating load rejection. As a minimum, the generator rotor, exciter rotor (if used), and flywheel shall be designed to withstand an overspeed of 25 % without damage.

5.5.1.5 Governor operation

If the diesel engine is equipped with both the isochronous (non-paralleled) mode and the droop (paralleled) mode, the diesel engine shall operate in both the isochronous mode and the droop mode. Provisions shall be included to automatically place the engine governor in the proper mode of operation when the DG unit is required to operate automatically (see 5.5.2.2). The diesel engine shall be placed in isochronous (emergency) mode when in standby.

5.5.1.6 Voltage regulator operation

If the diesel engine is equipped with both the isochronous (non-paralleled) mode and the droop (paralleled) mode, the voltage regulator shall operate automatically in both the isochronous and the droop modes. Provisions shall be included to automatically place the voltage regulator in the proper mode of operation when the DG unit is required to operate automatically (see 5.5.2.2). The voltage regulator shall be placed in isochronous (emergency) mode when in standby. Annex D provides additional information on the influence of voltage regulating equipment on DG unit surveillance testing.

5.5.1.7 Generator output circuit breaker

The successful operation of the generator output circuit breaker is critical for DG unit for power delivery to the plant loads. The design shall include the following design features, which shall operate automatically and safely when required by plant conditions:

- a) energising the safety class buses to support DG unit loading tests,
- b) energising the isolated bus for LOOP, accident actuation signal concurrent with LOOP, and for routine testing,
- c) restoring the diesel loads back to preferred power supply system without deenergising or tripping loads,
- d) precluding out-of-phase closure that can result in unacceptable engine vibrations. A synchronizing check relay with automatic breaker closure is the preferred method of preventing out-of-phase closure.

Periodic testing of these features in service is defined in 8.4.

Circuit breaker design and testing features should follow the IEEE C37 standards (or applicable clauses of IEC/IEEE common standards such as IEC/IEEE 62271-37-013 where appropriate.

5.5.1.8 Fuel oil storage and supply systems

The fuel oil storage and supply systems are necessary to support the operation and function of the DG unit. System-specific design and component features are included in diesel fuel standards, for example ANS 59.51 and DIN EN 590.

5.5.1.9 Starting energy capacity

5.5.1.9.1 General

The DG unit starting system shall be designed to provide multiple starts/attempts in accordance with the following minimum requirements:

- a) DG unit restart after failing to start in response to LOOP or an accident signal,
- b) DG unit restart attempts are not necessarily required to meet the safety analysis start time requirement,
- c) provide for start and operation of the DG unit in response to LOOP or an accident signal during or immediately following periodic testing of the DG unit.

5.5.1.9.2 Capacity of starting air system

Each DG unit air start system shall consist of two independent sub-systems supplying the engine mounted distribution apparatus. Each sub-system shall have the capability and capacity to meet the following requirements:

- a) The minimum required energy storage capacity for each air start sub-system shall support at least two DG unit restart attempts after failing to start during a LOOP or an accident signal demand. Minimum starts = 1 failed attempt + two subsequent additional attempts = 3 start attempts.

- b) The recommended energy storage capacity for each air start sub-system should provide additional capacity to accommodate possible troubleshooting and subsequent return-to-service testing. The 3 minimum starts requirement above + 2 additional troubleshooting/return-to-service starts means 5 start capacity in each independent sub-system is recommended.

5.5.1.9.3 Capacity of DC starting system

The DC starting system shall be designed to provide multiple starts/attempts in accordance with the following minimum requirements:

- a) The minimum required energy storage capacity shall support at least two DG unit restart attempts after failing to start during a LOOP or an accident signal demand. Minimum starts = 1 failed attempt + two subsequent additional attempts = 3 start attempts.
- b) The DC starting system shall be able to supply DC power to the DG unit immediately following an availability test (i.e., monthly or semi-annual test) and a system operation test. In case of designs that have battery chargers with capacity to support DG unit field flash and nominal DC load, the capacity of the battery might not be required to include considerations of these periodic tests.
- c) The recommended energy storage capacity for the DC starting system should provide additional capacity to accommodate possible troubleshooting and subsequent return-to-service testing. Like the air start system recommendation, a 5-start capacity in each independent starting DC system is recommended when redundant DC systems are used per DG unit.

See Annex E for further information.

5.5.2 Control

5.5.2.1 Control modes and monitoring

The DG unit shall be provided with control systems permitting automatic and manual control from the main control room, the remote-control panel (if panel is required by plant design), and local control panel in the DG unit room. These locations should also have monitoring capability to assure safe and successful operation of the DG unit.

5.5.2.2 Emergency control

Upon receipt of an emergency start signal, the automatic control system shall provide automatic start-up and automatic adjustment of speed and voltage to a ready-to-load condition in the emergency (isochronous) mode according to the following conditions:

- a) During routine surveillance testing performed to demonstrate operability of the DG unit, an emergency start signal shall override all other operating modes and return control of the DG unit to the automatic control system.
- b) An emergency start signal shall not override any manual non-operating modes such as those for repair and maintenance including testing performed post maintenance.

5.5.2.3 Control points

Provisions shall be made for control from the main control room, remote control panel (if applicable) and the DG unit room.

5.5.2.4 Control power

Battery systems for control power, starting, and field flashing shall be sized per IEEE Std 485, or IEEE Std 1115, or equivalent international standards, and according to postulated number of starts over an extended duration without capability to recharge. (See 5.5.1.8 and Annex E for further discussion.)

5.5.3 Status information

5.5.3.1 Indication, annunciation systems and communication

During surveillance activities, the DG unit shall provide indication in the main control room to display DG unit status (i.e., under test, ready-standby, lockout) and annunciate the occurrence of abnormal, pre-trip, or trip conditions.

To facilitate the diagnosis of failure or malfunction, the annunciation system shall indicate which of the DG unit protective trips was activated first.

The local control panel should annunciate the specific parameter or component/system that resulted in the abnormal condition.

A means of communication shall also be provided between DG unit testing locations and the main control room to confirm that the operators know the status of the DG unit under test.

5.5.3.2 Modes to indicate

As a minimum, the following conditions shall be indicated in the main control room and local panel:

- a) unit not running and available,
- b) unit running, not loaded,
- c) unit running, loaded,
- d) unit out of service (e.g., not available due to maintenance or locked out),
- e) unit running, not available (e.g., running post maintenance and not available).

5.5.3.3 Instrumentation

The following systems shall have sufficient mechanical and electrical instrumentation and display of the variables required for successful operation and to generate the abnormal, pre-trip, and trip signals required for indication or alarm of such conditions:

- a) starting system,
- b) lubricating oil system,
- c) fuel systems,
- d) primary cooling system,
- e) secondary cooling system,
- f) combustion air system,
- g) exhaust system,
- h) generator,
- i) excitation system,
- j) voltage regulation system,
- k) governor system.

5.5.4 Protection

DG unit operation is needed to ensure the functions of core cooling, protection of the reactor, and the associated fission product barriers are maintained. During an emergency condition, protecting the plant and the health and safety of the public is the primary objective over the protection of the DG unit. The initial hours of core cooling following a design basis event are critical, and spurious trips of DG units should not compromise nuclear safety. Therefore, the automatic protective features for the DG unit should be prevented from tripping the machine during emergency operation unless the abnormal condition will result in immediate catastrophic failure of the generator or engine. Typically, the main protective features that prevent immediate catastrophic failure include differential current protection for a fault in the generator windings and the engine/generator overspeed protection. Some designs retain overcurrent trip as this trip is also considered critical for prevention of a catastrophic failure.

The remaining electrical and mechanical protective features protect the machine from longer term degradation so that action can be taken to protect the DG unit. The machine can generally operate for an extended period of time with limited degradation in support systems (e.g. leaks in cooling or lube oil systems) and continue to provide power to the emergency loads required to protect the plant. These non-critical protective devices should be prevented from tripping the generator but the actuation should be indicated. The abnormal condition should be annunciated in the Main Control Room and allow the plant operator to determine the relative merits of the continued operation of the DG unit based on plant conditions and the other available AC power sources that can provide power. These protective features typically include:

- generator ground (earth) fault protection for a high impedance grounded generator,
- generator loss of field protection,
- generator over and under frequency protection,
- generator volts/hertz protection,
- generator reverse power protection,
- generator overload protection,
- generator negative sequence current protection.

For the non-critical protection features, the following apply:

- a) They shall be blocked from automatically tripping the DG unit when operating in an emergency mode. The bypassing of non-critical trips shall be indicated in the plant main control room and at the local control panel.
- b) If non-critical protective features are retained during emergency operating mode, then two or more independent measurements of each of these parameters with coincident trip logic shall be provided. The design of the coincident trip logic circuitry shall provide alarm for each individual sensor initiation and shall include the capability to indicate individual sensor trips. All protective devices shall remain effective during the DG unit testing, and during operation in non-emergency conditions. Other periodic tests that demonstrate DG unit's system response under simulated design-basis events shall include protective trip bypass during emergency mode of operation (LOOP, accident, and accident/LOOP).
- c) When protective features are bypassed during emergency operating conditions, the circuitry shall include the capability to perform the following tasks:
 - 1) test the status and operability of the bypass circuits,
 - 2) trigger alarms in the main control room for abnormal values of all bypass parameters (common trouble alarms may be used), and
 - 3) manually reset the trip bypassed function. This action:
 - i) verifies that bypassed trips are not inadvertently re-enabled when the DG unit is in emergency mode,
 - ii) ensures that protective features are active when the DG unit is in the test mode or non-emergency mode.

6 Factory production testing

6.1 General

6.1.1 Implementation

Testing shall be performed in accordance with a written test plan. Factory acceptance test (FAT) of the complete DG unit skid shall be performed.

6.1.2 Documentation

Test documentation shall include the following:

- a) equipment performance specifications,
- b) identification of the specific feature or features to be demonstrated by the test,
- c) test plan,
- d) report of test results. The report shall be available upon customer request and include the following:
 - 1) objective,
 - 2) equipment tested,
 - 3) description of test facility (test setup), instrumentation used, including calibration records reference, and test environment,
 - 4) test procedures, including acceptance/rejection criteria,
 - 5) test data and accuracy (results),
 - 6) test abnormalities and failures, including their disposition and effect on test results,
 - 7) summary, conclusions, and recommendations,
 - 8) supporting data,
 - 9) approval signature and date.

6.1.3 Analyses

Although testing is preferred, analyses may supplement testing or be substituted for test, where testing is not practical, to demonstrate conformance to the criteria stated in Clause 5. Analysis shall include the bases of assumptions used. Report of analysis shall be available upon customer request.

6.1.4 Substitutions

When tests are performed at the manufacturer's or assembler's facilities, and not at the site, the exhaust muffler, intake air filter-silencer, and radiator (if applicable) normally used for shop tests may be substituted in place of the equipment to be provided for a specific site, since it is not practical to utilize the equipment and piping that will exist at the site or future sites for which the DG unit is being qualified. Results of tests shall be corrected to the condition of the service environment and design characteristics, including site exhaust muffler and intake air filter-silencer systems.

6.2 Specific production tests

6.2.1 General

The following tests are minimum requirements for factory production tests.

6.2.2 Engine tests

Each engine shall be tested, utilizing either a water brake dynamometer or a generator to provide accurate means to control power absorption. The following tests shall be performed as a minimum:

- a) Break-in test. Each manufacturer shall develop their own break-in schedule to best suit the engine.
- b) Performance test
 - 1) Test runs. After the engine has satisfactorily completed the break-in test, the following minimum tests with loading and duration recommended in Table 2 shall be run to establish the operating characteristics. These tests may be conducted in any order desired. The results from the test shall be within the design criteria.

Table 2 – Recommended load tests

Load of continuous rating %	Duration Hours
0 to 30	1
30 to 50	1
50	1
75	1
100	2
110	2

- 2) Data logging. Test logs of each of the above tests shall become a part of the records for a particular engine. The test logs shall include at least the following data:
 - i) speed (r/min),
 - ii) brake (hp or kW),
 - iii) brake specific fuel consumption,
 - iv) intake manifold pressure,
 - v) intake manifold temperature,
 - vi) individual cylinder exhaust temperature,
 - vii) turbocharger exhaust temperature,
 - viii) jacket water temperature (engine inlet and outlet),
 - ix) jacket water pressure (engine inlet),
 - x) lube oil temperature (engine inlet and outlet),
 - xi) lube oil header pressure (engine inlet),
 - xii) type of fuel and fuel heat content,
 - xiii) barometric pressure,
 - xiv) intake air temperature,
 - xv) ambient temperature and relative humidity.

6.2.3 Generator tests

As a minimum, generator testing should be in accordance with NEMA MG 1 or equivalent IEC standards such as the IEC 60034 series for rotating electrical machines, or other applicable national standards.

6.2.4 Excitation, control, and other accessories /auxiliaries

All such devices and assemblies shall be tested in accordance with the manufacturer's standard practice.

7 Qualification requirements

7.1 General

The DG units applied as part of the standby power source shall be qualified in accordance with the requirements of this clause⁷. This qualification will provide verification that the unit will meet the requirements of Clause 5 under all expected environmental conditions. Qualification shall be accomplished by performance of type tests on unaged equipment in 7.2, by analysis or testing in 7.3, and by functional testing as required in 7.4 following any ageing or seismic testing. All qualification shall be performed in accordance with a written plan that defines analyses and tests to be performed, parameters to be monitored during tests, test instrumentation, and acceptance criteria for equipment. Additional tests might be necessary to ensure site specific requirements are satisfied.

7.2 Initial type tests

7.2.1 General

DG units not previously type-tested as standby power sources for nuclear facilities shall be subject to a type testing program consisting of load capability, start and load acceptance, and margin tests. It is preferred that these tests be performed at the engine manufacturer's or assembler's factory; however, they may be conducted at the site if certified calibration instrumentation is provided to measure and record the same functions and characteristics normally measured under factory testing conditions. As a minimum, the generator nameplate capacity and overload capacity should be verified as a baseline for future trending.

Type tests may be performed on one or more units, and qualification of one unit will qualify like units of that type for equal or less severe service. If start and load acceptance tests (see 7.2.3) are performed using more than one identical unit, then each of these units shall be tested for load capability (see 7.2.2) and margin (see 7.2.4).

Type tests shall be performed following successful completion of the factory production tests. Following the successful completion of these type tests, the equipment shall be inspected in accordance with the manufacturer's standard procedure, and inspection results shall be documented.

7.2.2 Load capability tests

These tests demonstrate the capability of the DG unit to carry the rated loads at rated power factor for the period of time indicated, and to successfully reject load in accordance with 8.2.2.5. One successful completion of the test sequence shall satisfy this particular requirement. The load capability test sequence shall be as follows:

- a) Load equal to the continuous rating (real and reactive) shall be applied for the time required to reach engine temperature equilibrium.

⁷ The requirements for qualification in this clause are based on IEC/IEEE 60780-323 and IEEE Std 627 as applicable to DG units to ensure that the equipment can perform within its specification requirements.

- b) Immediately following item a) above, the short-time rating load (real and reactive) shall be applied for a period of 2 h and the continuous rated load shall be applied for a period of 22 h.
- c) The short-time rating load rejection test shall be performed. The load rejection test will be acceptable if the increase in speed of the diesel engine does not exceed 75 % of the difference between nominal speed and the overspeed trip set point, or 15 % above nominal, whichever is lower.
- d) Light-load or no-load capability as described in 5.1.2.4 shall be demonstrated by test. Light-load or no-load operation shall be followed by a load application ≥ 50 % of the continuous kilowatt rating for a minimum of 0,5 h or as prescribed by the engine manufacturer.

7.2.3 Start and load acceptance tests

A series of tests shall be conducted to establish the capability of the DG unit to start and accept load within the period of time necessary to satisfy the plant design requirement. An acceptable start and load acceptance test is defined below; however, other methods with proper justification might be found equivalent for the level of reliability to be demonstrated.

A total of 100 valid start and load tests shall be performed with no failures allowed. Failure of the unit to successfully complete this series of tests, as prescribed, will require a review of the system design adequacy, the cause of the failures to be corrected, and the tests continued until 100 valid tests are achieved without any failure. The start and load tests shall be conducted as follows:

- a) Engine cranking shall begin upon receipt of the diesel start signal, and the DG unit shall accelerate to specified frequency and voltage within the required start time.
- b) Immediately following step a), the DG unit shall accept a single-step load ≥ 50 % of the continuous kilowatt rating. Load can be totally resistive or a combination of resistive and inductive loads.
- c) At least 90 of these tests shall be performed with the DG unit initially at warm standby based on jacket water and lube oil temperatures at or below values recommended by the engine manufacturer. After load is applied, the DG unit shall continue to operate until jacket water and lube oil temperatures are within $\pm 5,5$ °C (± 10 °F) of the normal engine operating temperatures for the corresponding load.
- d) At least 10 tests shall be performed with the engine initially at normal operating temperature equilibrium defined as jacket water and lube oil temperatures within $\pm 5,5$ °C (± 10 °F) of normal operating temperatures, as established by the engine manufacturer for the corresponding load.
- e) If the cause for failure to start or accept load in accordance with the preceding sequence falls under any of the categories listed below, that particular test shall be disregarded, and the test sequence shall be resumed without penalty following identification and correction of the cause for the unsuccessful attempt.
 - 1) Unsuccessful start attempts that can definitely be attributed to operator error, including setting of alignment control switches, rheostats, or potentiometers, or other adjustments that might have been changed inadvertently prior to that particular start test.
 - 2) Tests performed for verification of a scheduled maintenance procedure required during this series of tests. This maintenance procedure shall be defined prior to conducting the start and load acceptance tests and will then become a part of the normal maintenance schedule after installation.
 - 3) Tests performed in the process of troubleshooting. Each start attempt performed in the troubleshooting process shall be defined as such before a start attempt is made.
 - 4) Successful start attempts that were terminated intentionally without loading.
 - 5) Failure of any of the temporary service systems such as DC power source, output circuit breaker, load, interconnecting piping and wiring, and any other temporary setup that will not be a part of the permanent installation.

7.2.4 Margin tests

Tests shall be conducted to demonstrate the DG unit capability to start and carry loads that are greater than the magnitude of the most severe step load within the plant design load profile, including step changes above base load. The limiting case step change over base load as defined by the design load profile shall be demonstrated. This is not necessarily the largest step change but can be a smaller step change as the full-load capability of the DG unit is approached. These tests may be combined with the load capability or start and load acceptance tests. At least two margin tests shall be performed using either the same or different load arrangement. A margin test load at least 10 % greater than the magnitude of the most severe single-step load within the load profile is considered sufficient for the margin test. The magnitude and duration of frequency and voltage excursions recorded may exceed those values specified for the plant design load but both should be restored to nominal steady state values. The criteria for margin tests are as follows:

- a) demonstrate the ability of the generator and excitation system to accept the margin test load (usually the low power factor, high inrush, and high starting current of a pump motor) without experiencing instability resulting in generator voltage collapse, or significant evidence of the inability of the voltage to recover,
- b) demonstrate that there is sufficient engine torque available to prevent engine stall, and to permit the engine speed to recover, when experiencing the margin test load.

7.3 Ageing

7.3.1 General

Methods for managing ageing are described in this subclause for the applicable conditions listed in 5.1.2.2, which are determined to be significant. The management of ageing for DGs should be performed in accordance with IEEE 1205, IEC 62342 and IEC/IEEE 60780-323.

7.3.2 Equipment important to safety

Components and assemblies within the scope of this document (see Figure 1) shall be classified into one of the two following categories:

- a) Components and assemblies required to enable the DG unit to meet its capabilities in 5.1 (hereinafter called the safety-related/important to safety function). These components and assemblies require consideration of ageing as a potential cause for common cause failures. Examples can include the governor, generator, cable, excitation system, engine, starting air solenoid valves, and those gaskets and seals that are used to prevent leakage that degrades unit performance.
- b) Components and assemblies not required to perform a safety function. Each of these non-safety/equipment important to safety class components or assemblies require verification that its failure or malfunction will not degrade a safety function. This may be accomplished by testing or analysis. Examples can include generator resistance temperature detectors (RTDs), space heaters, starting air compressors, keep-warm heaters and pumps, and those gaskets and seals whose failure will not degrade unit performance.

7.3.3 Ageing classification

Further classification of the safety-related/important-to-safety components identified in 7.3.2 item a) is required to address the potential for age-related failures. The categories in Table 3 illustrate this classification.

Table 3 – Format for component ageing classification (see Annex B)

Component	Items with age-related failure mechanisms	Method of ageing qualification	Items without age-related failure mechanisms
List specific component (e.g., generator, motor, engine, pump, control panel, tanks, governors, solenoid valves, valves, voltage regulator/excitation systems, circuit breaker)	List all items or materials within that component that have age-related failure mechanisms (e.g., gaskets, insulation, bearings, non-metallics, electrical insulation)	List the method used, (e.g., accelerated ageing (IEC/IEEE 60780-323)) Periodic replacement analysis, operating experience seismic (IEC/IEEE 60980-344)	List all items or materials within that component that do not have age-related failure mechanisms (e.g., metal component, ceramic component)

Components without significant age-related failure mechanisms may be excluded. For example, it is recognized that cast iron used in the basic engine block will not represent a potential age-related failure mechanism over normal nuclear service life.

Following classification, those components with potential age-related failures shall be qualified by testing (the preferred method), analysis, or a combination of test and analysis. Components with a resultant identified qualified life less than the overall qualified life objective shall have a maintenance/replacement interval defined. If ageing by test is used, it shall be followed by seismic qualification to meet IEC/IEEE 60980-344. In all cases, the documentation requirements of IEC/IEEE 60780-323:2016, Clause 8 and periodic replacement analysis (Subclause 7.4.1.9) shall be satisfied. An example of this process is given in Annex B.

7.4 Seismic qualification requirements

Seismic qualification in accordance with IEC/IEEE 60980-344 is required for all safety-class and important to safety components. Non-safety class components require analysis or test to show that they will not degrade the safety function of the unit during a seismic event. Seismic testing shall be followed by functional testing to verify the applicable capabilities.

7.5 Ongoing surveillance

7.5.1 General

Ongoing surveillance, including the periodic tests described in 8.4, may be used as a basis for the identification of equipment degradation and validation of the results of the ageing and aged equipment testing described in 7.3.

7.5.2 Preventive maintenance, inspection, testing, and monitoring

A separate preventive maintenance, inspection, testing, and monitoring program (see also 7.5.3) shall be established for the DG unit and all supporting systems based on the manufacturer's recommendations, or other alternative program with sufficient technical basis for DG units used in nuclear standby applications. These preventive maintenance, inspection, testing, and monitoring recommendations may be based on condition, operating hours, fixed time intervals, industry operating experience, or a combination of any of these. Programs shall include, as a minimum, specific procedures for each portion of the unit as follows:

a) Maintenance, inspection, and testing, shall include the following:

- 1) The engine, including the governor, overspeed trip device, internal components to the maximum extent practical, turbocharger, lube oil components, fuel oil components, jacket water components, starting components, cleaning, adequate lubrication, and water chemistry.
- 2) The generator and rotating exciter (if used), including insulation condition, bearings, cooling system, lubricating oil system, and space heaters (if applicable).
- 3) Electrical auxiliary equipment, including local engine and generator control, exciter and voltage regulator, and protection and surveillance components.

4) Subsystems, to include the following:

- i) Starting energy, typically consisting of air receiver tanks, compressors, piping, valves, and associated instrument and control devices, and reliable power supply.
- ii) Fuel oil, typically consisting of pumps, filters (two loops to conduct in-service filter replacement), strainers, piping, valves, and associated instrument and control devices.
- iii) Lube oil, typically consisting of pumps, filters, duplex strainers, keep-warm heaters and pumps, coolers, sump tanks, piping, valves, and associated instrument and control devices.
- iv) Cooling water, typically consisting of expansion tanks, heat exchangers, pumps, keep-warm heaters and pumps, piping, valves, and associated instrument and control devices.

b) Monitoring shall include the following:

- 1) DG unit monitoring practices shall follow those similar to ASME OM, Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants (Part 16, Performance Testing and Monitoring of Standby Diesel Generator Systems in Light-Water Reactor Power Plants), or other equivalent standards.

Electrical cabinets and/or enclosures should also be provided with thermography observation ports.

7.5.3 Records and analyses

Records shall be maintained for each DG unit to provide a basis for an analysis of the unit's overall performance. These records also provide a basis for verifying any assumptions made concerning age-related failure mechanisms. The documentation may also be used to shorten or extend the replacement intervals based on a comprehensive condition monitoring concept and maintenance strategies.

7.6 Modifications

Modifications to a previously qualified DG unit, such as governor, generator, overall system fly-wheel effect, excitation system characteristics, cooling media, or other accessories/auxiliaries that can change the capability or performance of a previously qualified DG unit shall be analysed to determine if the degree of change is major or minor.

- a) Major changes to a qualified engine, such as changes in stroke or bore, brake mean effective pressure, speed, or DG unit's arrangement in unique or different configuration shall be requalified in accordance with 7.6.
- b) Minor changes to a previously qualified DG unit, such as component parts substitution, or addition shall be qualified by analysis or testing, or both.

7.7 Documentation

Qualification documentation shall be in accordance with IEC/IEEE 60780-323 and shall include the following:

- a) service and environment (see 5.1.2.2),
- b) classification table of all components at different safety classes as described in IEEE and IEC safety classification systems,
- c) analysis/justification for non-safety class/important to safety components,
- d) classification table of different safety and non-safety classes of components with or without age-related failure mechanisms,
- e) justification of ageing methods for various components,
- f) test data for control panels, exciter/regulator (including seismic),
- g) test data for insulation systems testing,

- h) test data for seismic testing of smaller mechanical components,
- i) analytical data for seismic analysis of generator, engine, and major mechanical components,
- j) historical data/justification for items requiring periodic replacement,
- k) correlation of qualification program to instruction book information for periodic replacement, etc.

8 Site testing

8.1 Testing

Site testing shall consist of site acceptance testing, pre-operational testing, and periodic testing. Individual tests shall be as shown in Table 4.

Table 4 – Site testing

Reference	Tests	Site acceptance tests (8.2)	Pre-operational tests (8.3)	Availability tests (8.4.2.2)		System operation tests- refuelling/ two-year (8.4.2.3)	Independence tests 10 years (8.4.2.4)
				Monthly	Semi-annual		
8.2.2.2	Starting	X	—	—	—	—	—
8.2.2.3	Load acceptance	X	—	—	—	—	—
8.2.2.4	Rated load	X	—	—	—	—	—
8.2.2.5	Load rejection	X	—	—	—	—	—
8.2.2.6	Electrical	X	—	—	—	—	—
8.2.2.7	Subsystem	X	—	—	—	—	—
8.3.2	Reliability	—	X	—	—	—	—
8.5.2	Slow start	—	—	X	—	—	—
8.5.3	Load run	—	—	X	X	—	—
8.5.4	Fast start	—	—	—	X	—	—
8.5.5	LOOP	—	X	—	—	X	—
8.5.6	Accident signal	—	X	—	—	X	—
8.5.7	Combined accident and LOOP Signal	—	X	—	—	X	—
8.5.8	Largest load rejection	—	X	—	—	X	—
8.5.9	Design load rejection	—	X	—	—	X	—
8.5.10	Endurance and load	—	X	—	—	X	—
8.5.11	Hot restart	—	X	—	—	X	—
8.5.12	Synchronizing	—	X	—	—	X	—
8.5.13	Protective trip bypass	—	X	—	—	X	—
8.5.14	Protective trip verification	—	X	—	—	X	—
8.5.15	Test mode override	—	X	—	—	X	—
8.5.16	Independence	—	X	—	—	—	X

8.2 Site acceptance testing

8.2.1 General

After final assembly and preliminary start-up testing, each DG unit shall be tested at the site to demonstrate the capability of the unit to perform its intended function.

8.2.2 Tests

8.2.2.1 General

Tests to be applied to the DG unit are shown in Table 4 and are described in 8.2.2.2 to 8.2.2.7:

8.2.2.2 Starting test

Starting tests shall demonstrate the capability to attain and stabilize frequency and voltage within the limits and time defined in the equipment specification. The acceptance criteria for frequency and voltage shall be equal to or higher than the minimum required voltage and frequency within specified time allowance for the safety-related/important to safety loads.

8.2.2.3 Load acceptance test

Load acceptance tests shall demonstrate the capability to accept the individual loads that make up the design load, as described in Clause 5 and 7.2.3, in the desired sequence and time duration and to maintain the voltage and frequency within the acceptable limits. If the DG unit has a light-load or no-load operation capability, the load acceptance test sequence shall include consideration of the potential effects on load acceptance following such operation (also see 5.2.2).

8.2.2.4 Rated load test

Rated load tests shall demonstrate the capability of carrying the following loads for the indicated times without exceeding the manufacturer's design limits:

- a) A load equal to the continuous rating with consideration for power factor for the time required to reach engine temperature equilibrium plus 1 h.
- b) Immediately following the load in item a), the short-time rating load shall be applied for a period of 2 h.

8.2.2.5 Load rejection test

Load rejection tests shall demonstrate the capability of rejecting short-time rating load without exceeding speed or voltage that will cause tripping or component damage.

8.2.2.6 Electrical test

Electrical tests shall functionally demonstrate that the electrical properties of the generator, excitation system, voltage regulation system, engine governor system, and the control and surveillance systems are acceptable for the intended application and meet the steady state and dynamic design requirements for frequency, voltage, and power output.

8.2.2.7 Subsystem test

Tests shall demonstrate the capability of the control, protection, and instrumentation systems to function in accordance with the requirements of the intended application.

8.2.3 Test loads

Loads to be applied, carried, and rejected during site testing shall be the design load auxiliaries located at the station. Equivalent loads may be used if these auxiliaries cannot be operated for testing.

8.3 Pre-operational testing

8.3.1 General

Following completion of the site acceptance testing, pre-operational tests shall be performed to demonstrate starting and operational adequacy of the DG units and the system. Tests are discussed in 8.3.2 and 8.3.3.

8.3.2 Reliability test

Reliability tests shall demonstrate that an acceptable level of reliability has been achieved to place the new DG unit into operation. This shall be achieved by a minimum of 25 valid starts (e.g., 20 slow starts (8.5.2) to reduce wear and tear and 5 fast starts (8.5.4) and load-run tests (8.5.3) without failure on each installed DG unit. Annex C provides further information on DG unit reliability program elements.

8.3.3 Individual pre-operational tests

The individual pre-operational tests shall be as indicated in Table 4 and as described in 8.4.2.

8.4 Operational testing

8.4.1 General

After being placed in service, the DG unit shall be tested periodically to demonstrate that the continued capability and availability of the unit to perform its intended function is acceptable. Records and analysis described in 8.6 shall be maintained for all periodic tests. It is recognized that some of these tests may be combined and not necessarily performed individually. The periodicity of the testing is recommended based on operating experience. However, plant specific requirements or DG unit manufacturer provided guidance or plant safety case with a supporting technical basis shall be applied to override the frequency or periodicity of the tests provided in Table 4. The functional tests of redundant DG units shall be distributed evenly over the test interval (e.g., one test run of one train per week). It is not necessary to begin the periodic tests in 8.4.2 from standby conditions unless otherwise specified:

- a) Test equipment shall not cause a loss of independence between redundant DG units or between DG unit load groups.
- b) Periodic testing of a DG unit shall not impair the capability of the unit to supply emergency power in the required start time in response to start signals.
- c) All DG unit protective trips and alarms shall be operative and in calibration during applicable periodic testing.
- d) Written procedures for testing shall be prepared and utilized. The procedures shall include the manufacturer's applicable test recommendations, identify all special arrangements or changes in the normal plant system configuration required to perform the test and consider plant safety evaluation. The procedures shall be used to verify that the system is restored to its normal configuration after completion of the tests. All tests shall be in general accordance with the manufacturer's recommendations for reducing engine wear, including cool-down operation at reduced power followed by post-operation lubrication. Test procedures that involve starting and stopping the DG unit shall include the following steps that are pertinent to each specific test:
 - 1) Observe and record the pre-start data listed in Table 5.
 - 2) Initiate the start signal and measure and record the start time to voltage and frequency for all fast starts.
 - 3) Confirm that the generator voltage and frequency are maintained within the prescribed limits for the particular circumstances of each test.
 - 4) Record the parameters listed in Table 5 at the beginning of any load-carrying test and at the end of any load-carrying test and at 1 h intervals during the test, if applicable. The data shall be recorded under similar conditions for use in trending analyses.

- 5) Observe and record the post-test data listed in Table 5 after completion of the test.
- e) Communication shall be established between the DG unit testing location and the Main Control Room so that operators are cognizant of the status of the DG unit undergoing the test.
- f) During system operational tests, problems can arise with individual components that do not detract from the overall test purpose. These components shall be repaired and their interface with the system shall be retested; however, the total test need not be repeated unless necessary due to the critical function of the component involved.

Abnormal conditions discovered during any test shall be evaluated to determine if either of the following applies:

- the condition would prevent the DG unit from performing its intended function,
- the test is a valid test.

For the purposes of periodic testing, the DG unit shall not be operated greater than the OEM's established continuous ratings, other than for the provisions regarding loading to the short-term ratings in the endurance and load test (see 8.5.10).

8.4.2 Periodic tests

8.4.2.1 General

Periodic tests shall consist of availability, system operation, and independence verification tests.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

Table 5 – Test parameters

Parameter ^a	Pre-start	During test	Post-test
<u>Pressures</u>			
Lube oil: engine – inlet	X	X	—
Lube oil: turbo – inlet	X	X	—
Lube oil: engine – filter differential	—	X	—
Lube oil: turbo – filter differential	—	X	—
Combustion air manifold	—	X	—
Jacket water	—	X	—
Crankcase	—	X	—
Starting air	X	X	X
Fuel oil manifold	X	X	—
<u>Temperatures</u>			
Lube oil: engine – inlet and outlet	X	X	—
Jacket water: engine – inlet and outlet	X	X	—
Exhaust: each power cylinder	—	X	—
Exhaust: turbo outlet	—	X	—
Exhaust: exhaust manifold (if applicable)	—	X	—
Stator winding	—	X	—
<u>Electrical</u>			
Frequency	—	X	—
Power	—	X	—
Reactive	—	X	—
Current: generator – all phases	—	X	—
Voltage: generator – all phases	—	X	—
Current: field	—	X	—
Voltage: field	—	X	—
<u>Level</u>			
Lube oil: engine generator crankcase	X	X	X
Lube oil: generator bearing	X	X	X
Jacket water: standpipe or expansion tank	X	X	X
^a These parameters are considered the minimum requirements for this document (where applicable for the design of the DG unit). Additional parameters may be added for performance measurements.			

8.4.2.2 Availability tests

These tests demonstrate the continued capability of the DG to start and accept load. A frequency of once in 31 days (slow-start and load-run test) is recommended. The recommended test intervals are based on the need for lubrication (of bearings and cylinders), checks for potential leaks and other identified degradation mechanisms, in order to ensure that the DG is ready for operation.

Each DG unit shall be started as described in 8.5.2 and loaded as described in 8.5.3. In lieu of the above slow start test, once every six months a fast-start as described in 8.5.4 and load-run test as described in 8.5.3 shall be performed. It is permissible to extend the test intervals, provided the extension is documented in the safety case and based on operating experience and validated by reliable operation of the DG unit over a period of several years.

8.4.2.3 System operation tests

This series of tests demonstrates the ability of the DG unit to perform its intended function under simulated emergency conditions. These tests shall be performed at shutdown/refuelling outages or at a frequency of not more than every 24 months by performing the tests identified in Table 4. Certain tests may be conducted during the operating mode if the tests can be evaluated to be safely performed without increasing the probability of plant trip, loss of power to the safety buses, or LOOP.

8.4.2.4 Independence verification test

This testing involves demonstrating that the trains of standby electric power are independent at a frequency of once every 10 years (during a plant shutdown), or, subsequent to any modifications where DG unit independence might have been affected (whichever is shorter), by starting all redundant units simultaneously to identify certain common-cause failures undetected in single DG unit tests (see also Table 4).

8.5 Test description

8.5.1 General

The following descriptions apply to the tests listed in Table 4. These tests shall be preceded by a pre-lube period and shall be in general accordance with the manufacturer's recommendations for reducing engine wear, including cool-down operation at reduced power followed by post-operation lubrication. Unless otherwise noted, these tests shall be performed at a power factor as close as practicable to the design load power factor as plant voltage conditions permit.

8.5.2 Slow-start test

Demonstrate proper start-up from standby conditions and verify that the required design voltage and frequency are attained. The unit can be slow-started and reach rated speed on a prescribed schedule to reduce stress and wear on the DG unit.

8.5.3 Load-run test

Demonstrate load-carrying capability, with load equivalent to 90 % to 100 % of the continuous rating of the DG unit, for an interval of not less than 1 h and until attainment of temperature equilibrium has been attained. This test may be accomplished by synchronizing the generator with offsite power. Testing may be performed at unity power factor or at a lagging power factor within the DG unit capability. The loading and unloading of a DG unit during this test shall be gradual and based on a prescribed schedule that is selected to reduce stress and wear on the DG unit.

8.5.4 Fast-start test

Demonstrate that each DG unit starts from standby condition (if a plant has normally operating pre-warm systems, this would constitute its standby condition) and verify that the DG unit reaches required voltage and frequency within acceptable limits and time, as defined in the plant technical specifications or operating procedures.

8.5.5 Loss of offsite power (LOOP) test

Demonstrate by simulating a loss of offsite power that accomplishes the following:

- a) The safety class buses are de-energized and the loads are shed from these buses.
- b) The DG unit starts on the emergency start signal from its standby conditions, attains the required voltage and frequency, and energizes permanently connected loads within acceptable limits and time, energizes all auto-connected shutdown loads through the load sequencer, and operates for greater than or equal to 5 min. If the required safety loads are not available, the applicable circuit for breaker open/close signal should be verified and one or more equivalent load(s) may be used to make up the load for DG unit testing.

8.5.6 Accident signal test

If required by safety analysis, demonstrate that on an accident signal, the DG unit starts in the emergency mode of operation from its standby condition, attains the required voltage and frequency within acceptable limits and time, and operates on standby for a minimum of 5 min.

8.5.7 Combined accident and LOOP test

Demonstrate that a DG unit can satisfactorily respond to a LOOP in conjunction with an accident signal (if required per safety analysis) in whatever sequence they might occur (e.g., loss-of-coolant accident (LOCA) followed by delayed LOOP, or LOOP followed by LOCA). For a discussion of sequential events, see F.2.7.2. A combined LOOP/accident event would be demonstrated by verifying the following:

- a) The safety class buses are de-energized and the loads are shed from these buses.
- b) The DG unit starts on the emergency start signal from its standby conditions, attains the required voltage and frequency within acceptable limits and time, energizes the auto-connected accident loads through the load sequencer within the acceptable limits of load start time, and operates for a minimum of 5 min. The automatic load sequencing can involve pumps that inject borated water into a system. These loads should have a recirculating capability such that actual injection of water does not occur (e.g., containment spray pump can involve actual spraying in the containment). Some designs have loads that are started through a sequencer timer and a process signal such as temperature or pressure. These loads should be started as appropriate.

8.5.8 Largest-load rejection test

Demonstrate the DG unit's capability to reject a load equal to 90 % to 100 % of the largest single load at a power factor selected to reduce generator and exciter degradation and verify that the unit will not trip on overspeed. Verify the generator parameters (voltage, current and frequency) are within allowable range immediately after opening the load circuit breaker.

8.5.9 Design-load rejection test

Demonstrate the DG unit's capability to reject a load equal to 90 % to 100 % of the design loads at a power factor selected to reduce generator and exciter degradation and verify that the unit will not trip on overspeed. Verify the generator parameters (overspeed, voltage, current and frequency) are within allowable range immediately after opening the load circuit breaker.

8.5.10 Endurance and load test

Demonstrate load-carrying capability of the DG unit at continuous rating (real and reactive) and for an interval of not less than 24 h, of which 2 h shall be at a load equivalent to the short-time rating of the DG unit (e.g., 105 % to 110 %) and 22 h at a load equivalent to 90 % to 100 % of the continuous rating. Verify that voltage and frequency requirements are maintained. Where a DG is required by the safety case to run for longer than 24 h, consideration should be given to increasing the endurance and load test to align with the safety case requirements specifically with consideration to management of consequences of a severe accident.

A minimum of 1 h of the endurance and load test shall be performed at design power factor. Test limitations (e.g., high bus voltage) can prevent achieving the desired reactive value. In this case, the bus voltage, maximum achieved reactive loading, field voltage, and field current shall be recorded.

8.5.11 Hot restart test

Demonstrate hot restart functional capability at full-load temperature conditions (within 5 min after the DG unit has operated for 2 h at continuous rating) by verifying that the DG unit starts on a manual or emergency start signal, attains the required voltage and frequency within acceptable limits and time, and operates for a minimum of 5 min. This test may be performed following the endurance and load test described above.

8.5.12 Synchronizing test

This test demonstrates the ability to accomplish the following:

- a) synchronize the DG unit with offsite power while the DG unit is connected to the safety buses which can be loaded,
- b) transfer this load to the offsite power,
- c) isolate the DG unit,
- d) restore the DG unit to standby status.

8.5.13 Protective-trip bypass test

This test demonstrates that specified automatic DG unit trips are automatically bypassed as designed. Typically, engine overspeed and generator differential current trip and those trips retained with coincident logic are not bypassed.

This testing can be performed with the DG unit offline and simulated actuation of each trip signal. The cumulative testing shall have overlapping requirements to verify that the complete logic is tested.

8.5.14 Protective-trip verification test

The tests shall verify that the critical protective trips perform their intended function and are not bypassed during emergency conditions.

This testing can be performed with the DG unit offline and simulated actuation of each trip signal. The cumulative testing shall have overlapping requirements to verify that the complete logic is tested.

8.5.15 Test mode override test

For those DG units equipped with a test mode override, demonstrate that with the DG unit operating in the automatic test mode while connected to its bus, a simulated accident signal overrides the test mode by doing the following:

- a) returning the DG unit to emergency operating mode or standby condition,
- b) automatically energising the emergency loads from offsite power.

8.5.16 Independence test

Demonstrate that, by starting and running (unloaded) redundant units simultaneously every 10 years, potential common failure modes that might be undetected in single DG unit tests do not occur. See also 8.4.2.4.

8.5.17 Battery testing

Dedicated battery systems that are part of the DG unit shall be maintained and tested according to IEEE Std 450 or IEEE Std 1106 or other national or international standards, as required, for maintenance and testing.

8.6 Records

Records shall be maintained for each DG unit to provide a basis for an analysis of the unit's overall performance. The records shall be retrievable and shall provide a basis for verifying any assumptions made. The documentation may also be used to shorten or extend the replacement intervals or to extend equipment or station life. The records shall include, at minimum, the following features:

- a) all start demands and all load-run demands, including those from bona fide signals, maintenance, repair, and out-of-service time histories, as well as cumulative maintenance and operating data, together with results of operation of the DG unit when required by actual demand,
- b) critical failure mechanisms observed during failures to start, load run failures, human errors, and common cause failures, including cause and corrective action,
- c) test parameter data indicated in Table 4 that can have application for reliability and data trending.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

Annex A (informative)

Method for establishing steady state load profile for diesel-generator units

The load profile shows the magnitude and duration of loads applied in a prescribed time sequence, including the transient and steady-state characteristics of the individual loads for the most severe conditions, including both the automatically and manually sequenced loads. The DG unit is typically specified in the design stage before the actual characteristics of these loads are known. Initial sizing of the DG unit should have sufficient margin so as not to rely on the short-time capability of the unit to meet the load profile requirements. Most of these loads are applied to the DG unit in a combination of load blocks sequenced to meet the safety analyses requirements of the plant and to best suit the design objectives of the power plant. Some loads can be process (setpoint) driven or manually initiated such that their exact sequence might not be known. The capacity/capability of the DG unit should be evaluated for potential start of process related loads concurrent with normally sequenced loads to ensure adequate recovery of voltage and frequency. Judgment can be required to establish a bounding load condition for the DG unit load profile. The DG unit should have an overload capacity to support operation of large motors at runout conditions that might be experienced during large breaks of steam lines or reactor coolant lines. The majority of the loads are important to safety pumps and fans driven by induction motors. Knowledge of the characteristics of each load within the load block is essential to establish the rating of the DG unit and critical for accelerating large loads in rapid succession.

For each electrical system in the plant, the voltage and frequency range for continuous operation of connected loads and DG capability should be defined. An approach to establishing the allowable voltage and frequency range is discussed in Annex F. Some design features that require consideration when the DG unit is operating at the extremes of the allowable range are also discussed in Annex F.

The frequency and voltage behaviour during the DG unit loading sequence is complex to calculate. Various computer programs are available for analysing performance of the DG unit under simulated operating and load conditions. These same computer programs are generally employed in plant auxiliary system load flow, voltage drop, and short-circuit analyses. The detailed distribution system models developed and used in these programs should be employed in the DG unit's performance analysis. Computer analysis should verify that at each load block, the loads' minimum terminal voltage and the nominal rating of the DG unit are not exceeded.

NOTE 1 Details on the requirements of the analytical tools and recommendations for studies are given in IEC 62855.

Before all loads are known in detail, the following approach can be used to properly size the diesel engine and a comprehensive analytical study can be performed:

- a) identification of each load block and its application with respect to time sequence using input from the safety analyses,
- b) type of loads in each load block (e.g., resistive load, rectifier, inverter, induction motor driven pump, fan, blower, valve, transformer, etc),
- c) available time to attain rated conditions (voltage and frequency) prior to load block acceptance,
- d) load characteristics:
 - 1) resistive loads: kilowatts (kW) at max. continuous voltage,
 - 2) rectifier and inverter loads: kilovolt amperes (kVA) and kilowatts (kW) at rated voltage and load (to account for loading conditions after loss of power for a longer period),

- 3) motor loads dynamic characteristics can be estimated with the following information:
- i) rated nameplate voltage, frequency, and speed,
 - ii) power (kW) requirement at maximum continuous operating conditions (e.g., high frequency and high flow for pumps at runout conditions, fans and blowers), for these conditions include current, power factor and efficiency,
 - iii) locked rotor characteristics at rated voltage, including starting power factor and locked rotor current,
 - iv) minimum torque requirements for starting and breakdown torque characteristics,
 - v) estimate of acceleration conditions at rated and minimum starting voltage (e.g., 70 % to 75 %) with connected load (pump, etc.). Load inertia should be considered as it can impact acceleration/deceleration time.

NOTE 2 Smaller motor operated valves can often be lumped together. Certain valve models have a high starting current that can cause substantial voltage drops in transformers and cables.

- 4) Loads supplied by transformers: In addition to the characteristics above, transformer efficiency and inrush current should be considered.

For some loads, accurate operating characteristics might not be available at the design phase. The following approximations can be used as an estimate:

- a) Conservatively estimate connected loads (at maximum continuous operating conditions) that the DG unit would power at any one time, plus a 10 % to 15 % margin.
- b) Consider using pump runout conditions when performance characteristics are not known.
- c) Consider motor efficiencies of 90 % or less.
- d) Consider using power factors of 85 % or less.
- e) Maximum steady-state design loads should be within the continuous rating of the DG unit with sufficient margin (i.e., not less than 5 %) and have a 10 % margin in DG overload rating.

NOTE 3 Depressed voltage below rated value at the motor terminals, resulting from transformer and distribution losses, will affect motor characteristics.

NOTE 4 Provisions for manually added loads and future load growth can be considered in developing the load profile. Non-plant operational loads (welding receptacles, hoists, etc.) that may be manually connected to a DG unit's supplied bus can be provided for if not disconnected by load configuration management and if they could be operational during DG unit operation.

NOTE 5 Cyclical loads can be considered with diversity factor.

Annex B (informative)

Example of ageing and aged equipment testing

B.1 Method qualification

The process for addressing the effects of ageing on a standby DG unit is described in this example. This example is an illustration only for a DG unit that is required to operate for a 40-year operating life and is not meant to be universally applicable. For operation beyond 40 years, proportional change in the service conditions should be considered. IEEE Std 1205, IEC 62465, and IEC 62342 may also be used to assess, monitor, and mitigate ageing effects. For a typical application, consider a DG unit with the following basic equipment and conditions:

- a) generator: 7 000 kW (8 750 kVA), 4,16 kV, 60 Hz with static exciter,
- b) engine: 7 258 kW (9 734 brake hp), 16 cylinders, 1 551 kPa (225 lbf/in²) break mean effective pressure, 450 r/min,
- c) starting air: two independent systems, receiver, after-cooler, dryer, filter-direct injection at 1 729 kPa (250 lbf/in²),
- d) fuel oil: engine driven pump, strainer, filter, day tank, booster pump,
- e) cooling: water-to-water heat exchanger, standpipe, engine-driven pump, keep-warm pump and heater,
- f) lube oil: strainer, filters, sump tank, engine-driven pump, keep-warm heater and pump, lube oil heat exchanger, engine panel, generator,
- g) miscellaneous: panel, neutral grounding equipment, intake filter, intake silencer, exhaust silencer,
- h) service conditions for a 40-year operation:
 - 1) 6 000 starts over a 40-year period,
 - 2) 4 000 operating hours over a 40-year period,
 - 3) temperature range 15 °C to 49 °C (60 °F to 120 °F) with a 24 °C (75 °F) average annual ambient,
 - 4) seismic response spectra supplied,
 - 5) 100 Gy (1×10^4 rad) of gamma radiation integrated dose over a 40-year period is recommended (plus accident dose, if applicable). The radiation environment shall be based on the type of radiation, the total dose expected during normal operation over the installed life of the equipment, and the radiation environment associated with the most severe design basis accident during or following which the equipment is required to remain functional, including the radiation resulting from recirculating fluids for equipment located near the recirculating lines and including dose-rate effects,
 - 6) 0 % to 95 % relative humidity,
 - 7) load profile provided with 25 % allowable voltage drop and 5 % allowable frequency drop,
 - 8) elevation 188,5 m (620 ft.) above sea level,
 - 9) no unusual combustion air contaminants,
 - 10) diesel fuel (ASTM D975-22a),
 - 11) auxiliary AC power: (480 ± 48) V, DC control power: 105 V to 140 V,
 - 12) carbon dioxide fire protection system,
 - 13) service water: 4,5 °C to 32 °C (40 °F to 90 °F) maximum, 6 895 kPa (1 000 lbf/in²) pressure drop in cooling system at rated maximum flow and 3 785 L/min (1 000 gal/min) minimum flow.

Following definition of the equipment and its conditions, the components are analysed and categorized as equipment important to safety or non-safety. Justification is documented for those items categorized as non-safety, typically as shown in Table B.1.

Table B.1 – Examples of non-safety/important to safety components

Examples of non-safety/important to safety components	Discussion
Starting air compressor/dryer	These components and any other items upstream of the safety class isolation check valve are non-safety/important to safety class.
Lube oil keep-warm pump and heater	The lube oil system is safety class, but these components are not pumping, and heating of lube oil improves starting time and overall performance (only slightly) but is not required for a fast start and loading. Analysis or test is required to verify that, with the keep-warm systems not operational, fast start can still be accomplished.

For each of the items in Table B.1, seismic analysis or testing is documented to verify there will be no interference with the safety function of other components.

B.2 Categorization and records

The next step in the process is to categorize important to safety components as components with or without age-related failure mechanisms. Components with age-related failure mechanisms are required to be tested or analysed to determine their respective qualified life. Non-metallic components that are in the non-ageing category require justification to show why they would not age under the circumstances. Examples of metallic components without age related failure mechanisms are provided in Table B.2. As described in 7.3.3, this may be presented in tabular form.

Table B.2 illustrates some specific examples of the classification method.

Following identification and classification, the qualification should be accomplished. Testing of the various components is preferred. For the control panels, the individual applicable components are aged, assembled in the unit or on a fixture (simulated mounting), and seismically tested. Documentation of post-test operational parameters is required. Burn-in of a unit with electronic components might be a part of the qualification process (e.g., EPRI 1022990). For the generator, ageing testing of winding materials is performed followed by seismic simulation. The generator assembly, overall, is seismically analysed according to IEC/IEEE 60980-344. For mechanical components, seismic analysis is accomplished where testing is impractical (e.g., air receivers, engines, and smaller mechanical off-engine components such as pumps, filters, strainers).

Complete documentation of all seismic tests and analyses is required.

Radiation testing is not required for this example; a brief material analysis is sufficient.

Table B.2 – Ageing classification of safety class and important to safety components

Component	Items with age-related failure mechanisms	Method of ageing qualification	Items without age-related failure mechanisms
Generator	Insulation materials (stator and rotor) Bearings Brushes	Accelerated ageing per IEC/IEEE 60780-323. Abnormal wear identified through periodic testing (vibration and temperature monitoring) and possible replacement. Expected life based on operating experience and replacement interval identified (normal maintenance).	Rotor and stator steel (ageing insignificant over 40-year objective) Uninsulated copper wire Copper bus bar
Safety Class/important to safety AC motors	Insulation materials Bearings	Accelerated ageing per IEEE Std 117, or IEEE Std 334. Abnormal wear identified through periodic testing/monitoring and possible replacement.	Rotor and stator steel
Control panels	Circuit breakers and switches Electromechanical relays Wire and cable including connectors and terminals	Mechanical fatigue is predominant failure mode. Cycle 4 000 times and accelerate age coils (as applicable) prior to seismic testing of panel. Analyse operating modes and cycle accordingly. Accelerate age coil system per IEEE Std 117. Accelerated age per IEEE Std 383.	Panel steel copper bus bar (ageing insignificant over 40-year objective) Wireways circuit board materials (material analysis and justification required)
Governor/ tachometer and control	Gaskets and o-rings Electronics (e.g., electrolytic capacitors)	Expected life based on operating experience and replacement interval identified (normal maintenance). Expected life based on vendor recommendations and EPRI TR-112175.	Metal chassis certain electronic components: silicon semiconductors, resistors, ceramic capacitors, dry paper, and film capacitors (reference discussion in IEEE Std 650 and analyse application accordingly)
Static exciter/ voltage regulator	Transformers and other magnetic components insulation systems Electrolytic capacitors Circuit breakers, relays, switches Wire and cable	Accelerated ageing per IEEE Std 117. Transformers per IEEE Std 259. Expected life based on vendor recommendations and EPRI TR-112175 Mechanical fatigue is predominant failure mode. Cycle 4 000 times and accelerate age coils (as applicable) prior to seismic testing of panel. Accelerated ageing per IEEE Std 383.	Metal chassis certain electronic components: silicon semiconductors, resistors, ceramic capacitors, dry paper and film capacitors (reference discussion in IEEE Std 650 and analyse application accordingly)
Brushless exciter	Winding insulation	Accelerated ageing per IEEE Std 117.	Rotor and stator steel
Starting air solenoid valves	Coil insulation; gasket, o-rings, discs, wire and cable	Accelerated ageing per IEEE Std 117. Periodic replacement interval as required. Accelerated ageing per IEEE Std 383. NOTE The above is all inclusive; however, an overall program similar to IEEE Std 382 is acceptable.	Metal enclosure

Component	Items with age-related failure mechanisms	Method of ageing qualification	Items without age-related failure mechanisms
Engine and mechanical auxiliaries	Gaskets, o-rings, seals, etc. Metallic components subject to wear (valves, pistons, bearings, etc.)	Expected life based on operating experience and replacement interval identified (normal maintenance). Abnormal wear identified through periodic testing and inspection, followed by possible replacement.	Metallic components not subject to wear
Generator breaker	Insulating materials Linkages Lubrication	Ageing qualification per IEC/IEEE 60780-323.	Racking and cradle supports Stationary metallic components

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

Annex C (informative)

Diesel-generator unit reliability program elements

C.1 General

The method described herein regarding DG unit reliability program elements is considered an acceptable method to the IEEE. Other technically justifiable DG unit reliability program elements (e.g., IEC, IAEA or national guidance documents) may be used in lieu of, or in addition to, this annex described program elements.

Nuclear power generating stations have developed formal reliability programs for the installed DG units. Guidelines for an effective program have been developed and published by the Nuclear Management and Resources Council (NUMARC), now known as the Nuclear Energy Institute (NEI). This description is intended to highlight the technical points and major DG unit reliability program elements that should be universally applicable. The NUMARC guidance was developed to address the reliability of DGs for addressing station blackout. However, the principles shared in the document may be utilized in the absence of any specific guidance from the manufacturer for safety class DGs. The manufacturer guidance for safety class DGs will take precedence over other guidance in case of any conflicts. Station-specific administrative details and supporting formal procedures should be developed to amplify these major reliability elements.

C.2 Major reliability program elements

The principal elements of an effective DG unit reliability program are as follows:

- a) overall DG unit reliability program plan,
- b) defined management and technical responsibilities for each program element,
- c) plant-specific surveillance and monitoring plan,
- d) plant record and data management system designed for easy data retrieval,
- e) defined maintenance program with a reliability focus,
- f) procedures for failure identification, root cause analysis, and future failure prevention,
- g) procedures and criteria for problem closeout and follow-up.

C.3 Element discussion

The principal element of a reliability program is an overall plan. The plan shall specifically address all other plan elements by addressing their appropriate importance in an integrated manner. Plan procedures, surveillance, training, monitoring and trending, and failure resolution documentation shall all be a part of the reliability plan. The management and technical responsibilities for each program element should be established in written procedures. The plan should address training of qualified personnel in detailed engine and governor maintenance procedures similar to that offered by manufacturers of this equipment. An overall responsibility for DG unit-related matters and coordination can give the best results.

The periodic testing and monitoring element should address reliability by use of monthly system operation intended to determine the condition of important engine/generator parameters. These typically should consist of oil, water, and gas temperatures and pressures in the various engine subsystems during operation and while generating power equal to the plant emergency power requirements. Daily, weekly, monthly, and quarterly surveillance should also be specified. Engine and generator operating parameters and surveillances associated with degraded performance and ageing should be trended, where such trending could detect incipient failures and permit corrective maintenance before the actual failure occurs.

A record and data management system, designed for easy data retrieval, should be available for use by plant personnel. DG unit records are important and should support the other program elements. Measures should be taken to safely store these records and prevent their loss. A computer-managed system is recommended to reduce costs and improve access to the data.

The maintenance program should have a reliability improvement intent. Past practices of routine disassembly for inspection purposes have had a negative impact on reliability. A good maintenance program should, over time, eliminate disassembly solely for the purposes of inspection. Systems with higher failure rates should receive additional maintenance effort for improved reliability. DG unit system modifications may be included in the plan under the maintenance responsibilities. Reliability considerations should be a part of the modification review process.

Failure identification, analysis for failure root cause, and correction should be defined in procedures. Each analysis should have the intent to reduce failures by identifying a corrective action to prevent future failures. For some failures of an intermittent nature, it might be impossible to assign an exact root cause.

Problem closeout should include follow-up to verify that the problem has been corrected and that related problems are not recurring. Failures with a recurring root cause show that corrective actions taken in the past were not correct and a new analysis should be performed with a more appropriate corrective action as the expected result. The plant records should include an effectiveness review for each analysis and problem closeout to verify that recurring failures are eliminated.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

Annex D (informative)

Influence of voltage regulating equipment on DG unit surveillance testing

D.1 Purpose

The purpose of this annex is to provide guidance on understanding the behaviour of a DG unit when synchronized to a plant distribution network containing voltage regulating equipment. These synchronized loadings are typically performed on a periodic (monthly) basis to meet DG unit's technical specification surveillance requirements.

D.2 Discussion

Voltage regulating equipment includes automatic load tap changing transformers, capacitor banks, reactor banks, static var compensators (SVC), and synchronous condensers. This equipment can be connected to buses directly influenced by the synchronized DG unit, such that associated control systems react in direct response to increases and decreases in reactive power loading of the DG unit.

When performing surveillance testing, the following elements should be considered:

- a) Setpoints and time delays of the voltage regulating equipment. Operational procedures should verify that var loading is increased in steps of magnitude and of sufficient time duration to allow voltage regulating equipment to react prior to subsequent adjustments. Understanding these setpoints and delays will avoid unnecessary in-service operational concerns with respect to the DG unit's automatic voltage regulator (AVR) system.
 - For example, many automatic load tap changing transformers are outfitted with a time delay between 15 s to 45 s to prevent excessive operations due to expected system transients. Each tap of the load tap changer also has an inherent time delay and resultant change in secondary voltage based on the transformer impedance variation for a single tap.
- b) Impact of switched equipment (capacitor banks, reactor banks, SVC) on safety bus voltage with or without the influence of the DG unit.
 - Switched voltage regulating equipment can turn on or off as var loading on the DG unit is changed. Operational procedures should take into account the expected voltage step changes based on observed bus voltage with or without the influence of the DG unit in surveillance testing and also, avoid actuating alarms (high or low voltage) or degraded voltage relaying during these evolutions.
- c) Place voltage regulating equipment in manual mode or adjust setpoints prior to DG unit's synchronization if system behaviour is not understood or repeatable in automatic modes of operation.
- d) If a licensee cannot adequately predict the DG unit's interaction with voltage regulating equipment installed at the plant then, as noted above, this equipment should be placed in a state which helps ensure a successful DG unit surveillance without posing additional operational challenges.

Annex E (informative)

Example of starting times

E.1 Basis for minimum and recommended start attempt capacity

The starting system is designed to store enough energy to facilitate multiple starts/start attempts. Starting system circuitry logic defines the amount of energy consumed during a start attempt (failed or successful). A failed start attempt will consume more energy than a successful start attempt because the starting system will crank the DG for a longer period than a successful start. In addition, only the first start attempt in response to a LOOP or accident is required to be accomplished (if successful) within the licensed starting time requirement since subsequent attempts will be to avoid or terminate an SBO.

Therefore these requirements and recommendations assume that only the final attempt is successful since the running DG is supporting the LOOP, accident or SBO. However, the successful start for periodic testing prior to LOOP or accident demand is assumed to be a successful fast start (shorter duration).

E.2 Starting air system

Each diesel engine should be provided with a dedicated air starting system consisting of an air compressor, an air dryer, air receiver, piping, injection lines and valves, and devices to crank the engine as recommended in this annex. Typical starting air system complexity and maintenance requirements associated with active components are accommodated by a two redundant subsystem design. Each sub-system should be capable of supporting all anticipated demands, with margin, to provide for the minimum three start attempts and should provide margin to facilitate troubleshooting of a failed start attempt leaving enough capacity for a final successful start. Having two fully redundant subsystems allows for one sub-system to be failed or disabled for maintenance while meeting starting air capacity requirements with the remaining in-service sub-system.

Assuming a DG unit fails to start on first attempt when responding to an emergency start signal, followed by 2 successful starts would require a minimum capacity of 3 successful air starts per sub-system.

An SBO event assumes that the DG unit failed to start on the first attempt following an emergency start signal related to loss of offsite power. A troubleshooting effort would require an additional start, and a 2 start margin is recommended. The air start system should have a 5 start capacity per sub-system for DG unit needed to recover from a station blackout event. The logic for this arrangement is depicted as follows (see Table E.1).

Table E.1 – Recommended capacity of starting air system

Sub-system	SBO event		Successful start at the end of coping duration	Margin	Total number of starts
	Initial failed start	Troubleshooting attempts			
Sub-system A starting air start attempts	1	1	1	2	5
Sub-system B starting air start attempts	1	1	1	2	5
Total starting air capacity for DG unit					10

E.3 DC starting system

The typical DC starting system relies on several passive components that provide sufficient reliability with one energy storage device (battery). The starting battery should be capable of supporting all anticipated demands, with margin to provide for the minimum three start attempts and should provide margin to facilitate troubleshooting of a failed start attempt leaving enough for a final successful start. Having two redundant trains of starting motors and circuitry allows for one train to be failed or disabled for maintenance while meeting starting requirements with the remaining in-service train.

Assuming a DG unit fails to start on first attempt when responding to an emergency start signal, followed by 2 successful starts would require a minimum capacity of 3 successful starts per each DC sub-system.

An SBO event assumes that the DG unit failed to start on the first attempt following an emergency start signal related to loss of offsite power. A troubleshooting effort would require an additional start, and a 2 start margin is recommended. The DC start system should have a 5 start capacity per sub-system for DG unit needed to recover from a station blackout event. The logic for this arrangement is depicted as follows (see Table E.2)

Table E.2 – Recommended capacity of DC system

Sub-system	SBO event		Successful start at the end of coping duration	Margin	Total number of starts
	Initial failed start	Troubleshooting attempts			
DC sub-system A starting attempts	1	1	1	2	5
DC sub-system B starting attempts	1	1	1	2	5
Total DC system starting capacity for DG unit					10

Guidance on battery design, sizing and maintenance requirements can be found in IEEE Std 450, IEEE Std 484 and IEC 60623.

Annex F **(informative)**

Power quality considerations for diesel generators units and impact on loads

F.1 Purpose

The purpose of this annex is to provide guidance on power quality requirements with regards to the DG units. The variations of voltage, frequency, and waveform (including the effects of harmonic distortion) in power systems that are important to safety should not degrade the performance of any safety system load below an acceptable level during either mode of DG operation, namely:

- a) isolated bus: standby diesel generator unit power quality (isochronous mode),
- b) parallel operation with the standby diesel generator unit connected to the preferred power supply system (droop mode).

Steady-state DG unit operation at the extremes of the frequency and voltage limits will have an impact on system design bases, including:

- a) emergency core cooling system (ECCS) performance,
- b) DG unit loading calculations,
- c) DG unit fuel oil consumption calculations,
- d) motor-operated valve performance,
- e) heating, ventilation, and air conditioning (HVAC) performance,
- f) uninterruptible power supply bypass transfer capability.

F.2 DG unit power quality

F.2.1 General

When the DG unit is carrying the loads on an isolated bus, power quality is solely the responsibility of the standby DG unit as the bus is isolated from the preferred power supply system. The standby DG unit shall be capable of maintaining the following power requirements:

- a) dynamic voltage and frequency recovery during load acceptance or load rejection,
- b) steady state voltage range (min./max.),
- c) steady state frequency range (min./max.),
- d) harmonic output, when maintained within acceptable limits identified in applicable IEC and IEEE standards, should not degrade the connected loads.

F.2.2 Dynamic voltage and frequency performance during load acceptance or load rejection

During emergency conditions, loads are sequenced onto the DG unit. The following power quality requirements should be considered to ensure that the DG unit and associated loads will not degrade below the minimum performance requirements:

- a) The voltage and frequency of the DG unit recovers to within acceptable limits following load addition or load rejection.
- b) Support the design basis requirements of dynamic load performance (i.e., the magnitude and duration of minimum and maximum voltage and frequency limits is acceptable).

NOTE These requirements are covered in 5.1.2.6.

The performance of the speed control governor and the voltage regulator/exciter is critical to these requirements and early detection of degradation is important. The tests to periodically demonstrate this requirement (and detect deterioration of performance) are covered in 8.5.5 (LOOP) and 8.5.7 (combined accident and LOOP). Additionally, these tests ensure that upgrades or modifications do not adversely impact the dynamic performance (see 5.1.2.6) of the DG unit.

The recovery of voltage and frequency following load rejection is also dependent upon proper speed control and voltage regulator/excitation system performance. These requirements are covered in 5.1.2.6.f) and 5.1.2.6.g) for loss of the single largest load and complete loss of load, respectively. Test requirements are provided in 8.5.8 and 8.5.9.

F.2.3 Steady state voltage and frequency

It is important to establish the requirements of the DG unit governor (speed control) and voltage regulator to ensure that assumptions in safety analyses for performance of safety loads (starting and steady state operation) are satisfied. The methodology requires evaluation of the absolute minimum/maximum voltage and frequency requirements of the load. After accounting for allowable margins for setting tolerances, drift and instrument inaccuracies, the operational parameters for the DG unit can be determined.

During the design phase of a nuclear facility, the design requirements for voltage and frequency tolerance of all connected loads should be established. The minimum and maximum voltage and frequency limits for the DG unit are established based on the requirements of the most limiting load after accounting for voltage drop in the connecting circuit. After determining the dynamic and steady state limiting design parameters and allowable tolerances, the specification and testing (maintenance and surveillance) requirements of the proposed DG unit voltage regulator and speed control system (governor) can be established. Trending of the DG performance can provide an early indication in any degradation of the voltage regulator or governor performance.

A similar approach can be taken for facilities where design and installation of safety systems has been completed and a verification of DG unit operational capabilities is needed. After determining the bounding minimum/maximum voltage and frequency requirements of the load(s), the governor and voltage regulator of the DG unit can be calibrated to the specified nominal requirements. The DG unit's voltage regulator and governor regulation tolerances, and load tolerances, margins, etc. (as applicable) should be considered for establishing maintenance and surveillance testing procedures.

F.2.4 Support system performance

The DG unit sizing criteria, power quality and operating range can impact the DG unit support systems and capabilities of safety equipment designed to satisfy assumptions in safety analyses. It is therefore important to ensure that the minimum requirements of the associated systems that support DG unit operation are evaluated with respect to the allowable minimum and maximum voltage and frequency range. DG unit support systems (cooling fans, motor driven fuel oil, lube oil cooling water pumps, etc.) flow rates vary according to DG frequency and can require evaluation if the design margins are minimal.

F.2.5 Load carrying capacity

The loading on DG units is largely composed of induction motors. An increase in DG unit frequency will result in a power increase proportional to the cube of the ratio of maximum frequency divided by the nominal frequency for induction loads. This can be a concern if there is low margin in the diesel generator load capacity when established at nominal frequency (50/60 Hz)⁸.

Since the majority of the loads on the DG unit are motors, variations within $\pm 10\%$ voltage are generally acceptable as the impact is minimal to motor performance. In general, induction motors operate on the principle of constant kVA when operated within $\pm 10\%$ of their voltage range. For these types of motors, a nominal voltage increase results in a proportional decrease in current to maintain constant kVA output. However, other factors such as motor slip, power factor and breakdown torque should be evaluated if there is low margin in DG unit rating. Specific motor designs (e.g., variable speed) installed in specific applications should be evaluated individually.

F.2.6 Fuel consumption

As discussed in F.2.5, an increase in diesel generator frequency will result in a load increase. The load increase will result in a higher rate of diesel fuel consumption. Therefore, fuel oil consumption rate calculations require evaluation and revision at the maximum allowable diesel generator frequency.

F.2.7 Load performance considerations

F.2.7.1 General

Traditionally, the calculated ECCS flows assume that the steady-state DG frequency is 50 Hz or 60 Hz and nominal voltage (e.g., 4 160 V AC⁹) after the auto load sequencing is completed (i.e., DG unit reaches a steady state condition after the starting and loading transients). The potential operation of the DG unit outside the nominal voltage and frequency limits is not analysed.

F.2.7.2 Delayed LOOP after LOCA or delayed LOCA after LOOP

If the plant safety case includes consideration of delayed LOOP or delayed LOCA conditions, then the consequences of double sequencing should be considered for impact on motors (successive starts) and pump fluid dynamics. The total loading on the DG unit for non-concurrent LOOP/LOCA conditions is not expected to exceed the nominal rating of the DG unit.

⁸ For example, a 2 700 kW DG load at 60 Hz would increase to 2,837 kW with a frequency increase of 1,0 Hz (61/60 Hz)³ and exceed the capacity of a 2 800 kW diesel generator. At speeds less than 60 Hz (nominal), the load on the DG would decrease below 2 700 kW; however, other factors, such as flow, would decrease.

⁹ Some plants have DGs operating at nominal system voltage of 480 V AC or 6 900 V AC in 60 Hz systems or at other nominal voltages such as 400 V AC, 3 000 V AC or 6 000 V AC in 50 Hz systems.

A simultaneous LOOP/LOCA event is considered an enveloping condition for DG unit as it is required to start and attain required speed and voltage in a timely manner, start and accelerate large loads before reaching optimum operating conditions and all safe shutdown loads will be loaded on the DG unit. A LOOP only condition will start DG unit and load the required shutdown loads. Some accident loads that are required for large break conditions might not be required to start or might have the pumps operating in recirculation mode, thereby reducing the initial loading of the DG unit. A delayed LOCA signal will start the remaining loads or change the mode of operation of operating pumps. An accident signal without concurrent LOOP condition will typically start the DG unit in standby mode without closing the output circuit breaker, preventing connection to the safety bus and the accident mitigation loads remain supplied by the offsite power source. A delayed LOOP signal after the accident signal will trip all the operating loads and provide a permissive signal for the DG unit to close its output circuit breaker and connect to the safety bus (after an appropriate time delay to prevent motor damage). The loading on the DG is similar to the concurrent LOOP/LOCA scenario except that the DG unit should have reached optimum operating conditions when load sequencing is initiated.

F.2.7.3 Motor operated loads

F.2.7.3.1 General

The DG unit powers ECCS loads and the flow provided by the ECCS pumps is determined by the pump speed, which in turn is a function of the DG frequency and voltage. Historically, the DG frequency and voltage tolerances associated with the governor and voltage regulator were not considered in the development of the ECCS and other safety systems. The primary effect of reduced frequency and voltage on the ECCS safety functions is that the speed of safety motors that are powered by the DG is decreased. This in turn affects, for example, pump performance, motor-operated valve (MOV) stroke times, and cooling fan performance. A higher-than-normal frequency will result in higher speed of rotating equipment and potential increase in the pressure in the ECCS.

F.2.7.3.2 Motor operated pumps

The variations in DG frequency and consequences on pump output flow and pressure are calculated using the 'affinity' laws. The affinity laws are a set of formulae that predict the impact of a change in rotational speed or impeller diameter on the head and flow produced by a pump and power demanded by a pump. After establishing the shape of a pump performance curve at a certain speed or with a certain impeller diameter, the affinity laws are used to predict the performance of the same pump at a different speed or with a different diameter impeller with a high degree of accuracy. There are three affinity laws:

- Law 1: Flow is proportional to shaft speed or impeller diameter – This law means that as shaft speed or impeller diameter changes, flow changes by the same proportional amount. As an example, if shaft speed increases by 10 % then flow at the same head will also increase by 10 %.
- Law 2: Pressure is proportional to the square of shaft speed or impeller diameter – As shaft speed or impeller diameter changes, pressure changes in proportion to the square of the change in shaft speed or impeller diameter. As an example, if shaft speed increases by 10 % then power consumed will increase by 21 % ($1,1^2$).
- Law 3: Power is proportional to the cube of shaft speed or impeller diameter – As shaft speed or impeller diameter changes, horsepower changes in proportion to the cube of the change in shaft speed or impeller diameter. As an example, if shaft speed increases by 10 % then pressure at the same flow will increase by 33,1 % ($1,1^3$).

F.2.7.3.3 Motor operated valves

Since MOVs are driven by induction motors, MOVs will react similarly to changes in system frequency and voltage.

As frequency increases, pump output pressure increases resulting in a differential pressure increase across the valve. For MOVs, calculations that are based on vendor pump performance curve at 0 flow rate (i.e., shutoff head) could be affected if pump head increased above the nominal shutoff head. Per the second affinity law, pump output pressure (head) is proportional to the square of the motor shaft speed. For MOV performance at differential pressures other than at the pump shutoff head, guidance is available from valve manufacturers.

Voltage variations impact the MOV torque. Under running conditions, the MOV motor current is expected to change to compensate for variations in voltage and maintain a relatively constant torque within $\pm 10\%$ of nominal voltage. However, under starting purposes, the torque is proportional to the square of the voltage. As an example, if the voltage at the MOV terminals is 0,8 per unit (-10% voltage plus an additional -10% voltage drop through interconnecting cables and transformer), then the starting torque is reduced to 64 % ($0,8^2 \times \text{nominal}$).

F.2.7.3.4 Motor operated fans and blowers

The higher frequency increases flow rates and is generally not a concern. For the lower operating range, a reduction in the motor speed would result in reduced fan airflow and static pressure as indicated by the affinity law formulas. In general, the plant specific surveillance requirements address the ventilation system flow rate requirements for the emergency systems. The impact of DG allowable frequency range should be considered for conformance with safety analyses assumptions.

For voltage variations, the current will adjust with voltage variations to maintain constant kVA load if the voltage remains within $\pm 10\%$ of the fan/blower motor nameplate voltage. The flow rates are not adversely impacted.

F.2.7.4 Voltage and frequency variation considerations for static equipment

The most essential static equipment that shall remain in service during DG operation in emergency mode are the station battery chargers and if applicable, dedicated battery chargers for the DG. Typically, battery charger voltage and frequency input requirements have sufficient margin to accommodate nominal voltage and frequency variations within the regulation of the voltage regulator and governor, respectively. Nonetheless, design basis calculations for battery chargers should ensure that static load voltage and frequency input requirements are met with the allowed DG unit voltage and frequency limits.

F.2.7.5 Uninterruptible power supply system static transfer switches and battery chargers

Uninterruptible power supply (UPS) systems generate AC output at the desired 50/60 Hz frequency and constantly monitor the frequency on the bypass supply to allow a seamless automatic transfer. If the bypass supply frequency, as maintained by the DG unit, is not within the tolerances of the UPS design, then the transfer to the bypass supply is prohibited. Battery chargers have an allowable band for input voltage and might not provide adequate charging/load current when powered from the DG unit. The specification for DG unit voltage regulation should factor in UPS system static switch design when establishing DG unit voltage regulator min./max. voltage limits.

F.2.7.6 Pressurizer heaters

For many pressurized water reactors nuclear plants, it is necessary to manually connect equipment such as pressurizer heaters, room heaters, hydrogen igniters, spent fuel pool cooling, air compressors, etc. during certain anticipated operational occurrences or accident conditions. Some loads are discretionary and facilitate or ease manual operator actions. The discretionary loads (typically non-safety/important to safety) might not need to be evaluated for variations in DG voltage and frequency and might not typically be considered for required surveillance testing.

However, some loads, such as pressurizer heaters, hydrogen igniters, and spent fuel pool cooling, are required for safe shutdown of the plant and credited in the safety analyses. The safety significance of this equipment can mandate technical specification or operating procedures related actions if the specific parameters are not met. These loads should be evaluated to ensure that they can adequately perform as credited in the safety analyses.

For the pressurizer heaters, the power supply design shall provide the capability to support a predetermined number of pressurizer heaters and associated controls necessary to establish and maintain natural circulation at hot standby conditions. The technical specifications or operating procedures can specify the heat output requirements of the pressurizer heaters. The power output of the heaters should be evaluated if the DG unit is allowed to operate below the nominal voltage as power (kW) varies as square of voltage. Similar consideration should be given to other resistive type loads that might be credited in the safety analysis.

F.2.7.7 Building ventilation

In order to reduce releases of volatile iodines and particulates from the various building vents, charcoal adsorbers are used. Ventilation systems for compliance with various general design criteria have charcoal adsorbers and heaters. The efficiency of a charcoal bed is a function of the gas flow rate, mass of charcoal, and dynamic adsorption coefficient, K . The value of K , in turn, depends on the concentration of fission gases, system operating pressure, system operating temperature, and moisture content. Variations in voltage and frequency of the power source can impact the gas flow rate and efficiency of charcoal bed due to lower heater capacity and slower fan speed. Therefore, such systems should be evaluated for adequacy and acceptability at the allowable voltage and frequency band of the DG unit.

F.2.8 Offsite power supply power quality effects on paralleled diesel generator

F.2.8.1 General

During parallel operation of the DG unit with the offsite power supply, the DG unit is in test mode and all protection circuits are active. There is a concern that a degraded power quality from the offsite power system can damage the DG unit rendering it unavailable to respond to an emergency condition. Although not a requirement of the DG design, the safety class buses should have appropriate protection to separate them (and the DG unit) in case the offsite power supply degrades to an unacceptable level due to:

- a) unbalanced voltage,
- b) open phase condition (OPC),
- c) harmonics.

F.2.8.2 Unbalanced voltage

Unbalanced voltage conditions can cause high unbalanced currents and negative sequence currents resulting in overheating of the generator stator windings. Industry standards such as NEMA MG 1, IEC 60034 series provide additional information, including a derating curve for excessive voltage unbalance conditions. Causes of unbalanced voltages can come directly from the transmission system and should be managed in accordance with the nuclear power plant interface agreement with the transmission entity.

Another source can be a temporary voltage unbalance at multi-site nuclear facilities when all nuclear units are off-line, particularly if the nuclear units are remote and connected by long high voltage transmission lines. These conditions can be managed via procedures to take individual phase voltage readings prior to synchronizing the standby DG unit to the grid.

F.2.8.3 Open phase condition (OPC)

An open phase condition is a major power quality concern since it causes unbalanced voltage conditions. This concern relates not only to the standby DG unit if it is paralleled to the offsite power supply, but to auxiliary power distribution equipment as well. Open phase detection systems might not be effective during the entire loading range of diesel generator unit during paralleled operation. If that is the case, the station should take appropriate procedural precautions as part of the diesel generator unit maintenance or surveillance testing during loaded conditions.

F.2.8.4 Harmonics

Harmonics from the preferred power supply are typically not of concern when the DG unit is paralleled to the offsite power supply. Harmonics from the preferred power supply shall be managed within the capabilities of the most critical load, regardless of the operating mode (standby or parallel) of the DG unit. Industry standards such as IEEE Std 519 or IEC 61000-6-2 and IEC 61000-6-4 can be consulted.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

Bibliography

IEC 60038, *IEC standard voltages*

IEC 60623, *Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Vented nickel-cadmium prismatic rechargeable single cells*

IEC 60880, *Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Software aspects for computer-based systems performing category A functions*

IEC 60896 (all parts), *Stationary lead acid batteries*

IEC 60987, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – Hardware requirements*

IEC 61000-6-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity standard for industrial environments*

IEC 61000-6-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*

IEC 61225, *Nuclear power plants – Instrumentation, control and electrical power systems – Requirements for static uninterruptible DC and AC power supply systems*

IEC 61439-1, *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: General rules*

IEC 61439-2, *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies*

IEC 61508 (all parts), *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems*

IEC 61513, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – General requirements for systems*

IEC 62138, *Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Software aspects for computer-based systems performing category B or C functions*

IEC 62271-100, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers*

IEC 62271-200, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*

IEC 62340, *Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Requirements for coping with common cause failure (CCF)*

IEC 62465, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – Management of ageing of electrical cabling systems*

IEC 62485 (all parts), *Safety requirements for secondary batteries and battery installations*

IEC 62566, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – Development of HDL-programmed integrated circuits for systems performing category A functions*

IEC 62855, *Nuclear power plants – Electrical power systems – Electrical power systems analysis*

ISO 9001, *Quality management systems – Requirements*

DIN EN 590, *Automotive Fuels – Diesel – Requirements and Test Methods*

IEEE Std 117, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Systems of Insulating Materials for Random-Wound AC Electric Machinery*

IEEE Std 259, *IEEE Standard Test Procedure for Evaluation of Systems of Insulation for Dry - Type Specialty and General-Purpose Transformers*

IEEE Std 334, *IEEE Standard for Qualifying Continuous Duty Class 1E Motors for Nuclear Power Generating Stations*

IEEE Std 338, *IEEE Standard Criteria for the Periodic Surveillance Testing of Nuclear Power Generating Station Safety Systems*

IEEE Std 382, *IEEE Standard for Qualification of Safety-Related Actuators for Nuclear Power Generating Stations and Other Nuclear Facilities*

IEEE Std 383, *IEEE Standard for Qualifying Electric Cables and Splices for Nuclear Facilities*

IEEE Std 384, *IEEE Standard Criteria for Independence of Class 1E Equipment and Circuits*

IEEE Std 446, *IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications*

IEEE Std 484, *IEEE Recommended Practice for Installation Design and Installation of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications*

IEEE Std 519, *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*

IEEE Std 603, *IEEE Standard Criteria for Safety Systems for Nuclear Power Generating Stations*

IEEE Std 627, *IEEE Standard for Qualification of Equipment Used in Nuclear Facilities*

IEEE Std 650, *IEEE Standard for Qualification of Class 1E Static Battery Chargers and Inverters for Nuclear Power Generating Stations*

IEEE Std 741, *IEEE Standard for Criteria for the Protection of Class 1E Power Systems and Equipment in Nuclear Power Generating Stations*

IEEE Std 1205, *IEEE Guide for Assessing, Monitoring, and Mitigating Aging Effects on Electrical Equipment Used in Nuclear Power Generating Stations and Other Nuclear Facilities*

IEEE Std C37.010, *IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers >100 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis*

IEEE Std C37.06, *IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis-Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V*

IEEE Std C37.09, *IEEE Standard Test Procedures for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage Above 1000 V*

IEEE Std C37.13, *IEEE Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures*

IEEE Std C37.20.1, *IEEE Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage (1000 Vac and below, 3200 Vdc and below) Power Circuit Breaker Switchgear*

ANSI C50.10, *American National Standard General Requirements for Synchronous Machines*, available at <http://www.ansi.org/>.¹⁰

ANSI/ASME 1995, *Boiler and Pressure Vessel Code*

ANS 59.51, *Fuel Oil Systems for Safety-Related Emergency Diesel Generators*, available at <http://www.ans.org/> [viewed 2024-03-11]

ASTM D975-22a, *Standard Specification for Diesel Fuel*

IAEA Safety and Security Glossary, 2022 (Interim) Edition, *Terminology Used in Nuclear Safety, Nuclear Security, Radiation Protection and Emergency Preparedness and Response*

IAEA, *General Safety Requirements – Part 2: Leadership and Management for Safety*

IAEA, Safety Standards Series GS-G-3.1, *Application of the Management System for Facilities and Activities*

IAEA, Safety Standards Series GS-G-3.5, *The Management System for Nuclear Installations*

IAEA Nuclear Security Series No. 42-G, *Computer Security for Nuclear Security*

IAEA, Specific Safety Requirements SSR-2/1 (Rev 1), *Safety of Nuclear Power Plants: Design*

IAEA, Safety Guide SSG-34, *Design of Electrical Power Systems for Nuclear Power Plants*

IAEA, Safety Guide SSG-39, *Design Instrumentation and control systems important to safety in Nuclear Power Plants*

IAEA Specific Safety Guide SSG-51: *Human Factors Engineering in the Design of Nuclear Power Plants*

NFPA 37, *Standard for The Installation And Use Of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines*

EPRI Gold Card Project 1022990, *Circuit Card Reliability Program Guidance*, Final Report, December 2011

EPRI TR-112175, *Capacitor Application and Maintenance Guide*, Final Report, August 1999

INPO Significant Operating Experience Report 03-01, *Emergency Power Reliability*

INPO Event Report 13-21, *Emergency Diesel Generator (EDG) Review Visit Summary*

¹⁰ ANSI publications are available from the American National Standards Institute (<http://www.ansi.org/>).

ISA 67.04.01, *Setpoints for Nuclear Safety-Related Instrumentation*

NRC Information Notice No. 91-13, *Inadequate Testing of Emergency Diesel Generators (EDGs)*

NRC Information Notice No. 2008-02, *Findings Identified During Component Design Bases Inspections*

NRC Information Notice No. 94-19, *Emergency Diesel Generator Vulnerability to Failure from Cold Fuel Oil*

NUMARC 87-00, *Guidelines and Technical Bases for NUMARC Initiatives Addressing Station Blackout at Light Water Reactors*

Westinghouse WCAP 17308-NP-A, *Treatment of Diesel Generator Technical Specification Frequency and Voltage Tolerances*, Revision 0, July 2017

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	71
INTRODUCTION.....	74
1 Domaine d'application	77
1.1 Généralités	77
1.2 Inclusions pour les essais sur site.....	79
1.3 Exclusions	79
2 Références normatives	79
3 Termes et définitions	80
4 Abréviations	88
5 Principaux critères de conception	88
5.1 Capacité	88
5.1.1 Généralités	88
5.1.2 Capacités mécaniques et électriques	88
5.2 Capacités de puissance	91
5.2.1 Application.....	91
5.2.2 Fonctionnement	92
5.3 Interactions	92
5.4 Considérations relatives à la conception et à l'application	92
5.5 Caractéristiques de conception	94
5.5.1 Caractéristiques de conception mécanique et électrique	94
5.5.2 Commande	97
5.5.3 Informations de statut	97
5.5.4 Protection	98
6 Essais de production en usine	100
6.1 Généralités	100
6.1.1 Réalisation	100
6.1.2 Documentation	100
6.1.3 Analyses	100
6.1.4 Substitutions	100
6.2 Essais de production spécifiques	101
6.2.1 Généralités	101
6.2.2 Essais de moteur	101
6.2.3 Essais des générateurs	102
6.2.4 Excitation, commande et autres accessoires/auxiliaires	102
7 Exigences de qualification	102
7.1 Généralités	102
7.2 Essais de type initiaux	102
7.2.1 Généralités	102
7.2.2 Essais de capacité de charge	103
7.2.3 Essais de démarrage et d'acceptation de charge	103
7.2.4 Essais de marge	104
7.3 Vieillissement.....	104
7.3.1 Généralités	104
7.3.2 Équipements importants pour la sûreté	105
7.3.3 Classification en fonction du vieillissement	105
7.4 Exigences de qualification sismique	106

7.5	Surveillance continue	106
7.5.1	Généralités	106
7.5.2	Maintenance, inspection, essai et surveillance préventifs	106
7.5.3	Enregistrements et analyses	107
7.6	Modifications	107
7.7	Documentation	107
8	Essais sur site	108
8.1	Essais	108
8.2	Essais d'acceptation sur site	109
8.2.1	Généralités	109
8.2.2	Essais	109
8.2.3	Charges d'essai	110
8.3	Essais préopérationnels	110
8.3.1	Généralités	110
8.3.2	Essai de fiabilité	110
8.3.3	Essais préopérationnels individuels	110
8.4	Essais opérationnels	110
8.4.1	Généralités	110
8.4.2	Essais périodiques	111
8.5	Description de l'essai	113
8.5.1	Généralités	113
8.5.2	Essai de démarrage lent	113
8.5.3	Essai de mise en charge	113
8.5.4	Essai de démarrage rapide	114
8.5.5	Essai de perte totale des sources d'alimentation externes (PTAE)	114
8.5.6	Essai de signal d'accident	114
8.5.7	Essai de la combinaison signal d'accident et PTAE	114
8.5.8	Essai de rejet de la charge la plus importante	114
8.5.9	Essai de rejet de la charge nominale	115
8.5.10	Essai d'endurance et de charge	115
8.5.11	Essai de redémarrage à chaud	115
8.5.12	Essai de synchronisation	115
8.5.13	Essai de contournement des déclenchements de protection	115
8.5.14	Essai de vérification des déclenchements de protection	115
8.5.15	Essai d'inhibition du mode d'essai	116
8.5.16	Essai d'indépendance	116
8.5.17	Essai des batteries	116
8.6	Enregistrements	116
Annexe A (informative) Méthode d'établissement du profil de charge en régime permanent pour l'unité de générateur diesel		117
Annexe B (informative) Exemple d'essais de vieillissement et d'essais d'équipement vieilli		119
B.1	Qualification de la méthode	119
B.2	Catégorisation et enregistrements	120
Annexe C (informative) Éléments du programme de fiabilité des unités de générateur diesel		123
C.1	Généralités	123
C.2	Éléments majeurs du programme de fiabilité	123
C.3	Discussion sur les éléments	123

Annexe D (informative) Influence de l'équipement de régulation de tension sur les essais de surveillance de l'unité DG	125
D.1 Objet.....	125
D.2 Discussion	125
Annexe E (informative) Exemple de délais de démarrage	126
E.1 Base pour la capacité de tentative de démarrage minimale et recommandée	126
E.2 Système de démarrage à air	126
E.3 Système de démarrage en courant continu	127
Annexe F (informative) Considérations relatives à la qualité de l'alimentation pour les unités de générateur diesel et effets sur les charges	128
F.1 Objet.....	128
F.2 Qualité de l'alimentation de l'unité DG	128
F.2.1 Généralités	128
F.2.2 Performances de tension et de fréquence dynamiques lors de l'acceptation ou du rejet de charge	129
F.2.3 Tension et fréquence en régime permanent	129
F.2.4 Performances du système de support	130
F.2.5 Capacité de transport de charge	130
F.2.6 Consommation de carburant	130
F.2.7 Considérations relatives aux performances de charge	130
F.2.8 Effets de la qualité de l'alimentation externe sur un générateur diesel en parallèle	134
Bibliographie.....	136
Figure 1 – Schéma du domaine d'application.....	78
Tableau 1 – Considérations relatives à la conception et à l'application	92
Tableau 2 – Essais de charge recommandés	101
Tableau 3 – Format pour la classification des composants en fonction du vieillissement (voir l'Annexe B)	105
Tableau 4 – Essais sur site	108
Tableau 5 – Paramètres d'essai.....	112
Tableau B.1 – Exemples de composants non liés à la sûreté/importants pour la sûreté	120
Tableau B.2 – Classification de vieillissement des composants classés de sûreté et importants pour la sûreté	121
Tableau E.1 – Capacité recommandée du système d'air de démarrage.....	127
Tableau E.2 – Capacité recommandée du système en courant continu	127

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSTALLATIONS NUCLÉAIRES – SYSTÈMES D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE: UNITÉS DE GÉNÉRATEUR DIESEL UTILISÉES COMME SOURCES D'ALIMENTATION DE SECOURS

AVANT-PROPOS

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

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

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

- 2) Les décisions officielles de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études. Une fois le consensus établi entre les Sociétés de l'IEEE et les Comités de coordination des normes, les décisions officielles de l'IEEE relatives aux questions techniques sont déterminées en fonction du vote exprimé par un groupe à la composition équilibrée, composé de parties intéressées qui manifestent leur intérêt pour la révision des normes proposées. L'approbation finale de la norme de l'IEEE est soumise au Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE SA).
- 3) Les Publications IEC/IEEE se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC/Sociétés de l'IEEE. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin de s'assurer de l'exactitude du contenu technique des Publications IEC/IEEE; l'IEC ou l'IEEE ne peuvent pas être tenus responsables de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC (y compris les Publications IEC/IEEE) dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications IEC/IEEE et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC et l'IEEE eux-mêmes ne fournissent aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC et l'IEEE ne sont responsables d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC ou à l'IEEE, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, ou les bénévoles des Sociétés de l'IEEE et des Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA), pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication IEC/IEEE ou toute autre publication de l'IEC ou de l'IEEE, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.

- 9) L'attention est attirée sur fait que la mise en application de cette Publication IEC/IEEE peut requérir l'utilisation de matériels protégés par des droits de brevet. En publiant ce document, aucun parti n'est pris concernant l'existence ou la validité de droits de brevet y afférents. Ni l'IEC ni l'IEEE ne peuvent être tenus d'identifier les revendications de brevet essentielles pour lesquelles une autorisation peut s'avérer nécessaire, d'effectuer des recherches sur la validité juridique ou l'étendue des revendications des brevets, ou de déterminer le caractère raisonnable ou non discriminatoire des termes ou conditions d'autorisation énoncés dans le cadre d'un Certificat d'assurance, lorsque la demande d'un tel certificat a été formulée, ou contenus dans tout accord d'autorisation. Les utilisateurs de ce document sont expressément informés du fait que la détermination de la validité de tous droits de propriété industrielle, ainsi que les risques qu'implique la violation de ces droits, relèvent entièrement de leur seule responsabilité.

L'IEC/IEEE 63332-387 a été établie par le sous-comité 45A: Systèmes d'instrumentation, de contrôle-commande et d'alimentation électrique des installations nucléaires, du comité d'études 45 de l'IEC: Instrumentation nucléaire, en coopération avec le "Nuclear Power Engineering Committee" de l'IEEE Power and Energy Society, selon l'accord double logo IEC/IEEE établi entre l'IEC et l'IEEE.

Le présent document est une norme double logo IEC/IEEE.

Cette nouvelle édition remplace l'IEEE Std 387-2017 et constitue donc une première édition de la norme publiée selon l'accord double logo IEC/IEEE. Ce document inclut les modifications techniques suivantes par rapport à l'IEEE Std 387-2017:

- Cette révision prend en compte les pratiques courantes et les leçons tirées de la mise en œuvre par l'industrie nucléaire des versions antérieures du présent document qu'elle remplace. Dans cette révision, plusieurs changements ou des éclaircissements ont en outre été apportés.
- Le présent document définit les méthodes de conception et d'essai d'une unité de générateur diesel (DG) visant à s'assurer de manière raisonnable que, dans l'éventualité où celle-ci doit exécuter ses fonctions de sûreté en situation d'urgence dans une installation, l'unité DG sera facilement disponible et opérationnelle, compte tenu des environnements auxquels elle est susceptible d'être exposée. La présente norme double logo s'applique à tous les équipements électriques importants pour la sûreté conformément à la terminologie de l'AIEA, ce qui inclut les équipements de classe 1E conformément au schéma de classification de l'IEEE et les équipements de classes 1, 2 et 3 conformément au schéma de classification de l'IEC 61226. Le présent document est généralement destiné aux DG à utiliser comme équipements importants pour la sûreté dans des environnements peu sévères. Le présent document peut être utilisé dans des applications où une source d'alimentation interne en courant alternatif de haute fiabilité est exigée pour maintenir la sûreté de l'installation à la suite d'un événement avec perte potentielle des sources d'alimentation externes pendant une période prolongée. Les exigences de documentation et de qualification peuvent toutefois être moins rigoureuses ou différentes.
- Les définitions et termes utilisés dans les normes et guides de l'IEC/AIEA ont été ajoutés à l'appui de la terminologie utilisée dans les normes de l'IEEE.
- L'expérience récente de l'industrie dans le domaine des meilleures pratiques pour la maintenance et les essais des unités DG a été intégrée.

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

Projet	Rapport de vote
45A/1536/FDIS	45A/1553/RVD

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

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

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

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

Le comité d'études de l'IEC et le comité d'études de l'IEEE ont décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé, ou
- révisé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC/IEEE 63332-387:2024

INTRODUCTION

a) Contexte technique, questions principales et structure de la présente norme

La présente Norme internationale IEC/IEEE définit les critères normalisés pour l'application et les essais des unités de générateur diesel (DG) utilisées comme alimentations internes de secours dans les installations nucléaires. La présente norme double logo s'applique aux unités DG applicables aux équipements électriques importants pour la sûreté conformément à la terminologie de l'AIEA, y compris à tous les équipements importants pour la sûreté conformément au schéma de classification de l'IEEE.

Les dispositions du présent document sont réparties dans les articles suivants:

Article 5: Principaux critères de conception;

Article 6: Essais de production en usine;

Article 7: Exigences de qualification;

Article 8: Essais sur site.

Le présent document unifie les exigences de dimensionnement, d'essai, de qualification et de fonctionnement des sources d'alimentation internes à moteur diesel au sein d'une méthode normalisée unique, précédemment fournie par l'IEEE Std 387-2017. Le présent document tient également compte des exigences générales relatives aux systèmes d'alimentation électrique fournies dans l'IEC 63046 et évalue les pratiques et l'expérience opérationnelle courantes dans le parc d'installations nucléaires actuel en tenant compte de l'importance pour la sûreté des exigences de performance des unités DG dans le cadre de l'atténuation des accidents.

Le présent document s'applique aux unités DG des nouvelles installations nucléaires, ainsi qu'à la mise à niveau ou au rééquipement des installations existantes. La présente norme est destinée à être utilisée par les exploitants d'installations nucléaires, les ingénieurs d'études, les évaluateurs de systèmes et les concédants de licence.

b) Positionnement de la présente norme dans la structure de la collection de normes du SC 45A de l'IEC

Les deux normes de premier niveau qui fournissent les exigences générales relatives aux systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande (IEC 61513) et aux systèmes d'alimentation électrique (IEC 63046) pour les installations nucléaires constituent le point d'entrée de la collection de normes du SC 45A de l'IEC.

L'IEC/IEEE 63332-387 est un document de deuxième niveau du SC 45A de l'IEC dans le cadre de l'IEC 63046 qui traite des critères d'application et d'essai des unités DG utilisées pour les alimentations de secours des équipements électriques importants pour la sûreté des installations nucléaires.

Pour plus d'informations sur la structure de la collection de normes du SC 45A de l'IEC, voir l'alinéa d) de la présente introduction.

c) Recommandations et limites relatives à l'application de la présente norme

Un concept important est que le parc actuel de réacteurs en exploitation avec refroidissement forcé et le recours immédiat à des équipements alimentés en courant alternatif en cas de situation d'urgence ou anormale nécessite de disposer de sources d'alimentation internes classées de sûreté. Les conceptions avec des systèmes de refroidissement passifs éliminent le recours immédiat à des pompes et moteurs à courant alternatif. Toutefois, à la suite des événements survenus à l'usine nucléaire de Fukushima Daiichi et des exigences relatives aux Conditions d'extension du domaine de dimensionnement, les systèmes d'alimentation internes en courant alternatif doivent compléter le stock et assurer les fonctions de refroidissement du cœur après l'exécution des fonctions de sûreté immédiates par les systèmes passifs au début d'un événement. Les sources d'alimentation en courant alternatif à moteur diesel peuvent être utilisées pour fournir la puissance nécessaire pour exécuter les fonctions importantes pour la sûreté afin de maintenir un état sûr dans tous les types de conceptions d'installations.

Il est important de noter que le présent document n'établit pas d'exigences fonctionnelles supplémentaires pour les systèmes de sûreté.

Afin d'assurer la pertinence de la norme pour les années à venir, l'accent est mis sur les questions de principes plutôt que sur des technologies particulières.

d) Description de la structure des normes du SC 45A de l'IEC et des relations avec d'autres documents de l'IEC, et avec les documents d'autres organisations (AIEA, ISO)

La collection de normes de l'IEC SC 45A comporte un ensemble cohérent de documents organisés selon une structure à quatre niveaux. Les documents de niveau supérieur dans la collection de normes de l'IEC SC 45A sont l'IEC 61513 et l'IEC 63046, qui traitent respectivement des exigences générales relatives aux matériels et systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande (I&C) et des exigences générales pour les systèmes d'alimentation électrique des NPP. L'IEC 61513 et l'IEC 63046 adoptent un cycle de vie d'ensemble des systèmes et constituent, avec les normes de deuxième niveau pertinentes, le socle de mise en œuvre de la série de normes de sûreté IEC 61508.

Les normes IEC 61513 et IEC 63046 font directement référence à d'autres normes du SC 45A de l'IEC qui établissent les exigences générales relatives à des sujets spécifiques, tels que la catégorisation des fonctions et le classement des systèmes, la qualification, la séparation des systèmes, la défense contre les défaillances de cause commune, la conception des salles de commande, la compatibilité électromagnétique, l'ingénierie des facteurs humains, la cybersécurité, les aspects logiciels et matériels relatifs aux systèmes numériques programmables, la coordination des exigences de sûreté et de sécurité, et la gestion du vieillissement.

Au troisième niveau, les normes du SC 45A de l'IEC, qui ne sont généralement pas citées en référence directement par les normes IEC 61513 ou IEC 63046, traitent des exigences particulières de matériels particuliers, de méthodes techniques ou d'activités. Généralement, ces documents font référence aux documents de deuxième niveau pour les exigences générales et peuvent être utilisés de façon isolée.

Un quatrième niveau qui est une extension de la collection de normes de l'IEC SC 45A correspond aux rapports techniques qui ne sont pas des documents normatifs.

Les normes de la collection du SC 45A de l'IEC mettent en œuvre de manière systématique et décrivent les principes de sûreté et de sécurité et les aspects fondamentaux donnés dans les normes de sûreté de l'AIEA pertinentes pour les centrales nucléaires, ainsi que dans les documents pertinents de la collection de l'AIEA pour la sécurité nucléaire (NSS). Cela concerne en particulier le document d'exigences de sécurité SSR-2/1 (Rev 1) qui établit les exigences de sûreté relatives à la conception des centrales nucléaires, le guide de sûreté SSG-30 qui traite du classement de sûreté des structures, systèmes et composants des centrales nucléaires, le guide de sûreté SSG-39 qui traite de la conception des systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande des centrales nucléaires, le guide de sûreté SSG-34 qui traite de la conception des systèmes d'alimentation électrique des centrales nucléaires, le guide de sûreté SSG-51 qui traite de l'ingénierie des facteurs humains lors de la conception des centrales nucléaires et le guide de mise en œuvre NSS42-G qui traite de la sécurité informatique pour les installations nucléaires. La terminologie et les définitions utilisées pour la sûreté et la sécurité dans les normes établies par le SC 45A sont conformes à celles utilisées par l'AIEA.

Les normes IEC 61513 et IEC 63046 font référence à la norme ISO 9001, ainsi qu'aux documents AIEA GSR partie 2 et AIEA GS-G-3.1 et AIEA GS-G-3.5 pour ce qui concerne l'assurance qualité (QA).

Au deuxième niveau, en ce qui concerne la sûreté nucléaire, la norme IEC 62645 est le document chapeau des normes du SC 45A de l'IEC portant sur la cybersécurité. Elle se fonde sur les principes pertinents de haut niveau et sur les concepts principaux des normes génériques de sécurité, en particulier l'ISO/IEC 27001 et l'ISO/IEC 27002; elle les adapte et les complète pour qu'ils deviennent pertinents pour le secteur nucléaire; elle est coordonnée étroitement avec la norme IEC 62443. Au second niveau, la norme IEC 60964 est le document chapeau des normes du SC 45A de l'IEC applicables aux salles de commande, la norme IEC 63351 est le document chapeau des normes du SC 45A de l'IEC applicables à l'ingénierie des facteurs humains et la norme IEC 62342 est le document chapeau des normes du SC 45A de l'IEC applicables à la gestion du vieillissement.

NOTE 1 L'IEC TR 63400 donne une description plus complète de la structure globale de la collection de normes du SC 45A de l'IEC, ainsi que ses relations avec les autres organismes de normalisation et les autres normes.

INSTALLATIONS NUCLÉAIRES – SYSTÈMES D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE: UNITÉS DE GÉNÉRATEUR DIESEL UTILISÉES COMME SOURCES D'ALIMENTATION DE SECOURS

1 Domaine d'application

1.1 Généralités

Le présent document définit les critères d'application et d'essai des unités de générateur diesel (DG, *Diesel Generator*) utilisées comme alimentations de secours de classe de sûreté dans les installations nucléaires. En général, la présente norme s'applique aux nouvelles installations nucléaires ainsi qu'à la mise à niveau ou au rééquipement des installations existantes. Les installations existantes peuvent volontairement adopter les exigences afin d'améliorer les capacités de performances et la fiabilité des unités DG installées. La présente norme peut être utilisée dans des applications, où une source d'alimentation interne en courant alternatif de haute fiabilité est exigée pour maintenir la sûreté de l'installation à la suite d'un événement avec perte potentielle des sources d'alimentation externes pendant une période prolongée.

Le présent document définit les principaux critères de conception, ainsi que les caractéristiques de conception, les essais et les exigences de qualification des unités DG individuelles qui permettent à ces dernières de satisfaire à leurs exigences fonctionnelles dans le cadre de l'alimentation de secours dans les conditions produites par les événements de dimensionnement répertoriés dans l'analyse de sûreté de l'installation.

La Figure 1 représente les limites des systèmes et équipements inclus dans le domaine d'application du présent document.

Les éléments suivants relèvent du domaine d'application du présent document:

- a) le moteur diesel, qui comprend les éléments suivants:
 - 1) le volant et le couplage (le cas échéant);
 - 2) le système d'air de combustion et l'alimentation en air de combustion;
 - 3) le système de démarrage qui inclut le stockage de l'énergie;
 - 4) le système d'alimentation de démarrage;
 - 5) le système d'alimentation en gasoil (par exemple, réservoir journalier, filtres, canalisations, pompes et vannes entre le réservoir journalier et les pompes à injection du moteur);
 - 6) le système d'huile de graissage, y compris le système de maintien au chaud;
 - 7) le système de refroidissement (eau de la gaine), à partir du point où le fluide de refroidissement est injecté dans l'unité DG. (Pour un système de refroidissement à circuit fermé (radiateur) fourni dans le cadre de l'unité DG, le point de départ est l'interface eau/air);
 - 8) le système d'échappement;
 - 9) le système de régulateur de vitesse;
- b) le générateur, qui comprend les éléments suivants:
 - 1) le système d'excitation et de régulation de tension;
 - 2) le disjoncteur de sortie du générateur au niveau de l'appareillage;
 - 3) le système de mise à la terre du générateur diesel;

- c) les systèmes locaux de contrôle-commande, de protection et de surveillance associés au moteur diesel, au générateur, ainsi que leurs équipements et systèmes auxiliaires cités ci-dessus. La conception des systèmes de contrôle-commande ne relève pas du domaine d'application du présent document. Toutefois, le critère fonctionnel est fourni;
- d) les réseaux de distribution de courant alternatif et de courant continu associés au moteur diesel, y compris la batterie (si celle-ci est fournie avec le générateur) pour le démarrage, par amorçage de champ, du générateur et leurs équipements et systèmes auxiliaires cités ci-dessus, à l'exclusion du système d'alimentation auxiliaire situé en amont du disjoncteur de sortie du générateur;
- e) le système de stockage du gasoil (par exemple, réservoir de stockage, pompes de basculement, filtres, canalisations et vannes entre le réservoir de stockage et le réservoir journalier);
- f) le système d'air de refroidissement et de ventilation;
- g) les éléments essentiels à la fonction de sûreté des unités DG relevant du domaine d'application du présent document (voir la Figure 1);
- h) l'évaluation des caractéristiques de l'environnement de service par rapport aux performances et à la qualification.

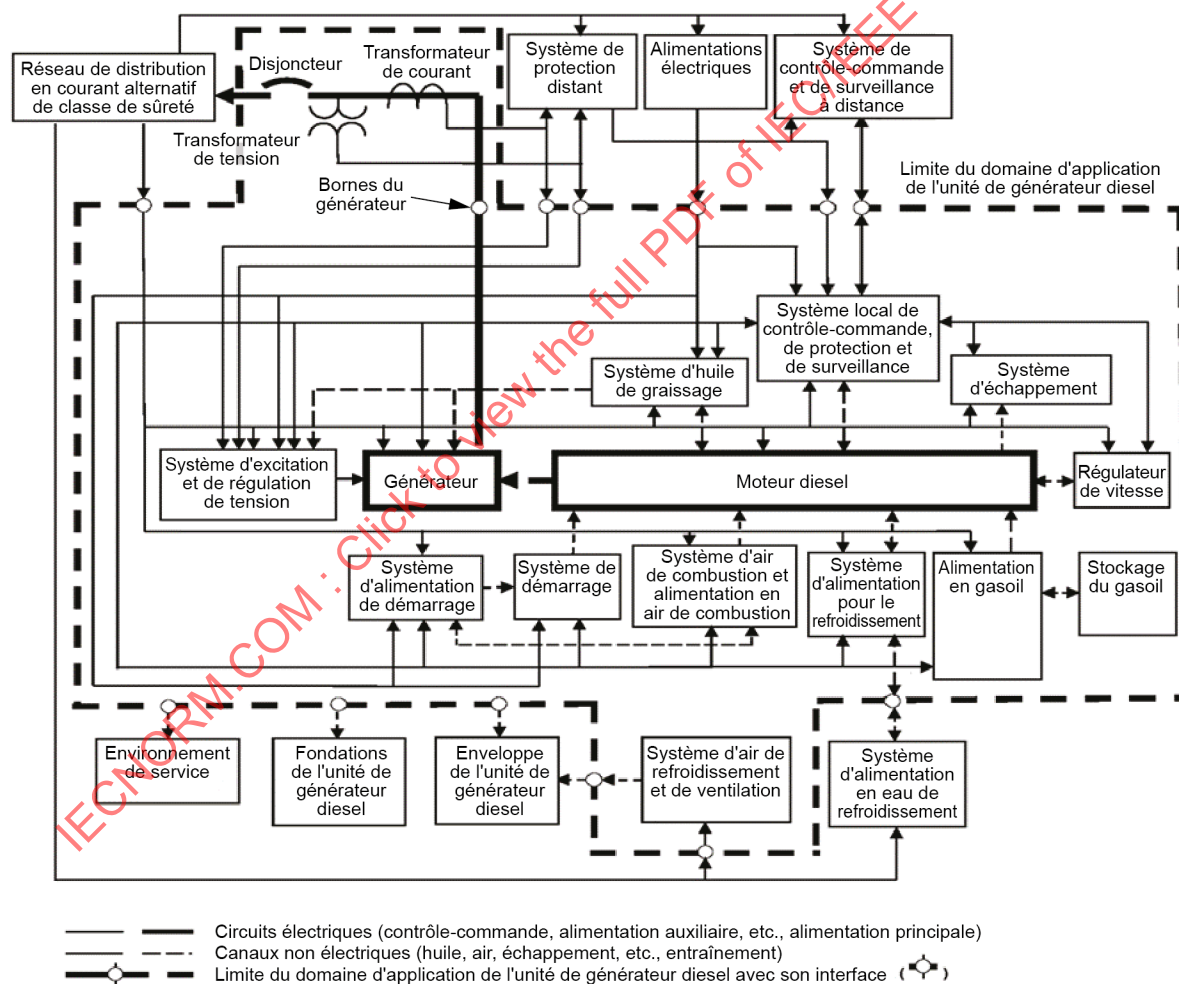


Figure 1 – Schéma du domaine d'application

1.2 Inclusions pour les essais sur site

Les éléments suivants ne relèvent pas du domaine d'application de la norme et, en général, les exigences spécifiques peuvent ne pas s'appliquer. Ces éléments ou systèmes sont inclus, car ils sont essentiels pour les performances de l'unité DG et sont également exigés pour réaliser les essais sur site décrits à l'Article 8.

- a) Le réseau de distribution d'alimentation en courant alternatif et continu, qui inclut les éléments suivants:
 - 1) les circuits pour acheminer l'alimentation en courant alternatif du disjoncteur du générateur jusqu'au bus spécifique de classe de sûreté inclus;
 - 2) les circuits pour acheminer l'alimentation en courant alternatif ou continu vers les unités DG et les contrôles-commandes associés;
 - 3) les alimentations en courant continu (batteries et chargeurs), si elles sont spécifiques à l'unité DG.
- b) Les systèmes distants et locaux de contrôle-commande, de protection (générateur, moteur et auxiliaires) et de surveillance, qui incluent les éléments suivants:
 - 1) les dispositifs de démarrage automatique et manuel;
 - 2) les dispositifs pour le délestage et la mise en séquence des charges;
 - 3) les dispositifs à distance pour la protection de l'unité DG et de ses équipements auxiliaires;
 - 4) les équipements de synchronisation.

1.3 Exclusions

Les éléments suivants ne relèvent pas du domaine d'application du présent document:

- a) l'enveloppe et les fondations de l'unité DG;
- b) les équipements de service externes (par exemple, système de chauffage, ventilation et climatisation) et les systèmes qui font partie de l'enveloppe de l'unité DG ou qui y sont logés, autres que ceux identifiés en 1.2;
- c) les systèmes de contrôle-commande, de protection et de surveillance pour les éléments suivants:
 - 1) protection des charges alimentées par l'unité DG;
 - 2) prévention d'une défaillance de cause commune entre l'alimentation électrique préférentielle et le système d'alimentation de secours;
- d) la détermination des caractéristiques de l'environnement de service;
- e) le système de protection contre les incendies.

2 Références normatives

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

IEC 60034 (toutes les parties), *Machines électriques tournantes*

IEC 61226, *Centrales nucléaires de puissance – Systèmes d'instrumentation, de contrôle-commande et d'alimentation électrique importants pour la sûreté – Catégorisation des fonctions et classement des systèmes*

IEC 62342, *Centrales nucléaires de puissance – Systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande importants pour la sûreté – Gestion du vieillissement*

IEC 63046, *Centrales nucléaires de puissance – Système d'alimentation électrique – Exigences générales*

IEC/IEEE 60780-323:2016, *Installations nucléaires – Équipements électriques importants pour la sûreté – Qualification*

IEC/IEEE 60980-344, *Installations nucléaires – Équipements importants pour la sûreté – Qualification sismique*

IEC/IEEE 62271-37-013:2021, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating current generator circuit-breakers* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 308-2020, *IEEE Standard Criteria for Class 1E Power Systems for Nuclear Power Generating Stations* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 450, *IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 485, *IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 1106, *IEEE Recommended Practice for Installation, Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 1115, *IEEE Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications* (disponible en anglais seulement)

ASME OM, *Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants (Division 2, Part 16, Performance Testing and Monitoring of Standby Diesel Generator Systems in Light-Water Reactor Power Plants)*

NEMA MG 1, *Motors and Generators*, disponible à l'adresse <http://www.nema.org/> [consultée le 2024-03-11]

3 Termes et définitions

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

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

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

3.1

acceptable

dont l'adéquation est démontrée par l'analyse de sûreté de l'installation

3.2

critères d'acceptation

valeurs limitatives d'un indicateur de fonctionnement ou d'un indicateur d'état servant à évaluer la capacité d'une structure, d'un système ou d'un composant de remplir sa fonction prévue

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.3

accident

tout événement involontaire, y compris les fausses manœuvres, les défaillances d'équipements ou d'autres anomalies, dont les conséquences réelles ou potentielles ne sont pas négligeables du point de vue de la protection ou de la sûreté.

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.4

classe 1E

classe de sûreté des équipements électriques et des systèmes qui sont essentiels pour l'arrêt d'urgence du réacteur, pour l'isolement de l'enceinte de confinement, pour le refroidissement du cœur du réacteur et pour l'extraction de la chaleur du réacteur et de l'enceinte de confinement, ou qui sont essentiels pour empêcher le rejet important de matières radioactives dans l'environnement

Note 1 à l'article: Les utilisateurs du présent document sont avertis que le terme "Classe 1E" est un terme fonctionnel. Les équipements et systèmes doivent être classés 1E seulement s'ils réalisent les fonctions dont la liste est fournie dans la définition. L'identification des systèmes et équipements classés 1E reposant sur autre chose que leur fonction correspond à une utilisation inappropriée du terme. L'AIEA définit des classes correspondantes auxquelles les *systèmes*, *composants* et autres équipements sont attribués en fonction de leurs fonctions et de leur importance pour la *sûreté*.

Note 2 à l'article: Les termes "Classe 1E" et "Classe de sûreté" sont considérés comme synonymes pour les équipements électriques et désignent un sous-ensemble d'équipements importants pour la sûreté.

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.3, modifié – Les Notes à l'article ont été ajoutées.]

3.5

défaillance de cause commune

DCC

défaillances de plusieurs structures, systèmes ou composants dues à un événement ou à une cause spécifique unique

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.6

régime continu assigné

capacité de puissance électrique en sortie que l'unité DG peut maintenir dans l'environnement de service pendant 8 760 heures (h) de fonctionnement par an avec seulement des mises hors service programmées pour la maintenance

3.7

accident de dimensionnement

conditions ou événements pris en compte lors de la conception de l'installation, prise en compte explicitement dans la conception des structures, systèmes ou équipements de l'installation, à partir de critères préétablis, de sorte que l'installation puisse y résister sans dépassement des limites autorisées

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.8

événements de dimensionnement

événements hypothétiques utilisés en conception pour établir les exigences portant sur les performances acceptables pour les structures, systèmes et composants

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.9

charge nominale

combinaison de charges électriques (kilowatt (kW) et kilovoltampère réactif (kvar) qui présente la caractéristique de demande de puissance la plus sévère, assurée par l'énergie électrique fournie par une unité DG pour le fonctionnement des dispositifs de sûreté conçus et des autres systèmes exigés pendant et après l'arrêt du réacteur

Note 1 à l'article: La charge nominale peut inclure le terme de facteur de puissance.

3.10

unité de générateur diesel

source indépendante d'alimentation électrique de secours qui se compose d'un ou de plusieurs moteurs Diesel à combustion interne couplés directement à un générateur électrique, des systèmes auxiliaires mécaniques et électriques associés, et des systèmes de commande, de protection et de surveillance

3.11

conditions additionnelles de dimensionnement

conditions accidentelles postulées non considérées comme des accidents de dimensionnement mais prises en compte dans le processus de conception de l'installation conformément aux méthodes de type "meilleure estimation" et dans lesquelles les rejets de matières radioactives sont maintenus dans des limites acceptables

Note 1 à l'article: Pour les centrales nucléaires et les réacteurs de recherche, les conditions additionnelles de dimensionnement comprennent les conditions des événements sans dégradation sensible du combustible et les conditions des événements avec fusion du cœur du réacteur.

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.12

température d'équilibre du moteur

condition dans laquelle les températures de l'eau de la gaine et de l'huile de graissage sont égales à $\pm 5,5$ °C (10 °F) de leurs températures de fonctionnement normales établies par le fabricant du moteur

3.13

équipement important pour la sûreté

équipement faisant partie d'un groupe de sûreté et/ou dont le mauvais fonctionnement ou la défaillance pourrait entraîner une exposition indue à des rayonnements du personnel du site ou de personnes du public

Note 1 à l'article: L'équipement important pour la sûreté comprend:

- les structures, systèmes et composants qui empêchent les incidents de fonctionnement prévus d'aboutir à des conditions accidentelles;
- les dispositifs prévus pour atténuer les conséquences d'un mauvais fonctionnement ou de défaillances de structures, systèmes ou composants.

Note 2 à l'article:

A) pour une utilisation cohérente avec l'IEC 61226, les équipements importants pour la sûreté sont les suivants:

- tous les équipements d'I&C réalisant des fonctions de catégories A à C (conformément au schéma de catégorisation de l'IEC 61226);
- tous les équipements électriques nécessaires pour assurer l'alimentation d'urgence en énergie de ces équipements en cas de perte de l'alimentation de puissance normale;
- tous les équipements électriques nécessaires pour assurer l'alimentation en énergie ultime en cas de perte totale des alimentations de puissance internes de l'installation (si cela est retenu comme conditions d'extension du domaine de dimensionnement dont les conséquences doivent être atténuées).

B) pour une utilisation cohérente avec d'autres documents IEEE et une catégorisation de classe 1E, pour les équipements importants pour la sûreté, la qualification est essentielle pour les équipements suivants:

- équipements électriques et systèmes qui sont essentiels pour l'arrêt d'urgence du réacteur, pour l'isolement de l'enceinte de confinement, pour le refroidissement du cœur du réacteur et pour l'extraction de la chaleur du réacteur et de l'enceinte de confinement; ou
- équipements électriques qui sont autrement essentiels pour empêcher le rejet important de matières radioactives dans l'environnement.

Note 3 à l'article: Les utilisateurs du présent document sont avertis que le terme "Classe 1E" est un terme fonctionnel. Les équipements et systèmes sont classés 1E seulement s'ils réalisent les fonctions dont la liste est fournie dans la définition. L'identification des systèmes et équipements classés 1E reposant sur autre chose que leur fonction correspond à une utilisation inappropriée du terme.

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.12, modifié – Les exemples d'équipements importants pour la sûreté ont été transformés en notes.]

3.14

qualification d'équipement

production et conservation des preuves que l'équipement fonctionnera sur commande, dans les conditions de service spécifiées, pour répondre aux impératifs de performance du système

Note 1 à l'article: L'équipement est qualifié pour la durée correspondant à ses exigences de performance opérationnelles pour chaque condition d'EDD applicable, ceci couvrant les périodes de fonctionnement exigées après un EDD.

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.15

spécifications de l'équipement

document identifiant l'ensemble des exigences techniques et d'assurance qualité pour l'achat d'équipements, de matériaux, de services et toutes les exigences pour satisfaire à l'analyse de sûreté de l'installation

3.16

capacité nominale du générateur

quantité maximale d'énergie électrique que peut produire un générateur dans les conditions spécifiées (par exemple, température ambiante, altitude) selon les caractéristiques assignées par le fabricant

Note 1 à l'article: La capacité nominale du générateur est généralement exprimée en kilovoltampères (kVA) et en kilowatts (kW), comme cela est indiqué sur la plaque signalétique fixée au générateur.

3.17

interfaces

limite partagée entre les structures, systèmes et composants qui comprend les fixations physiques, le montage, les composants auxiliaires et les prises (électriques et mécaniques) qui permettent les branchements sur l'équipement

3.18

demande de mise de charge

mise en charge à la suite d'un démarrage réussi qui implique un critère d'acceptation défini

Note 1 à l'article: Le critère applicable peut inclure:

- une mise en charge d'une durée quelconque qui fait suite à un signal automatique ou manuel réel (c'est-à-dire pas un essai);
- un essai de mise en charge pour satisfaire aux spécifications d'essai de charge et de durée de l'installation;
- d'autres opérations (essais spéciaux, par exemple) dans lesquelles l'unité DG est présumée fonctionner pendant au moins 1 h avec au moins 50 % de charge nominale.

3.19

défaillance de la demande de mise en charge

mise en charge lorsque l'unité DG démarre, mais ne prend pas la charge et ne fonctionne pas correctement à la suite d'une demande de mise en charge valide, compte tenu des exceptions indiquées dans la Note 2

Note 1 à l'article: Pour les essais de surveillance mensuels, l'unité DG peut être chargée au régime recommandé par le fabricant ou être démarrée lentement et atteindre la vitesse assignée selon un programme prescrit afin de réduire la contrainte et l'usure sur l'unité DG. Toute condition identifiée lors des inspections de maintenance (avec l'unité DG en mode veille) qui aurait certainement entraîné une défaillance de la mise en charge si une demande s'était produite doit être considérée comme une défaillance de la demande de mise en charge valide.

Note 2 à l'article: Les tentatives infructueuses de démarrage ou de mise en charge ne doivent pas être considérées comme des demandes ou une défaillance valides lorsque celles-ci peuvent certainement être attribuées à l'un des éléments suivants:

- toute opération de déclenchement qui serait contournée dans le mode de fonctionnement d'urgence (par exemple, déclenchement en cas de température élevée de l'eau de refroidissement);
- dysfonctionnement d'un équipement dont le fonctionnement n'est pas exigé pendant le mode de fonctionnement d'urgence (par exemple, circuit de synchronisation);
- interruption intentionnelle de l'essai en raison de conditions d'alarme ou anormales observées (par exemple, fuites d'eau ou d'huile mineures) qui n'auraient finalement pas entraîné de dommages importants ou de défaillance de l'unité DG;
- les dysfonctionnements de composants ou les fausses manœuvres qui n'ont pas empêché le redémarrage de l'unité DG et sa mise à l'état de charge dans un délai de 5 min (c'est-à-dire sans maintenance corrective ni diagnostic de problème significatif);
- une défaillance de démarrage due au fait qu'une partie du système de démarrage a été désactivée pour les besoins des essais, s'il est suivi d'un démarrage réussi avec le système de démarrage dans son alignement normal;
- les essais exploratoires au cours d'une maintenance corrective ou préventive ne doivent pas être considérés comme des demandes ou des défaillances.

3.20

profil de charge

amplitude et durée des charges (kW et kvar) appliquées dans une séquence temporelle prescrite, comprenant les caractéristiques du régime transitoire et du régime permanent des charges individuelles

3.21

perte totale des sources d'alimentation externes

perte simultanée de toutes les sources électriques externes sur tous les tableaux de sûreté de la centrale, exigeant le démarrage des sources internes de secours en courant alternatif puis la réalimentation des tableaux de sûreté (séquence de reprise diesel)

Note 1 à l'article: Les tableaux de sûreté des systèmes en courant alternatif sans interruption et des systèmes en courant continu ne sont pas pris en compte.

[SOURCE: IEC 63046:2020, 3.25]

3.22

marge

différence entre les conditions de service et les conditions utilisées pour la qualification de l'équipement

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.23

environnement peu sévère

environnement qui n'est à aucun moment significativement plus sévère que l'environnement d'exploitation normal, incluant les incidents de fonctionnement prévus

[SOURCE: IEC/IEEE 60780-323:2016, 3.18]

3.24

alimentation préférentielle

alimentation du réseau de transport au réseau de distribution de classe 1E qui est privilégiée pour fournir l'alimentation électrique en conditions accidentelles et après l'accident

Note 1 à l'article: Selon les définitions de la publication SSG-34 de l'AIEA: l'alimentation préférentielle est l'alimentation électrique allant du réseau de transport jusqu'au réseau électrique classé aux fins de la sûreté.

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.25

facteur de puissance

rapport de la puissance (active) réelle (kW) sur la puissance apparente (kVA), exprimé par $\cos \phi = kW/kVA = kW/(kW^2 + kvar^2)^{1/2}$, où kvar est la puissance réactive

Note 1 à l'article: Le facteur de puissance de la charge nominale est déterminé par l'analyse de la charge spécifique à la centrale, et le facteur de puissance assigné est défini par l'OEM et correspond à la capacité de l'unité DG.

3.26

durée de vie qualifiée

période pour laquelle il a été démontré, par essais, analyse ou expérience qu'une structure, un système ou un composant est capable de fonctionner dans les limites des critères d'acceptation pour des conditions de fonctionnement spécifiques tout en restant à même de remplir ses fonctions de sûreté dans des conditions accidentelles telles qu'un accident de dimensionnement ou un séisme de référence

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.27

classe de sûreté

dans le contexte des centrales nucléaires, classes dans lesquelles les systèmes, les composants et les autres équipements sont répartis sur la base de leurs fonctions et de leur importance du point de vue de la sûreté

Note 1 à l'article: Les termes "Classe 1E" et "Classe de sûreté" sont considérés comme synonymes pour les équipements électriques et désignent un sous-ensemble d'équipements importants pour la sûreté.

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022, modifié – La note à l'article a été ajoutée.]

3.28

système de sûreté

système important pour la sûreté destiné à garantir la mise à l'arrêt sûr du réacteur ou l'évacuation de la chaleur résiduelle du cœur, ou à limiter les conséquences des incidents de fonctionnements prévus et des accidents de dimensionnement

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.29

environnement de service

ensemble des conditions entourant l'unité DG dans son enveloppe, lorsque la charge nominale est fournie, pendant un fonctionnement normal, en cas d'accident et après un accident

3.30

durée de vie utile

période qui va de la mise en exploitation initiale d'une structure, d'un système ou d'un composant à sa réforme

Note 1 à l'article: La durée de vie utile prévue peut être réduite par la durée de conservation des composants sensibles au vieillissement.

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022, modifié – La note à l'article a été ajoutée.]

3.31

accident grave

accident plus grave qu'un accident de dimensionnement et qui donne lieu à une dégradation importante du cœur

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.32

service nominal temporaire

<unité de générateur diesel> capacité de puissance électrique en sortie que l'unité DG peut maintenir dans l'environnement de service pendant 2 h sur toute période de 24 h, sans dépasser les limites de conception du fabricant et sans réduire l'intervalle de maintenance établi pour le régime continu assigné

Note 1 à l'article: Le fonctionnement à ce régime plus élevé ne limite pas l'utilisation de l'unité DG à son régime continu assigné.

3.33

critère de défaillance unique

SFC

critère (ou contrainte) appliqué à un système en vertu duquel ce dernier doit être capable de remplir sa ou ses fonctions en cas de défaillance unique

Note 1 à l'article: Afin de remplir ce critère, au moins deux systèmes ou trains (redondants) indépendants exerçant la même fonction de sûreté sont généralement prévus au stade de la conception.

Note 2 à l'article: L'exception suivante s'applique au critère de défaillance unique utilisé pour les unités DG:

- toute défaillance unique dans le système d'unité DG qui empêche le générateur d'exécuter la fonction de sûreté est considérée comme une défaillance unique. La défaillance d'un sous-système installé dans le cadre de voies redondantes (ou multiples) pour améliorer la fiabilité d'une unité DG n'est pas considérée comme une défaillance unique, sauf si les conséquences de la défaillance empêchent l'unité DG d'exécuter sa fonction de sûreté.

Note 3 à l'article: L'abréviation "SFC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "single failure criterion".

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022, modifié – La note à l'article a été ajoutée.]

3.34

alimentation de secours

alimentation qui est choisie pour fournir de l'énergie électrique lorsque l'alimentation préférentielle n'est pas disponible

[SOURCE: IEEE Standards Dictionary Online]

3.35

demandes de démarrage

tous les démarrages valides et involontaires, y compris tous les démarrages qui sont suivis par des mises en charge, par un déclenchement automatique ou manuel, et les situations où l'unité DG est démarrée, sans que cela soit suivi d'une tentative de mise en charge de l'unité DG

Note 1 à l'article: Les conditions suivantes peuvent s'appliquer aux échecs de demande de démarrage:

- toute défaillance du système de l'unité DG qui empêche le générateur d'atteindre une fréquence (ou vitesse) et une tension données dans un délai spécifié est classée comme une défaillance de démarrage valide. Pour les essais de surveillance mensuels, l'unité DG peut être amenée à la vitesse et à la tension assignées dans le délai recommandé par le fabricant pour réduire la contrainte et l'usure;
- toute condition identifiée lors des inspections de maintenance (avec l'unité DG en mode veille) qui aurait certainement entraîné une défaillance de démarrage si une demande s'était produite doit être considérée comme une demande et une défaillance de démarrage valides.

3.36

signal de démarrage

signal d'entrée à la logique de démarrage de l'unité DG qui déclenche une séquence de démarrage de l'unité DG

Note 1 à l'article: Le signal de démarrage peut être le résultat d'une demande prévue (manuelle) ou d'une demande réelle, comme un signal de démarrage automatique/d'urgence.

3.37

délai de démarrage

temps écoulé entre la réception d'un signal de démarrage d'urgence et l'obtention de la tension et de la fréquence nécessaires à la fermeture du disjoncteur pour alimenter les charges exigées

3.38

essai de surveillance

essai périodique destiné à vérifier que les structures, systèmes et composants continuent de fonctionner ou sont capables de remplir leurs fonctions lorsqu'ils sont sollicités

[SOURCE: Glossaire de sûreté et de sécurité nucléaire de l'AIEA, 2022]

3.39

dose intégrée totale

dose cumulée totale

dose calculée auquel l'équipement est soumis pendant sa durée de vie utile (40 ans ou 60 ans) et dose limite à la suite de l'événement de dimensionnement le plus défavorable sur la période de fonctionnement exigée

Note 1 à l'article: Si la qualification en environnement radiologique s'applique, suivre les recommandations de l'IEC/IEEE 60780-323.

4 Abréviations

AC (alternating current)	courant alternatif
EDD	événement de dimensionnement
DC (direct current)	courant continu
DG (Diesel Generator)	générateur diesel
ECCS (Emergency Core Cooling System)	système de refroidissement d'urgence du cœur
FAT (Factory Acceptance Test)	essai d'acceptation en usine
HVAC (Heating Ventilation and Air Conditioning)	système de chauffage, ventilation et climatisation
PALR	perte accidentelle de liquide de refroidissement
PTAE	perte totale des sources d'alimentation externes
MOV (Motor-Operated Valve)	vanne motorisée
NPP (Nuclear Power Plant)	centrale nucléaire
OEM (Original Equipment Manufacturer)	fabricant d'équipements d'origine
OPC (Open Phase Condition)	condition de rupture de phase
SR	sonde à résistance
SBO (Station Black-Out)	perte totale des alimentations électriques en courant alternatif
var	voltampère de puissance réactive

5 Principaux critères de conception

5.1 Capacité

5.1.1 Généralités

Lorsqu'elle est en service, chaque unité DG doit être capable d'exécuter les fonctions de sûreté d'une alimentation de secours, conformément aux exigences définies dans l'IEEE Std 308 et l'IEC 63046.

5.1.2 Capacités mécaniques et électriques

5.1.2.1 Généralités

Les variations de tension, de fréquence et de forme d'onde (y compris les effets de distorsion harmonique) de l'unité DG ne doivent pas dégrader les performances des équipements importants pour la sûreté au-dessous d'un niveau acceptable (voir aussi l'Annexe F). L'unité DG doit également satisfaire à chacune des capacités spécifiques suivantes liées aux exigences de conception, d'application et de qualification du présent document.

5.1.2.2 Conditions de dimensionnement

L'unité doit être capable de fonctionner pendant et après tout événement de dimensionnement sans l'appui du système d'alimentation électrique préférentiel. Les conditions de dimensionnement suivantes, y compris les marges appropriées exigées par l'IEC/IEEE 60780-323, doivent être spécifiées par les personnes responsables de l'application du système et doivent au minimum inclure les éléments suivants:

- a) cycles de fonctionnement (par exemple, 4 000 démarrages sur une période de 40 ans ou 6 000 démarrages sur une période de 60 ans);

- b) nombre d'heures de fonctionnement (par exemple, 6 000 h sur une période de 40 ans ou 9 000 h sur 60 ans);
- c) fonctionner en continu pendant une durée prolongée lorsque des événements externes altèrent les sources d'alimentation externes;
- d) température aux emplacements des équipements (minimale et maximale avec les durées associées et température ambiante annuelle moyenne);
- e) température d'équilibre du moteur comprise dans la plage admissible;
- f) spectres de réponse sismique;
- g) rayonnement (dose intégrée totale spécifiée sur une période de 40 ans ou 60 ans selon la période de fonctionnement, plus accident si celui-ci est situé dans un environnement sévère);
- h) humidité (minimale et maximale avec les durées associées);
- i) profil de charge, y compris les variations admissibles de tension et de fréquence (voir l'Annexe A);
- j) pression barométrique absolue (altitude et dépressurisation/pressurisation liée aux tornades, durée et amplitude);
- k) contaminants de l'air de combustion (sel, sable, etc.);
- l) type et qualité du carburant;
- m) exigences relatives à l'alimentation électrique auxiliaire;
- n) effet de l'activation de la protection contre les incendies;
- o) qualité de l'eau de service;
- p) vitesse(s) maximale(s) et direction(s) du vent si un refroidissement par radiateur est utilisé;
- q) événements externes, comme les tremblements de terre, les tornades, les ouragans, les inondations, les tsunamis et les seiches;
- r) conditions météorologiques spécifiques au site (froides ou chaudes), comme l'accumulation de glace.

5.1.2.3 Démarrage et mise en charge

L'unité doit être capable de démarrer, d'accélérer et d'être chargée à hauteur de la charge nominale dans le délai exigé par la spécification de l'équipement, dans les conditions suivantes:

- a) à partir de l'état de veille normale;
- b) si le refroidissement n'est pas disponible, pendant une durée équivalente à celle exigée pour la mise en service de l'équipement de refroidissement avec l'énergie de l'unité DG;
- c) satisfaire aux exigences de tension et de fréquence pour la mise en séquence des charges en fonction des hypothèses de l'analyse de sûreté;
- d) lors d'un redémarrage avec une température initiale du moteur égale à la température du moteur en pleine charge au régime continu assigné.

5.1.2.4 Fonctionnement en charge légère ou à vide

L'unité doit être capable d'accepter une charge nominale après un fonctionnement en charge légère ou à vide pendant la durée exigée dans la spécification de l'équipement. Des dispositions permettant un bon fonctionnement en charge légère ou à vide peuvent être fournies par le fabricant.

5.1.2.5 Charge nominale

L'unité doit être capable de transporter la charge nominale pendant la durée exigée par la spécification de l'équipement. Cela inclut la gestion des charges manuelles et autoconnectées.

5.1.2.6 Charge dynamique

Les analyses de sûreté des installations évaluent les débits de liquides dans l'ECCS (et les autres systèmes importants pour la sûreté) et formulent des hypothèses sur la vitesse en régime permanent des machines tournantes. La capacité de l'unité DG à maintenir la tension et la fréquence en régime permanent dans une bande acceptable peut avoir une incidence sur les capacités de performances des charges motrices de l'ECCS, comme les pompes, les vannes motorisées et les ventilateurs. Il convient d'évaluer les perturbations de tension et de fréquence lors de la mise en séquence des charges, associées à une bande de fonctionnement admissible pour les unités DG en conditions de régime permanent, afin de déterminer l'incidence sur les paramètres critiques, comme les débits et les temps de course, admis par hypothèse dans les analyses de sûreté. La fonction de l'unité DG est de s'assurer que les fonctions de sûreté des systèmes sont accomplies conformément aux analyses de sûreté (voir l'Annexe F). L'unité doit donc être capable de maintenir la tension et la fréquence aux bornes du générateur dans des limites qui ne dégradent pas les performances des charges au-dessous de leurs exigences minimales en régime permanent et la durée des transitoires causés par l'application ou le retrait de la charge. Pendant la mise en séquence des charges, il est important de maintenir l'unité DG dans les limites de fonctionnement définies ci-dessous afin de fournir une assurance raisonnable que les charges motrices séquentielles démarreront, accéléreront avec succès et maintiendront une vitesse adéquate, et que le moteur diesel ne calera pas ou n'exercera pas de contraintes excessives sur les systèmes mécaniques:

- a) l'unité DG doit être conçue de sorte que la fréquence ne diminue à aucun moment lors de la séquence de mise en charge au-dessous de 95 % de la valeur nominale et que la tension ne diminue pas au-dessous de 75 % de la valeur nominale. Une diminution plus importante de la tension et de la fréquence peut être justifiée pour une unité DG qui ne transporte qu'une seule charge importante connectée¹;
- b) la fréquence doit être rétablie à 2 % de la valeur nominale, en moins de 60 % de chaque intervalle de séquence de charge, pour une augmentation de charge par palier²;
- c) la fréquence doit être rétablie à 2 % de la valeur nominale, en moins de 80 % de chaque intervalle de séquence de charge, pour la déconnexion de la charge la plus importante³;
- d) la tension doit être rétablie à 10 % de la valeur nominale, dans les 60 % de chaque intervalle de séquence de charge⁴;
- e) les valeurs d'acceptation de la fréquence et de la tension doivent être fondées sur une analyse spécifique à l'installation (lorsque des valeurs prudentes de tension et de fréquence sont mesurées) afin d'éviter une interruption de charge. Un pourcentage plus élevé de l'intervalle de séquence de charge peut être utilisé s'il peut être justifié par l'analyse. L'intervalle de séquence de charge doit prévoir une marge suffisante pour l'exactitude et la répétabilité de la temporisation de séquence de charge;
- f) lors de la reprise à la suite de transitoires provoqués par la déconnexion de la charge unique la plus importante, la vitesse de l'unité DG ne doit pas dépasser la vitesse nominale plus 75 % de la différence entre la vitesse nominale et le point de consigne de déclenchement par survitesse, ou 115 % de la valeur nominale (si cette valeur est moins élevée)⁵;

¹ Fondement technique: Ce critère de fréquence et de tension empêche (1) les contacteurs de tomber en panne, ce qui exige une analyse technique spécifique, et (2) les moteurs de caler pendant les conditions de démarrage.

² Fondement technique: Une durée de 60 % de l'intervalle entre deux charges fournit une assurance raisonnable que la fréquence a été rétablie pour un démarrage réussi de la charge suivante.

³ Fondement technique: Le rejet des charges importantes entraîne une augmentation de fréquence. Un intervalle de temps plus long (80 %) est acceptable, car l'augmentation de vitesse n'a pas d'impact négatif sur le démarrage réussi de la charge suivante.

⁴ Fondement technique: Limite la durée pendant laquelle les moteurs ralentissent.

⁵ Fondement technique: Protection des moteurs diesel contre les dommages mécaniques catastrophiques et les blessures du personnel.

- g) la vitesse de l'unité DG ne doit pas atteindre le point de consigne de déclenchement par survitesse à cause du transitoire qui suit une perte totale de charge⁶;
- h) les perturbations de tension et de fréquence peuvent avoir une incidence sur les performances des motopompes. Il convient d'évaluer les perturbations hydrauliques dans les circuits de fluides associés;
- i) il convient généralement de connecter automatiquement les charges en séquence après le rétablissement des alimentations. La mise en séquence des charges évite la surcharge des générateurs de secours sous l'effet des courants de démarrage du moteur et des courants d'appel du transformateur. Il convient de démontrer la capacité du système de secours à rétablir les alimentations dans la séquence définie par la réalisation d'études de système analytiques à l'aide de logiciels disponibles sur le marché. Certaines conceptions peuvent avoir un signal de démarrage lié au processus en série avec le signal du séquenceur de charge pour des charges spécifiques. Dans ces conceptions, il existe une possibilité de mise en séquence simultanée de plusieurs charges par palier. Il convient de réaliser des études analytiques pour valider la capacité de l'unité DG à démarrer et à accélérer les charges associées au processus en même temps que les charges séquencées normalement. Il convient de réaliser les études analytiques de référence pendant la phase de conception et de lancement du projet et de les valider à l'aide d'essais réels réalisés pendant la phase opérationnelle. Ces études peuvent être utilisées pour évaluer les modifications apportées aux systèmes tout au long de la durée de vie de l'unité DG.

5.1.2.7 Dispositions concernant les actions de l'opérateur

Chaque unité DG doit pouvoir être démarrée et arrêtée à partir de la salle de commande principale. Il convient que la fonction de synchronisation soit disponible dans la salle de commande principale et dans le panneau local de la salle d'unité DG. La salle de commande principale doit disposer des informations adéquates pour permettre aux opérateurs de surveiller la tension, la fréquence, la puissance de sortie des générateurs et les paramètres critiques comme la température du moteur en régime permanent, la pression d'huile de graissage et tous les paramètres recommandés par le fabricant. Si la conception de l'installation exige un panneau de commande à distance (externe à la salle de commande principale), il convient de fournir des commandes et des indications adéquates sur le panneau de commande à distance pour démarrer, arrêter et surveiller les paramètres clés de puissance de sortie. L'unité doit être équipée de dispositifs permettant les actions suivantes:

- a) actions de maintenance prévues lors du transport de la charge nominale définie en 5.1.2.5. Les actions de maintenance prévues incluent le réapprovisionnement en liquides et le remplacement des filtres duplex;
- b) synchronisation manuelle/automatisée (si une synchronisation manuelle est exigée par le plan de sûreté) avec une source d'alimentation externe (ou une autre source active) pour effectuer une surveillance et récupérer à la suite d'une condition PTAE/SBO;
- c) inhiber le mode de fonctionnement d'urgence avec des verrouillages afin d'éviter les erreurs humaines ou les commutations intempestives.

5.2 Capacités de puissance

5.2.1 Application

L'unité DG doit avoir un régime continu assigné et un service nominal temporaire qui reflètent les capacités de sortie de l'unité DG conformément aux exigences du 5.1, en plus des dispositions suivantes:

- a) les inspections et la maintenance programmée doivent être effectuées périodiquement;
- b) la maintenance non programmée doit être réalisée en fonction des besoins révélés par les inspections périodiques et l'expérience opérationnelle.

⁶ Fondement technique: Protection des moteurs diesel contre les dommages mécaniques catastrophiques et les blessures du personnel.

5.2.2 Fonctionnement

Les unités DG peuvent être utilisées à la limite de leurs capacités de puissance, comme cela est défini par le régime continu assigné et le service nominal temporaire.

Le fonctionnement d'une unité DG à des niveaux de charge inférieurs à 30 % de la puissance assignée pendant des périodes prolongées a une incidence négative sur l'unité. La conséquence la plus courante est un empiement humide dans le système d'échappement. Cette condition se produit lorsque le carburant non utilisé/ non brûlé d'un moteur diesel, les particules de carbone et l'humidité accumulée s'agglutinent autour des composants du système d'échappement et fuient à travers les joints d'échappement. Cela se produit principalement lorsque le moteur fonctionne en charge légère pendant une longue période en raison de la faible chaleur dans les cylindres. Un fonctionnement sous faible charge ou à vide de l'unité DG pendant une durée prolongée peut survenir à la suite d'un démarrage d'urgence, où la source d'alimentation préférentielle est disponible pour le bus de l'unité DG. Sauf si les paramètres de délai et de charge pour le fonctionnement sous faible charge ou à vide sont établis par des essais et par documentation, les précautions suivantes doivent être prises:

- lorsque 4 h de fonctionnement à 30 % ou moins du régime continu assigné se sont accumulées (sans au minimum 0,5 h de fonctionnement au-dessus de 50 % du régime continu assigné), l'unité doit être mise en fonctionnement sous une charge d'au moins 50 % du régime continu assigné pendant au minimum 0,5 h;
- le fonctionnement à des niveaux de charge autres que ceux décrits à l'étape a) du 5.2.2 doit être limité selon les recommandations du fabricant.

5.3 Interactions

L'indépendance entre les unités DG ne doit pas être compromise. Les interactions entre les systèmes mécaniques et électriques entre une unité DG particulière et d'autres unités de l'alimentation de secours, le côté nucléaire de l'installation, le côté non nucléaire de l'installation et le système électrique de classe de sûreté doivent être coordonnées de sorte que la fonction de conception de l'unité DG et les exigences de capacité décrites en 5.1 puissent être respectées pour tout événement de dimensionnement, à l'exception de la défaillance de cette unité DG.

5.4 Considérations relatives à la conception et à l'application

Les considérations relatives à la conception et à l'application doivent inclure les considérations indiquées dans le Tableau 1 (liste non exhaustive).

Tableau 1 – Considérations relatives à la conception et à l'application

Élément	Considération
1	Éviter les défaillances de cause commune entre les unités de l'alimentation de secours
2	Critère de défaillance unique appliqué à l'alimentation de secours
3	Mise en correspondance du moteur, du générateur, du système d'excitation, du régulateur de tension et du régulateur
4	Énergie pour le fonctionnement des systèmes de contrôle-commande, de protection et de surveillance
5	Systèmes de contrôle-commande, de protection et de surveillance
6	Système et matériel de graissage
7	Choix de l'air, de l'eau ou d'autres moyens de refroidissement
8	Alimentation en fluide de refroidissement et température de l'air ambiant
9	Système et équipement de refroidissement
10	Choix des moyens de démarrage électriques, pneumatiques ou autres
11	Alimentation de démarrage
12	Système de démarrage et équipements
13	Alimentation, température et qualité de l'air de combustion

Élément	Considération
14	Système et équipement d'air de combustion
15	Stockage du carburant
16	Système et équipement d'alimentation en carburant
17	Évacuation des produits de la combustion
18	Durée de vie nominale de l'équipement
19	Environnement de service
20	Conception parasismique
21	Charge nominale, incluant les effets des variations de fréquence et de tension
22	Temps disponible entre la réception du signal de démarrage et le déclenchement de la séquence de charge
23	Description de la séquence de mise en charge et des durées d'application des différentes charges
24	Temps maximal disponible entre la réception du signal de démarrage et l'acceptation de la charge nominale
25	Adaptation de la séquence de mise en charge et des durées d'application des différentes charges
26	Caractéristiques de performances de charge (régime transitoire et régime permanent)
27	Régime continu assigné
28	Service nominal temporaire
29	Fonctionnement en charge légère ou à vide
30	Caractéristiques de performances de l'unité DG, y compris les caractéristiques transitoires (moteur froid/chaud kW et variation échelonnée du générateur kVA) et toute réduction de puissance du moteur applicable due à l'environnement de service (voir élément 19)
31	Conditions de défaut électrique
32	Transitoires électriques, y compris les surtensions
33	Isolation et température assignée des systèmes d'isolation des équipements électriques pour les conditions de fonctionnement et de repos
34	Distances de fuite et d'isolement pour les contacts d'équipements électriques
35	Effets thermiques d'origine électrique
36	Effets thermiques d'origine mécanique
37	Chocs thermiques
38	Chocs mécaniques
39	Cycles de fonctionnement pouvant entraîner des contraintes induites par la chaleur
40	Configuration physique et support mécanique des auxiliaires, des accessoires, du matériel, des gaines, des fils et câbles et des canalisations qui y sont raccordés
41	Manipulation pendant la fabrication, l'expédition, le stockage et l'installation
42	Système de protection contre les incendies: séparation entre les unités et effets dommageables possibles du fait d'un fonctionnement réel ou involontaire
43	Incidence sur l'entrée d'air de la dépressurisation liée aux tornades
44	Critères de séparation entre les installations électriques de Classes 1, 2 et 3 (classement de l'IEC 61226) et celles classées de sûreté et non classées de sûreté 1E (classement de l'IEEE)
45	Vibrations opérationnelles
46	Surveillance des unités DG dans des conditions accidentelles et après l'accident
47	Considérations relatives à la conception pour la capacité d'essai et de synchronisation
48	Annonce des dispositifs de protection qui activent le déclenchement de l'unité DG
49	Moyens de communication entre la salle des unités DG et la ou les salles de commande
50	Interverrouillages et alarmes de protection contre les incendies en ce qui concerne la sécurité du personnel
51	Système d'acquisition de données

5.5 Caractéristiques de conception

5.5.1 Caractéristiques de conception mécanique et électrique

5.5.1.1 Généralités

L'unité DG est soumise à des contraintes mécaniques associées aux forces centripètes et centrifuges des parties mobiles à l'intérieur de celle-ci dans une plage de fonctionnement spécifiée. En outre, l'unité DG est soumise à des transitoires dans le système électrique tels qu'une fermeture mal synchronisée du disjoncteur de sortie, des défauts électriques ou des variations soudaines de charge. L'unité DG doit être conçue pour supporter mécaniquement les vibrations et transitoires maximaux attendus.

L'unité DG doit être conçue pour supporter mécaniquement les transitoires électriques maximaux attendus. Les types habituels de transitoires incluent la fermeture du disjoncteur hors phase et les défauts électriques.

La synchronisation manuelle de l'unité DG peut entraîner une fermeture du disjoncteur hors phase. Il convient que le fabricant définisse les limites (fermeture hors phase) et s'assure que l'unité DG peut supporter des vibrations linéaires et de torsion dans les limites spécifiées. Il convient que la conception du disjoncteur de sortie de l'unité DG empêche la fermeture hors phase, par exemple avec l'utilisation d'un relais de contrôle de synchronisation si les limites admissibles sont dépassées.

Lorsqu'un court-circuit est appliqué brusquement à la fin de l'enroulement du générateur, la force électrodynamique peut entraîner une déformation de l'extrémité de la bobine, voire endommager l'isolation.

Les surtensions dans les enroulements des stators et des rotors des générateurs diesel sont dangereuses pour l'isolation des générateurs. Un courant d'impulsion puissant dans l'enroulement du stator, combiné à une surtension, peut entraîner une dégradation des raccords d'isolation faibles.

Les générateurs diesel peuvent produire des vibrations violentes, ce qui peut induire des contraintes mécaniques excessives et destructrices sur certains éléments de structure. Certaines conceptions peuvent comporter un couplage qui sépare le moteur du générateur dans les conditions de défaut graves afin d'éviter d'endommager l'unité DG.

5.5.1.2 Vibrations

Les amplitudes de vibration doivent être limitées aux capacités de conception de l'unité DG et des composants auxiliaires. Les solénoïdes, relais, gaines et autres dispositifs doivent être montés de manière à réduire les effets de vibration.

Il convient de réduire le plus possible les vibrations de torsion et linéaires dues au déséquilibre des parties rotatives, à la réaction de couple à l'allumage des cylindres, lors des ratés d'allumage des cylindres, etc. La condition de résonance doit être analysée pour tous les modes de fonctionnement afin de s'assurer que l'unité DG peut fonctionner en toute sécurité. Il convient de vérifier les résultats d'analyse au cours de l'essai de type.

5.5.1.3 Vibrations de torsion

Les contraintes dues aux vibrations de torsion dangereuses ne doivent pas se produire dans une plage comprise entre 10 % au-dessus et 10 % au-dessous du régime de ralenti assigné et entre 5 % au-dessus et 5 % au-dessous de la vitesse synchrone assignée.

5.5.1.4 Survitesse

Les pièces mobiles doivent être conçues pour supporter le niveau de survitesse résultant d'un rejet de charge en service nominal temporaire. Une marge doit être prévue pour permettre au dispositif de protection de survitesse d'être réglé sur une valeur suffisamment élevée pour que l'unité ne disjoncte pas en cas de rejet de charge en service nominal temporaire. Au minimum, le rotor du générateur, le rotor d'excitation (s'il est utilisé) et le volant doivent être conçus pour supporter une survitesse de 25 % sans dommage.

5.5.1.5 Fonctionnement du régulateur de vitesse

Si le moteur diesel est équipé à la fois du mode isochrone (non parallèle) et du mode de statisme (parallèle), il doit fonctionner à la fois en mode isochrone et en mode statisme. Des dispositions doivent être prévues pour placer automatiquement le régulateur de vitesse du moteur dans le mode de fonctionnement approprié lorsque l'unité DG doit fonctionner automatiquement (voir le 5.5.2.2). Le moteur diesel doit être placé en mode isochrone (urgence) lorsqu'il est en veille.

5.5.1.6 Fonctionnement du régulateur de tension

Si le moteur diesel est équipé à la fois du mode isochrone (non parallèle) et du mode statisme (parallèle), le régulateur de tension doit fonctionner automatiquement à la fois en mode isochrone et en mode statisme. Des dispositions doivent être prévues pour placer automatiquement le régulateur de tension dans le mode de fonctionnement approprié lorsque l'unité DG doit fonctionner automatiquement (voir le 5.5.2.2). Le régulateur de tension doit être placé en mode isochrone (urgence) lorsqu'il est en veille. L'Annexe D fournit des informations complémentaires sur l'influence de l'équipement de régulation de tension sur les essais de surveillance de l'unité DG.

5.5.1.7 Disjoncteur de sortie du générateur

Le bon fonctionnement du disjoncteur de sortie du générateur est essentiel pour l'unité DG afin d'alimenter les charges de l'installation. La conception doit inclure les caractéristiques de conception suivantes, qui doivent fonctionner automatiquement et en toute sécurité lorsque les conditions de l'installation l'exigent.

- a) mise sous tension des bus de classe de sûreté afin de prendre en charge les essais de mise en charge de l'unité DG;
- b) mise sous tension du bus isolé pour l'état PTAE, signal de déclenchement d'accident simultané à l'état PTAE, et pour les essais individuels de série;
- c) rétablissement des charges diesel vers le système d'alimentation électrique préférentiel sans mise hors tension ni interruption des charges;
- d) exclusion des fermetures hors phase qui peuvent entraîner des vibrations inacceptables du moteur. La méthode préférentielle pour empêcher les fermetures hors phase est un relais de contrôle de synchronisation avec fermeture automatique du disjoncteur.

L'essai périodique de ces caractéristiques en service est défini en 8.4.

Il convient que les caractéristiques de conception et d'essai des disjoncteurs respectent les normes IEEE C37, ou les articles applicables des normes IEC/IEEE communes comme l'IEC/IEEE 62271-37-013, le cas échéant.

5.5.1.8 Systèmes de stockage du gasoil et d'alimentation en gasoil

Les systèmes de stockage du gasoil et d'alimentation en gasoil sont nécessaires pour assurer le fonctionnement et la fonction de l'unité DG. Les caractéristiques de conception et de composants spécifiques au système sont incluses dans les normes relatives au gazole, par exemple l'ANS 59.51 et la DIN EN 590.

5.5.1.9 Capacité d'alimentation de démarrage

5.5.1.9.1 Généralités

Le système de démarrage de l'unité DG doit être conçu pour effectuer plusieurs démarrages/tentatives conformément aux exigences minimales suivantes:

- a) redémarrage de l'unité DG après un échec de démarrage en réponse à un état PTAE ou à un signal d'accident;
- b) les tentatives de redémarrage de l'unité DG ne doivent pas nécessairement satisfaire aux exigences relatives à l'heure de début de l'analyse de sûreté;
- c) prévoir le démarrage et le fonctionnement de l'unité DG en réponse à un état PTAE ou à un signal d'accident pendant ou immédiatement après l'essai périodique de l'unité DG.

5.5.1.9.2 Capacité du système d'air de démarrage

Le système de démarrage à air de chaque unité DG doit être constitué de deux sous-systèmes indépendants qui alimentent l'appareil de distribution monté sur moteur. Chaque sous-système doit avoir l'aptitude et la capacité de satisfaire aux exigences suivantes:

- a) la capacité de stockage d'énergie minimale exigée pour chaque sous-système de démarrage à air doit prendre en charge au moins deux tentatives de redémarrage de l'unité DG à la suite d'un échec de démarrage lors d'une demande en situation de PTAE ou de signal d'accident. Nombre minimal de démarrages = 1 tentative échouée + deux tentatives supplémentaires successives = 3 tentatives de démarrage;
- b) il convient que la capacité de stockage d'énergie recommandée pour chaque sous-système de démarrage à air fournisse une capacité supplémentaire pour permettre un éventuel dépannage et un essai ultérieur de remise en service. L'exigence de 3 démarrages au minimum ci-dessus + 2 démarrages supplémentaires pour le dépannage/la remise en service signifie qu'une capacité de 5 démarrages dans chaque sous-système indépendant est recommandée.

5.5.1.9.3 Capacité du système de démarrage en courant continu

Le système de démarrage en courant continu doit être conçu pour effectuer plusieurs démarrages/tentatives conformément aux exigences minimales suivantes:

- a) la capacité de stockage d'énergie minimale exigée doit prendre en charge au moins deux tentatives de redémarrage de l'unité DG à la suite d'un échec de démarrage lors d'une demande en situation de PTAE ou de signal d'accident. Nombre minimal de démarrages = 1 tentative échouée + deux tentatives supplémentaires successives = 3 tentatives de démarrage;
- b) le système de démarrage en courant continu doit être capable d'alimenter l'unité DG en courant continu, immédiatement après un essai de disponibilité (c'est-à-dire un essai mensuel ou semi-annuel) et un essai de fonctionnement du système. Dans le cas de conceptions incluant des chargeurs de batterie capables de prendre en charge l'amorçage de champ de l'unité DG et la charge en courant continu nominale, la capacité de la batterie peut ne pas devoir prendre ces essais périodiques en considération;
- c) il convient que la capacité de stockage d'énergie recommandée pour le système de démarrage en courant continu fournisse une capacité supplémentaire pour permettre un éventuel dépannage et un essai ultérieur de remise en service. Comme pour la recommandation relative au système de démarrage à air, une capacité de 5 démarrages dans chaque système de démarrage en courant continu indépendant est recommandée lorsque chaque unité DG utilise des systèmes en courant continu redondants.

Voir l'Annexe E pour plus d'informations.

5.5.2 Commande

5.5.2.1 Modes de contrôle-commande et surveillance

L'unité DG doit être équipée de systèmes de contrôle-commande qui permettent une commande automatique et manuelle depuis la salle de commande principale, le panneau de commande à distance (si ce panneau est exigé par la conception de l'installation) et le panneau de commande local dans la salle de l'unité DG. Il convient que ces emplacements disposent également d'une capacité de surveillance pour assurer le bon fonctionnement en toute sécurité de l'unité DG.

5.5.2.2 Commande d'urgence

Lors de la réception d'un signal de démarrage d'urgence, le système de contrôle-commande automatique doit permettre le démarrage automatique et le réglage automatique de la vitesse et de la tension jusqu'à un état "prêt pour charge" en mode d'urgence (isochrone) selon les conditions suivantes:

- a) lors des essais de surveillance périodiques visant à démontrer le caractère opérationnel de l'unité DG, un signal de démarrage d'urgence doit inhiber tous les autres modes de fonctionnement et renvoyer la commande de l'unité DG au système de contrôle-commande automatique;
- b) un signal de démarrage d'urgence ne doit pas inhiber les modes non opérationnels manuels, comme les modes utilisés pour la réparation et la maintenance, y compris pour les essais effectués après la maintenance.

5.5.2.3 Points de contrôle-commande

Des dispositions doivent être prises pour assurer la commande de l'unité DG depuis la salle de commande principale, le panneau de commande à distance (le cas échéant) et la salle de l'unité DG.

5.5.2.4 Puissance de commande

Les systèmes de batteries pour l'alimentation des systèmes de contrôle-commande, le démarrage et l'amorçage de champ doivent être dimensionnés selon l'IEEE Std 485 ou l'IEEE Std 1115, ou des Normes internationales équivalentes, et en fonction du nombre hypothétique de démarrages sur une durée prolongée sans capacité à se recharger. (Voir le 5.5.1.8 et l'Annexe E pour plus d'informations.)

5.5.3 Informations de statut

5.5.3.1 Indication, systèmes d'annonce et communication

Pendant les activités de surveillance, l'unité DG doit fournir une indication dans la salle de commande principale afin d'afficher le statut de l'unité DG (c'est-à-dire, en essai, en veille/prêt, verrouillage) et annoncer la survenue de conditions anormales, de prédéclenchement ou de déclenchement.

Pour faciliter le diagnostic d'une défaillance ou d'un dysfonctionnement, le système d'annonce doit indiquer lequel des déclenchements de protection de l'unité DG a été activé en premier.

Il convient que le panneau de commande local annonce le paramètre ou le composant/système spécifique à l'origine de la condition anormale.

Un moyen de communication doit également être fourni entre les emplacements d'essai de l'unité DG et la salle de commande principale afin de s'assurer que les opérateurs connaissent le statut de l'unité DG en essai.

5.5.3.2 Modes à indiquer

Au minimum, les conditions suivantes doivent être indiquées dans la salle de commande principale et dans le panneau local:

- a) unité non opérationnelle et disponible;
- b) unité en cours d'exécution, non chargée;
- c) unité en cours d'exécution, chargée;
- d) unité hors service (par exemple, non disponible en raison d'une maintenance ou d'un blocage);
- e) unité en cours d'exécution, non disponible (par exemple, en cours d'exécution d'opérations d'après maintenance et non disponible).

5.5.3.3 Instrumentation

Les systèmes suivants doivent disposer d'instruments mécaniques et électriques suffisants pour les variables exigées afin d'assurer le bon fonctionnement et de générer les signaux de conditions anormales, de prédéclenchement et de déclenchement exigés pour l'indication ou l'alarme de ces conditions:

- a) système de démarrage;
- b) système de graissage;
- c) systèmes d'alimentation en carburant;
- d) système de refroidissement primaire;
- e) système de refroidissement secondaire;
- f) système d'air de combustion;
- g) système d'échappement;
- h) générateur;
- i) système d'excitation;
- j) système de régulation de tension;
- k) système de régulateur de vitesse.

5.5.4 Protection

Le fonctionnement de l'unité DG est nécessaire pour assurer le maintien des fonctions de refroidissement du cœur, de protection du réacteur et des barrières contre les produits de fission associées. Lors d'une situation d'urgence, la protection de l'installation et la protection de la santé et de la sécurité du public constituent l'objectif principal, avant la protection de l'unité DG. Les premières heures de refroidissement du cœur après un événement de dimensionnement sont critiques, et il convient que les déclenchements intempestifs des unités DG ne compromettent pas la sûreté nucléaire. Par conséquent, il convient d'empêcher les dispositifs de protection automatiques de l'unité DG de déclencher l'arrêt rapide de la machine pendant le fonctionnement d'urgence, à moins que la condition anormale n'entraîne une défaillance catastrophique immédiate du générateur ou du moteur. Généralement, les principaux dispositifs de protection qui évitent une défaillance catastrophique immédiate incluent une protection contre les courants différentiels en cas de défaut dans les enroulements du générateur et une protection contre les survitesses du moteur/générateur. Certaines conceptions retiennent le déclencheur à surintensité, car ce dispositif est également considéré comme critique pour la prévention d'une défaillance catastrophique.

Les autres dispositifs de protection électriques et mécaniques protègent la machine contre les dégradations à plus long terme, de sorte que des mesures peuvent être prises pour protéger l'unité DG. La machine peut généralement fonctionner pendant une longue durée avec une dégradation limitée dans les systèmes de support (par exemple, des fuites dans les systèmes de refroidissement ou d'huile de graissage), et continuer de fournir du courant aux charges d'urgence exigées pour protéger l'installation. Il convient d'empêcher ces dispositifs de protection non critiques de déclencher l'arrêt rapide du générateur, mais il convient d'indiquer l'activation. Il convient que la condition anormale soit annoncée dans la salle de commande principale et permette à l'opérateur de l'installation de déterminer les avantages relatifs de la poursuite de l'exploitation de l'unité DG en fonction des conditions de l'installation et des autres sources d'alimentation en courant alternatif disponibles qui peuvent fournir de l'énergie. Ces dispositifs de protection incluent généralement:

- protection contre les défauts de terre du générateur pour un générateur à haute impédance mis à la terre;
- protection du générateur contre la perte de champ du générateur;
- protection du générateur contre les sous/surfréquences;
- protection du générateur contre la surexcitation;
- protection du générateur contre les retours de puissance;
- protection du générateur contre les surcharges;
- protection du générateur contre les courants inverses.

Pour les dispositifs de protection non critiques, ce qui suit s'applique:

- a) ils doivent être bloqués en ce qui concerne le déclenchement automatique de l'arrêt rapide de l'unité DG lors d'un fonctionnement en mode d'urgence. Le contournement des déclenchements non critiques doit être indiqué dans la salle de commande principale de l'installation et au niveau du panneau de commande local;
- b) si des dispositifs de protection non critiques sont maintenus en mode de fonctionnement d'urgence, alors au moins deux mesures indépendantes de chacun de ces paramètres avec la logique de déclenchement associée doivent être fournies. La conception du circuit de logique de déclenchement associé doit prévoir une alarme pour le déclenchement de chaque capteur et doit inclure la capacité d'indiquer chaque déclenchement de capteur. Tous les dispositifs de protection doivent rester efficaces pendant l'essai de l'unité DG et pendant le fonctionnement dans des conditions autres qu'une situation d'urgence. Les autres essais périodiques qui démontrent la réponse du système de l'unité DG à des événements de dimensionnement simulés doivent inclure le contournement du déclenchement de protection en mode de fonctionnement d'urgence (PTAE, accident et accident/PTAE);
- c) lorsque les dispositifs de protection sont contournés dans les conditions de fonctionnement d'urgence, le circuit doit inclure la capacité d'exécuter les tâches suivantes:
 - 1) soumettre à l'essai le statut et le fonctionnement des circuits de contournement;
 - 2) déclencher des alarmes dans la salle de commande principale pour les valeurs anormales de tous les paramètres de contournement (des alarmes de panne courantes peuvent être utilisées); et
 - 3) réinitialiser manuellement la fonction de contournement du déclenchement. Cette action:
 - i) vérifie que les déclenchements contournés ne sont pas réactivés involontairement lorsque l'unité DG est en mode d'urgence;
 - ii) assure que les fonctions de protection sont actives lorsque l'unité DG est en mode d'essai ou en mode de non-urgence.

6 Essais de production en usine

6.1 Généralités

6.1.1 Réalisation

L'essai doit être effectué conformément à un plan d'essai écrit. L'essai d'acceptation en usine (FAT) de l'unité DG complète doit être effectué.

6.1.2 Documentation

La documentation d'essai doit inclure les éléments suivants:

- a) spécifications des performances de l'équipement;
- b) identification de la ou des fonctions spécifiques à démontrer lors de l'essai;
- c) plan d'essais;
- d) rapport des résultats d'essai. Le rapport doit être disponible sur demande du client et inclure les éléments suivants:
 - 1) objectif;
 - 2) équipement soumis à l'essai;
 - 3) description de l'installation d'essai (configuration d'essai), instrumentation utilisée, y compris référence des enregistrements d'étalonnage, et environnement d'essai;
 - 4) procédures d'essai, y compris les critères d'acceptation/de rejet;
 - 5) données d'essai et exactitude (résultats);
 - 6) anomalies et échecs d'essai, y compris leur disposition et leur incidence sur les résultats d'essai;
 - 7) récapitulatif, conclusions et recommandations;
 - 8) données à l'appui;
 - 9) signature et date d'approbation.

6.1.3 Analyses

Même si des essais sont privilégiés, les essais peuvent être complétés ou remplacés par des analyses lorsque les essais ne sont pas pratiques, afin de démontrer le respect des critères définis à l'Article 5. L'analyse doit inclure les bases des hypothèses utilisées. Le rapport d'analyse doit être disponible sur demande du client.

6.1.4 Substitutions

Lorsque les essais sont réalisés dans les installations du fabricant ou du monteur, et non sur le site, le silencieux d'échappement, le silencieux d'aspiration et filtre à air d'admission et le radiateur (le cas échéant) normalement utilisés pour les essais en atelier peuvent être substitués à l'équipement à fournir pour un site spécifique, étant donné qu'il n'est pas pratique d'utiliser l'équipement et la tuyauterie qui existeront sur le site ou sur les futurs sites pour lesquels l'unité DG est en cours de qualification. Les résultats des essais doivent être corrigés en fonction de l'état de l'environnement de service et des caractéristiques de conception, y compris des systèmes de silencieux d'échappement et de silencieux d'aspiration et filtre à air d'admission du site.

6.2 Essais de production spécifiques

6.2.1 Généralités

Les essais suivants sont des exigences minimales pour les essais de production en usine.

6.2.2 Essais de moteur

Chaque moteur doit être soumis à l'essai, à l'aide d'un banc dynamométrique ou d'un générateur, afin de fournir un moyen exact de contrôler l'absorption de puissance. Les essais suivants doivent être réalisés au minimum:

- a) essai de rodage. Chaque fabricant doit élaborer son propre calendrier de rodage le mieux adapté au moteur;
- b) essai de détermination des caractéristiques
 - 1) Série d'essais. Lorsque le moteur a réussi l'essai de rodage, les essais minimaux suivants avec les paramètres de mise en charge et de durée recommandés dans le Tableau 2 doivent être effectués pour établir les caractéristiques de fonctionnement. Ces essais peuvent être réalisés dans l'ordre souhaité. Les résultats de l'essai doivent remplir les critères de conception.

Tableau 2 – Essais de charge recommandés

Charge du régime continu assigné %	Durée Heures
0 à 30	1
30 à 50	1
50	1
75	1
100	2
110	2

- 2) Consignation des données. Les registres d'essai de chacun des essais ci-dessus doivent faire partie des enregistrements d'un moteur particulier. Les registres d'essai doivent comprendre au minimum les données suivantes:
 - i) vitesse (r/min);
 - ii) puissance de freinage (ch ou kW);
 - iii) consommation de carburant spécifique au frein;
 - iv) pression du collecteur d'admission;
 - v) température du collecteur d'admission;
 - vi) température d'échappement des différents cylindres;
 - vii) température des gaz d'échappement du turbocompresseur;
 - viii) température de l'eau de la gaine (entrée et sortie du moteur);
 - ix) pression de l'eau de la gaine (entrée du moteur);
 - x) température de l'huile de graissage (entrée et sortie du moteur);
 - xi) pression du collecteur d'huile de graissage (entrée du moteur);
 - xii) type de carburant et enthalpie du carburant;
 - xiii) pression barométrique;
 - xiv) température de l'air d'entrée;
 - xv) température ambiante et humidité relative.

6.2.3 Essais des générateurs

Au minimum, il convient que les essais des générateurs soient conformes à la norme NEMA MG 1 ou aux normes de l'IEC équivalentes, comme la série IEC 60034 pour les machines électriques tournantes, ou aux autres normes nationales applicables.

6.2.4 Excitation, commande et autres accessoires/auxiliaires

Tous ces dispositifs et ensembles doivent être soumis à l'essai conformément aux pratiques normalisées du fabricant.

7 Exigences de qualification

7.1 Généralités

Les unités DG utilisées dans le cadre de la source d'alimentation de secours doivent être qualifiées conformément aux exigences du présent article⁷. Cette qualification permet de vérifier que l'unité satisfait aux exigences de l'Article 5 dans toutes les conditions d'environnement prévues. La qualification doit être réalisée par l'exécution d'essais de type sur des équipements non vieillis comme cela est décrit en 7.2, par l'analyse ou les essais décrits en 7.3, et par l'essai fonctionnel exigé en 7.4 à la suite d'un essai de vieillissement ou d'un essai sismique. Toutes les qualifications doivent être réalisées conformément à un plan écrit qui définit les analyses et les essais à effectuer, les paramètres à surveiller pendant les essais, les instruments d'essai et les critères d'acceptation pour l'équipement. Des essais supplémentaires peuvent être nécessaires pour assurer le respect des exigences spécifiques au site.

7.2 Essais de type initiaux

7.2.1 Généralités

Les unités DG qui n'ont pas été préalablement soumises aux essais de type en tant que sources d'alimentation de secours pour installations nucléaires doivent faire l'objet d'un programme d'essai de type comprenant des essais de capacité de charge, de démarrage et d'acceptation de charge, ainsi que des essais de marge. Il est privilégié d'effectuer ces essais dans l'usine du fabricant du moteur ou du monteur. Toutefois, ils peuvent être réalisés sur le site si des instruments d'étalonnage certifiés sont fournis pour mesurer et enregistrer les mêmes fonctions et caractéristiques que celles normalement mesurées dans les conditions d'essai en usine. Il convient de vérifier au minimum la capacité nominale du générateur et la capacité de surcharge à titre de référence pour de futures analyses de tendances.

Les essais de type peuvent être réalisés sur une ou plusieurs unités, et la qualification d'une unité qualifie des unités similaires de ce type pour un service égal ou moins sévère. Si les essais de démarrage et d'acceptation de charge (voir le 7.2.3) sont réalisés avec plusieurs unités identiques, chacune de ces unités doit être soumise aux essais de capacité de charge (voir le 7.2.2) et de marge (voir le 7.2.4).

Les essais de type doivent être réalisés après l'exécution réussie des essais de production en usine. Après l'exécution réussie de ces essais de type, l'équipement doit être inspecté conformément à la procédure normalisée du fabricant et les résultats de l'inspection doivent être consignés.

⁷ Les exigences de qualification du présent article sont fondées sur l'IEC/IEEE 60780-323 et sur l'IEEE Std 627 applicables aux unités DG afin d'assurer que l'équipement peut fonctionner dans les limites de ses exigences de spécification.

7.2.2 Essais de capacité de charge

Ces essais démontrent la capacité de l'unité DG à acheminer les charges assignées au facteur de puissance assigné pendant la période indiquée et à rejeter la charge avec succès conformément à 8.2.2.5. L'achèvement réussi de la séquence d'essais doit satisfaire à cette exigence particulière. La séquence d'essais de capacité de charge doit être la suivante:

- a) une charge égale au régime continu assigné (réelle et réactive) doit être appliquée pendant la durée exigée pour atteindre l'équilibre de température du moteur;
- b) immédiatement après le point a) ci-dessus, la charge en service nominal temporaire (réelle et réactive) doit être appliquée pendant une période de 2 h et la charge en régime continu assigné doit être appliquée pendant une période de 22 h;
- c) l'essai de rejet de charge en service nominal temporaire doit être effectué. L'essai de rejet de charge est acceptable si l'augmentation de vitesse du moteur diesel ne dépasse pas 75 % de la différence entre la vitesse nominale et le point de consigne de déclenchement par survitesse, ou 15 % au-dessus de la valeur nominale, si cette valeur est plus faible;
- d) la capacité en charge légère ou à vide décrite en 5.1.2.4 doit être démontrée par l'essai. Le fonctionnement en charge légère ou à vide doit être suivi d'une application de charge ≥ 50 % du régime continu assigné en kilowatt pendant au moins 0,5 h ou selon la prescription du fabricant du moteur.

7.2.3 Essais de démarrage et d'acceptation de charge

Une série d'essais doit être réalisée pour établir la capacité de l'unité DG à démarrer et à accepter la charge dans le délai nécessaire pour satisfaire aux exigences de conception de l'installation. Un essai acceptable de démarrage et d'acceptation de charge est défini ci-après; toutefois, d'autres méthodes dûment justifiées peuvent être jugées équivalentes pour le niveau de fiabilité à démontrer.

Un total de 100 essais de démarrage et de charge valides doit être effectué sans aucune défaillance admise. L'incapacité de l'unité à réussir cette série d'essais, comme cela est prescrit, exige un examen de l'adéquation de la conception du système, la correction de la cause des défaillances et la poursuite des essais jusqu'à ce que 100 essais valides aient été réalisés sans défaillance. Les essais de démarrage et de charge doivent être réalisés comme suit:

- a) le démarrage du moteur doit commencer dès la réception du signal de démarrage du moteur diesel, et l'unité DG doit accélérer jusqu'à la fréquence et à la tension spécifiées dans le délai de démarrage exigé;
- b) immédiatement après l'étape a), l'unité DG doit accepter une charge à une étape ≥ 50 % du régime continu assigné en kilowatt. La charge peut être totalement résistive ou être une combinaison de charges résistives et inductives;
- c) au moins 90 essais doivent être réalisés avec l'unité DG initialement en veille à chaud en fonction des températures de l'eau de la gaine et de l'huile de graissage aux valeurs ou inférieures aux valeurs recommandées par le fabricant du moteur. Après l'application de la charge, l'unité DG doit continuer à fonctionner jusqu'à ce que les températures de l'eau de la gaine et de l'huile de graissage se trouvent à $\pm 5,5$ °C (± 10 °F) près des températures de fonctionnement normales du moteur pour la charge correspondante;
- d) au moins 10 essais doivent être réalisés avec le moteur initialement à la température de fonctionnement normale stabilisée, définie comme étant les températures de l'eau de la gaine et de l'huile de graissage à $\pm 5,5$ °C (± 10 °F) près des températures de fonctionnement normales, définies par le fabricant du moteur pour la charge correspondante;

- e) si la cause de l'échec du démarrage ou de l'acceptation de la charge conformément à la séquence précédente relève de l'une des catégories ci-dessous, cet essai particulier ne doit pas être pris en compte, et la séquence d'essai doit être reprise sans pénalité après identification et correction de la cause de l'échec de la tentative.
- 1) Tentatives de démarrage infructueuses qui peuvent certainement être attribuées à une erreur de l'opérateur, y compris le réglage des interrupteurs de contrôle d'alignement, des rhéostats ou des potentiomètres, ou d'autres réglages qui peuvent avoir été modifiés par inadvertance avant cet essai de démarrage particulier.
 - 2) Essais réalisés pour la vérification d'une procédure de maintenance programmée exigée au cours de cette série d'essais. Cette procédure de maintenance doit être définie avant la conduite des essais de démarrage et d'acceptation de charge, puis elle devient partie intégrante du programme de maintenance normal après l'installation.
 - 3) Essais réalisés dans le cadre du processus de dépannage. Chaque tentative de démarrage effectuée dans le cadre du processus de dépannage doit être définie comme telle avant l'exécution d'une tentative de démarrage.
 - 4) Tentatives de démarrage réussies qui ont été arrêtées intentionnellement sans mise en charge.
 - 5) Défaillance de l'un des systèmes de service temporaires tels que la source d'alimentation en courant continu, le disjoncteur de sortie, la charge, la tuyauterie et le câblage d'interconnexion, ainsi que toute autre installation temporaire qui ne fera pas partie de l'installation permanente.

7.2.4 Essais de marge

Des essais doivent être réalisés pour démontrer la capacité de l'unité DG à démarrer et à acheminer des charges qui sont supérieures à l'amplitude de la charge par palier la plus sévère dans le profil de charge nominale de l'installation, y compris les changements par palier au-dessus de la charge de base. La variation par palier du cas limite sur la charge de base, définie par le profil de charge nominale, doit être démontrée. Il ne s'agit pas nécessairement de la variation par palier la plus importante, mais il peut s'agir d'une variation par palier plus faible à mesure que l'on s'approche de la capacité en pleine charge de l'unité DG. Ces essais peuvent être combinés avec les essais de capacité de charge ou les essais de démarrage et d'acceptation de charge. Au moins deux essais de marge doivent être réalisés en utilisant une configuration de charge identique ou différente. Une charge d'essai de marge supérieure d'au moins 10 % à l'amplitude de la charge à une étape la plus sévère dans le profil de charge est jugée suffisante pour l'essai de marge. L'amplitude et la durée des excursions de fréquence et de tension enregistrées peuvent dépasser les valeurs spécifiées pour la charge nominale de l'installation, mais il convient de rétablir ces deux valeurs aux valeurs nominales en régime permanent. Les critères pour les essais de marge sont les suivants:

- a) démontrer la capacité du générateur et du système d'excitation à accepter la charge d'essai de marge (généralement le courant d'appel et de démarrage élevé à faible facteur de puissance d'un moteur de pompe) sans présenter d'instabilité susceptible d'entraîner un effondrement de la tension du générateur ni de preuves significatives de l'incapacité de la tension à se rétablir;
- b) démontrer la disponibilité d'un couple moteur suffisant pour empêcher le calage du moteur et permettre au régime du moteur de se rétablir lorsqu'il est soumis à la charge d'essai de marge.

7.3 Vieillessement

7.3.1 Généralités

Les méthodes de gestion du vieillissement sont décrites dans le présent paragraphe pour les conditions applicables répertoriées en 5.1.2.2, qui sont jugées pertinentes. Il convient de gérer le vieillissement des unités DG conformément aux normes IEEE 1205, IEC 62342 et IEC/IEEE 60780-323.

7.3.2 Équipements importants pour la sûreté

Les composants et ensembles relevant du domaine d'application du présent document (voir la Figure 1) doivent être classés dans l'une des deux catégories suivantes:

- a) les composants et ensembles exigés pour permettre à l'unité DG de fonctionner à la hauteur de ses capacités décrites en 5.1 (ci-après dénommées fonctions liées à la sûreté/importantes pour la sûreté). Ces composants et ensembles doivent tenir compte du vieillissement en tant que cause potentielle de défaillances de cause commune. Des exemples peuvent inclure le régulateur de vitesse, le générateur, les câbles, le système d'excitation, le moteur, les électrovannes d'air de démarrage, ainsi que les joints et garnitures utilisés pour empêcher les fuites qui dégradent les performances de l'unité;
- b) les composants et ensembles qui ne sont pas exigés pour exécuter une fonction de sûreté. Chacun de ces composants ou ensembles d'équipements classés de sûreté/non classés de sûreté exige une vérification pour démontrer que sa défaillance ou son dysfonctionnement ne dégrade pas une fonction de sûreté. Cela peut être réalisé par des essais ou des analyses. Des exemples peuvent être les sondes à résistance (SR) des générateurs, les appareils de chauffage, les compresseurs d'air de démarrage, les appareils et pompes de maintien au chaud, ainsi que les joints et garnitures dont la défaillance ne dégrade pas les performances de l'unité.

7.3.3 Classification en fonction du vieillissement

Une classification plus précise des composants liés à la sûreté/importants pour la sûreté identifiés en 7.3.2 a) est exigée pour prendre en compte le potentiel de défaillances liées à l'âge. Les catégories du Tableau 3 représentent cette classification.

Tableau 3 – Format pour la classification des composants en fonction du vieillissement (voir l'Annexe B)

Composant	Éléments avec mécanismes de défaillance liés à l'âge	Méthode de qualification du vieillissement	Éléments sans mécanismes de défaillance liés à l'âge
Indiquer les composants spécifiques (par exemple, générateur, moteur, pompe, panneau de commande, réservoirs, régulateurs de vitesse, électrovannes, vannes, régulateur de tension/systèmes d'excitation, disjoncteur)	Indiquer tous les éléments ou matériaux de ce composant qui ont des mécanismes de défaillance liés à l'âge (par exemple, joints, isolation, roulements, parties non métalliques, isolement électrique)	Indiquer la méthode utilisée (par exemple, vieillissement accéléré (IEC/IEEE 60780-323) Analyse périodique de remplacement, expérience opérationnelle en condition sismique (IEC/IEEE 60980-344)	Indiquer tous les éléments ou matériaux du composant qui ne comportent pas de mécanismes de défaillance liés à l'âge (composant en métal, composant en céramique, par exemple)

Les composants qui ne comportent pas de mécanismes de défaillance significatifs liés à l'âge peuvent être exclus. Par exemple, il est admis que la fonte utilisée dans le bloc moteur principal ne représente pas un mécanisme potentiel de défaillance lié à l'âge sur la durée de vie utile normale de la centrale nucléaire.

Après classification, les composants qui présentent des défaillances potentielles liées à l'âge doivent être qualifiés par l'essai (méthode préférentielle), l'analyse ou une combinaison d'essais et d'analyse. Les composants dont la durée de vie qualifiée identifiée résultante est inférieure à l'objectif de durée de vie qualifiée global doivent avoir un intervalle de maintenance/remplacement défini. Si le vieillissement par essai est utilisé, il doit être suivi d'une qualification sismique pour satisfaire aux exigences de l'IEC/IEEE 60980-344. Dans tous les cas, les exigences de documentation de l'IEC/IEEE 60780-323:2016, Article 8, et l'analyse périodique de remplacement (7.4.1.9) doivent être respectées. Un exemple de ce processus est fourni à l'Annexe B.

7.4 Exigences de qualification sismique

La qualification sismique selon l'IEC/IEEE 60980-344 est exigée pour l'ensemble des composants classés de sûreté et importants pour la sûreté. Les composants non classés de sûreté doivent faire l'objet d'une analyse ou d'un essai démontrant qu'ils ne dégradent pas la fonction de sûreté de l'unité lors d'un événement sismique. Les essais parasismiques doivent être suivis d'essais fonctionnels pour vérifier les capacités applicables.

7.5 Surveillance continue

7.5.1 Généralités

La surveillance continue, y compris les essais périodiques décrits en 8.4, peut être utilisée comme base pour identifier la dégradation de l'équipement et valider les résultats des essais de vieillissement et des essais d'équipement vieilli décrits en 7.3.

7.5.2 Maintenance, inspection, essai et surveillance préventifs

Un programme de maintenance, d'inspection, d'essai et de surveillance préventif distinct (voir aussi le 7.5.3) doit être établi pour l'unité DG et tous les systèmes de support en fonction des recommandations du fabricant, ou un autre programme alternatif avec un fondement technique suffisant pour les unités DG utilisées dans les applications de secours du secteur nucléaire. Ces recommandations de maintenance, d'inspection, d'essai et de surveillance préventives peuvent être fondées sur des conditions, des heures de fonctionnement, des intervalles de temps fixes, une expérience opérationnelle dans l'industrie ou une combinaison de ces éléments. Les programmes doivent inclure, au minimum, des procédures spécifiques pour chaque partie de l'unité, comme suit:

a) la maintenance, les inspections et les essais doivent couvrir les éléments suivants:

- 1) le moteur, y compris le régulateur de vitesse, le dispositif de déclenchement par survitesse, les composants internes dans la mesure du possible, le turbocompresseur, les composants de l'huile de graissage, les composants du carburant, les composants de l'eau de la gaine, les composants de démarrage, le nettoyage, un graissage adéquat et la chimie de l'eau;
- 2) le générateur et le système d'excitation rotatif (le cas échéant), y compris les conditions d'isolation, les roulements, le système de refroidissement, le système de graissage et les appareils de chauffage (le cas échéant);
- 3) les équipements électriques auxiliaires, y compris la commande locale du moteur et du générateur, le système d'excitation et le régulateur de tension, ainsi que les composants de protection et de surveillance;
- 4) les sous-systèmes, notamment:
 - i) le système d'alimentation de démarrage, généralement constitué de réservoirs d'air, de compresseurs, de canalisations, de vannes, des instruments et dispositifs de contrôle-commande associés, ainsi que d'une alimentation électrique fiable;
 - ii) le système de combustible, généralement composé de pompes, de filtres (deux boucles pour effectuer le remplacement du filtre en service), de canalisations, de vannes, ainsi que d'instruments et de dispositifs de contrôle-commande associés;
 - iii) le système de graissage, généralement constitué de pompes, de filtres, de filtres duplex, d'appareils et de pompes de maintien au chaud, de refroidisseurs, de réservoirs d'huile, de tuyauteries, de vannes, ainsi que d'instruments et dispositifs de contrôle-commande associés;
 - iv) le système d'eau de refroidissement, généralement constitué de réservoirs d'expansion, d'échangeurs de chaleur, de pompes, d'appareils et de pompes de maintien au chaud, de tuyauteries, de vannes, ainsi que des instruments et dispositifs de contrôle-commande associés.

b) la surveillance doit inclure les éléments suivants:

- 1) les pratiques de surveillance des unités DG doivent suivre les pratiques similaires à celles de l'ASME OM, Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants (Part 16, Performance Testing and Monitoring of Standby Diesel Generator Systems in Light-Water Reactor Power Plants), ou d'autres normes équivalentes.

Il convient que les armoires et/ou enveloppes électriques comportent également des accès d'observation de thermographie.

7.5.3 Enregistrements et analyses

Des enregistrements doivent être tenus à jour pour chaque unité DG afin de fournir une base pour les analyses des performances globales de l'unité. Ces enregistrements fournissent également une base pour vérifier toute hypothèse formulée concernant les mécanismes de défaillance liés à l'âge. La documentation peut également être utilisée pour raccourcir ou étendre les intervalles de remplacement en s'appuyant sur un concept complet de surveillance des conditions et des stratégies de maintenance.

7.6 Modifications

Les modifications apportées à une unité DG précédemment qualifiée, comme le régulateur de vitesse, le générateur, l'effet de volant global du système, les caractéristiques du système d'excitation, les fluides de refroidissement, ou d'autres accessoires/auxiliaires qui peuvent modifier la capacité ou les performances d'une unité DG précédemment qualifiée, doivent être analysées afin de déterminer si le degré de modification est important ou mineur.

- a) Les modifications majeures apportées à un moteur qualifié, comme les modifications de la course ou de l'alésage, la pression efficace moyenne des freins, la vitesse ou l'agencement de l'unité DG dans une configuration unique ou différente, doivent être requalifiées conformément au 7.6.
- b) Les modifications mineures apportées à une unité DG précédemment qualifiée, comme la substitution ou l'ajout de composants, doivent être qualifiées par l'analyse ou l'essai, ou les deux.

7.7 Documentation

La documentation de qualification doit être conforme à l'IEC/IEEE 60780-323 et doit inclure les éléments suivants:

- a) service et environnement (voir 5.1.2.2);
- b) tableau de classification de tous les composants de différentes classes de sûreté, comme cela est décrit dans les systèmes de classification de sûreté de l'IEEE et de l'IEC;
- c) analyse/justification des composants non classés de sûreté/importants pour la sûreté;
- d) tableau de classification des différentes classes de sûreté et "hors sûreté" des composants avec ou sans mécanismes de défaillance liés à l'âge;
- e) justification des méthodes de vieillissement pour différents composants;
- f) données d'essai pour les panneaux de commande, le système d'excitation/régulation (y compris les données sismiques);
- g) données d'essai pour l'essai des systèmes d'isolation;
- h) données d'essai pour les essais sismiques de composants mécaniques de petite taille;
- i) données d'analyse pour l'analyse sismique des composants de générateur, de moteur et des composants mécaniques majeurs;
- j) données historiques/justifications pour les éléments qui exigent un remplacement périodique;
- k) corrélation entre le programme de qualification et les informations du livre d'instructions pour le remplacement périodique, etc.

8 Essais sur site

8.1 Essais

Les essais sur site doivent comprendre des essais d'acceptation sur site, des essais préopérationnels et des essais périodiques. Les essais individuels doivent être conformes au Tableau 4.

Tableau 4 – Essais sur site

Référence	Essais	Essais d'acceptation sur site (8.2)	Essais préopérationnels (8.3)	Essais de disponibilité (8.4.2.2)		Essais de fonctionnement du système - remplissage/ deux ans (8.4.2.3)	Essais d'indépendance 10 ans (8.4.2.4)
				Mensuel	Semi-annuel		
8.2.2.2	Démarrage	X	—	—	—	—	—
8.2.2.3	Acceptation de charge	X	—	—	—	—	—
8.2.2.4	Charge assignée	X	—	—	—	—	—
8.2.2.5	Rejet de charge	X	—	—	—	—	—
8.2.2.6	Électriques	X	—	—	—	—	—
8.2.2.7	Sous-système	X	—	—	—	—	—
8.3.2	Fiabilité	—	X	—	—	—	—
8.5.2	Démarrage lent	—	—	X	—	—	—
8.5.3	Mise en charge	—	—	X	X	—	—
8.5.4	Démarrage rapide	—	—	—	X	—	—
8.5.5	PTAE	—	X	—	—	X	—
8.5.6	Signal d'accident	—	X	—	—	X	—
8.5.7	Combinaison signal d'accident et PTAE	—	X	—	—	X	—
8.5.8	Rejet de la charge la plus importante	—	X	—	—	X	—
8.5.9	Rejet de la charge nominale	—	X	—	—	X	—
8.5.10	Endurance et charge	—	X	—	—	X	—
8.5.11	Redémarrage à chaud	—	X	—	—	X	—
8.5.12	Synchronisation	—	X	—	—	X	—
8.5.13	Contournement des déclenchements de protection	—	X	—	—	X	—
8.5.14	Vérification du déclenchement de protection	—	X	—	—	X	—
8.5.15	Inhibition du mode d'essai	—	X	—	—	X	—
8.5.16	Indépendance	—	X	—	—	—	X

8.2 Essais d'acceptation sur site

8.2.1 Généralités

Après l'assemblage final et les essais de démarrage préliminaires, chaque unité DG doit être soumise à l'essai sur le site afin de démontrer la capacité de l'unité à exécuter sa fonction prévue.

8.2.2 Essais

8.2.2.1 Généralités

Les essais à appliquer à l'unité DG sont indiqués dans le Tableau 4 et sont décrits du 8.2.2.2 au 8.2.2.7:

8.2.2.2 Essai de démarrage

Les essais de démarrage doivent démontrer la capacité d'atteindre et de stabiliser la fréquence et la tension dans les limites et le délai définis dans les spécifications de l'équipement. Les critères d'acceptation pour la fréquence et la tension doivent être supérieurs ou égaux à la tension et à la fréquence minimales exigées dans un délai spécifié pour les charges liées à la sûreté/importantes pour la sûreté.

8.2.2.3 Essai d'acceptation de charge

Les essais d'acceptation de charge doivent démontrer la capacité à accepter les différentes charges qui constituent la charge nominale, comme cela est décrit à l'Article 5 et en 7.2.3, selon la séquence et la durée souhaitées, et à maintenir la tension et la fréquence dans les limites acceptables. Si l'unité DG a une capacité de fonctionnement en charge légère ou à vide, la séquence d'essai d'acceptation de charge doit tenir compte des effets potentiels sur l'acceptation de charge à la suite d'un tel fonctionnement (voir aussi le 5.2.2).

8.2.2.4 Essai de charge assignée

Les essais de charge assignée doivent démontrer la capacité à acheminer les charges suivantes pendant les durées indiquées sans dépasser les limites de conception du fabricant:

- a) une charge égale au régime continu assigné, en tenant compte du facteur de puissance, pendant le temps exigé pour atteindre l'équilibre de température du moteur plus 1 h;
- b) immédiatement après la charge du point a), la charge en service nominal temporaire doit être appliquée pendant une période de 2 h.

8.2.2.5 Essai de rejet de charge

Les essais de rejet de charge doivent démontrer la capacité de rejeter une charge en service nominal temporaire sans dépasser la vitesse ou la tension qui causera des déclenchements ou des dommages aux composants.

8.2.2.6 Essai électrique

Les essais électriques doivent démontrer sur le plan fonctionnel que les propriétés électriques du générateur, du système d'excitation, du système de régulation de la tension, du système de régulateur de vitesse du moteur et des systèmes de contrôle-commande et de surveillance sont acceptables pour l'application prévue et qu'elles respectent les exigences de conception en régime permanent et de conception dynamique pour la fréquence, la tension et la puissance de sortie.

8.2.2.7 Essai des sous-systèmes

Les essais doivent démontrer la capacité des systèmes de contrôle-commande, de protection et d'instrumentation à fonctionner conformément aux exigences de l'application prévue.

8.2.3 Charges d'essai

Les charges à appliquer, à transporter et à rejeter au cours des essais sur site doivent être les auxiliaires de charge nominale situés à la centrale. Des charges équivalentes peuvent être utilisées si ces auxiliaires ne peuvent pas être utilisés pour les essais.

8.3 Essais préopérationnels

8.3.1 Généralités

À l'issue de l'essai d'acceptation sur site, des essais préopérationnels doivent être réalisés afin de démontrer l'adéquation au démarrage et au fonctionnement des unités DG et du système. Les essais sont décrits en 8.3.2 et en 8.3.3.

8.3.2 Essai de fiabilité

Les essais de fiabilité doivent démontrer qu'un niveau acceptable de fiabilité a été atteint pour mettre la nouvelle unité DG en fonctionnement. Cela doit être réalisé par un minimum de 25 démarrages valides (par exemple, 20 démarrages lents (8.5.2) pour réduire l'usure et 5 démarrages rapides (8.5.4) et essais de mise en charge (8.5.3) sans défaillance sur chaque unité DG installée. L'Annexe C fournit davantage d'informations sur les éléments du programme de fiabilité des unités DG.

8.3.3 Essais préopérationnels individuels

Les essais préopérationnels individuels doivent être conformes au Tableau 4 et au 8.4.2.

8.4 Essais opérationnels

8.4.1 Généralités

Après avoir été mise en service, l'unité DG doit être soumise à des essais périodiques afin de démontrer que la capacité continue et la disponibilité de l'unité pour exécuter sa fonction prévue sont acceptables. Les enregistrements et analyses décrits en 8.6 doivent être tenus à jour pour tous les essais périodiques. Il est admis de pouvoir combiner certains de ces essais qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer séparément. La périodicité de l'essai est recommandée en fonction de l'expérience opérationnelle. Toutefois, les exigences spécifiques à l'installation ou les recommandations fournies par le fabricant de l'unité DG, ou un argumentaire de sûreté de l'installation avec un fondement technique, doivent être appliqués pour annuler la fréquence ou la périodicité des essais prévus dans le Tableau 4. Les essais fonctionnels des unités DG redondantes doivent être distribués de manière uniforme sur l'intervalle d'essai (par exemple, une série d'essais d'un train par semaine). Il n'est pas nécessaire de commencer les essais périodiques décrits en 8.4.2 à partir des conditions de veille, sauf spécification contraire:

- a) l'équipement d'essai ne doit pas entraîner une perte d'indépendance entre les unités DG redondantes ni entre les groupes de charge des unités DG;
- b) les essais périodiques d'une unité DG ne doivent pas compromettre la capacité de l'unité à fournir une alimentation d'urgence dans le délai de démarrage exigé en réponse aux signaux de démarrage;
- c) tous les déclenchements de protection et les alarmes de l'unité DG doivent être en état de fonctionnement et d'étalonnage au cours des essais périodiques applicables;

- d) les procédures écrites pour les essais doivent être établies et utilisées. Les procédures doivent inclure les recommandations d'essai applicables du fabricant, identifier l'ensemble des dispositions particulières ou modifications de la configuration normale du système de l'installation exigées pour effectuer l'essai et tenir compte de l'évaluation de la sûreté de l'installation. Les procédures doivent être utilisées pour vérifier que le système est rétabli dans sa configuration normale après l'exécution des essais. Tous les essais doivent généralement être conformes aux recommandations du fabricant concernant la réduction de l'usure du moteur, y compris le refroidissement à puissance réduite, suivi d'un graissage après le fonctionnement. Les procédures d'essai qui impliquent le démarrage et l'arrêt de l'unité DG doivent inclure les étapes suivantes qui sont pertinentes pour chaque essai spécifique:
- 1) observer et enregistrer les données de prédémarrage répertoriées dans le Tableau 5;
 - 2) déclencher le signal de démarrage et mesurer et consigner le délai de démarrage avant obtention de la tension et de la fréquence assignées pour tous les démarrages rapides;
 - 3) vérifier que la tension et la fréquence du générateur sont maintenues dans les limites prescrites pour les circonstances particulières de chaque essai;
 - 4) enregistrer les paramètres répertoriés dans le Tableau 5 au début et à l'issue de chaque essai de charge et à des intervalles de 1 h au cours de chaque essai, le cas échéant. Les données doivent être enregistrées dans des conditions similaires pour une utilisation dans les analyses de tendances;
 - 5) observer et enregistrer les données postessai répertoriées dans le Tableau 5 après l'exécution de l'essai;
- e) une communication doit être établie entre l'emplacement d'essai de l'unité DG et la salle de commande principale afin que les opérateurs connaissent le statut de l'unité DG en essai;
- f) au cours des essais de fonctionnement du système, des problèmes peuvent survenir avec certains composants qui n'altèrent pas l'objectif global des essais. Ces composants doivent être réparés, et leur interface avec le système doit être soumise à un nouvel essai. Toutefois, l'essai total peut ne pas être répété sauf si cela est nécessaire en raison de la fonction critique du composant considéré.

Les conditions anormales découvertes au cours d'un essai doivent être évaluées afin de déterminer si l'une des propositions suivantes s'applique:

- cette condition empêcherait l'unité DG d'exécuter sa fonction prévue;
- l'essai est un essai valide.

Pour les besoins des essais périodiques, l'unité DG ne doit pas être utilisée en dehors des caractéristiques continues assignées par l'OEM, à l'exception des dispositions relatives à la mise en charge en service nominal temporaire à court terme lors de l'essai d'endurance et de charge (voir le 8.5.10).

8.4.2 Essais périodiques

8.4.2.1 Généralités

Les essais périodiques doivent comprendre des essais de disponibilité, de fonctionnement du système et de vérification de l'indépendance.

Tableau 5 – Paramètres d'essai

Paramètre ^a	Prédémarrage	Pendant l'essai	Après l'essai
<u>Pressions</u>			
Huile de graissage: moteur – entrée	X	X	—
Huile de graissage: turbo – entrée	X	X	—
Huile de graissage: moteur – filtre différentiel	—	X	—
Huile de graissage: turbo – filtre différentiel	—	X	—
Collecteur d'air de combustion	—	X	—
Eau de la gaine	—	X	—
Carter	—	X	—
Air de démarrage	X	X	X
Collecteur de gasoil	X	X	—
<u>Températures</u>			
Huile de graissage: moteur – entrée et sortie	X	X	—
Eau de la gaine: moteur – entrée et sortie	X	X	—
Échappement: chaque cylindre moteur	—	X	—
Échappement: sortie turbo	—	X	—
Échappement: collecteur d'échappement (le cas échéant)	—	X	—
Enroulement du stator	—	X	—
<u>Électriques</u>			
Fréquence	—	X	—
Puissance	—	X	—
Réactive	—	X	—
Courant: générateur – toutes les phases	—	X	—
Tension: générateur – toutes les phases	—	X	—
Courant: champ	—	X	—
Tension: champ	—	X	—
<u>Niveaux</u>			
Huile de graissage: carter du générateur du moteur	X	X	X
Huile de graissage: roulements du générateur	X	X	X
Eau de la gaine: tube vertical ou réservoir de dilatation	X	X	X
^a Ces paramètres sont considérés comme les exigences minimales du présent document (lorsqu'ils s'appliquent à la conception de l'unité DG). Des paramètres supplémentaires peuvent être ajoutés pour les mesurages de performances.			

8.4.2.2 Essais de disponibilité

Ces essais démontrent la capacité continue de l'unité DG à démarrer et à accepter la charge. Une fréquence d'une fois tous les 31 jours (essai de démarrage lent et essai de mise en charge) est recommandée. Les intervalles d'essai recommandés sont fondés sur la nécessité de graissage (des roulements et des cylindres), de contrôle des fuites potentielles et d'autres mécanismes de dégradation identifiés, afin de s'assurer que l'unité DG est prête à fonctionner.

Chaque unité DG doit être démarrée comme cela est décrit en 8.5.2 et chargée comme cela est décrit en 8.5.3. En lieu et place de l'essai de démarrage lent ci-dessus, une fois tous les six mois, un démarrage rapide décrit au 8.5.4 et un essai de mise en charge décrit au 8.5.3 doivent être réalisés. Il est admis d'étendre les intervalles d'essai, sous réserve de documenter l'extension dans l'argumentaire de sûreté, de fonder cette décision sur l'expérience opérationnelle acquise et de la valider en démontrant le fonctionnement fiable de l'unité DG sur une période de plusieurs années.

8.4.2.3 Essais de fonctionnement du système

Cette série d'essais démontre la capacité de l'unité DG à exécuter sa fonction prévue dans des conditions d'urgence simulées. Ces essais doivent être réalisés à l'arrêt/lors des interruptions pour ravitaillement en carburant ou à une fréquence inférieure ou égale à tous les 24 mois en effectuant les essais identifiés dans le Tableau 4. Certains essais peuvent être réalisés en mode exploitation s'il est possible d'évaluer que les essais peuvent être réalisés en toute sécurité sans augmenter la probabilité d'un déclenchement de l'installation, d'une perte d'alimentation électrique des tableaux de sûreté ou d'un état PTAE.

8.4.2.4 Essai de vérification de l'indépendance

Cet essai implique de démontrer que les trains d'alimentation électrique de secours sont indépendants à une fréquence d'une fois tous les 10 ans (pendant un arrêt de l'installation); ou, à la suite de toute modification susceptible d'affecter l'indépendance de l'unité DG (si cette fréquence est plus courte), en démarrant simultanément toutes les unités redondantes afin d'identifier certaines défaillances de cause commune non détectées dans les essais portant sur une seule unité DG (voir aussi le Tableau 4).

8.5 Description de l'essai

8.5.1 Généralités

Les descriptions suivantes s'appliquent aux essais répertoriés dans le Tableau 4. Ces essais doivent être précédés d'une période de graissage préalable et doivent généralement être conformes aux recommandations du fabricant concernant la réduction de l'usure du moteur, y compris le refroidissement à puissance réduite, suivi d'un graissage après fonctionnement. Sauf indication contraire, ces essais doivent être réalisés à un facteur de puissance aussi proche que possible du facteur de puissance de la charge nominale, si les conditions de tension de l'installation le permettent.

8.5.2 Essai de démarrage lent

Démontrer un démarrage adéquat à partir des conditions de veille et vérifier que la tension et la fréquence nominales exigées sont atteintes. L'unité peut être démarrée lentement et atteindre la vitesse assignée selon un programme prescrit de façon à réduire la contrainte et l'usure sur l'unité DG.

8.5.3 Essai de mise en charge

Démontrer la capacité de transport de charge, avec une charge équivalente entre 90 % à 100 % du régime continu assigné de l'unité DG, pendant un intervalle d'au moins 1 h et jusqu'à ce que l'équilibre de température soit atteint. Cet essai peut être réalisé en synchronisant le générateur avec la source d'alimentation externe. L'essai peut être réalisé à un facteur de puissance unitaire ou à un facteur de puissance inductif dans les limites de la capacité de l'unité DG. La mise en charge et hors charge d'une unité DG au cours de cet essai doivent être progressives et fondées sur un programme prescrit qui a été choisi pour réduire la contrainte et l'usure sur l'unité DG.